

Nota Técnica nº 68/2023-SGM/ANEEL

Em 10 de agosto de 2023.

Processos: 48500.004659/2014-34

**Assunto: Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) das normas aplicáveis aos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e da Tarifa de Energia de Otimização (TEO)**

## I. DO OBJETIVO

1. Trata-se de Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) das normas aplicáveis aos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e à Tarifa de Energia de Otimização (TEO), conforme disposição prevista no art. 32 da Resolução Normativa nº 1.032, de 2022, que determina a realização de ARR para vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

## II. DOS FATOS

2. O art. 22 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabelece que as transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) sejam realizadas mediante encargo, baseado em tarifa de otimização a ser estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa é destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento de compensação pelo uso dos recursos hídricos.

3. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 57, determina que a contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo sejam realizadas com base no PLD. Tal preço, publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), deve ser calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO), além de ser limitado por referências mínima e máxima.

4. Os parágrafos 2º e 3º do Decreto nº 5.163, de 2004, dispõem sobre a forma de cálculo dos valores máximo e mínimo do PLD. O §2º estabelece que o valor máximo deve ser calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado. Já o §3º do art. 57 estabelece que o valor mínimo seja calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os custos relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e *royalties*.

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



Pág. 2 da Nota Técnica nº 68/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

5. Por meio da Resolução nº 222, de 30 de junho de 1999, a ANEEL estabeleceu o valor da tarifa de otimização de que trata o art. 22 do Decreto nº 2.655/1998, passando a ser designada Tarifa de Energia de Otimização (TEO). A Resolução nº 172, de 7 de maio de 2001, revisou a TEO, sendo a sua forma de cálculo fixada nos termos da Nota Técnica nº 002/2001-SRG/ANEEL<sup>1</sup>. Desde então, o seu valor vem sendo atualizado pela inflação.

6. A Resolução Normativa nº 858, de 1º de junho de 2019, revogou a Resolução nº 682, de 2003, e a Resolução Normativa nº 392, de 2009, que estabeleciam os limites máximo e mínimo de PLD e os critérios para o cálculo da TEO aplicável exclusivamente à usina hidrelétrica de Itaipu (TEO<sub>Itaipu</sub>). Ao longo da vigência das resoluções revogadas, os critérios estabelecidos foram aperfeiçoados pelas Resoluções Normativas nº 633/2014 e 692/2015, que também foram revogadas pela Resolução Normativa nº 858/2019.

7. Na Resolução Normativa nº 858/2019 definiram-se os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD e da TEO, após a realização da Audiência Pública nº 22, em 2019.

8. A Resolução Normativa nº 858/2019 foi posteriormente revogada pela Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, que consolidou diversos atos regulatórios da ANEEL, sem alterações de mérito.

9. O art.32 da Resolução Normativa nº 1.032/2022 prevê a realização de ARR para o seu Capítulo V, que trata dos Limites Máximo e Mínimos do PLD e do Valor da TEO, nestes termos:

Art. 32. Será realizada Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) do Capítulo V desta Resolução para vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

10. Em 29 de dezembro de 2022, a Resolução Homologatória nº 3.167 fixou os valores da TEO e TEO Itaipu, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do PLD para 2023.

11. Na 5ª Reunião Pública Extraordinária, de 29/12/2022, que aprovou a Resolução Homologatória nº 3.167/2022, a Diretoria da ANEEL determinou que fosse incorporada na ARR análise dos questionamentos encaminhados pelos agentes de mercado para a TEO<sub>Itaipu</sub>.

### III. DA ANÁLISE

12. No âmbito do Mercado de Curto Prazo (MCP), as contabilizações e liquidações são efetuadas com base no PLD. A metodologia adotada para a formação de preços no MCP é resultado de algoritmo de otimização que tem como função-objetivo minimizar o custo total de operação diante da oferta disponível de recursos eletroenergéticos e de uma demanda prevista. O Custo Marginal de Operação (CMO) revela o valor de produção incremental da energia,

<sup>1</sup> Processo SIC nº 48500.083181/2003-00

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



Pág. 3 da Nota Técnica nº 68/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

perfazendo a ordem de mérito econômica para o acionamento dos recursos de geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Uma das principais diferenças entre o cálculo do CMO e do PLD é que para o preço há fixação de limites máximo e mínimo, sob responsabilidade da ANEEL, conforme diretrizes emanadas do art. 57 do Decreto nº 5.163/2004.

13. A TEO cumpre a função de endereçar os custos incrementais (marginais) incorridos na operação e manutenção de usinas hidrelétricas e o pagamento da Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH), todos eles vinculados à energia transacionada no MRE.

14. Os limites máximo e mínimo do PLD vêm sendo homologados anualmente pela ANEEL. A última atualização (Resolução Homologatória nº 3.167, de 29 de dezembro de 2022), estabeleceu os valores de R\$69,04/MWh para o limite mínimo (PLD<sub>min</sub>), de R\$684,73/MWh para o limite máximo estrutural (PLD<sub>max</sub> estrutural) e de R\$ 1.404,77/MWh para o limite máximo horário (PLD<sub>max</sub> horário).

15. As tarifas TEO e TEO<sub>itaipu</sub> também são reajustadas anualmente, sendo a mais recente atualização por meio da mesma Resolução Homologatória nº 3.167/2002, quando foram estabelecidos os valores de R\$ 15,05/MWh para a TEO e de R\$ 69,04/MWh para a TEO<sub>itaipu</sub>, com vigências a partir de 1º de janeiro de 2023.

16. De acordo com a Resolução Normativa nº 941, de 6 de julho de 2021, que dispõe sobre a Norma de Organização nº 40 da ANEEL, a ARR é um instrumento de avaliação do desempenho do ato normativo. Dela consta a seguinte definição para o ARR:

Art. 2º Para os efeitos desta Norma, entende-se:

(...)

II – Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) é um instrumento de avaliação do desempenho do ato normativo adotado ou alterado, considerando o atingimento dos objetivos e resultados pretendidos, bem como demais impactos observados sobre o mercado e a sociedade, em decorrência de sua implementação.

17. Com efeito, a ARR em tela visa verificar se os critérios e procedimentos estabelecidos para o cálculo dos limites máximos e mínimos do PLD e para os valores da TEO e da TEO<sub>itaipu</sub> estão aderentes aos objetivos pretendidos quando da edição da norma. A presente avaliação não se destina a propor alternativas regulatórias, por exemplo por meio de Análise de Impacto Regulatório (AIR), mas avaliar se a norma vigente cumpriu seus objetivos. Outra função da ARR é produzir subsídios para aprimoramentos futuros da norma em discussão.

18. A análise completa encontra-se no Relatório de Análise de Resultado Regulatório (Apêndice I desta Nota Técnica), que está estruturado do seguinte modo:

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



Pág. 4 da Nota Técnica nº 68/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

- (i) Sumário Executivo;
- (ii) Justificativa e finalidade pretendida com o ARR;
- (iii) Descrição da regulação;
- (iv) Objetivos da regulação;
- (v) Avaliação dos resultados e demais impactos da regulação; e
- (vi) Discussão dos resultados e recomendações.

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

19. As argumentações apresentadas nesta Nota Técnica são fundamentadas nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

- Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
- Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016;
- Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998;
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002;
- Decreto nº 7.506, de 27 de junho de 2011;
- Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019;
- Resolução Normativa nº 941, de 6 de julho de 2021;
- Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022;
- Resolução Normativa n. 1.009, de 22 de março de 2022; e
- Resolução Homologatória nº 3.167, de 29 de dezembro de 2022.

#### V. DA CONCLUSÃO

20. Conclui-se que a ARR em tela cumpriu o papel de se apropriar da matéria regulatória objeto do Capítulo V da Resolução Normativa nº 1.032/2022. Essa avaliação implicou a ratificação de parte de seu conteúdo normativo, ao tempo em que também identificou aspectos que merecem ser aperfeiçoados.

21. Para os tópicos que ensejam evolução regulatória, foi indicado o rito mais pertinente, se a instauração de processo de Análise de Impacto Regulatório (AIR) ou de Tomada de Subsídios.

#### VI. DA RECOMENDAÇÃO

22. Diante do exposto, recomenda-se realizar sorteio de Diretor(a)-Relator(a) para a apreciação da matéria em tela, assim viabilizando o conhecimento da ARR pela Diretoria, com posterior deliberação quanto à sua aprovação.

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



Pág. 5 da Nota Técnica nº 68/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

*(Assinado digitalmente)*

**BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO**

Especialista em Regulação  
Coordenador do Núcleo de Estudos  
Energéticos, Comerciais e de Suporte à  
Regulação

*(Assinado digitalmente)*

**MATEUS MACHADO NEVES**

Especialista em Regulação  
Coordenador dos Serviços e Instalações de  
Geração

*(Assinado digitalmente)*

**AYMORE DE CASTRO ALVIM FILHO**

Especialista em Regulação  
Coordenador de Operações de Mercado

*(Assinado digitalmente)*

**OTÁVIO RODRIGUES VAZ**

Gerente de Regulação do Mercado de  
Energia Elétrica

*(Assinado digitalmente)*

**MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ**

Gerente de Regulação dos Serviços de  
Geração de Energia Elétrica

*(Assinado digitalmente)*

**FELIPE ALVES CALABRIA**

Superintendente-Adjunto de Regulação dos  
Serviços de Geração e do Mercado de  
Energia Elétrica

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*

**ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO**

Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação CBBDF A3400745998

Pág. 6 da Nota Técnica nº 68/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

APÊNDICE I – Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10 de agosto de 2023.

***Avaliação de Resultado Regulatório  
(ARR) das normas aplicáveis aos limites  
máximo e mínimo do Preço de  
Liquidação das Diferenças (PLD) e ao  
valor da Tarifa de Energia de  
Otimização (TEO)***

***Relatório de Análise de Avaliação Regulatório  
nº 001/2023-SGM/ANEEL***

***Documento juntado à Nota Técnica nº 68/2023-SGM/ANEEL  
Processo nº 48500.004659/2014-34***

Esta Análise de Resultado Regulatório observa o disposto no art. 32 da Resolução Normativa n. 1.032, de 26 de julho de 2022, o qual prevê que sua realização e conclusão ocorram até o início de 1º de janeiro de 2024. O objeto avaliado foram as sistemáticas aplicáveis aos limites máximos e mínimos do Preço de Liquidação da Diferença (PLD), bem como a formação dos valores das Tarifas de Energia de Otimização (TEO) e TEO<sub>itaipu</sub>.

O ferramental analítico aplicado para tanto reuniu aspectos conceituais atrelados à formação de preços em mercados de eletricidade, caracterização de seus bens e serviços, mecanismos alocativos correlatos e apontamento das respectivas falhas estruturais. Esses preceitos metodológicos foram mesclados com os princípios legais e regulatórios atinentes, ao fim culminando no detalhamento da matéria regulada pela ANEEL.

O seu completo exame ainda exigiu percorrer o histórico da regulação aplicada para cada qual dos tópicos de interesse. Também se fez o uso de simulações quantitativas desempenhadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que trouxeram sensibilidades importantes para a medição de efetividade e de eficácia do arcabouço vigente.

Os principais achados da análise foram estes:

- A formação e o valor do PLD<sub>max</sub> estrutural foram capazes de assegurar solvência para o mercado de energia elétrica, ao mesmo tempo também endereçando os custos do serviço de segurança de suprimento. Durante a vigência do normativo, o Sistema Interligado Nacional (SIN) experimentou o pior choque de oferta de que se tem conhecimento, o que se revelou oportunidade singular para a avaliação dessa intervenção regulatória em particular;
- Malgrado tenha executado o seu papel precípua, a atualização do PLD<sub>max</sub> estrutural exige prévio exame de modificações feitas pelo planejamento setorial quanto aos parâmetros e critérios vinculados à segurança de suprimento. A atual regulação da ANEEL faz uso direto dessas informações, inclusive explicitando alguns de seus aspectos no texto normativo. Ao impactar diretamente o escopo da regulação, entende-se que a acomodação dessas novas condições de contorno exige a instauração de Análise de Impacto Regulatório.
- Outro aspecto que merece aperfeiçoamento é a sistemática de conciliação entre o PLD<sub>max</sub> estrutural e o PLD<sub>max</sub> horário. A dinâmica atual não conseguiu prover variabilidade de preços no horizonte diário, em conjunturas em que o PLD<sub>max</sub> estrutural restara ativo. A





flutuação de preços em janela diária é uma das principais virtudes da granularidade horária de preços, porquanto ensejando evolução do regulamento nesse sentido.

- Entende-se que a metodologia aplicável à formação do  $PLD_{min}$  está adequada, ao observar o recurso marginal do sistema em conjunturas operativas dominadas por ofertas de fontes renováveis ou inflexíveis. Ao corresponder às expectativas conceituais, avalia-se que a métrica do  $PLD_{min}$  é capaz de assegurar remuneração uniforme aos agentes de mercados também nessas condições particulares de oferta do sistema.
- A TEO é um parâmetro cuja base de dados de suporte é antiga (2001). Esse aspecto merece atenção regulatória, com debate podendo ser inaugurado a partir da instauração de uma Tomada de Subsídios.
- O exame da estrutura de custos da  $TEO_{itaipu}$  apontou para a conformidade de sua natureza com as definições consagradas de custo variável. Ao atender ao principal requisito para a formação de preços em ambiente de mercado, entende-se que a  $TEO_{itaipu}$  permanece elegível à metodologia de formação do  $PLD_{min}$ .



## Conteúdo

1. Justificativa e finalidade pretendida com a ARR .....	5
2. Descrição da regulação .....	9
2.1 PLD <sub>max</sub> .....	13
2.1.1 Metodologia de cálculo do PLD <sub>max</sub> estrutural .....	17
2.2 PLD <sub>min</sub> .....	22
2.2.1 Histórico .....	28
2.2.2 TEO .....	29
2.2.3 TEO <sub>Itaipu</sub> .....	31
2.2.3 Manifestações de agentes setoriais .....	38
3. Objetivos da Regulação .....	40
4. Avaliação dos Resultados e Demais Impactos da Regulação.....	41
4.1 Comportamento histórico do preço e simulações.....	41
4.1.1 PLD <sub>max</sub> .....	42
4.1.2 PLD <sub>min</sub> .....	54
4.2 Granularidade Espacial do PLD <sub>min</sub> .....	59
5. Discussão dos resultados e recomendações.....	65
6. Assinaturas .....	69
7. Anexo .....	70

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 07457ABA00745997

Pág. 5 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

## 1. Justificativa e finalidade pretendida com a ARR

1. Trata-se de instrução administrativa que observa o disposto no art. 32 da Resolução Normativa n. 1.032, de 26 de julho de 2022<sup>1</sup>, que determinou a realização de ARR para os limites máximo e mínimo do PLD e para o valor da TEO. O mesmo comando regulatório previu a realização desta ARR para vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

2. A necessidade de o Regulador intervir sobre o espectro de realização do PLD remonta a diretrizes correlatas originalmente ao art. 22 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Nesse dispositivo, estabeleceu-se que as transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) estivessem sujeitas à aplicação de encargo, baseado em tarifa de otimização a ser estabelecida pela ANEEL. Trata-se de medida destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento de compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

3. Ademais, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, art. 57, determinou-se que a contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo fossem realizadas com base no PLD. Além disso, o PLD deveria ser publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ser calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO), além de também ser limitado por preços mínimo e máximo.

4. Nos parágrafos 2º e 3º do art. 57 do mesmo Decreto, elencaram-se condições de contorno que deveriam ser observadas quando do cálculo dos valores máximo e mínimo do PLD. No § 2º, estabeleceu-se que o valor máximo deveria ser calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado. Já no §3º, previu-se que o valor mínimo fosse calculado levando-se em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os custos de compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.

5. A regulação do tema na ANEEL iniciou-se em 1999, por meio da Resolução nº 222, de 30 de junho de 1999. Nessa ocasião, a ANEEL fixou o valor da tarifa de otimização de que trata o art. 22 do Decreto nº 2.655/1998, passando a ser designada de Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Por ocasião da publicação da Resolução nº 172, de 7 de maio de 2001, a TEO foi revisada, sendo a sua forma de cálculo estabelecida nos termos da Nota Técnica nº 002/2001-SRG/ANEEL<sup>2</sup>,

<sup>1</sup> A Resolução Normativa n. 1.032/2022, consolidou, sem qualquer modificação de conteúdo normativo, dentre outras normas da Agência, a Resolução Normativa n. 858, de 1º de outubro de 2018, que estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD, cujo comando regulatório de promoção do ARR já constava de seu art. 7º.

<sup>2</sup> Processo SIC nº 48500.083181/2003-00

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 6 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

tendo seu valor atualizado pela Resolução n. 149, de 1º de abril de 2003, além de outros atos subsequentes da Agência.

6. Em 2003, antes mesmo da edição do Decreto nº 5.163/2004, a ANEEL emitiu a Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003, estabelecendo o seguinte em seu art. 2º (*PMAE\_min* era como se chamava o PLD mínimo à época):

“Art. 2º O *PMAE\_min* será estabelecido com base no custo incremental, incluindo custo de operação e manutenção, compensação financeira e os royalties da usina hidroelétrica de Itaipu Binacional.

§ 1º Fica estabelecido o *PMAE\_min* em R\$ 16,95/MWh (dezesesseis reais e noventa e cinco centavos por megawatt/hora), correspondente ao custo variável da usina de Itaipu Binacional, valorado pela média geométrica da taxa de câmbio do Dólar americano do ano de 2002.  
(...)”

7. Noutra frente, a referida Resolução manteve as diretrizes regulatórias das transferências de energia no MRE ancoradas na TEO, conforme seguinte:

“§ 4º As transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE continuarão valoradas pela Tarifa de Energia de Otimização - TEO, conforme dispõe a Resolução no 149, de 1º de abril de 2003”.

8. No mesmo ano, fixaram-se os procedimentos para atualização do limite máximo do preço do mercado de curto prazo (*PLD\_max*), por meio da Resolução n. 682, de 23 de dezembro de 2003:

Art. 3º O valor máximo do Preço de Liquidação de Diferenças será calculado pela ANEEL no mês de dezembro de cada ano com base no Custo Variável Unitário mais elevado de uma Usina Termelétrica em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, definido no Programa Mensal de Operação de dezembro e será aplicado entre a primeira e última semana operativa do ano subsequente, para todos os submercados.

9. Mediante a Resolução Normativa (REN) nº 392, de 15 de dezembro de 2009, revogou-se a Resolução nº 377/2003, sem alterar a referência utilizada para o cálculo do piso do preço, ao manter-se o PLD mínimo vinculado ao custo incremental de Itaipu, nos seguintes termos:

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 7 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

“Art. 3º O PLD\_min será calculado pela ANEEL no mês de dezembro de cada ano, com base nas estimativas dos custos de geração da usina para o ano seguinte fornecidas pela Itaipu Binacional para fins de reajustes e/ou revisões tarifárias e nos seguintes critérios:

I - sobre a parcela da energia cedida pelo Paraguai incidirão os custos referentes à cessão da energia;

II - na determinação da quantidade de energia cedida pelo Paraguai deverá ser considerada a metade da geração da usina prevista para o ano seguinte, subtraída da energia a ser suprida diretamente à Administración Nacional de Electricidad - ANDE;

III - a conversão do valor em dólares da estimativa de custos de geração da UHE Itaipu para a moeda nacional deverá ser efetuada pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento Ptax do dólar americano, publicadas pelo Banco Central do Brasil, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo; e

IV - o valor de que trata o caput terá validade em todos os submercados, para todas as semanas operativas estabelecidas pelo ONS para o ano seguinte e para as equivalentes semanas de apuração no âmbito da CCEE.”

10. Vale apontar ainda que, naquela mesma ocasião, instituiu-se a *TEO<sub>Itaipu</sub>*, bem como se atrelou tal parâmetro à definição do PLD mínimo, nos seguintes termos:

“ Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os critérios para o cálculo do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da UHE Itaipu - *TEO<sub>Itaipu</sub>*, no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD\_min.  
[...]

Art. 2º Para fins de valorar cessão de energia de que trata o art. 1º a CCEE deverá considerar o valor da *TEO<sub>Itaipu</sub>* igual ao valor do PLD\_min.”

11. Por meio da Resolução Normativa nº 858, de 1º de junho de 2019, revogaram-se a Resolução nº 682/2003 e a Resolução Normativa nº 392/2009, que respectivamente estabeleciam os limites máximo e mínimo de PLD no mercado de curto prazo e os critérios para o cálculo da Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica de Itaipu – *TEO<sub>Itaipu</sub>*.

12. Vale acrescentar que, ao longo da vigência das resoluções revogadas, os critérios estabelecidos para os limites do PLD foram aperfeiçoados pelas Resoluções Normativas nº

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 8 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

633/2014 e nº 692/2015, sendo que essas duas normas também foram revogadas pela Resolução Normativa nº 858/2019.

13. Para o  $PLD_{max}$ , a principal evolução engendrada na REN n. 633/2014 foi a inauguração de sua vinculação com uma definição atrelada a uma tecnologia do parque termelétrico em operação comercial. Na ocasião, prevaleceu a diretriz de que o  $PLD_{max}$  passaria a espelhar o maior custo variável unitário (CVU) de usina termelétrica movida a gás natural e com contrato de energia celebrado no ambiente regulado. Essa definição substituiu o conceito anterior, calcado no máximo valor entre duas opções, a primeira pré-especificada (R\$452,00/MWh) e apenas sujeita a atualização monetária; a segunda oriunda do ativo termelétrico do parque em operação comercial com o maior CVU e capacidade instalada superior a 65MW.

14. Em relação ao piso, na REN n. 633/2014 inaugurou-se a opção de definição do  $PLD_{min}$  como sendo o maior valor entre a Receita Anual de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas e os custos variáveis de geração da UHE Itaipu. Todavia, a inclusão da RAG no espectro decisório não foi plena. No dispositivo normativo expressamente desconsideraram-se itens relacionados à remuneração e à reintegração de investimentos, ao tempo em que se adicionou a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos (CFURH).

15. A contribuição da REN n. 692/2015 foi a de adequar o dispositivo da REN n. 392/2009 que tratava da valoração da cessão de energia da UHE Itaipu no processamento do MRE. Na redação original, o valor considerado nesta cessão, a  $TEO_{Itaipu}$ , era produto da definição prévia do  $PLD_{min}$ . De toda sorte, com o advento da modificação normativa sobredita, ajustou-se o art. 2º da REN n. 392/2009 para os seguintes termos:

“Art. 2º Para fins de valorar a cessão de energia de que trata o art. 1º, caput, a CCEE deverá considerar o valor da  $TEO_{Itaipu}$  fixada pela ANEEL, em dezembro de cada ano, de acordo com o item (ii) do art. 3º.”

16. Por sua vez, a edição da Resolução Normativa nº 858/2019 contou com prévio escrutínio público, viabilizado mediante a Audiência Pública nº 22, de 2019, em duas etapas. Na primeira, realizada entre 29/05 a 28/06, compilaram-se contribuições de 33 instituições; na segunda, entre 03/07 a 02/08, consolidaram-se contribuições de 14 instituições.

17. Finalmente, a Resolução Normativa nº 858/2019 foi revogada pela Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, que consolidou diversos atos regulatórios da ANEEL, sem alterações de mérito.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 9 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

18. Do art. 32 da Resolução Normativa nº 1.032, de 2022, consta a previsão de realizar ARR para o seu Capítulo V, que trata dos Limites Máximo e Mínimos do PLD e do Valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO, conforme redação a seguir:

Art. 32. Será realizada Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) do Capítulo V desta Resolução para vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

19. Em 29 de dezembro de 2022, por meio da Resolução Homologatória (REH) nº 3.167, fixaram-se os valores da TEO e TEO Itaipu, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2023. Vale apontar que, na 5ª Reunião Pública Extraordinária, de 29/12/2022, quando foi aprovado o citado regulamento, a Diretoria determinou que fosse incorporada nesta ARR análise acerca dos questionamentos encaminhados pelos agentes de mercado para a TEO Itaipu.

20. Diante do exposto, a presente ARR emoldura para além do contexto geral da atuação regulatória, em cujas boas práticas resta consignada a necessidade de permanente monitoramento e avaliação do arcabouço regulatório vigente, os comandos deliberativos no tocante à matéria reportados anteriormente, os quais estabeleceram que medida nesse sentido deveria ser conduzida pela autoridade regulatória. Isso porque trata-se de caso concreto de intervenção na formação de preço, variável central à organização de qualquer mercado de bens e/ou de serviços, naturalmente também de importância singular no setor elétrico brasileiro.

## 2. Descrição da regulação

21. Na Lei n. 10.848/2004, enunciaram-se as diretrizes atreladas à formação de preços no mercado de curto prazo, vinculando-as a condições de contorno que repercutem diretamente à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Na sequência dispõe-se literalidade do trecho legal de maior interesse:

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:

I – a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis;

II – as necessidades de energia dos agentes;

III – os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de **deficit** de energia;

IV – as restrições de transmissão;

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 10 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

V- o custo de **deficit** de energia; e

VI – as interligações internacionais.

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observado inclusive os seguintes fatores:

I – o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

II – o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III – o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.

22. Da leitura do dispositivo legal, extrai-se que o legislador estabeleceu, na partida, a possibilidade de restrições de natureza física e comercial constituírem a formação de preços no Brasil. Entre elas, as condições técnicas e econômicas da oferta, mecanismos de segurança operativa e de realocação de energia em função do risco hidrológico, limitações da rede de transmissão. Trata-se das primeiras restrições impostas ao clássico problema de otimização vinculado ao cálculo e/ou realização da condição de equilíbrio de mercado

23. Para além das diretrizes legais, importante somar ao preâmbulo desta discussão o mecanismo da concorrência perfeita, construto teórico classicamente enunciado em livros de microeconomia, quando os principais axiomas econômicos de mercado são idealisticamente apresentados e organizados. Trata-se de faceta introdutória da teoria econômica, dado que a realidade é por vezes mais complexa, seguramente sendo o caso de mercados de eletricidade (Ventosa *et al.*, 2013<sup>3</sup>).

24. Na realidade do setor elétrico, os preços ótimos podem não conter apenas o equilíbrio intertemporal entre oferta e demanda, mas, também, atributos de confiabilidade, segurança, sustentabilidade ambiental. Trata-se de tópicos também largamente discutidos na literatura especializada, cujas especificidades devem integrar o desenho de mercado aplicado à realidade de cada jurisdição, em cujo núcleo assenta-se a formação de preços. Nas palavras de Ventosa *et al.* (2013):

In summary, the essential finding of this section should not be lost in details: a perfectly competitive electricity market can deliver optimal global social welfare if the generators are subject to a set

<sup>3</sup> Ventosa, M., Linhares P. e Pérez-Arriaga (2013). Power System Economics. In: Pérez-Arriaga, I.J. (ed.), *Regulation of the Power Sector, Power Systems*.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 11 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

of optimal prices. The most important of these prices is the energy market price, which is equal to the variable cost of the marginal generator. Other prices that modify the basic energy price or remunerate connected or installed generation capacity are also necessary for the market to satisfy additional objectives – operational security, investment adequacy, environmental targets, promotion of certain fuels or technologies – that the regulator wants to achieve.

25. Não obstante as imposições de natureza exógena, Stoft (2002)<sup>4</sup> preceitua algumas características intrínsecas aos mercados de eletricidade que o fazem distinto de demais arranjos econômicos, malgrado o equilíbrio entre a oferta e a demanda também constituir a essência fundamental de sua estrutura.

26. A primeira delas é a natureza física da eletricidade. Enquanto fenômeno eletromagnético, a corrente elétrica não pode ser estocada desde quando é produzida, devendo sê-la consumida instantaneamente. Sob a ótica econômica, essa característica inviabiliza o estoque, conquanto seja um bem comercializável. Essa condição traz especificidades de produção (oferta) em tempo real bastante importantes.

27. A imprescindibilidade de consumo contrasta com dois requisitos imperfeitos na dimensão da demanda, que são a informação assimétrica sobre a flutuação de preços em tempo real (no caso brasileiro, emblematicamente para o segmento cativo) e a impossibilidade de se ajustar perfeitamente o equilíbrio comercial entre oferta e demanda em tempo real.

28. A primeira característica leva a um grau de rigidez intransponível para o comportamento da elasticidade-preço da demanda e, a segunda, a impossibilidade de viabilizar transações comerciais dinâmicas, que pudessem sincronizar perfeitamente as quantidades demandadas e ofertadas bilateralmente, em tempo real. Nesse contexto, o operador do sistema emerge como o provedor monopolista da eletricidade e, para tanto, deve acordar *a priori* critérios de confiabilidade para a prestação contínua do serviço, o que também está sujeito a sistemáticas alocativas de remuneração.

29. Na esteira dessas falhas de mercado, há demandas para que a regulação proveja soluções para o equilíbrio entre estes elementos: i) a eletricidade produzida em tempo real; ii) o dimensionamento das reservas operativas e iii) e a capacidade de infraestrutura instalada (geração e transmissão). Sem esses três pilares equacionados, Stoft (2002) argumenta que o corolário seria o investimento deficiente em geração (capacidade) em face das barreiras estruturais de funcionamento pleno do segmento de consumo.

---

<sup>4</sup> Stoft, S. (2002). *Power Systems Economics. Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 12 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

30. No caso brasileiro, a oferta de eletricidade ainda está invariavelmente sujeita a relevante condição de contorno estrutural, guiada pela fonte de natureza hidráulica, em função da magnitude que a hidroeletricidade ainda exerce em sua composição e da insuperável incerteza que o regime hidrológico impõe à frequência e à renovação da quantidade de energia hidráulica afluente aos reservatórios do parque hidrelétrico.

31. Essa característica, particularmente notável na realidade brasileira, pode se configurar como uma falha de mercado estrutural, cuja consequência é a de invalidar aplicação direta dos pressupostos da concorrência perfeita, por exemplo. Torna-se ainda mais imprópria a assunção unívoca entre concorrência perfeita e a realidade de mercados de eletricidade diante das próprias especificidades do bem eletricidade *per se*: natureza pública, difícil substituição, baixo grau de elasticidade da demanda e elevada rigidez dos marcos contratuais (prazos longos com pouca ou nenhuma diversidade de demais serviços contratados, essenciais para o provimento da eletricidade).

32. Conquanto a realidade brasileira detenha suas particularidades, vale sublinhar que a Análise de Impacto Regulatório n. 4/2019-SRM/SG-ANEEL, de 23/05/2019<sup>5</sup>, também trouxe um apanhado de experiências de formação de preços de mercados de eletricidade em jurisdições internacionais, confirmando que a fixação de limites (sobretudo para o valor máximo) tratava-se de prática não somente consagrada na literatura mas, também, amplamente experimentada em outros países, com destaque para mercados tecnicamente mais maduros do que o brasileiro:

Nos Estados Unidos, por exemplo, a Federal Energy Regulatory Commission – FERC, regulador federal na área de energia, fixou na Order nº 8313, de 9 de novembro de 2017, o valor teto de oferta de energia nos mercados regionais operados por Regional Transmission Organizations – RTOs e Independent Systems Operators – ISO em U\$ 1.000,00/MWh, podendo chegar a U\$ 2.000,00/MWh.

Na Austrália o Australian Energy Regulator – ERA fixou em julho de 2017 o teto preço do mercado de curto prazo em AUD 14.200,00/MWh (U\$ 10.123,89/MWh<sup>6</sup>). No Nord Pool, maior mercado de energia elétrica da Europa em volume de energia, o preço teto da energia no mercado foi fixado em 2014<sup>7</sup> em € 3.000,00 (U\$ 3.382,41/MWh<sup>8</sup>).

<sup>5</sup> Sic n. 48580.000857/2019-00.

<sup>6</sup> Em 09/04/2019 U\$ 1,00 equivalia a AUD 1,4

<sup>7</sup> Disponível em <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2014/q4/no.-542014---new-minimum-and-maximum-price-caps-in-nok-and-sek-from-21-december/>

<sup>8</sup> Em 09/04/2019 U\$ 1,00 equivalia a € 0,89.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 13 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

33. Finalmente, vale destacar que a importante participação relativa da hidroeletricidade na matriz elétrica no Brasil traz especificidades que repercutem sobre a formação de preços no mercado de curto prazo em ambas as direções (limites superior e inferior). Os fundamentos econômicos em cada qual dessas pontas são distintos, o que requer abordagens também direcionadas. Na sequência a descrição da regulação será subdividida quanto aos critérios atinentes ao limite máximo (PLD<sub>max</sub>) e ao limite mínimo (PLD<sub>min</sub>) do PLD.

## 2.1 PLD<sub>max</sub>

34. Na presença de falhas de mercados estruturais, Hunt (2002)<sup>9</sup> ensina-nos que limites temporários de preços podem oferecer respostas melhores do que racionamentos por preço. A atual regulamentação brasileira do assunto levou justamente em consideração a condição potencial de choques de oferta governados pela incerteza intrínseca ao regime hidrológico natural, diante da proeminência da hidroeletricidade na consecução da segurança do abastecimento energético do país. Na essência, cuida-se da definição da métrica de confiabilidade energética do setor.

35. Ciente dessas particularidades, o legislador previu na Lei 10.848/2004 que não só a dimensão da confiabilidade energética, mas também os critérios de natureza elétrica, deveriam compor o ordenamento comercial do setor, ao tempo em que também responsabilizou pela sua liquidação financeira a totalidade do segmento de consumo. A razão para tanto está na própria definição de confiabilidade. Confiabilidade é uma medida de performance do sistema, sempre associada a um risco de falha previamente especificado, que deve ser sopesado com a mobilização de recursos econômicos correspondentes.

36. Battle (2013)<sup>10</sup> complementa que o desafio da regulação na seara da confiabilidade é o de concomitantemente conseguir nela acomodar os três objetivos clássicos da composição da oferta de eletricidade, o da eficiência econômica, o da segurança e do impacto ambiental, cada qual deles necessariamente presentes nos interstícios temporais descritos (curto e longo prazos), com diferentes graus de complexidade e de interrelação entre si.

37. Para tanto, lida-se inevitavelmente com probabilidades. Perseguir grau de proteção total (máximo) ante a qualquer falha de suprimento (energética) e/ou funcionamento (elétrica) certamente levaria a critério de redundância desmedido, com custos exorbitantes. Nesse sentido, o exercício da confiabilidade é o de definir o melhor equilíbrio (*trade-off*) entre os

<sup>9</sup> Hunt, S. Making competition work in electricity. New York: John Wiley & Sons, Inc, 2002.

<sup>10</sup> Battle, C. (2013). Electricity Generation and Wholesale Markets. In: I. J. Pérez-Arriaga (ed.), *Regulation of the Power Sector, Power Systems*. Springer-Verlag, London.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 14 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

riscos de falha elétrica e/ou energética a que o sistema pode estar sujeito *vis-à-vis* os custos da infraestrutura correlata.

38. Com efeito, o que se perseguiu na metodologia de fixação do limite superior para o PLD foi pois assegurar proteção financeira contra momentos de aguda crise, caracterizados por choque de oferta de energia hidráulica no caso concreto da realidade brasileira. Seu valor nominal pautou-se pela conciliação de variáveis econômicas que marcam o planejamento, a contratação de energia e a operação do sistema, assim contendo riscos sistêmicos (insolvência) advindos do mercado de curto prazo e oferecendo eficiência alocativa nesse contexto particular.

39. Trata-se de prática consagrada na literatura especializada, ao concatenar as conhecidas especificidades necessárias ao atingimento do equilíbrio econômico perfeito, considerando conjuntamente as escalas temporal de curto e longo prazos (Ventosa *et al.*, 2013):

Note that there is not a one-to-one correspondence between prices (energy, reserves, capacity) and costs (fixed and variable costs) components; for instance, the marginal price of generated energy pays for the total generation costs—fixed and variable costs—when the security and reliability constraints are not active and no generation price adjustments are needed.

The existence of active constraints on the future installed capacity (e.g., exhaustion of new investment resources, target levels of penetration of some technologies) creates a positive or negative mismatch between revenues and costs of the generators. A physical or policy constraint that limits new investment will result in less investment than what is theoretically optimal and cost over-recovery for the existing generators from application of market prices. Depending on the particular case, the regulator may consider convenient to allow that the market prices may incorporate adjustments to compensate for the mismatches.

Grifado

40. Para tanto, a conciliação do preço de curto prazo em patamar compatível com as referências que balizam os movimentos do planejamento foi concretizada (REN 858/2019) por meio de estimativas associadas ao excedente do produtor (definição ilustrada na Figura 1), assim evitando níveis desencontrados desse variável na seara operativa (e por conseguinte na dimensão comercial), em comparação aos parâmetros que balizaram o dimensionamento de confiabilidade energética do mesmo parque gerador no âmbito do planejamento setorial. Ao fim e ao cabo, tal conduta teria o condão de promover o alívio financeiro de recorrência extraordinária, tanto para geradores como para consumidores, em uma perspectiva necessariamente de longo alcance.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 15 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

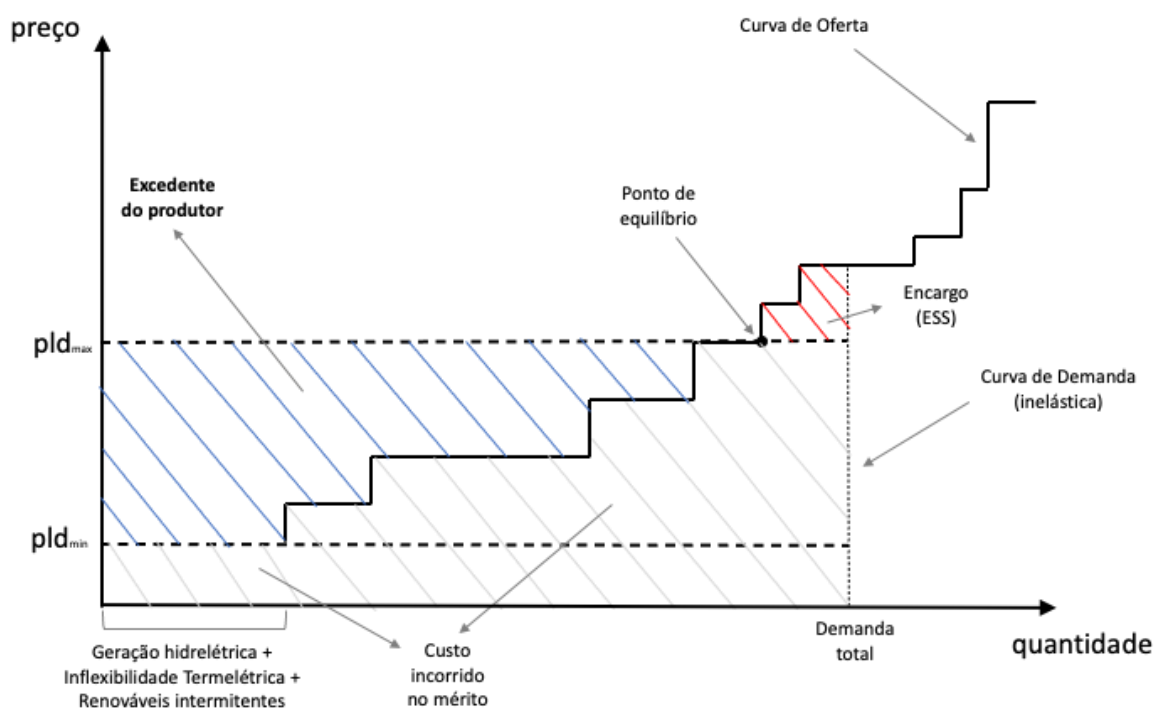


Figura 1 – Ilustração para o excedente do produtor (elaboração própria, sem escala)

41. Na prática, essa medida limita o excedente do produtor que poderá ser transacionado no mercado, ao atuar sobre o teto de preço que lastreia a prática de remuneração uniforme (do inglês, *uniform pricing*). Como já assinalado, diante da intransponível assimetria de informação quanto à determinação da liquidez máxima nas transações financeiras no âmbito do mercado, a âncora escolhida para emular o gatilho da condicionante financeira foi o máximo excedente do produtor, por sua vez condizente com os critérios de contratação exercidos pelo planejamento setorial.

42. O critério de dimensionamento da expansão à época vigente constava da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) n. 9, de 28 de julho de 2008. A sistemática previa que no cálculo de garantia física dos empreendimentos de geração deveria ser perseguida a igualdade entre o CMO e o Custo Marginal de Expansão (CME, à época igual a R\$193,00/MWh). A outra condicionante era o limite para o risco de insuficiência da oferta de eletricidade fixado na Resolução CNPE n. 1, de 17 de novembro de 2004 (5% em cada subsistema).

43. A vinculação entre os dois processos (critérios físicos do planejamento da expansão e o risco de liquidez financeira no âmbito do mercado) ocorreu ao se fixar a âncora de proteção em 95% para os excedentes do produtor calculados com os mesmos dados (*i.e.*

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 16 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

desconsiderando os 5% de cenários mais gravosos), premissas e plataforma computacional utilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas. À época isso resultou no valor de R\$556,58/MWh.

44. Vale também dizer que essa sistemática adotada no Brasil também inaugurou a fixação de dois limites para o preço no mercado de curto prazo: um de natureza conjuntural, e o outro de conotação estrutural. O primeiro, denominado de  $PLD_{max}$  horário, atuou sobre a dinâmica de equilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade em sincronismo temporal de curto prazo, buscando imprimir reações ao comportamento mais instantâneo da oferta e da demanda, aderente ao que pressupõe a teoria econômica para esse tipo de ambiente comercial. O segundo, denominado  $PLD_{max}$  estrutural, procurou exercer o elo entre as dimensões de curto e longo prazos tal como acima assinalado, com a função precípua de assegurar liquidez ao mercado de energia elétrica na ocorrência de choques de oferta de elevada magnitude (*i.e.* profundidade e persistência).

45. A operacionalização dos dois valores ocorreu da seguinte maneira: o  $PLD_{max}$  horário (hoje fixado em R\$1.404,77/MWh) é o limitador de preços no mercado de curto prazo até que a sistemática de gatilho desenhada para a modalidade estrutural porventura fosse acionada (cuja referência hoje está em R\$684,73/MWh).

46. A estratégia para conciliar a dinâmica entre os dois valores foi a de monitorar a média de preços na escala diária e pressupor que quando a estatística média eventualmente superasse a referência na escala estrutural (média aritmética entre os 24 valores horários), restaria uma evidência de que o sistema poderia estar experimentando conjuntura importante de escassez de oferta, com riscos de liquidez igualmente relevantes. Tratar-se-ia de uma excepcionalidade, mas cuja ocorrência não poderia ser negligenciada.

47. A definição do valor de referência para o  $PLD_{max}$  horário foi baseada em composição de referência agregada para a tecnologia marginal, à época caracterizada pelas usinas termelétricas movidas a óleo diesel. A métrica previu como resultado a média ponderada dos valores de CVU dos geradores nessa condição e que estivessem em operação comercial no âmbito do programa mensal da operação (PMO). Os pesos da ponderação foram a potência nominal de cada planta e a data-base considerada foi setembro de 2019.

48. Vale apontar que a regulação também prescreveu que a dinâmica entre os dois PLDs máximos fosse observada na extensão de cada submercado de forma independente entre si. Como métrica de atualização, a regra previu apenas que fosse prevista a atualização monetária dos respectivos valores pelo índice de preços ao consumidor amplo – IPCA.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 17 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

49. Um aspecto alocativo importante é o seguinte: a fixação do preço-teto para as transações de mercado faz com que a recuperação de custos vinculados à determinada geração, quando as suas despesas marginais estão acima do preço limite de mercado, seja feita de forma discriminatória, na medida dos custos incorridos, o que na literatura denomina-se de *pay-as-bid* (e não na forma de um preço uniforme para os agentes de mercado). Na regulação setorial, essa modalidade alocativa nomeia-se encargo de serviços do sistema (ESS), também destacado na Figura 1.

50. Ainda na seara alocativa, vale frisar que o alívio financeiro promovido por essa intervenção regulatória (preço teto, com pagamento *pay-as-bid* para os geradores acima desse limite) é particularmente relevante para o segmento regulado do mercado, de onde se sobressaem os consumidores cativos. Isso porque em condições de escassez de oferta de energia hidráulica e/ou de desbalanços entre os requisitos comerciais de longo e curto alcances, a conjunção dos contratos cujo risco hidrológico fora repactuado, somados àqueles sob o regime de cotas e ao acordo que regula a comercialização de energia de Itaipu, têm liquidação preponderantemente negativa no mercado de curto prazo, cujo equacionamento de custos é suportado diretamente pelos consumidores cativos via sistemática de Bandeiras Tarifárias e, residualmente, via os processos tarifários ordinários.

51. Por fim, destaca-se novamente que a existência de dois limitadores máximos de preço de curto prazo não é novidade em mercados de eletricidade mais consolidados. O mercado da Austrália adota raciocínio similar. Naquele país, há dois limitadores de mercado. O primeiro, denominado *market price cap* (preço teto de mercado), referência o máximo preço de mercado que pode ser alcançado. O *cumulative price threshold* (limite de preço acumulado) restringe a exposição financeira ao preço do mercado de curto prazo durante prolongados períodos de preços altos. Atingido o limite de exposição acumulada a preços altos, o *administrative price cap* (preço teto administrativo) é utilizado. O preço teto administrativo tem a função de proteger agentes econômicos expostos no mercado quando esse atinge patamares elevados e persistentes.

#### 2.1.1 Metodologia de cálculo do $PLD_{max}$ estrutural

52. A inauguração de um critério ancorado na dinâmica do planejamento da expansão ensejou extenso detalhamento quanto à sistemática de cálculo empregada para o cômputo do  $PLD_{max}$  estrutural, inclusive com a prescrição de conceitos e linhas de atuação não só no âmbito da AIR n. 4/2019-SRG-SRM/ANEEL, mas no próprio corpo da REN n. 1.032/2022, notadamente em seu anexo.

53. A memória de cálculo efetuada e os dados utilizados foram integralmente disponibilizados à época, com destaque para o uso da linguagem de programação computacional

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 18 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

R. A seguir resgata-se a íntegra dos preceitos normativos dispostos no anexo da REN n. 1.032/2022, para que uma análise sobre sua atualidade seja feita à luz da evolução ocorrida sobre os critérios do planejamento da expansão desde então.

#### **ANEXO – METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO PLDmax\_estrutural**

1.1. O PLDmax\_estrutural visa prover proteção ao mercado contra riscos sistêmicos, preservar níveis de eficiência alocativa e apresentar sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural.

1.2. O PLDmax\_estrutural corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal.

1.3. A renda inframarginal é o benefício definido pela integral da diferença entre o preço de equilíbrio e a curva de oferta do mercado.

1.4. Deve-se extrair, do modelo NEWAVE, empregado tanto no problema de minimização do custo total de operação (custo presente e o custo futuro) como no problema de minimização do custo total de expansão (custo de investimento e o custo de operação), os pares de “quantidade e preço” das usinas simuladas ao longo de todo o horizonte do estudo de otimização (5 anos), para cada um dos 2.000 (dois mil) cenários de afluência gerados.

1.5. No cálculo do PLDmax\_estrutural, deve-se considerar o deck do NEWAVE utilizado na última revisão ordinária de garantia física das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente, em conformidade com a Portaria MME no 178, de 3 de maio de 2017.

1.6. Para a construção das curvas de oferta e, posteriormente, para o cálculo da renda inframarginal, deve-se considerar:

1.6.1. A geração das usinas termelétricas, hidroelétricas e das não despachada centralizadamente, bem como as inflexibilidades das usinas termelétricas;

1.6.2. A atualização das variáveis econômicas envolvidas no processo (CVU e CMO); e

1.6.3. Os valores devem ser convertidos para a base anual, de modo que o resultado reflita um ciclo hidrológico completo, o que implica dispor de 10.000 (dez mil) eventos para análise estatística (2.000 cenários em 5 anos de simulação).

1.7. Para a definição do PLDmax\_estrutural, adota-se um nível de proteção contra os 5% eventos mais gravosos em termos de renda

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 19 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

inframarginal, o que equivale ao percentil 95 de sua curva de densidade de probabilidades.

54. Algumas das definições acima não mais correspondem aos atuais critérios fixados pelo planejamento setorial, sobretudo desde a publicação da Resolução CNPE n. 29, de 12 de dezembro de 2019. Esse novo marco aprimorou os critérios gerais para a garantia de suprimento para fins de aferição da segurança energética nacional. A diretriz de confiabilidade passou a ser subdividida em suas clássicas dimensões temporais, energia (longo prazo) e potência (curto prazo), cada qual sendo caracterizada a partir de dois critérios fundamentados em métricas de risco probabilísticas:

Art. 1º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia no sistema seja baseado nas seguintes métricas:

I - valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida); e

II - valor esperado condicionado à determinado nível de confiança (CVaR) do custo marginal de operação (CMO).

Art. 2º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no sistema seja baseado nas seguintes métricas:

I - risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP); e

II - valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida).

55. Nas aplicações de cálculo de garantia física de energia de empreendimentos de geração, além das métricas acima exibidas, deve-se observar subsidiariamente o antigo critério da igualdade entre o CMO e o CME, de modo a ancorar o acoplamento entre os cálculos de garantia física e os estudos de planejamento da expansão.

56. Em atenção ao comando do mesmo dispositivo, o MME publicou a Portaria n. 59, de 11 de fevereiro de 2020. Desse normativo constam os parâmetros que devem ser utilizados nas métricas gerais de garantia de suprimento acima dispostas:

Art. 1º Definir os seguintes parâmetros, que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 20 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

energia no Sistema, estabelecidas no art. 1º da Resolução CNPE no 29, de 12 de dezembro de 2019:

I - para o valor esperado de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida - ENS), condicionado ao nível de confiança de um por cento, CVaR1%(ENS), calculado em base anual, o limite será de cinco por cento da demanda anual por energia do Sistema Interligado Nacional - SIN; e

II - para o valor esperado do Custo Marginal de Operação - CMO, condicionado ao nível de confiança de dez por cento, CVaR10%(CMO), calculado em base mensal, o limite será de R\$ 800/MWh para cada Subsistema.

Parágrafo único. A aferição do critério para o SIN mencionada no inciso I do caput deverá ser sucedida por avaliação para cada Subsistema a fim de garantir que, em nenhuma Região, o limite estabelecido seja violado devido a restrições nas interligações.

Art. 2º Definir os seguintes parâmetros, que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no Sistema, estabelecidas no art. 2º da Resolução CNPE no 29, de 12 de dezembro de 2019:

I - para o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP, do inglês loss of load probability), calculado em base anual, o limite será de cinco por cento para o SIN; e

II - para o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida - PNS), condicionado ao nível de confiança de cinco por cento, CVaR5%(PNS), calculado em base mensal, o limite será de cinco por cento da demanda máxima instantânea do SIN.

Parágrafo único. A aferição do critério para o SIN mencionada no inciso II do caput deverá ser sucedida por avaliação para cada Subsistema a fim de garantir que, em nenhuma Região, o limite estabelecido seja violado devido a restrições nas interligações.

57. Na Tabela 1 resumem-se os novos critérios que estão sendo observados nos estudos de planejamento da expansão e cálculo de garantia física desde 2020. Essa tabela foi adaptada do exemplar disponível no sítio eletrônico da EPE, na internet<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Mais precisamente no endereço: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/criterio-de-garantia-de-suprimento>. Visitado em 22 de junho de 2023.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 21 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

Tabela 1 – Novos critérios de garantia de suprimento

Dimensões	Econômica e de Segurança
Energia	$CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800$ [R\$/MWh] $CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5$ [%Demanda]
Potência	$LOLP \leq 5\%$ $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5$ [%Demanda]

58. Note-se relevante alteração conceitual para os critérios de garantia de suprimento e para sua correlata parametrização. Esses movimentos repercutem diretamente sobre os itens 1.2 e 1.7 do Anexo da REN 1.032/2022. Avalia-se que suas adequações à nova realidade do planejamento setorial são centrais à execução de novo cálculo para o  $PLD_{max}$  estrutural. O §1º do art. 22 da Norma também mereceria circunscrita adaptação diante dessas novas condições de contorno.

59. Não obstante o exposto, sublinhe-se que o marco teórico sobre o qual se assenta a caracterização do  $PLD_{max}$  estrutural em nada se altera com as evoluções apontadas. As observações aqui descritas são parte de uma dinâmica que também prevê a atualização de dados e de configuração do sistema elétrico segundo a mais recente revisão ordinária de garantia física do parque hidrelétrico (Item 1.5 do Anexo).

60. Com efeito, considera-se que uma instrução administrativa específica deve ser lançada para não só explorar em maiores detalhes a acomodação dos novos critérios e parâmetros do planejamento da expansão sob a sistemática de cálculo do  $PLD_{max}$  estrutural, mas também para considerar os novos dados e condições de contorno antevistos no próprio regulamento, por força da promulgação das novas garantias físicas para o parque hidrelétrico, desde a publicação da Portaria MME n. 709, de 30 de novembro de 2022.

61. Assevera-se que tal iniciativa deve também estar atenta ao disposto no Voto que conduziu a decisão de se aprovar a REN n. 858/2029, hoje recepcionada pela REN n. 1.032/2022:

iii. atualizar os limites do PLD e reavaliar o regulamento:

(...)

b. Avaliação de Resultado Regulatório (ARR), de toda a Resolução Normativa em anexo, nos termos da Resolução Normativa nº 798, de 2017, **para vigência a partir de 2024**, com atualização do deck

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 22 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas para o PLD máximo estrutural, observadas as atualizações anuais dos limites de PLD máximo pela variação do IPCA.

## 2.2 PLD<sub>min</sub>

62. O conceito basilar sobre o limite mínimo é o de assegurar que os preços da energia no curto prazo reflitam o custo marginal do parque gerador em uma conjuntura particular de composição da oferta, assim assegurando remuneração a preço uniforme para os custos incrementais que participarem da produção de energia. Isso porque na estrutura de formação de preços no Brasil não há disposição explícita para os custos variáveis de produção para as fontes que se valem de recursos energéticos renováveis (hidráulica, eólica, fotovoltaica). Nesses casos, o mecanismo de formação de custo marginais de produção leva em conta apenas o valor dos energéticos naturais tal como apresentados na natureza, (ainda) sem valor econômico explícito na economia real (custo marginais nulos).

63. Todavia, diante da importância relativa que a fonte hidráulica ainda exerce na composição da oferta (cerca de 60% da capacidade instalada), nas situações em que há abundância de aflúências naturais e de estoques de água armazenada, há predominância de oferta de origem hidráulica no sistema, o que pode levar à significativa redução no custo marginal de operação do sistema, a ponto de zerá-lo. Essa conjuntura pode perdurar no tempo, assim como ser relativamente frequente.

64. Aqui vale novamente pontuar que essa perspectiva é válida sob a ótica matemática com que o custo marginal é calculado. Como já sublinhado, os fundamentos econômicos para tanto são os de que os recursos renováveis *in natura* (água, vento, sol) não teriam mercado constituído na economia real (ofertas de quantidades e de preços explicitamente revelados em transações comerciais). Acrescentam-se a esses casos o auto despacho termelétrico (inflexibilidades) e gerações hidráulicas compulsórias (restrições exógenas notadamente derivadas de usos múltiplos dos recursos hídricos), que, na prática, revelam uma geração tomadora de preços de mercado, sem capacidade de influir sobre sua estrutura de valoração.

65. Não obstante o exposto, os custos de produção reais das plantas com tecnologias hidráulica, solar e eólica não se restringem apenas aos insumos energéticos naturais considerados na transformação da energia. A estrutura final desses custos leva em conta ações de operação e manutenção próprias de cada planta, além de encargos financeiros, cujas variabilidades devem ser correlacionadas com o seu patamar de produção.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 23 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

66. Além disso, no Brasil não cabe aos agentes geradores (notadamente hidrelétricas) decidir a ordem de mérito econômica para a conformação da oferta, mas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), conforme disposto na Lei 9.648/1998<sup>12</sup> e nos Decretos nº 2.655/1998<sup>13</sup> e nº 5.081/2004<sup>14</sup>. Ao ONS compete “o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional”.

67. Observe-se que a natureza do despacho ser centralizadamente definido pelo ONS, quando há abundância de oferta de origem hidráulica, os custos marginais de operação calculados pelos algoritmos matemáticos podem ser inferiores aos custos de produção das plantas. Nesse caso, as usinas hidrelétricas deparar-se-iam com uma situação em que se viriam obrigadas a gerar energia sem restar assegurada a correspondente contrapartida financeira, ao fim podendo incorrer em prejuízo por não recuperar custos variáveis de produção.

68. Sob a égide econômica geral e abstrata, a teoria marginalista preceitua que o equilíbrio econômico entre demanda e oferta seja materializado pelo custo marginal de produção do último recurso que compõe a oferta, assim revelando o valor financeiro associado à produção de uma quantidade incremental (marginal) do bem ou do serviço transacionado.

69. Importa pontuar qual granularidade de tempo a que se presta esta análise. Por óbvio, trata-se da escala de curto prazo. Nessa janela, os Custos Totais (CT) de um gerador podem ser definidos como segue:

$$CT = CV + CF \quad (1)$$

70. Dessa definição clássica, sucedem outras duas, a de custos médios (CM) e a de custo marginal (CM<sub>g</sub>). Custo médio nada mais é do que o quociente entre os termos da Equação 1 pela quantidade  $q$  produzida pela firma (gerador, no caso concreto). Essa operação resulta em duas parcelas, os custos fixos médios (CF<sub>m</sub>) e os custos variáveis médios (CV<sub>m</sub>).

$$CM = \frac{CT}{q} = \frac{CV}{q} + \frac{CF}{q} = CF_m + CV_m \quad (2)$$

<sup>12</sup> “Art. 13 Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS: (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;

<sup>13</sup> “Art. 20 § 1º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS avaliará, mediante critérios aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, quais as usinas que deverão ser despachadas centralizadamente.”

<sup>14</sup> “Art. 3º Sem prejuízo de outras funções atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS, a serem exercidas privativamente pela Diretoria: I - o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional - SIN;”

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 24 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

71. O  $CM_g$  é definido como a variação medida na função de custos totais quando uma nova quantidade é produzida na firma (derivada do custo total com respeito a  $q$ ):

$$CM_g = \frac{\partial(CT)}{\partial q} = \frac{\partial(CV)}{\partial q} + 0 = \frac{\partial(CV)}{\partial q} \quad (3)$$

72. Note-se que essa formulação básica auxilia o entendimento do porquê não cabem custos fixos na estruturação de mercados competitivos. Ao não variarem em função do nível de produção da firma (gerador), os custos fixos são naturalmente excluídos (anulados) do plano de análise de custos marginais ao se derivar a função de custos totais da firma (gerador). Com efeito, custos fixos não integram a estrutura alocativa para o equilíbrio de mercado no curto prazo.

73. Outro corolário da formulação apresentada é o de que os custos marginais são vinculados aos custos variáveis médios. Vale ressaltar que custos marginais são um construto abstrato, de natureza matemática. O que se mede ou observa na prática são custos médios. Daí que sucede o fato de que a obtenção de custos marginais se dá partir de custos médios, não o contrário.

74. Ao se examinar com mais profundidade a dinâmica entre eles, extrai-se que o custo marginal revela uma conjuntura particular de eficiência produtiva da firma (gerador), sendo ela governada por uma natureza dinâmica. Ventosa *et al.* (2013) argumentam que em mercados de eletricidade, o mais comum seria observar estas duas situações mais típicas entre os custos médios e os custos marginais (Figura 2):

- Quando no tramo decrescente da curva de custos médios, o custo marginal é inferior ao custo médio, o que denota margem para incremento de eficiência ao processo de produção. Isso porque o custo incremental de produzir mais uma unidade está inferior à média histórica, o que inclusive implicará queda dessa própria estatística;
- Se o custo médio é constante (derivada nula), o custo de produzir uma unidade adicional será igual ao custo histórico, o que faz com que o custo marginal seja coincidente ao custo médio, condição denominada *break-even point*.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 25 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

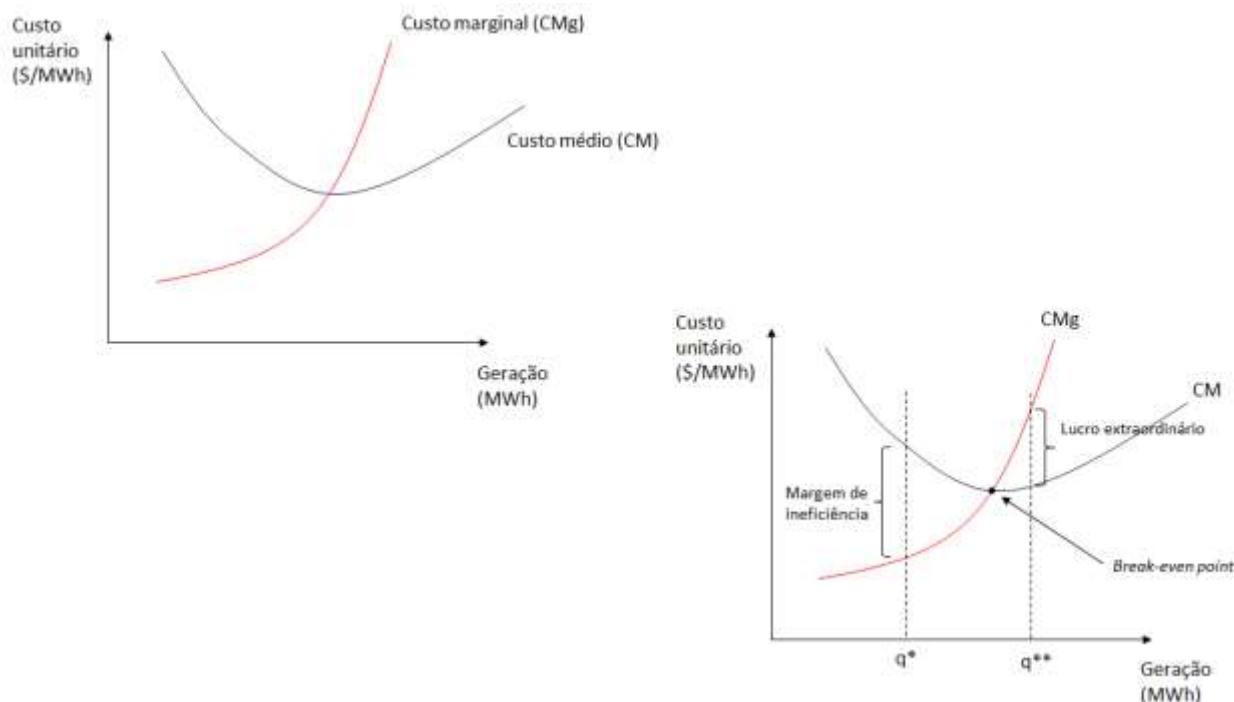


Figura 2 – Custos médios e marginais (elaboração própria, baseada em Ventosa *et al.*, 2013)

75. Para além dos preceitos teóricos da microeconomia, a natureza da formação de preço no mercado brasileiro detém mais particularidades que também precisam estar presentes em sua constituição, na partida, sob pena da alocação de custos correspondentes restar assimétrica e ineficiente. Entre elas, a citada compulsoriedade do despacho manejado pelo operador independente (ONS).

76. Por essas razões é que o arcabouço legal do sistema elétrico fixa um preço mínimo ( $PLD_{\min}$ ) para a valoração da energia elétrica a ser liquidada no ambiente de mercado. E o estabelecimento desse preço mínimo procurou seguir os preceitos econômicos que regem a composição do equilíbrio de mercados competitivos, visando ser-lhe fidedigno em qualquer conjuntura operativa.

77. Essa condição ampla e irrestrita implica não só que os custos variáveis das fontes de geração expressassem valores incrementais vinculados ao nível de produção, mas sua remuneração também deve seguir a premissa de preço uniforme, perfazendo resultado alocativo em que haja a percepção de renda inframarginal (excedente de produção) para os geradores que constituírem a ordem de mérito econômica.

78. Aqui vale pontuar que, diante de todo o exposto, não cabe incluir na estrutura de custos que lastrearão a formação do  $PLD_{\min}$  valores que tenham natureza de custos fixos. O

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 26 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

mercado de curto prazo no Brasil emula os pressupostos teóricos da microeconomia aqui apontados, na prática exercendo o papel de um mercado atacadista de energia, em que as alocações econômicas estão aderentes aos princípios marginalistas atinentes à formação de custos de produção eficientes e às alocações dela decorrentes. A remuneração do investimento feito em capacidade instalada (custo de capital) deve estar idealmente refletida nos instrumentos de contrato, sobretudo em seus valores e prazos.

79. A inadequabilidade de se incluírem custos fixos na formação do PLD foi destacada no debate público que precedeu a promulgação REN n. 858/2019. Na ocasião, defendeu-se a exclusão da Receita Anual de Geração (RAG) do racional vinculado à constituição do PLD<sub>min</sub>, condição até então válida pela norma precedente, a REN n. 392/2009. Isso na medida em que, como bem apontado à época, na estrutura da RAG havia diversos itens com natureza de custos fixos, concebidos para remunerar um subgrupo do parque hidrelétrico brasileiro, contratado sob o regime de cotas nos termos da Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Essa condição conflitava com as definições tipicamente aplicáveis ao mercado de curto prazo e, conseqüentemente, ao PLD<sup>15</sup>:

A RAG é definida no Submódulo 12.125 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, aprovado pela Resolução Normativa nº 818, de 19 de junho de 2018, como a soma dos custos de Gestão dos Ativos de Geração – GAG e encargos de uso do sistema, conexão e outros. A GAG comporta os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização, estando incluídos, dentre outros, os custos socioambientais e relativos a demandas da Administração. São, em grande parte, custos fixos. Ademais, os encargos que formam a segunda parcela da RAG também são custos fixos. Isto quer dizer que o valor da RAG não varia de acordo com a produção de energia elétrica da usina. O pagamento dos custos fixos e da remuneração da usina é realizado pelas distribuidoras cotistas da usina. Portanto, custo fixo mensal com pagamento mensal fixo.

O valor do custo de produção de energia elétrica de uma usina cotista também é a TEO, pois ela também incorre no custo incremental regulatório de O&M e CFURH. Portanto, não há relação entre os custos fixos da usina cotista e a utilização deste valor para a definição do PLD<sub>min</sub>. Mais ainda, não há relação entre custo fixo de nenhuma usina do sistema para a definição do PLD<sub>min</sub>. Como verificado nesta exposição, o PLD<sub>min</sub> somente é definido regulatoriamente pelo fato dos modelos computacionais não incorporarem os custos incrementais de produção das usinas hidrelétricas. Modelos de despacho não contêm, e não devem conter, custos fixos.

---

<sup>15</sup> Trecho extraído da Análise de Impacto Regulatório n. 4, de 23 de maio de 2019.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 27 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

80. A função precípua do  $PLD_{\min}$  deve ser a de assegurar que as transações de energia no mercado brasileiro observem o custo marginal do último recurso de produção associado à caracterização da oferta. No caso brasileiro, historicamente essa função coube ao segmento hidrelétrico. Isso porque essa fonte não só exerceu o protagonismo entre todas as opções de geração, mas, também, porque dentre as de característica renovável, é a que tende a se sobressair enquanto caracterização de recurso marginal em conjunturas operativas particulares de sobre oferta. Essa afirmação será melhor explorada adiante.

81. Em consonância com os preceitos conceituais, o Decreto n. 5.163/2004 elencou que deveriam integrar o valor mínimo do PLD os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties. Todos esses elementos constituem custos incrementais das plantas em sua gênese. Não houvesse o piso regulatório, nas conjunturas operativas em que o custo marginal de operação é próximo ou igual a zero (a oferta hidráulica apresenta-se como o recurso marginal mais provável), a tendência seria a de que os geradores hidrelétricos (aqui assumidos como agentes racionais) não tivessem disposição a produzir, pois os custos intrínsecos à operação, portanto, custos variáveis, das usinas provavelmente seriam superiores à remuneração uniforme oferecida no âmbito do mercado, inviabilizando a operação economicamente.

82. Na Figura 3, detalha-se o esquema microeconômico para a oferta do sistema que estaria sujeita à remuneração uniforme via  $PLD_{\min}$ . Trata-se de um croqui esquemático, que não guarda relações de escala em qualquer das duas dimensões (quantidade ou preço).

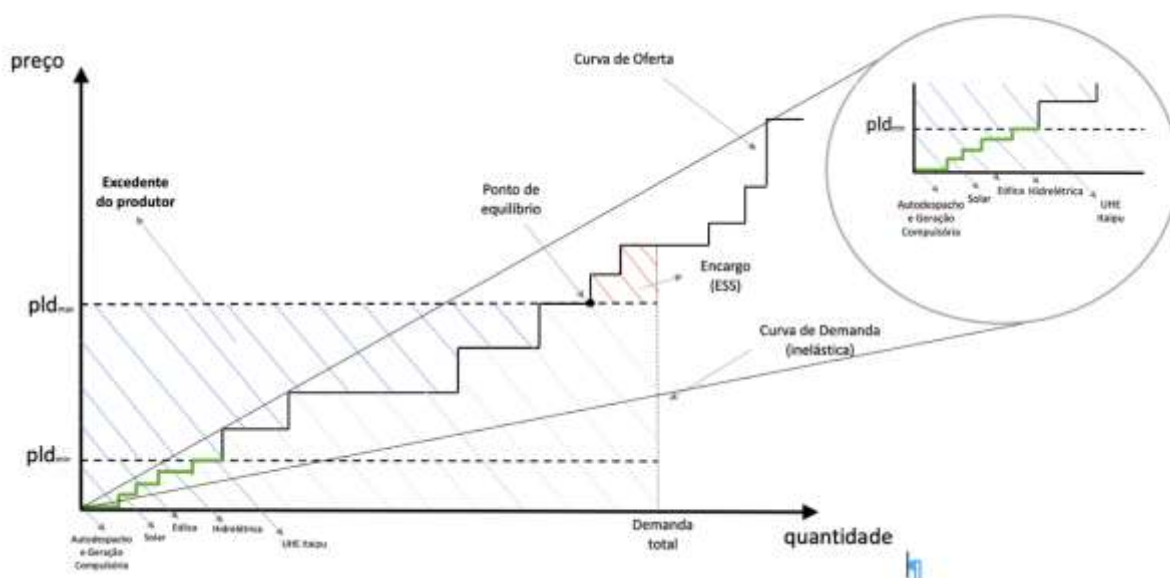


Figura 3 – Oferta em conjunturas de excedentes (elaboração própria, sem escala)

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 28 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

83. Em termos médios e agregados, pode-se hierarquizar essa tipologia de oferta segundo o esquema apresentando na Figura 3. O primeiro agrupamento refere-se à parcela tomadora de preço clássica: geradores termelétricos inflexíveis (autodespacho), geração hidrelétrica compulsória, além de geradores (de qualquer tecnologia) cujos portes sejam insuficientes para sensibilizar significativamente o preço em face de diferentes estratégias possivelmente ofertadas.

84. O primeiro grupo com custos variáveis diferentes de zero seria a geração Encanfotovoltaica, já que é a tecnologia que hoje apresenta os menores valores médios de operação e manutenção (O&M) segundo a mais recente prospecção em escala global exercida pela Agência Internacional de Energias Renováveis nessa direção (IRENA, 2022)<sup>16</sup>. Em segundo lugar, viria o agrupamento da geração eólica *onshore*. A terceira posição seria das hidrelétricas. Vale mencionar que o destacamento das hidrelétricas na terceira posição, com custos médios superiores ao da tecnologia eólica, deve-se sobretudo a uma dispersão significativamente superior entre seus entes individuais. Os projetos hidrelétricos têm uma variabilidade de custos e de condições que dependem mais das condições locais, além de fatores de escala que também não podem ser negligenciados. O ordenamento regulatório concentra na TEO a missão de emular a média de custos variáveis de operação do parque hidrelétrico.

85. Finalmente, há que se destacar do conglomerado das hidrelétricas a UHE Itaipu. Além das rubricas comuns à tecnologia hidráulica, trata-se de uma planta cujos custos de O&M detém particularidades comerciais advindas de seu controle binacional. A  $TEO_{itaipu}$  é o parâmetro onde todas essas especificidades estariam reunidas. Não por outro motivo a formação atual do  $PLD_{min}$  resulta do cotejamento entre a TEO e a  $TEO_{itaipu}$ , ao fim assimilando o maior deles, para representar o recurso marginal da oferta.

86. A tendência é a de que a  $TEO_{itaipu}$  emerja como resultado dessa comparação, ao reunir itens adicionais e específicos de sua governança. Então a questão de fundo é averiguar se todos os itens da  $TEO_{itaipu}$  enquadrar-se-iam como custos variáveis. Essa análise será feita no item correspondente.

### 2.2.1 Histórico

87. No Brasil, a concepção de funcionamento mercadológico para as hidrelétricas determina que os riscos de oferta individuais sejam compartilhados entre os seus pares (no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE), com a valoração dessas transações sendo feita conjuntamente (e proporcionalmente) pela TEO e  $TEO_{itaipu}$ , a depender das direções em que tais movimentos financeiros são feitos. Essa concepção pressupõe que ambas as tarifas

<sup>16</sup> IRENA (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 29 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

de otimização seriam balizadores adequados para refletir os custos variáveis das usinas hidrelétricas a que estão vinculados.

88. Diante da relevante participação energética relativa que a usina de Itaipu exerce no conglomerado hidrelétrico, no Decreto 5.163/2004, art. 57, §3º, previu-se que na constituição do PLD<sub>min</sub> estivessem presentes a completude dos custos variáveis vinculados às transações financeiras do MRE, neles também embutidos os royalties da UHE Itaipu.

89. Do histórico normativo apresentado no Item 1, observa-se que a ANEEL fixa o PLD<sub>min</sub> desde 2003, sempre com os custos variáveis da usina de Itaipu integrando a métrica vinculada à sua definição e, na prática, conferindo-lhe seu valor final. No início, ainda não havia a definição expressa para a TEO<sub>Itaipu</sub>, o que ocorreu apenas em 2009. Aliás, em face da vinculação direta e histórica entre os custos variáveis da UHE Itaipu e o PLD<sub>min</sub>, uma das contribuições importantes ocorrida no marco regulatório da REN n. 392/2009 foi enunciar o parâmetro TEO<sub>Itaipu</sub> e formalizá-lo como sendo igual ao PLD<sub>min</sub>, finalmente explicitando a vinculação histórica entre ambos.

90. A partir de 2015, o PLD<sub>min</sub> passou a ser calculado com base no maior valor entre a receita de usinas cotistas (RAG) e o custo variável da usina de Itaipu, sendo o último o parâmetro prevalecente. Já em 2019, o PLD<sub>min</sub> foi definido como sendo o maior valor entre a TEO<sub>Itaipu</sub> e o custo das demais usinas do MRE (TEO), por identificar que a RAG é composta também por custos fixos, o que a afasta das alternativas formadoras do PLD<sub>min</sub>. Uma linha do tempo contendo a evolução das métricas para definição do PLD<sub>min</sub> é exibida na Figura 4.



Figura 4 – Linha do tempo do PLD<sub>min</sub> (elaboração própria)

### 2.2.2 TEO

91. A tarifa de energia de otimização (TEO) reúne uma estrutura de custos variáveis que refletem parcelas vinculadas à operação e à manutenção (O&M) das usinas hidrelétricas, *royalties* e outras compensações financeiras intimamente relacionadas com o nível de produção de cada planta. Sua constituição atual é a soma entre duas parcelas: a primeira de custos variáveis

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 30 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

de O&M; a segunda, vinculada à incidência da alíquota de compensação financeira pelo uso do recurso hídrico sobre a tarifa anualizada de referência (TAR), o que se caracteriza como um *royalty* à exploração do potencial hidráulico.

92. Não há metodologia atualmente estabelecida para a revisão da primeira parcela de custos (O&M), de modo que esses valores são atualizados anualmente por índice de correção inflacionária desde 2001, com base em dados que podem não mais refletir a realidade das usinas em operação. Desde a revisão homologada por meio da Resolução nº 172, de 7 maio de 2001, que estabeleceu a TEO como sendo igual a R\$ 4,00/MWh, os custos operacionais marginais de referência têm passado apenas por correção inflacionária.

93. No âmbito da Audiência Pública n. 46/2009, mais precisamente na Nota Técnica n. 064/2009-SRG-SEM/ANEEL, de 11/11/2009, menciona-se que a extinta SRG contratara consultoria especializada para avaliação de custos de O&M variável das usinas hidrelétricas do SIN, à época concluindo pela adequabilidade do valor praticado.

94. Não obstante o exposto, fato é que são mais de 23 anos sem qualquer revisitação formal do tema. O parque hidrelétrico nacional evoluiu sobremaneira em capacidade instalada e em topologia desde então. Igualmente, não existe uma metodologia clara que permita a revisão dessa tarifa periodicamente. O Capítulo V da REN 1032, que consolidou a REN 858/2019, dispõe apenas no art. 26 que o cálculo do valor da TEO deverá considerar os custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

Art. 26. No cálculo do valor da TEO, deverão ser considerados os custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos

95. Esse cenário indica a possibilidade de se estudar eventuais evoluções na metodologia de revisão para a TEO, que seja capaz de ser reaplicada periodicamente e permita examinar a aderência da parametrização hoje aplicada, sobretudo no que tange à parcela que responde exclusivamente por custos variáveis de O&M.

96. Diante desse panorama, considera-se ser esse um tópico que mereceria atenção regulatória da Agência.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 31 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

### 2.2.3 TEO<sub>Itaipu</sub>

97. Para além da obrigação de ofício de examinar a conformidade TEO<sub>Itaipu</sub> enquanto parâmetro presente na atual formulação do PLD<sub>min</sub>, há que se repisar determinação da Diretoria em igual direção, constante do Voto que aprovara seu último valor (REH n. 3.167/2022):

117. Diante do exposto e do que consta no Processo no 48500.008504/2022-87, voto (i) pela emissão de Resolução Homologatória, conforme minuta anexa, que fixa os valores das Tarifas de Energia de Otimização – TEO e TEO Itaipu, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2023; (ii) por determinar que no processo de Avaliação de Resultado Regulatório – ARR dos limites máximos e mínimos de PLD e do valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO, previsto no art. 32 da REN 1.032/2022, sejam avaliados os questionamentos apresentados pelos agentes; (iii) por determinar o encaminhamento das manifestações apresentadas pelos agentes ao Ministério das Relações Exteriores – MRE, para a devida avaliação quanto a existência de divergência que suscite eventual alteração da interpretação ou mesmo a modificação do regulamento questionado, de forma harmonizada com os termos do Tratado, de modo a resguardar as competências de ambos os países signatários; e (iv) por determinar a interação desta Agência com os membros brasileiros do Conselho de Administração de Itaipu, diretamente, ou por meio do Ministério de Minas e Energia - MME, para tratar a respeito de eventuais sugestões de melhora na redação e formas de aplicação das regras consignadas no Tratado de Itaipu e seus Anexos, para uso na regulação setorial brasileira.

Grifado

98. Ao fim desta seção, também em atenção ao dispositivo assinalado, serão apresentados os questionamentos apresentados pelos agentes setoriais. Inicialmente, vale sublinhar que TEO<sub>Itaipu</sub> detém a mesma prerrogativa de itens presentes na TEO para sua conformação, mas não somente eles. Isso porque se trata de uma usina com jurisdição binacional, cujo controle é bipartido entre as Repúblicas do Brasil e do Paraguai.

99. Conforme relatado no item anterior, trata-se de um parâmetro que historicamente sempre esteve atrelado à formação do PLD<sub>min</sub>, tendo em vista estar ligado a uma hidrelétrica com participação relevante e permanente na constituição da oferta de eletricidade no Brasil. Ademais, a UHE Itaipu sempre apresentou-se como sendo o ativo hidrelétrico do parque nacional com custos variáveis diferenciados e mais elevados, razão porque acabou

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 32 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

exercendo o papel de recurso marginal do sistema em conjunturas em que o equilíbrio de mercado tenha sido caracterizado por uma sobre oferta de recursos de origem hidráulica.

100. Não se trata de uma visão nova. Ao contrário, destaca-se a discussão que culminou na criação da TEO<sub>Itaipu</sub>, no âmbito da Audiência Pública n. 46/2009. À época a Agência reconheceu que a UHE Itaipu era uma usina com condições particulares de produção, o que, portanto, se notabilizavam das demais usinas integrantes do MRE e cuja recuperação de custos deveria ser ali equacionada, no âmbito do mesmo mecanismo. Sobre o mérito da medida, o Relator assim o consignou na ocasião:

17. **Por que a forma proposta aloca melhor os custos?** Do ponto de vista estrito das regras do MRE, a neutralidade entre as usinas participantes é mais facilmente alcançada, não tenho dúvida, se for praticada uma mesma tarifa (uma mesma TEO), sobretudo se prevalecer a premissa de que tais usinas possuem os mesmos ou muito semelhantes custos incrementais de operação. Sucede que Itaipu tem um custo de operação maior do que o das demais hidrelétricas, o que torna o MRE não neutro para seus cotistas, a menos que ela também seja uma recebedora frequente do MRE, o que não tem acontecido (como dito acima), ou que a diferença seja alocada para um terceiro, visto que o resultado deve ser neutro para a Eletrobrás (também como dito acima). Como a UHE Itaipu tem sido sempre supridora do MRE (pelo menos nos últimos 10 anos), então os benefícios disso para os consumidores são menores do que os que deveriam ser. A questão, que destaco mais adiante, é se isto já estava previsto no Tratado de Itaipu, como tentou mostrar a APINE no âmbito da AP.

18. O parágrafo único do art. 14 do Decreto no 4550/2002, dispositivo a que faz referência a Procuradoria em seu Parecer no 1.314, de 11/12/2009, trata da alocação dos custos. Por tal dispositivo a Eletrobrás (os consumidores) são responsáveis apenas pelo ressarcimento de encargos de administração e supervisão e de remuneração por cessão de energia **decorrente da energia secundária alocada à Itaipu**, conforme redação dada pelo Decreto no 6.265/2007.

19. Em outras palavras, o MRE tem uma usina que, do ponto de vista dos custos, é diferente das demais, e é isso que deve ser observado, do contrário trataremos de forma isonômica coisas que não possuem tal atributo. A forma proposta pela SRG e SEM faz uma melhor alocação desses custos e benefícios, sendo essa uma das razões pela qual acompanho suas recomendações, embora compreenda que a mudança seja relevante.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 33 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

101. Ao ratificar o entendimento das áreas técnicas na ocasião, o Relator conduziu debate para deliberação da Agência que reconheceu a higidez de seus argumentos, na ocasião enfatizando que aplicação do princípio da isonomia pressupunha que as especificidades impostas pela realidade fossem endereçadas na exata medida de suas particularidades. Nesse sentido, resgata-se trecho da Nota Técnica n. 070/2009-SRG-SEM/ANEEL, de 14 de dezembro de 2009:

9. Um dos principais motivos para não se utilizar a TEO Itaipu apontado pelos agentes seria a quebra de isonomia atualmente existente no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. De acordo com as contribuições, a TEO, como é atualmente definida, é neutra para os agentes participantes do MRE na operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, isto é, o valor de R\$ 8,18/MWh faz com que o agente gerador seja indiferente a produzir energia elétrica na sua própria usina ou adquirir a energia de outro participante do MRE, pois o valor da TEO corresponde ao seu custo incremental de produção.

10. Essa afirmação seria verdadeira se todos tivessem condições de produzir no valor da tarifa regulatória de R\$ 8,18/MWh. No entanto, a UHE Itaipu, por força de um Tratado Internacional, possui custo variável de produção maior. Portanto, o MRE não é isonômico para a UHE Itaipu, ou seja, a usina produz energia elétrica a um custo maior do que cede ao MRE.

11. Alegam, ainda, os agentes que, uma vez que uma usina possa ter uma TEO diferenciada, por isonomia, todos os outros agentes do MRE também poderiam ter. Entende-se que ITAIPU pode ter uma TEO diferente porque seus custos estão definidos no Tratado. A usina não possui controle sobre esse custo. Se, por exemplo, outro agente do MRE, público ou privado, tivesse um custo diferente devido à imposição de uma Lei federal ou estadual, parece correto que também esse agente tivesse essa diferença reconhecida na TEO.

12. Entende-se que a isonomia, nesse caso, reside no fato de que cada agente gerador deve receber o valor equivalente ao seu custo de geração. Se um agente tem custos diferentes devido a uma imposição legal, ele deve ser tratado diferentemente. Portanto, a proposta em Audiência Pública não implica ofensa ao princípio da isonomia, mas sim, realiza um ajuste necessário no MRE.

13. Observe-se que a TEO é definida para uma usina de referência. Usinas hidrelétricas participantes do MRE possuem incentivos para ter seus custos abaixo dessa tarifa regulatória, pois são capazes de capturar as diferenças entre seu custo incremental e a TEO. Portanto, não é razoável definir uma TEO para cada usina hidrelétrica do SIN, pois dessa forma, não haveria incentivos para

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 34 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

redução do custo de O&M incremental, uma vez que esse custo seria reconhecido pelo regulamento. Portanto, acredita-se ser acertado que, para o MRE, só seja reconhecido uma TEO diferente quanto essa for imposta por determinação legal, o que é o caso da UHE Itaipu.

14. Ainda segundo as contribuições de vários agentes, dois atributos fundamentais do MRE são o compartilhamento da energia elétrica gerada com as outras usinas desse mecanismo, e a valoração da energia transacionada a uma tarifa que garanta a indiferença entre ser ou não despachado. Ora, a TEO única como é definida atualmente não é capaz de tornar indiferente o despacho da UHE Itaipu. Existe uma lógica perversa para os responsáveis pelos custos da UHE Itaipu, os consumidores das regiões S/SE-CO, pois quanto mais a usina produz energia sob comando do ONS, mais esses consumidores são onerados. Assim, diferentemente de algumas contribuições recebidas na AP 046/09, entende-se que há problema na forma como a energia elétrica de Itaipu é valorada no MRE.

102. O Anexo “C” do Tratado de Itaipu contém as premissas relacionadas às bases financeiras e à prestação de serviços de eletricidade da usina. Do regulamento do Anexo “C” constam os valores e as formas de atualização dos componentes de administração, cessão e royalties, respectivos multiplicadores, fator de ajuste da moeda americana (dólar), bem como a forma de previsão desses itens na dimensão tarifária. Vale destacar que no âmbito do ordenamento jurídico brasileiro, tratados incorporados ao direito interno detêm a mesma autoridade de que gozam as leis ordinárias.

103. O processamento ordinário da ANEEL classifica o conjunto desses itens como custo variável de Itaipu, aderentes aos itens preconizados no regulamento do Anexo “C” do tratado. Em seu último documento emitido (Nota Técnica n. 226/2022-SGT/ANEEL, de 7 de dezembro de 2022), a memória de cálculo, os parâmetros e as premissas considerados são apresentados, de onde sobressaem-se itens listados no regulamento do Anexo “C”.

104. É conhecimento consagrado que os custos de operação e manutenção (O&M) são também subdivididos em fixos e variáveis. A exemplo do que ocorre na estrutura de custo mais geral da firma, o principal conceito que os distingue é se o valor financeiro computado depende diretamente do nível de produção da planta ou não. Os livros-texto comumente reservam uma distinção especial para os custos de combustível, muito embora sejam eles também uma parcela inteiramente ligada ao grau de produção e, portanto, integrante do custo variável final da usina (Ventosa *et al.*, 2013).

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 35 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

105. A metodologia esculpida pela ANEEL ao tema classifica os itens que compõem a TEO<sub>Itaipu</sub> em três categorias: *Royalties*, Cessão e Administração. Importante ressaltar que nem todos os itens originalmente presentes no Anexo “C” integram o que se delimitou ser a parcela variável do custo do serviço de eletricidade da usina binacional. Na Figura 5 resgatam-se esses itens, originalmente dispostos na Nota Técnica n. 226/2022-SGT/ANEEL, de 7 de dezembro de 2022.

**Tabela 3 - Cálculo do custo variável de Itaipu, previsto para 2023, considerando o rateio da cessão (US\$/GWh)**

<b>Cálculo do custo variável de Itaipu, previsto para 2023, considerando o rateio da cessão (US\$/GWh)</b>				
Componente	Valor do Tratado em (US\$) (A)	Multiplicador (B)	Fator de ajuste (C) <sup>(6)</sup>	Total (A*B*C)
Royalties	650 <sup>(1)</sup>	4 <sup>(4)</sup>	2,9494788	7.668,64
Cessão	300 <sup>(2)</sup>	15,3 <sup>(5)</sup>	2,9494788	5.028,01
Administração	50 <sup>(3)</sup>	4 <sup>(4)</sup>	2,9494788	589,90
			<b>TOTAL (US\$)</b>	<b>13.286,55</b>

(1) Item III.4 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(2) Item III.8 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(3) Item III.5 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(4) Nota Reversal nº DAM-I/DEM/CAI/03/PAIN LODE05, de 28 de janeiro de 1986.

(5) Nota Reversal de 1º de setembro de 2009, e Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016 (conversão da Medida Provisória nº 735/2016).

(6) Carta nº 166/2022/ENBPar, de 16 de novembro de 2022, atualizada pela Carta nº 181/2022/ENBPar, de 7 de dezembro de 2022.

(7) O total do custo variável atribuído ao componente Cessão é multiplicado ainda pela Energia cedida ao Brasil (%).

Figura 5 – Custos Variáveis da UHE Itaipu

106. Os itens do Anexo “C” que definem a completude da parcela variável de custos são os III.4, III.8 e III.5. Eles estão transcritos abaixo para que suas naturezas sejam mais detidamente conhecidas.

III.4 – O montante necessário para o pagamento dos "royalties" às Altas Partes Contratantes, calculado no equivalente de seiscentos e cinquenta dólares dos Estados Unidos da América por gigawatt-hora, gerado e medido na central elétrica. Esse montante não poderá ser inferior, anualmente, a dezoito milhões de dólares dos Estados Unidos da América, à razão da metade para cada Alta Parte Contratante. O pagamento dos "royalties" se realizará mensalmente, na moeda disponível pela ITAIPU.

III.5 – O montante necessário para o pagamento à ELETROBRÁS e à ANDE, em partes iguais, a título de ressarcimento de encargos de administração e supervisão relacionados com a ITAIPU, calculados no equivalente de cinquenta dólares dos Estados Unidos da América por gigawatt-hora gerado e medido na central elétrica.

(...)

III.8 – O montante necessário à remuneração a uma das Altas Partes Contratantes, equivalente a trezentos dólares dos Estados Unidos da América, por gigawatt-hora cedido à outra Alta Parte

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 36 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

Contratante. Esta remuneração se realizará mensalmente na moeda disponível pela ITAIPU.

107. Vale apontar que sobre todos eles incidem parâmetros cuja determinação depende de combinações de variáveis exógenas (câmbio, inflação, alterações em marcos regulatórios) e cujas metodologias podem ter sido alteradas ao longo do tempo, conforme se extrai das referências assinaladas na Figura 5.

108. O escopo aqui seria o de examinar se essa parametrização integra a estrutura de cálculo da respectiva parcela de custo variável desde o seu início. E a resposta para essa questão é positiva. Independentemente de mudanças e/ou da dinâmica de outras variáveis que repercutem sobre esses parâmetros (e.g. câmbio ou dólar americano), é fato que os multiplicadores e fator de ajuste integram a estrutura das parcelas de custo da usina desde sempre, ao serem originários do Tratado.

109. Em relação aos três agrupamentos, avalia-se que o de Administração seja o classicamente antevisto na literatura técnica, relacionados a atividades de gestão e de supervisão da planta. Os outros dois (cessão e *royalties*) são específicos da realidade da usina e de seu respectivo arranjo comercial. Ao se computar a participação relativa de cada qual deles em relação ao total (Figura 5), chega-se a conclusão de que a parcela de Administração responde por apenas 4%.

110. A diminuta participação relativa da parcela de Administração remete à conclusão de que seria pequena a ingerência dos controladores da usina sobre o resultado dos custos variáveis. Isso porque as parcelas unitárias de cessão e *royalties* são pré-fixadas, permanecendo constante ao longo de um ciclo anual, por exemplo. Com efeito, poder-se-ia afirmar que a estrutura de custos variáveis médios da UHE Itaipu estaria próxima à do *break-even point*, quando o próprio valor do custo variável médio configura-se uma boa *proxy* para o valor subjacente do custo marginal.

111. Em relação à caracterização dos três itens como exemplares fidedignos aos custos variáveis, vale sublinhar que nas três definições há um fator em comum: uma definição originalmente ancorada em valor unitário e diretamente vinculada à produção da usina, que são os principais requisitos vinculados à caracterização de um custo variável segundo a definição técnica achada na literatura. Nas três rubricas preveem-se índices financeiros unitários atrelados a gigawatt-hora gerados, medidos e /ou cedidos.

112. No caso dos *royalties*, há que se apontar, ainda, a rubrica similar extensível às demais hidrelétricas do país, a CFURH. Essa compensação nada mais é do que também um *royalty* (contraparte) devido aos Estados e municípios pelo resultado da exploração do potencial

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 37 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

hidráulico em seus respectivos territórios. Não é, portanto, uma particularidade da UHE Itaipu, sendo também uma parcela variável historicamente integrante da TEO. Nesse particular, vale também sublinhar que no Decreto n. 5.163/2004 foi-se taxativo ao dispor que entre as condições necessárias ao cálculo do  $PLD_{min}$  estão a CFURH e os royalties.

113. Sobre a componente cessão, trata-se de uma previsão *a priori* sobre o índice financeiro unitário que deve lastrear eventual disponibilização de energia de um país ao outro, inteiramente ligada ao volume energético transacionado, por óbvio variável no tempo. Cuida-se, portanto, de uma cessão onerosa, com indexador comercial conhecido *ex-ante*. Com efeito, se os royalties e a CFURH são historicamente identificados como custos variáveis atrelados às usinas hidrelétricas, não haveria razão técnica para que a cessão de energia facultada às partes também não o fosse.

114. Não obstante o arrazoado sobredito, elemento regulatório complementar importante que se relaciona com os custos variáveis de cessão provém do art. 17 da Lei n. 13.360, de 17 de novembro de 2016:

Art. 17. A integralidade do custo relativo ao fator multiplicador de 15,3 (quinze inteiros e três décimos) sobre o encargo de cessão de energia de que trata o Acordo por Notas Reversais entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República do Paraguai sobre as Bases Financeiras do Anexo C do Tratado de Itaipu, firmado em 1º de setembro de 2009 e promulgado pelo Decreto nº 7.506, de 27 de junho de 2011, será incorporada à tarifa de repasse da Itaipu Binacional, considerando o período a partir de 1º de janeiro de 2016, vedado o pagamento com recursos do orçamento geral da União.

§ 1º Para a energia produzida pela usina de Itaipu acima da energia alocada a ela pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o custo relativo ao encargo de que trata o caput será suportado pelos participantes do MRE.

§ 2º Os valores não pagos pela União à Itaipu Binacional referentes às faturas vencidas entre 1º de janeiro de 2016 e a data de publicação desta Lei, incluídos os acréscimos moratórios aplicáveis, e os valores referentes ao disposto no § 1º deverão ser considerados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) no cálculo da nova tarifa de repasse da Itaipu Binacional.

§ 3º É a União autorizada a repactuar os compromissos afetados pelo disposto no caput, com vistas a assegurar a neutralidade das relações contratuais entre as partes.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 38 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

115. Em que pese o MRE seja um ambiente próprio de transação de energia, hermético ao condomínio hidrelétrico, sua natureza é a mesma do MCP no que tange à égide marginalista. Assim, muito embora o MRE e MCP sejam ambientes de apuração comercial distintos, não poderia a regulação aplicar conceitos diferentes para ações equivalentes.

116. No âmbito do MRE as alocações de energia também devem ser valoradas segundos os custos variáveis percebidos por parte de cada agente hidrelétrico. Essas disposições nascem na criação do mecanismo, no âmbito do Decreto n. 2655, de 2 de julho de 1998:

Art 22. As transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, visando a alocação de que trata o artigo anterior, estarão sujeitas à aplicação de encargo, baseado em tarifa de otimização estabelecida pela ANEEL, destinado à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

117. Com efeito, avalia-se que a prerrogativa da Lei n. 13.360/2016 para o MRE seria mais um elemento que condiciona a caracterização da cessão de energia da usina de Itaipu como um custo variável, assim devendo integrar a estrutura financeira vinculada à produção da usina.

### 2.2.3 Manifestações de agentes setoriais

118. Desde a promulgação da REH n. 3.167/2022, diversas foram as manifestações de agentes setoriais, tendo a Agência acusado algumas manifestações formais. Elas serão resumidas na sequência, seguindo a respectiva cronologia temporal.

119. Em 24 de fevereiro de 2023, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) expôs<sup>17</sup> preocupação com a previsibilidade das medidas regulatórias em face de divergências apontadas por agentes setoriais quanto à interpretação do Anexo C do Tratado de Itaipu. No mesmo expediente requereu celeridade na rediscussão da metodologia de definição dos limites do PLD.

120. Em 27 de fevereiro de 2023, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) sublinhou<sup>18</sup> a necessidade de se rediscutir a metodologia dos limites do PLD, ao tempo em que reforçou sua crença nos princípios da previsibilidade e da estabilidade do

<sup>17</sup> Documento n. 48513.004380/2023-00.

<sup>18</sup> Documento n. 48513.004494/2023-00.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 39 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

trâmite regulatório. A associação pediu celeridade na condução da matéria, sugerindo sua conclusão para o primeiro semestre de 2023.

121. Em 28 de fevereiro de 2023, o Fórum das Associações do Setor Elétrico (FASE) formalizou<sup>19</sup> menção de apoio à ANEEL no ímpeto de construir ambiente regulatório seguro e estável, repudiando a ação judicial impetrada pela comercializadora Enercore que questionara a formação do PLD<sub>min</sub> ancorada no atual valor da TEO<sub>itaipu</sub>.

122. Por meio do Memorando n. 41/2023<sup>20</sup>, a extinta Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) reforçou os critérios utilizados para o cálculo da TEO e da TEO<sub>itaipu</sub>, também apontando as principais controvérsias que circundaram a última instrução conduzida por aquela área técnica. Ao fim da manifestação, a SGT requereu “*as ações imprescindíveis para as referidas discussões*”.

123. A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (Abiape) protocolou<sup>21</sup> um estudo (Nota Técnica n. 06) em 5 de abril de 2023. O principal objetivo dessa manifestação foi o de contribuir com a instrução da ARR dos limites do PLD. Além de um arrazoado teórico, o foco da contribuição foi o de estabelecer uma equação própria para o PLD<sub>min</sub>, na visão da associação única e exclusivamente obediente ao Decreto n. 5.163/2004. Além disso, a associação enfatizou que qualquer nova metodologia só deveria ser aplicada a partir de 2025.

124. Em 8 de maio de 2023, a Abraceel novamente expôs<sup>22</sup> considerações para a ARR dos limites do PLD. Na mesma carta reforçou a preocupação com a previsibilidade decisória e operacional, ao mesmo tempo reforçando o pedido de celeridade e de antecipação das discussões públicas.

125. Em 25 de maio de 2023, a Norte Energia apresentou<sup>23</sup> seus principais argumentos técnicos para o aprimoramento dos limites do PLD, ao fim pontuando quais os princípios que deveriam prevalecer na condução da matéria. A concessionária também sugeriu que para o ano de 2024 fosse mantido o regramento atual e que as eventuais evoluções contassem com uma carência mínima de 12 meses à sua efetiva implementação.

126. Em 29 de junho de 2023, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), ao fazer referência a reunião técnica que ocorrera em 11 de maio de

<sup>19</sup> Documento n. 48513.004689/2023-00.

<sup>20</sup> Documento n. 48581.000539/2023-00.

<sup>21</sup> Documento n. 48513.008361/2023-00.

<sup>22</sup> Documento n. 48513.010936/2023-00.

<sup>23</sup> Documento n. 48513.012337/2023-00.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 40 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

2023 sobre o tema, apresentou<sup>24</sup> proposta de incluir subconjunto de componentes da Receita Anual de Geração (RAG) na sistemática de definição do PLD<sub>min</sub>. A proposta foi acompanhada de parecer jurídico, que também versou sobre ausência de restrições de antecedência mínima para divulgação da metodologia do PLD<sub>min</sub>.

### 3. Objetivos da Regulação

127. Os objetivos desta regulação são os mesmos já apresentados na exposição conceitual do item anterior. No caso do PLD<sub>max</sub>, o objetivo principal foi o de assegurar a solvência sistêmica às operações de mercado, para tanto fiando-se nos critérios adotados pelo planejamento setorial para assegurar a confiabilidade energética do país.

128. Corolário importante que advém da fixação de um limite estrutural para o PLD é o de também endereçar a alocação de custos condizente com o acionamento do parque responsável por conferir o seguro energético do país) a todo o segmento de consumo (ambientes regulado e livre). É uma medida relevante porque todos os usuários beneficiam-se da confiabilidade energética proporcionada pelo correspondente parque contratado para esse fim.

129. A granularidade horária do preço de mercado também requer uma distinção para a ordem de grandeza do teto que porventura for fixado para essas condições. Isso porque a variação da demanda durante um dia pode tomar proporções significativas em função do volume de oferta mobilizado. E essas circunstâncias, naturalmente muito dinâmicas e exíguas na escala de tempo, não podem ter como balizador a mesma referência adotada no âmbito da confiabilidade energética, cujos fundamentos são por definição estruturais e com escalas de tempo necessariamente de longo alcance.

130. Por isso que outro objetivo da regulação foi o de prescrever um PLD<sub>max</sub> de caráter conjuntural. E isso também levou à necessidade de definição de uma regra que conciliasse a coexistência das duas referências de teto para o preço, que naturalmente também deverá ser objeto de avaliação nesta ARR.

131. Na seara do PLD<sub>min</sub>, a função objetivo é mais concisa, restringindo-se ao papel precípuo do preço de mercado de também assegurar remuneração uniforme aos agentes em conjuntura particular de composição da oferta. A preocupação de fundo é a de investigar se as premissas estabelecidas para tanto foram observadas na prática, o que sobretudo incluiria saber se a UHE Itaipu fora o recurso marginal nas circunstâncias apontadas e, residualmente, se sua

---

<sup>24</sup> Documento n. 48513.015646/2023-00.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 41 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

estrutura de custos variáveis de fato atenderia aos requisitos de valoração. Para tanto a resolução estabelece que:

Art. 24. O valor mínimo do PLD será calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre:

I - a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu); e

II - a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional.

#### 4. Avaliação dos Resultados e Demais Impactos da Regulação

132. Para avaliar o desempenho da regulação vigente, apoio analítico foi requerido à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) sobretudo porque é naquela Câmara que se encontra todo o cabedal de informações relativas ao mercado de curto prazo, em particular o histórico de formação do PLD e suas respectivas séries históricas em granularidade temporal horária e, especialmente, por cada qual dos quatro submercados existentes.

133. Diante das especificidades do regulamento, julgou-se importante subdividir esta avaliação em tópicos condizentes com os seus principais eixos de atuação.

##### 4.1 Comportamento histórico do preço e simulações

134. Primeira questão a ser examinada refere-se à análise da trajetória dos preços. Para tanto demandou-se à CCEE não só compilar as informações históricas oficiais, mas, também, apresentar cenários alternativos para sensibilizar aspectos da regulação vigente, tais como as eficácias individuais e conjugadas dos limites de  $PLD_{max}$ , vertentes estrutural e conjuntural.

135. Como regra, focar-se-á no submercado sudeste/centro-oeste, diante de seu protagonismo em termos de participação relativa no mercado. Quando houver algum aspecto de maior destaque em algum outro submercado, isso também será feito. Vale apontar, também que o período retrospectivo considerado foi entre janeiro de 2020 até março 2023. Este tópico foi subdividido em subtemas para facilitar sua compreensão e organização. Na Figura 6 exibe-se a trajetória do PLD na janela de interesse.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 42 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

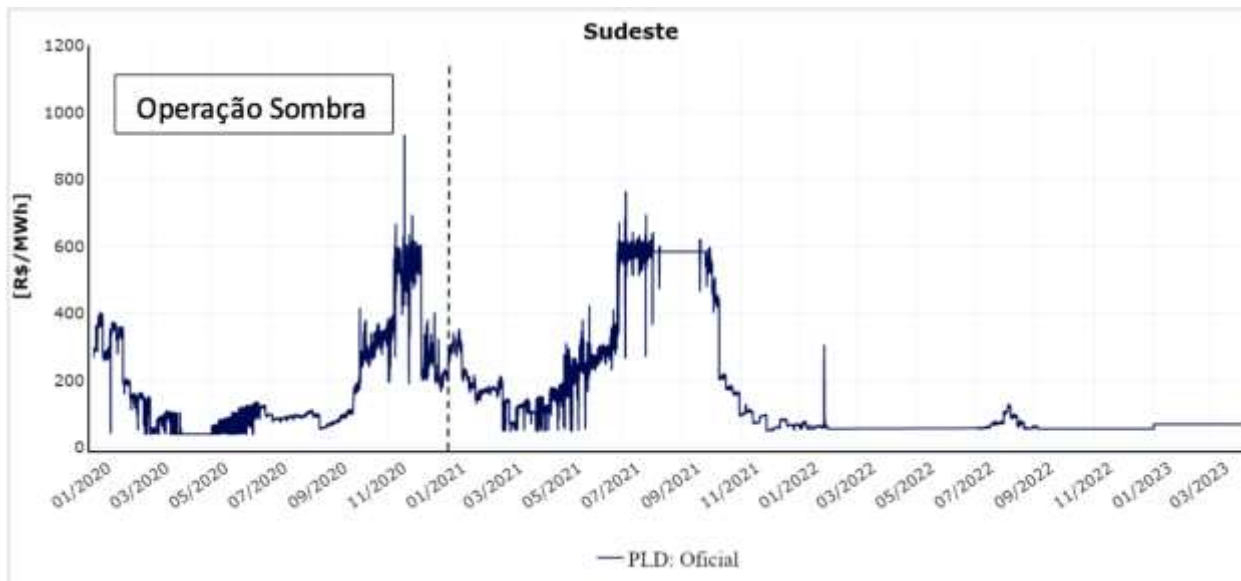


Figura 6 – PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste (Fonte: CCEE)

136. O relatório completo da CCEE é material anexo a esta ARR. Dele consta todo o rol de informações processadas e a respectiva análise proferida pela Câmara.

#### 4.1.1 PLD<sub>max</sub>

137. No intervalo considerado, o evento de escassez hídrica de 2021 revelou-se um caso real e concreto de singular intensidade e duração associados a um excepcional choque de oferta experimentado pela fonte hidráulica (menor afluência natural em mais de 90 anos de registros históricos), o que promoveu expressiva elevação do custo marginal de operação, com consequências diretas sobre o mecanismo de regulação do PLD<sub>max</sub>.

138. Na Figura 7, apresenta-se uma série histórica sintética para o PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste, sem qualquer aplicação de limites. Isso para que haja a percepção de como teria sido a curva de preços caso não houvesse qualquer intervenção regulatória. Especial atenção será conferida ao período que envolve o ápice da crise de escassez hídrica, também assinalado no gráfico.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 43 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

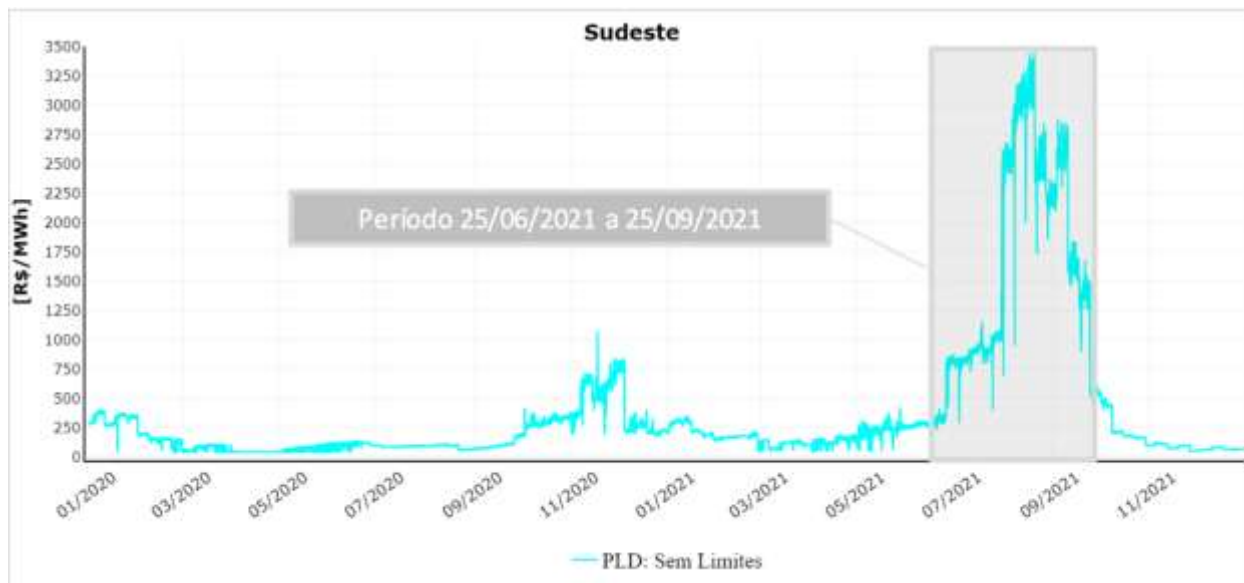


Figura 7 – PLD sem limites no submercado Sudeste (Fonte: CCEE)

139. No auge da crise, o PLD sem restrições teria atingido patamares elevados, que perdurariam por semanas consecutivas. Na ocasião, valores próximos a R\$ 3.500/MWh teriam sido considerados para a liquidação comercial no mercado. Em outros períodos, o preço persistiria significativamente em patamares na casa dos R\$ 2.500/MWh. Essa ordem de grandeza à época sinalizava que o custo de déficit estava sendo considerado na formação do preço (proporcionalmente às profundidades e às durações de cortes de carga indicados pelo modelo matemático). As implicações alocativas dessa cenarização serão apresentados em item dedicado a esse tipo de análise.

140. Na Figura 8, apresenta-se a comparação entre o cenário sem limites com o oficialmente computado (regulação da REN 1.032/2022). Além desses, outra sensibilidade é exibida: apenas limite horário.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 44 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

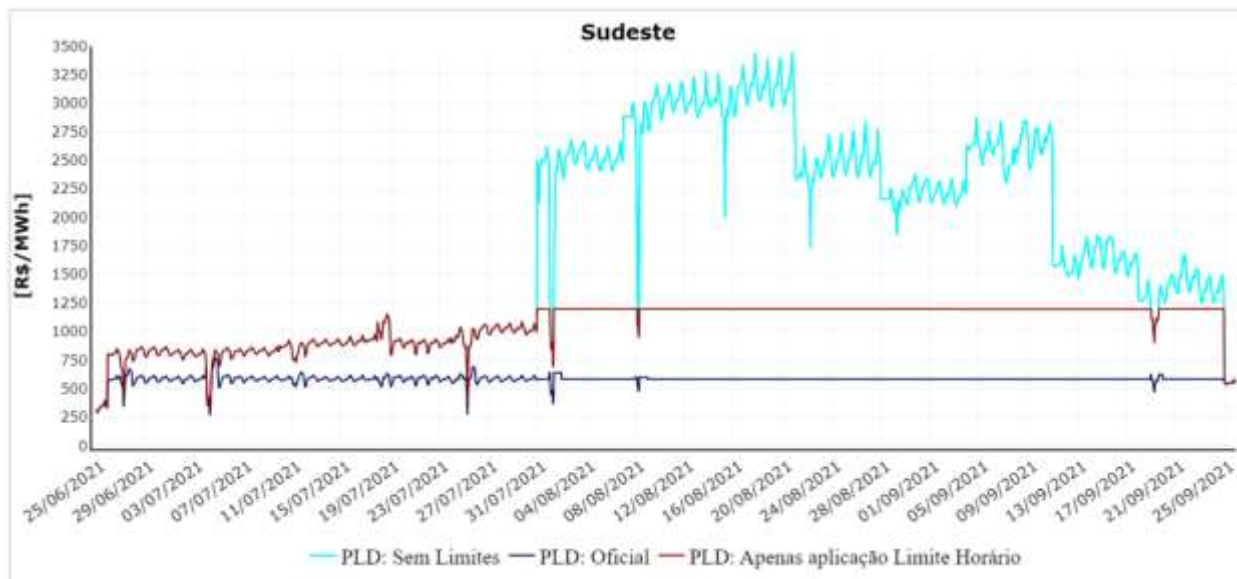


Figura 8 - Sensibilidades de sistemáticas de  $PLD_{max}$  (Fonte: CCEE)

141. Note-se que a existência do  $PLD_{max}$  estrutural foi decisiva para fixar a realização do preço em torno de seu valor ao longo de todo o horizonte de interesse. Além disso, na janela de pico (preços acima de R\$ 1.000/MWh), extrai-se que a sistemática de conciliação entre as referências de teto (estrutural e horária) implicou a realização de um patamar praticamente constante para o PLD (algumas exceções pontuais são percebidas), sem qualquer modulação no intervalo dentro do dia operativo.

142. A razão para tanto deve-se à ordenação das atividades que são observadas no âmbito das Regras e Procedimentos de Comercialização<sup>25</sup>. O principal fator concorrente seria a observação do limite horário sem antes computar o racional próprio do  $PLD_{max}$  estrutural, que é o da média de preços do dia não superar o teto de longo prazo. Isso fica evidente ao se comparar as sensibilidades “Apenas Aplicação Limites Estrutural”, da Figura 9, com o cenário “Oficial”.

143. A sistemática atual prevê que, após a conclusão da rodada do modelo Dessem, obviamente seguindo os preceitos aplicáveis à formação do PLD, a curva diária contendo 24 valores é primeiramente contrastada com os limites regulatórios mínimo ( $PLD_{min}$ ) e máximo horário ( $PLD_{max}$  horário). No caso de haver um ou mais valores que superem o limiar horário, todos os que assim enquadrarem-se serão igualados ao teto regulatório de referência. Vencida essa etapa é que se calcula a média entre os 24 valores resultantes, para assim verificar se essa medida central violará a outra restrição máxima fixada, o  $PLD_{max}$  estrutural.

<sup>25</sup> Regras e Procedimentos n. 00 – Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Versão 2023.3.1.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 45 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

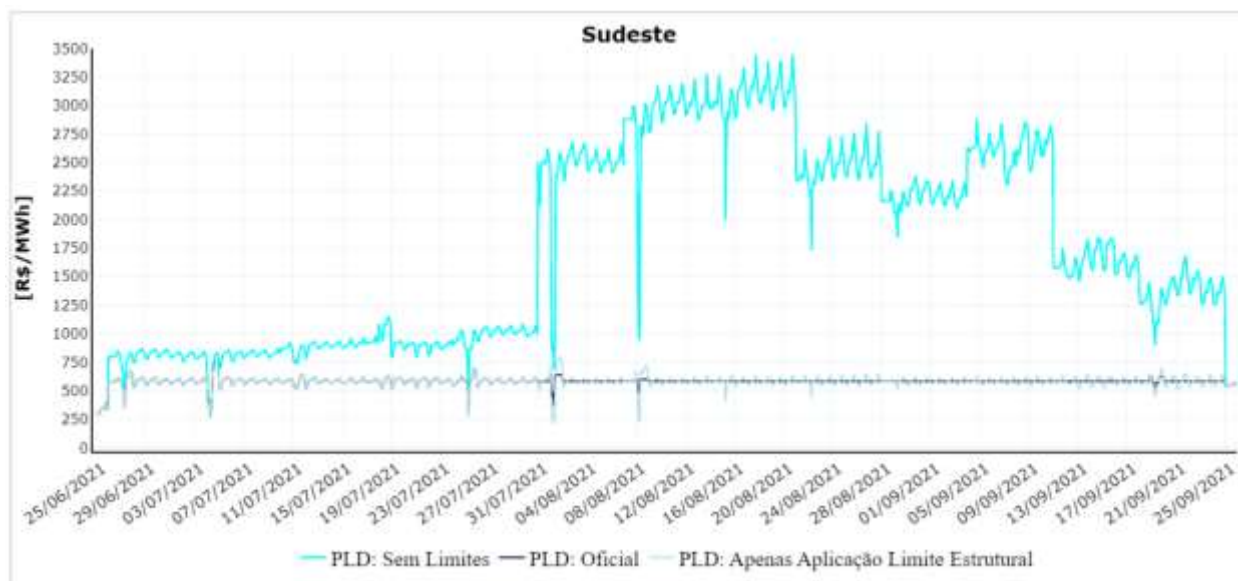


Figura 9 - Sensibilidades de sistemáticas de  $PLD_{max}$  (Fonte: CCEE)

144. Quando o limite horário é aplicado *a priori*, essa primeira restrição condiciona a realização do preço a permanecer constante enquanto a média de preços do dia supera o limiar estrutural. Nota-se que essa foi a condição que prevalecera no comportamento do PLD “Oficial”, permanecendo praticamente estável ao longo de todo o intervalo quando o “PLD Sem Limites” restara superior ao limiar horário, não por acaso o período de maior escassez de oferta.

145. Provavelmente essa condição deve-se à estrutura de formação de preços, particularmente ao encadeamento entre os modelos computacionais. Em que pese o modelo Dessem detenha condições de produzir uma curva de preço em granularidade horária espelhando o equilíbrio dinâmico entre a demanda e a oferta dentro do dia, esse cálculo detém importante influência das funções de custo futuro (FCF) provenientes dos modelos precursores, Decomp e Newave.

146. Em particular o sinal econômico do Newave traz consigo um olhar de longo alcance que condiciona os intervalos em que o preço em granularidades inferiores excursionar-se-á. Com efeito, se a FCF do Newave tiver sido concebida em domínio próximo ou superior ao do  $PLD_{max}$  estrutural (o que é bastante provável em conjunturas de aguda severidade hidrológica), a variação de preços em base diária dificilmente escapará dessa condição e, por conseguinte sua respectiva média, tornando inócua fixar outra camada de restrição que esteja muito distante dessa realidade.

147. O caso da sensibilidade para quando houvesse apenas a sistemática do  $PLD_{max}$  estrutural é um evidente exemplo nesse sentido. Rememora-se que o seu gatilho prevê a

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 46 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

verificação prévia da média de preços do dia e sua indexação restará ativa apenas se essa condição superar o valor fixado para  $PLD_{max}$  estrutural. Esse resultado sendo positivo confirma que a conjuntura operativa é a de severa restrição de oferta sistêmica, sob perspectiva ampla e de longo prazo (estrutural).

148. Não obstante restarem presentes os requisitos para aplicação da restrição estrutural e ser significativa a redução do patamar sobre o qual o preço poderá excursionar nesse cenário, a observação dessa única condição conseguiu imprimir algum grau de modulação nos intervalos dentro do dia. Essa característica está com resolução ampliada na Figura 10.

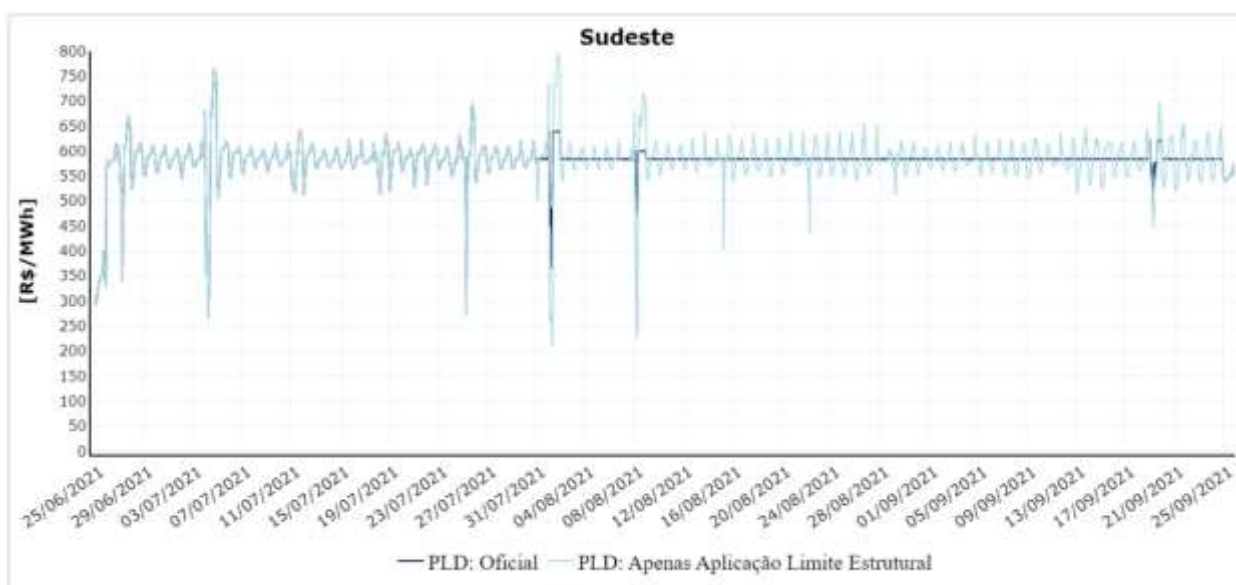


Figura 10 Comparativo entre os cenários PLD oficial e “Apenas Aplicação Limite Estrutural”  
(Fonte: CCEE)

149. Trata-se de uma característica desejável, mesmo quando sob a intervenção de um requisito de natureza estrutural. Mesmo respeitando a condicionante à época vigente (R\$ 583,88/MWh), ainda assim o preço excursionou em torno desse valor com variações tipicamente em torno de R\$50/MWh, atingindo picos que se aproximaram de R\$250/MWh, em alguns momentos.

150. Por outro lado, a convivência simultânea das duas referências para o  $PLD_{max}$  não trouxe modulação de preço no período de maior intensidade da crise, sobretudo porque a referência estrutural condiciona em larga medida o intervalo sobre o qual o preço em granularidade horária poderá excursionar. Essa característica somada à natural inércia da oferta hidrelétrica em janelas de tempo curtas (grandes quantidades de energia associada com poucas

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 47 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

flutuações naturais em intervalos diários) fazem com que seja inócua a fixação de segunda camada para o balizamento do preço em granularidade horária.

151. Com efeito, considera-se que esse pode ser um aspecto de aprimoramento do atual regramento. Como se vê dos resultados exibidos, o cenário com aplicação de apenas o limite estrutural resultaria em melhora nesse sentido, com uma também bem-vinda simplificação da sistemática de gatilho.

152. Finalmente, vale destacar compilação estatística feita pela CCEE sobre a contagem de eventos (dias) em que algum critério de limite fora aplicado em sintonia com as sensibilidades processadas. Complementarmente, também são exibidos os dias em que nenhum dos diferentes gatilhos restaram ativos. Trata-se dos dados exibidos na Figura 11.

Ano	Submercado	Dias - apenas Lim. Horário	Dias apenas Lim. Estrutural	Dias Lim. Horário e Estrutural	Não Aplicou limites máximo
2020	Sudeste	0	22 (6%)	0	344 (94%)
	Sul	0	22 (6%)	0	344 (94%)
	Nordeste	0	8 (2%)	0	358 (98%)
	Norte	0	22 (6%)	0	344 (94%)
2021	Sudeste	0	35 (10%)	56 (15%)	274 (75%)
	Sul	0	35 (10%)	56 (15%)	274 (75%)
	Nordeste	0	66 (18%)	25 (7%)	274 (75%)
	Norte	0	35 (10%)	56 (15%)	274 (75%)
2022	Sudeste	0	0	0	365 (100%)
	Sul	0	0	0	365 (100%)
	Nordeste	0	0	0	365 (100%)
	Norte	0	0	0	365 (100%)
<b>TOTAL</b>		<b>0</b>	<b>245 (6%)</b>	<b>193 (4%)</b>	<b>3496 (90%)</b>

Figura 11 – Estatísticas de ocorrência de limites de PLD (Fonte: CCEE)

153. Veja-se que a condicionante estrutural isoladamente foi a mais atuante dentre os casos simulados. Malgrado ela tenha sido a mais aplicada, as trajetórias dela resultante apresentaram algum grau de modulação de preços dentro do dia, uma das características mais importantes de serem verificadas na formação do preço de curto prazo.

154. Por outro lado, outro apontamento feito pela CCEE derivado da sistemática do PLD<sub>max</sub> estrutural refere-se ao deslocamento do pico de PLD para os fins de semana. A razão para tanto é porque o perfil de preços aos fins de semana ser naturalmente inferior em função do

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 48 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

arrefecimento da carga. O fato de a média de preços ser menor implica um fator de correção também inferior, levando a uma trajetória de preços resultante comparativamente superior aos dias mais pressionados por perfis de carga e de preços mais elevados. O caso concreto da Figura 12 ilustra a situação experimentada na prática.

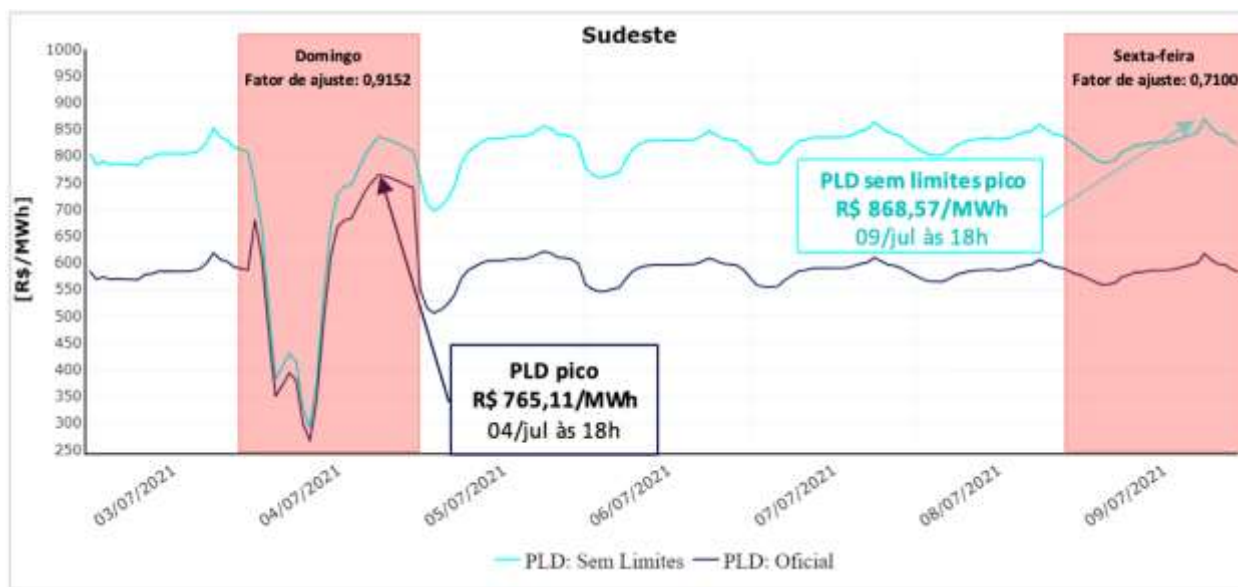


Figura 12 – Perfis de preço em semana operativa de julho de 2021 (Fonte: CCEE)

155. Esse tipo de consequência também requer que sejam estudadas outras sistemáticas para aplicação do limite estrutural. O avanço da regulação da matéria deveria perseguir, simultaneamente, a manutenção de algum grau de modulação intradiário do preço e preservar seu pico nos instantes de maior carga relativa.

156. A CCEE também processou algumas outras sensibilidades para o  $PLD_{max}$ , onde o mesmo comportamento já examinado verifica-se. Por exemplo, se a referência estrutural fosse elevada para o maior CVU de termelétrica movida a gás e contratada via CCEAR-D (antigo critério da REN n. 633/2014) conjugada com condição sem limite para a granularidade horária, o mesmo perfil de trajetórias seria observado, com a diferença de ocorrer em patamar mais elevado e em paralelismo com as novas referências assinaladas (vide Figura 13).

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 49 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

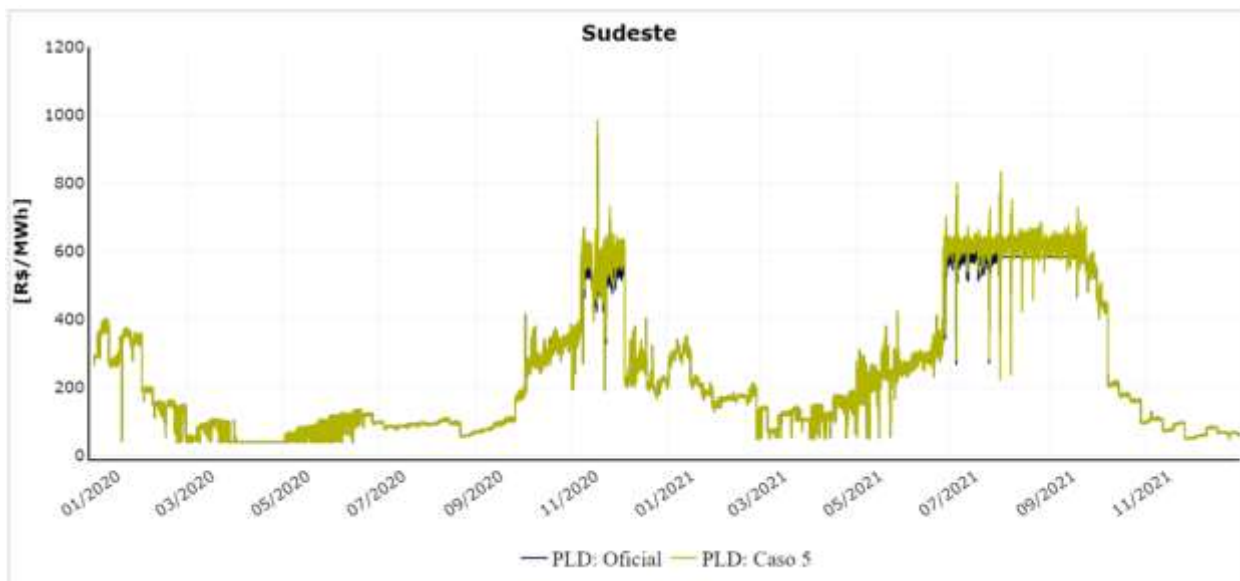


Figura 13 – Simulação com outros limites para o  $PLD_{max}$  (Fonte: CCEE)

157. Outra vertente analítica considerada diz respeito a sensibilidades alocativas no âmbito do MCP em face de outras referências para o  $PLD_{max}$ . Nesse caso, dois cenários foram eleitos mais significativos. A denominação dos cenários seguiu a enumeração feita pela CCEE, que processara mais outras simulações ao total, ao fim apontando estes como os mais relevantes: Caso 3, para o que não foi imposto qualquer limite em ambos os tetos (estrutural e horário); e Caso 2, em que a modalidade estrutural permanecera sem restrições e ao limite horário foi imposto o maior CVU dentro o portfólio termelétrico à época vigente. A classificação completa proposta pela CCEE é exibida na Figura 14.

158. Vale apontar, também, que o mês de agosto de 2021 foi escolhido como a janela de maior interesse, ao ser um exemplar de severidade durante a crise hídrica experimentada naquela ocasião. Os parâmetros avaliados foram: risco hidrológico, encargo de serviços do sistema (ESS), *Surplus* e alívio de exposições, compilados por classe de consumo ou de geração, balanço financeiro da conta de energia de reserva (CONER), ressarcimento e receitas de venda. Os resultados serão exibidos sequencialmente. Na Figura 15, exibem-se os PLDs obtidos e os números atrelados ao ESS.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 50 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

Caso	Ano	PLD Mínima	PLD Máximo Estrutural	PLD Máximo Horário
<b>Oficial</b>	2020	39,68	559,75	1.148,36
	2021	49,77	583,88	1.197,87
	2022	55,70	646,58	1.326,50
	2023	69,04	684,73	1.404,77
<b>Caso 1</b> PLD Máx Est: Sem Limites PLD Máx Hor: > CVU term Gás CCEAR	2020	39,68	-	591,24
	2021	49,77	-	612,36
	2022	55,70	-	740,72
	2023	69,04	-	886,89
<b>Caso 2</b> PLD Máx Est: Sem Limites PLD Máx Hor: > CVU	2020	39,68	-	1.671,60
	2021	49,77	-	1.695,49
	2022	55,70	-	2.278,68
	2023	69,04	-	3.372,53
<b>Caso 3</b> PLD Máx Est: Sem Limites PLD Máx Hor: Sem Limites	2020	39,68	-	-
	2021	49,77	-	-
	2022	55,70	-	-
	2023	69,04	-	-
<b>Caso 4</b> PLD Máx Est: > CVU term Gás CCEAR PLD Máx Hor: > CVU	2020	39,68	591,24	1.671,60
	2021	49,77	612,36	1.695,49
	2022	55,70	740,72	2.278,68
	2023	69,04	886,89	3.372,53
<b>Caso 5</b> PLD Máx Est: > CVU term Gás CCEAR PLD Máx Hor: Sem Limites	2020	39,68	591,24	-
	2021	49,77	612,36	-
	2022	55,70	740,72	-
	2023	69,04	886,89	-

Figura 14 – Classificação dos casos simulados (Fonte: CCEE. Valores em R\$/MWh)

Submercado	PLD Oficial	Caso 3 (sem limites)	Diferença % Caso 3 vs original	Caso 2 (limite horário maior CVU)	Diferença % Caso 2 vs original
Sudeste	583,88	2.667,48	457%	1683,06	288%
Sul	583,88	2.667,48	457%	1683,06	288%
Nordesta	583,88	1.971,33	338%	1357,09	232%
Norte	583,88	2.667,48	457%	1683,06	288%

Origem	PLD Oficial	Caso 3 (sem limites)	Diferença % Caso 3 vs original	Caso 2 (limite horário maior CVU)	Diferença % Caso 2 vs original
Deslocamento Hidráulico (mantendo valor de PLD_3)	326,5	1.871,6	473,3%	1.160,1	255,4%
Segurança Energética	145,3	34,1	-76,5%	42,9	-70,4%
Unit Commitment	23,7	5,2	-78,3%	6,5	-72,6%
Constrained-off	8,99	374,21	4.063,9%	180,89	1912,8%
Importação (sem considerar recebimentos)	917,9	1,7	-99,8%	26,8	-97,1%
Geração Adicional	11,2	0,0	-99,9%	2,2	-80,4%
Custo de Deslocamento Total	32,18	12,31	-98,1%	12,11	-98,1%
<b>TOTAL</b>	<b>2.065,78</b>	<b>2.299,16</b>	<b>11,3%</b>	<b>1.431,59</b>	<b>-30,7%</b>

Figura 15 - Impactos simulados para agosto/2021 (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 51 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

159. Como esperado, a vertente sem qualquer limite apresentou os maiores valores médios para os PLDs, seguido do caso em que houve a restrição apenas para o limite horário. A constituição clássica do encargo enquanto uma forma de remuneração financeira na medida do custo de produção indica que ele deverá ser inversamente proporcional à vertente de remuneração via preço uniforme (equilíbrio de mercado).

160. Isso é válido para as rubricas acionamento termelétrico por segurança energética, *unit commitment* termelétrico, energia importada de ativos internacionais. Ocorre que também constituem o ESS a restituição de custos de oportunidade experimentados pelos segmentos hidrelétrico (DH) e termelétrico (*constrained-off*). Nesses casos, a relação entre o PLD e a obrigação financeira é direta. O montante final do ESS em cada caso será a resultante líquida entre esses dois vetores.

161. Note-se que o resultado líquido apresentou queda (próxima a 30%) no Caso 2, quando comparado aos números oficiais. Em contrapartida, houve elevação do ESS para a vertente sem qualquer limite (Caso 3). Essa comparação revela que a hipótese de não ter qualquer limite aplicado ao PLD implicaria elevação do ESS, mesmo sendo essa uma rubrica cuja constituição detém relevantes itens cuja gradação de custos é inversamente proporcional ao valor do PLD. Isso pôde ser percebido no Caso 3, que mesmo considerando um nível de PLD 457% maior na maioria dos submercados, ainda assim resultou em um balanço líquido para o ESS também superior (+11%).

162. Sobre o excedente financeiro (*surplus*) que emerge das diferenças de preço entre submercados quando se materializa a limitação de intercâmbio energético entre eles (Figura 16), vê-se que a elevação dos preços conduz a aumentos expressivos dessas rubricas. A elevação relativa da rubrica é proporcional à diferença nominal entre os preços de cada simulação, portanto maior para a vertente sem limites (Caso 3). Nesse caso a diferença em relação à configuração atual foi de quase 91.000%. A maior diferença média entre os PLDs dos submercados também contribuiu para o aumento de exposições negativas em relação às positivas no Caso 3.

163. Destaca-se também o expressivo aumento do excedente de importação, com quase 172.000%. Mas nesse caso vale apontar que a diferença provavelmente teria sido bem menor do que na hipótese simulada, dado que o preço do recurso marginal no SIN (despachado dentro ou fora da ordem de mérito econômica) influencia decisivamente o valor da energia importada. Finalmente, pode-se afirmar que o Caso 2 detém conclusões semelhantes, mas com cifras menos expressivas diante do teto mais módico para o PLD.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 52 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

	PLD Oficial	Caso 3 (sem limites)	Diferença % Caso 3 vs original	Caso 2 (limite horário maior CVU)	Diferença % Caso 2 vs original
Surplus	4,3	3.943,3	90.787%	1.843,8	42.398%
Exposição Positiva	7,0	0,1	-99%	172,8	2.370%
Exposição Negativa	3,4	82,6	2.340%	55,5	1.538%
Excedente para alívio de ESS	7,9	3.860,7	48.582%	1.961,1	24.679%
Excedente Importação	0,7	1.267,9	171.910,6%	167,9	22.673,4%
Excedente Total Utilizado para alívio de ESS futuro	0	4738,1	-	1.897,7	-

Figura 16 – Exposições financeiras para agosto/2021 (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

164. Quanto aos resultados da conta de energia de reserva (CONER) e das liquidações vinculadas às contratações de ativos hidrelétricos (risco hidrológico), a proporcionalidade de exposições (positivas ou negativas) também seguiu a intensidade do PLD simulado. Ao elevar-se o PLD, maior seria o excedente positivo da CONER. No cenário 3 esse crescimento seria de 439% ante a 241% para o Caso 2.

165. O custo do risco hidrológico para o consumidor seguiria toada semelhante (Figura 17). A inexistência de limites para o PLD (Caso 3) implicou crescimentos importantes para essa rubrica, com elevações que atingiram 370% no caso da UHE Itaipu.

	PLD Oficial	Caso 3 (sem limites)	Diferença % Caso 3 vs original	Caso 2 (limite horário maior CVU)	Diferença % Caso 2 vs original
Excedente	1.129,1	6.084,5	539%	3.848,3	341%
Risco Hidrológico	PLD Oficial	Caso 3 (sem limites)	Diferença % Caso 3 vs original	Caso 2 (limite horário maior CVU)	Diferença % Caso 2 vs original
Itaipu	1.181,5	5.554,3	370%	3.452,7	192%
CCGF	1.668,8	6.546,7	292%	4.437,3	166%
Repactuação	2.354,5	10.914,1	364%	6.801,2	189%

Figura 17 –CONER (Excedente) e Risco Hidrológico (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

166. Destaque também para as repactuações firmadas no âmbito da Resolução Normativa n. 1.009, de 22 de março de 2022. O custo que seria suportado pelos consumidores regulados somente para esse item em específico atingiria cifra próxima a R\$ 11 bilhões, mais do

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 53 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

que o dobro de todo o custo de risco hidrológico computado oficialmente. Valores menos elevados, mas não menos expressivos, seriam verificados na vertente 2 de simulação. Também nesse caso a consequência seria um importante aumento desses compromissos financeiros para o segmento cativo da demanda.

167. Ao se compararem os resultados por classe de atuação, primeiro apontamento seria mais geral, o de que as cifras financeiras elevar-se-iam substancialmente, dado que o PLD é um parâmetro central às transações comerciais efetuadas no âmbito do MCP. Veja-se que o volume de pagamentos quase que quadruplicaria para a sensibilidade 3. No Caso 2, esse mesmo crescimento atingiria cerca de 2,5 vezes mais (vide Figura 18).

	PLD Oficial	Caso 3 (sem limites)	Diferença % Caso 3 vs original	Caso 2 (limite horário maior CVU)	Diferença % Caso 2 vs original
<b>Pagamentos</b>	<b>7.802,6</b>	<b>31.017,9</b>	<b>289%</b>	<b>19.488,2</b>	<b>150%</b>
Classe	PLD Oficial	Caso 3 (sem limites)	Diferença % Caso 3 vs original	Caso 2 (limite horário maior CVU)	Diferença % Caso 2 vs original
Autoprodutor	-187,7	-679,8	262%	-458,5	144%
Comercializador	73,4	268,4	266%	181,3	147%
Consumidor Especial	-29,3	240,5	-922%	179,6	-714%
Consumidor Livre	-103,6	1.249,0	-1.305%	788,0	-860%
Distribuidor	-4.033,3	-15.727,4	290%	-9.663,0	140%
Exportador	0,6	3,4	439%	2,1	241%
Gerador	-114,1	-17,0	-85%	-159,2	40%
Importador	1.475,8	1.307,4	-11%	1.475,3	0%
Produtor Independente	2.919,9	8.619,1	195%	5.758,2	97%

Figura 18 - Impactos simulados para agosto/2021 (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

168. Ao se avaliar a estratificação por segmentos, como esperado, o aumento de preço conduziria elevação proporcional de renda para o segmento de geração com correspondente aumento de custos para a dimensão da demanda. Como principal exemplar dessa assertiva no âmbito da geração seria o produtor independente de energia (PIE), com elevação de ganhos de 195% e 97% para as sensibilidades 3 e 2, respectivamente.

169. Os comercializadores também seriam um segmento que se beneficiaria da elevação do limite superior do PLD, com incrementos que poderiam atingir 266% na vertente 3. Alguns segmentos do consumo, como os consumidores livres e especiais, teriam sua posição invertida. Sairiam de uma condição deficitária para superavitária, ancoradas em liquidações positivas no MCP a valores muito superiores de PLD.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 54 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

170. Na outra ponta, destaque para as cifras suportadas pelas distribuidoras, que se elevariam respectivamente para 290% e 140%. Na Figura 19 dispõe-se estratificação mais pormenorizada para os itens financeiros que comporiam o resultado do segmento da distribuição para os cenários 2 e 3 de sensibilidade. Os principais fatores que explicariam o relevante incremento de custos seriam as obrigações relativas ao conjunto de itens que definem a rubrica risco hidrológico, somados aos custos de contratos por disponibilidade de usinas termelétricas.

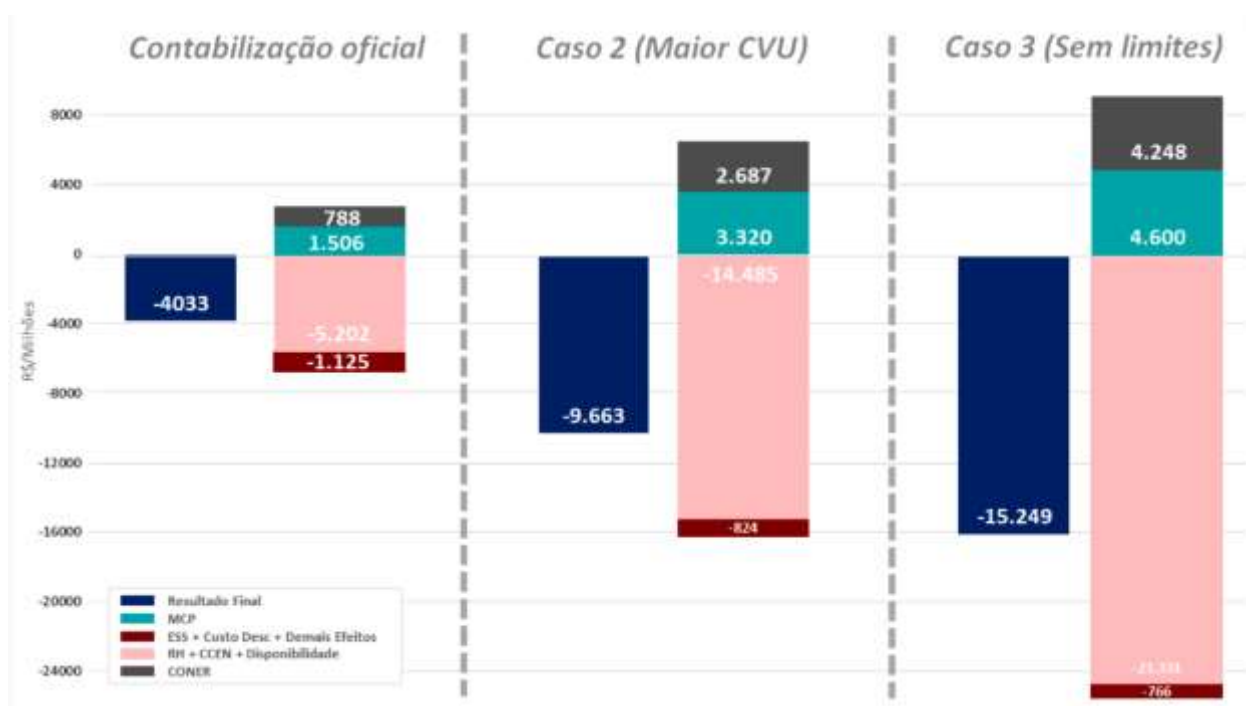


Figura 19 – Efeitos MCP Distribuidores (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

171. O estudo da CCEE também contém ampla análise para casos de atraso na entrada em operação comercial, disciplinados na REN 1.009/2022. As simulações consideraram diferentes modalidades de recomposição com seus respectivos equacionamentos de valoração, trazendo resultados quantitativos para casos da realidade (UTES Prosperidade III, GNA I e Oeste de Canoas 1) quanto para casos mais abstratos e gerais. Esse detalhamento poderá ser consultado no documento disponibilizado em anexo.

#### 4.1.2 PLD<sub>min</sub>

172. As simulações para o PLD<sub>min</sub> consideraram quatro cenários de sensibilidade, todos eles comparados à trajetória oficial. Foram eles: Sem Limites (Caso 1); PLD<sub>min</sub> = TEO (Caso 2); PLD<sub>min</sub> = GAG+CFURH (Caso 3) e PLD<sub>min</sub> = Ponderação TEO (Caso 4). Vale registrar, ainda, que a

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 55 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

mesma janela temporal fixada para o limite superior foi contemplada (01/2020 a 04/2023). Os números considerados em cada intervalo anual foram os exibidos na Figura 20.

Caso	Ano	PLD Mínimo
Oficial	2020	39,68
	2021	49,77
	2022	55,70
	2023	69,04
Caso 1 Sem Limites	2020	0,00
	2021	0,00
	2022	0,00
	2023	0,00
Caso 2 TED exatito Itaipu	2020	12,77
	2021	12,74
	2022	14,04
	2023	15,05
Caso 3 GAG + CFURH	2020	25,49
	2021	26,01
	2022	27,35
	2023	33,84
Caso 4 Ponderação TED	2020	17,06
	2021	18,19
	2022	19,81
	2023	21,22

Figura 20 – Valores para o PLD<sub>min</sub> (Fonte: CCEE. Valores em R\$/MWh)

173. A variabilidade de pisos considerada trouxe pouca diferença nas trajetórias de preços simuladas, a menos da diferença exercida pelos distintos patamares considerados. Assim, entendeu-se mais oportuno exibir os respectivos resultados em termos de distribuição acumulada (curva de permanência), ao agregar em um único gráfico o principal efeito das sensibilidades consideradas (vide Figura 21).

174. Note-se que o PLD teria sido nulo em cerca de 20% do tempo, caso não houvesse o piso regulatório. A fração de tempo em que o gatilho de piso simulado permanecera ativo foi gradativamente elevando-se em consonância com o valor de PLD<sub>min</sub> considerado. Pequena diferença é detectada entre as variantes 2, 4 e 3, todas elas entre 25 e 30% de permanência, o que seria esperado diante do pequeno intervalo numérico que os separa. Por sua vez, o patamar vigente de PLD restou ativo por quase 50% do tempo.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 56 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

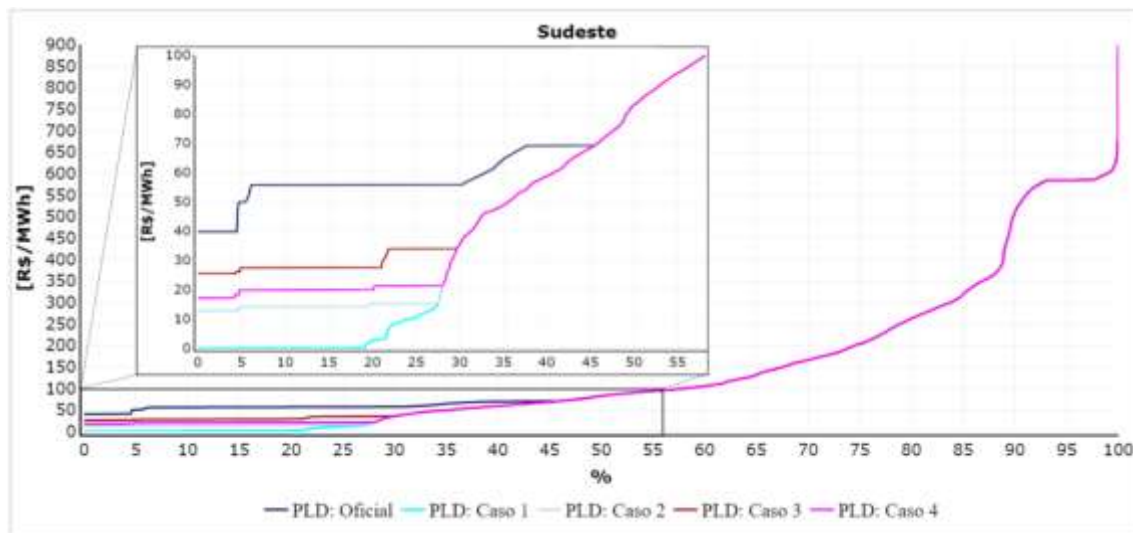


Figura 21 – Resultados para as simulações de PLD<sub>min</sub> em 2022 (Fonte: CCEE)

175. São resultados que poderiam implicar diferenças alocativas importantes. A exemplo do que foi feito para o PLD<sub>max</sub>, essa questão também foi examinada sob a mesma ótica anterior. Diante da significância de resultados, foram sensibilizadas para esse fim a vertente sem limites (caso 1) e ponderação TEO (caso 2). O mês de abril de 2022 foi escolhido como exemplar de interesse. A síntese de resultados encontrados para o PLD e o ESS estão exibidos na Figura 22.

Submercado	PLD Oficial	Caso 1 (sem limites)	Diferença % Caso 1 vs original	Caso 2 (TEO demais usinas)	Diferença % Caso 2 vs original
Sudeste	55,70	21,35	-61,7%	24,85	-55,4%
Sul	55,70	21,30	-61,7%	24,83	-55,4%
Nordeste	55,70	1,94	-96,5%	15,17	-72,8%
Norte	55,70	0,20	-99,6%	15,06	-72,9%

Origem	PLD Oficial	Caso 1 (sem limites)	Diferença % Caso 1 vs original	Caso 2 (TEO demais usinas)	Diferença % Caso 2 vs original
Deslocamento Hidráulico (mantendo valor de PLD_X)	-	-	-	-	-
Segurança Energética	187,8	199,3	6,12%	198,1	5,48%
Unit Commitment	1,25	1,45	16,0%	1,40	12,0%
Constrained-on	2,07	2,35	13,5%	2,34	13,04%
Importação (sem considerar recebimentos)	-	-	-	-	-
Geração Adicional	-	-	-	-	-
Custo de Deslocamento Total	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>191,12</b>	<b>203,1</b>	<b>6,27%</b>	<b>201,84</b>	<b>5,61%</b>

Figura 22 - Impactos para o PLD<sub>min</sub> em abril de 2022 (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 57 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

176. Note-se que as diferenças mais relevantes para o PLD ocorreram nos submercados Nordeste e Norte, diante da proximidade dos PLDs sensibilizados nas demais regiões, no período escolhido. O ESS restringiu-se aos de natureza de ressarcimento financeiro pelo custo de produção (segurança energética, *unit commitment e constrained-on*). Assim, seu respectivo resultado foi tanto maior quanto menor era a referência de PLD, tal como esperar-se-ia dessa variável. A soma final atingiu incremento de 6,3% para o caso 1 e 5,6% para o caso 2.

177. Em relação às exposições (Figura 23), quanto maior foi o espaço deixado para flutuação do PLD (sobretudo entre os submercados), maiores foram os montantes contabilizados. Isso pode ser constatado em todos os itens listados. Ao final do período, o incremento financeiro para o Caso 1 seria de aproximadamente R\$63 milhões ante a pouco mais de R\$57 milhões para a segunda vertente.

	PLD Oficial	Caso 1 (sem limites)	Diferença % Caso 1 vs original	Caso 2 (TEO demais usinas)	Diferença % Caso 2 vs original
Surplus	0	183,95	-	86,08	-
Exposição Positiva	0	0,81	-	0,41	-
Exposição Negativa	0	73,17	-	32,36	-
Excedente para alívio de ESS	0	111,59	-	54,14	-
Excedente Total Utilizado para alívio de ESS futuro	0	63,12	-	57,29	-

Figura 23 - Exposições em abril de 2022 (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

178. Na Figura 24 exibem-se os resultados para a CONER e para o risco hidrológico sob responsabilidade do consumidor cativo. No caso da CONER, em que a liquidação do respectivo portfólio de contratos é feita no MCP, o passivo financeiro compulsório eleva-se à medida em que a contrapartida lastreada ao PLD (excedente) decai. A lógica inverte-se para o risco hidrológico porque o custo da exposição no MCP diminui em consonância com o valor nominal do PLD. Isso pode ser constatado nos resultados apresentados.

179. Finalmente, apresentam-se os resultados por segmento de atuação (Figura 25). A queda do preço leva a uma redução potencial de receita pelo lado da produção e um alívio de custo pelo lado da demanda. Isso é didaticamente notado no caso do produtor independente e do distribuidor, respectivamente.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 58 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

	PLD Oficial	Caso 1 (sem limites)	Diferença % Caso 1 vs original	Caso 2 (TEO demais usinas)	Diferença % Caso 2 vs original
<b>Excedente</b>	111,62	13,39	-88,0%	35,50	-68,2%
<b>Risco Hidrológico</b>	PLD Oficial	Caso 1 (sem limites)	Diferença % Caso 1 vs original	Caso 2 (TEO demais usinas)	Diferença % Caso 2 vs original
Itaipu	24,54	14,94	-39,12%	15,79	-35,66%
CCGF	29,61	26,74	-9,69%	27,16	-8,27%
Repactuação	16,58	3,16	-80,94%	5,92	-64,29%

Figura 24 – Resultados para a CONER e Risco Hidrológico (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

Classe	PLD Oficial	Caso 1 (sem limites)	Diferença % Caso 1 vs original	Caso 2 (TEO demais usinas)	Diferença % Caso 2 vs original
Autoprodutor	-22,5	-8,1	-64,0%	-10,3	-54,2%
Comercializador	18,2	-14,1	-177,47%	-1,7	-109,34%
Consumidor Especial	-12,2	-13,9	13,93%	-12,4	1,64%
Consumidor Livre	-57,2	-60,2	5,24%	-55,0	-3,85%
Distribuidor	-352,6	-199,2	-43,48%	-202,0	-42,71%
Exportador	0	-	0	-	0
Gerador	113,5	41,1	-63,83%	53,2	-53,09%
Importador	-1,1	-1,1	0%	-1,1	0%
Produtor Independente	314,7	193,4	-38,54%	224,5	-28,67%

Figura 25 – Resultados por classe em abril de 2022 (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

180. O comercializador também teria sido negativamente impactado sobretudo se o PLD pudesse atingir valores nulos. Nesse caso, todavia, vale também dizer que suas estratégias de comercialização seriam adaptadas ao outro espectro de realização, possivelmente apresentado resultados diferentes dos que ora foram simulados. Poder-se-ia dizer o mesmo dos consumidores especial e livre, cujas margens de negociação bilateral provavelmente teriam sido diferentes (com resultados também distintos) caso a condição de contorno da realidade fosse a mesma simulada.

181. Destaca-se em maior detalhe (Figura 26) o resultado estratificado para o segmento da distribuição para as vertentes sem limites (caso 1) e TEO (caso2). Como seria de se esperar, em ambos os casos os consumidores cativos perceberiam alívios líquidos de custos em comparação ao *status quo*.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 59 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

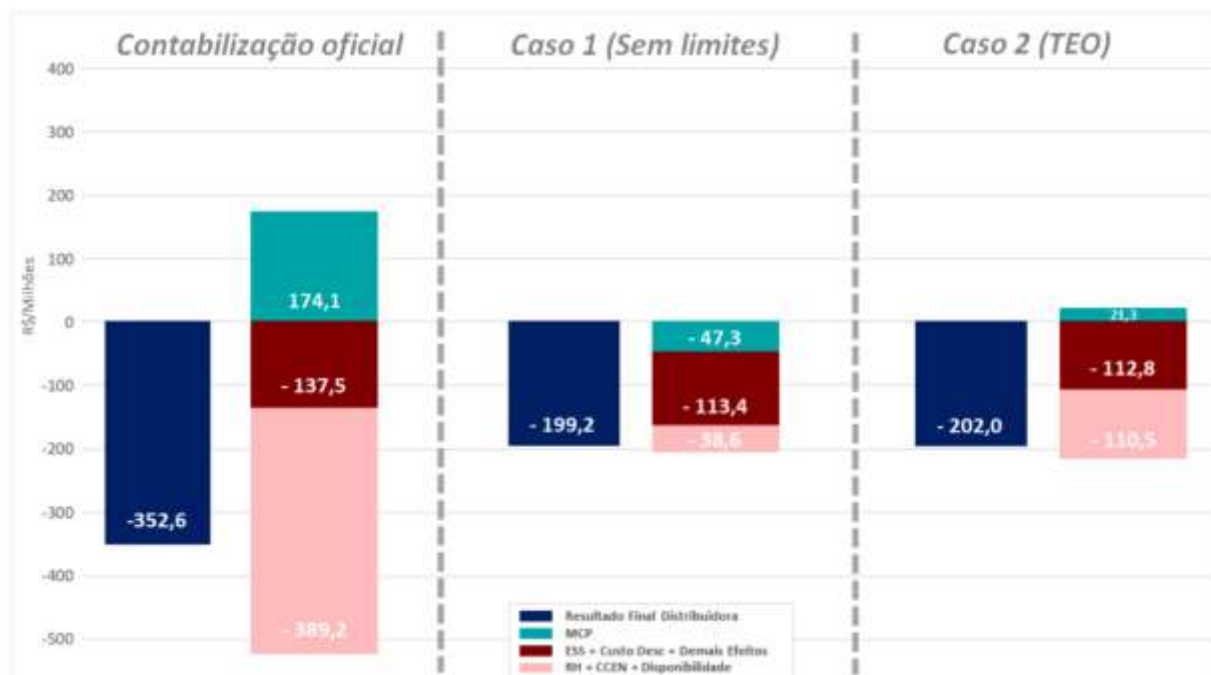


Figura 26 –Rubricas para o segmento da distribuição (Fonte: CCEE. Valores em MM R\$)

## 4.2 Granularidade Espacial do PLD<sub>min</sub>

182. Ao se adotar uma única referência de PLD<sub>min</sub> para todos os submercados do SIN, uma condição importante de ser examinada refere-se à sua representatividade diante das mudanças de composição da matriz de energia elétrica nacional, sobretudo do avanço das fontes de geração renováveis e intermitentes. Dependendo da participação relativa dessas tecnologias em um ou mais submercados e, seria possível que o ordenamento padrão discutido no Item 2.2 não reflita precisamente a realidade da oferta.

183. Para verificar essa condição, uma varredura sobre o histórico de CMOs em cada subsistema foi conduzida entre 2019 e 2022, anos que contemplam (parcialmente ou totalmente) a vigência do regulamento em questão. Muito embora o cálculo do CMO pelo ONS não represente fielmente o correspondente valor no âmbito da CCEE<sup>26</sup>, considerou-se que o uso

<sup>26</sup> Com o Dessem, além das diferenças de formação expressamente dispostas no Capítulo IV da REN n. 1.032/2022, há outras condições de contorno de cálculo distintas, tais como a granularidade temporal da otimização (ONS = 30min e CCEE = 1hora), a consideração da rede elétrica interna aos subsistemas apenas no ONS, requisitos de previsibilidade de alguns dados de entrada diferenciados.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 60 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

da variável do ONS seria uma boa *proxy*, principalmente considerando a facilidade com que essas séries históricas podem ser consultadas no sítio do Operador, na internet<sup>27</sup>.

184. O passo temporal escolhido foi o semanal, ao julgar que ele seria capaz de conduzir uma adequada percepção sobre a questão, com razoável redução da massa de dados sujeita à análise. É claro que essa escolha traz um panorama aproximado (médio), eventualmente não refletindo eventuais particularidades de horários específicos dos dias.

185. Por outro lado, uma característica marcante do sistema brasileiro é a de a oferta deter elevada inércia em sua constituição, liderada amplamente pela fonte hidráulica especialmente em conjunturas de sobre oferta, como as que tipicamente estão associadas ao  $PLD_{min}$ . Assim, não há de se esperar muita variabilidade de preços dentro do dia diante da larga participação das hidrelétricas nessas conjunturas, o que naturalmente lhe confere homogeneidade de custos marginais de operação e torna a adoção de um valor médio semanal potencialmente mais aderente à particularidade horária dos dias.

186. Sob a perspectiva analítica, importante pontuar que os eventos de singular importância seriam aqueles em que o CMO está nulo. Isso porque, conforme já sublinhado nesta ARR, o custo marginal das fontes movidas a recursos energéticos naturais (solar, eólica, hidrelétrica) não têm valor econômico explicitado na concepção de formação de preços no Brasil, ao refletirem apenas o valor (nulo) do energético natural *per se*. Vale pontuar que essa assertiva em nada confunde-se com os custos variáveis de produção das respectivas plantas e com a análise de formação de equilíbrio econômico, que inclusive norteiam a fixação do piso regulatório pelas razões também já discutidas nesta ARR (vide Item 2.2).

187. Não obstante o valor do recurso hidráulico ser nulo sob sua perspectiva explícita, o custo de oportunidade (dimensão implícita) da parcela controlável (hidrelétricas com reservatórios de regularização) não o é. É o que na teoria econômica denomina-se preços-sombra. No caso concreto da hidroeletricidade, o custo implícito (externalidades) do manejo dos reservatórios remete à confiabilidade energética conferida pelo estoque de água.

188. Com efeito, quando o CMO é superior a zero significa que o custo de oportunidade de utilizar o recurso hidráulico controlável é superior ao seu valor de face (custo imediato), diferenciando-o dos demais (eólicas e solares) e tornando incontroverso o seu posicionamento como o recurso marginal do sistema.

189. Quando o CMO é nulo, há indiferença entre o uso dos energéticos renováveis no tempo, equalizando os custos de oportunidade da parcela gerenciável da hidrelétrica com as

<sup>27</sup> <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 61 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

fontes solares e eólicas. Nessas ocasiões, a hierarquia entre elas pressupõe identificar no perfil de geração hidrelétrica a ocorrência de vertimentos não turbináveis e/ou gerações compulsórias. Essas duas condições implicariam valor econômico nulo para a produção hidrelétrica independentemente de seus custos variáveis de produção, posicionando o recurso hidrelétrico abaixo das fontes solares e eólicas na composição da oferta do sistema.

190. A partir desses fundamentos, investigaram-se as conjunturas operativas que, primeiramente, atenderam à condição de contorno de o CMO ser igual ou inferior ao  $PLD_{min}$ .

191. Primeiro subconjunto seria quando os quatro submercados estivessem equalizados entre si, porquanto sem qualquer das restrições de transmissão ativas. Nesse caso, o CMO é idêntico nas quatro zonas de referência. Outra possibilidade seria quando três submercados atendessem à condição e apenas um não. Outras combinações possíveis seriam a formação de duplas de submercado. Por último, poderia haver episódios de apenas um submercado isoladamente atender à condição.

192. Todas essas possibilidades foram averiguadas. Na Figura 27 exibem-se as semanas em que os quatro submercados estavam equalizados entre si (mesmo CMO em todos eles). Nessa amostra houve 11 semanas em que o CMO também foi nulo. Ao abarcar a completude do SIN (oferta e demanda), não seria necessário investigar mais detidamente cada intervalo para poder concluir que nesses episódios muito possivelmente sempre houve alguma usina hidrelétrica do MRE de porte significativo sendo despachada para o atendimento à carga sem restarem presentes os pressupostos do vertimento não turbinável e/ou da geração por inflexibilidade.

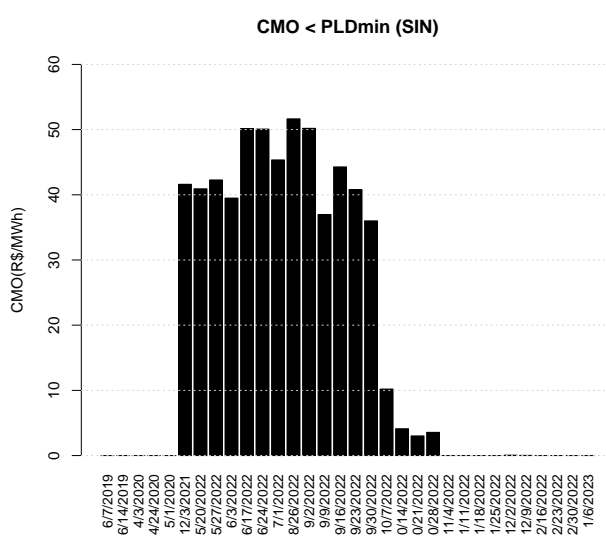


Figura 27 – CMO inferior ao  $PLD_{min}$  no SIN (Elaboração própria)

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 62 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

193. Na investigação histórica, não se identificou algum intervalo em que três submercados estivessem equalizados. Duas formações com dois submercados foram reconhecidas: Norte-Nordeste e Sul-Sudeste. As semanas em que tais eventos ocorreram são exibidas na Figura 28.

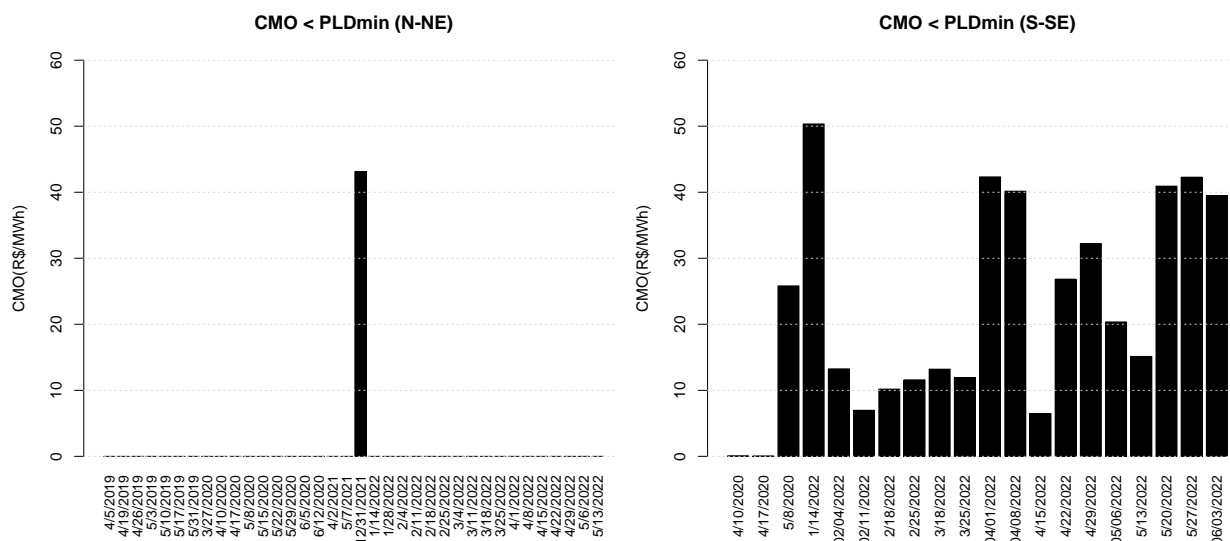


Figura 28 –CMO inferior ao PLD<sub>min</sub> no Norte-Nordeste (esquerda) e no Sul-Sudeste (direita) (Elaboração própria)

194. No caso do Sul-Sudeste, a mesma conclusão feita para a dimensão do SIN é válida. Ao envolver o parque hidrelétrico instalado e o maior submercado consumidor (subsistema Sudeste/Centro-Oeste), muito provavelmente alguns recursos hidráulicos foram despachados para o atendimento à carga, perfazendo assim o recurso marginal do sistema.

195. Para os submercados Norte-Nordeste, foram 35 semanas com a condição de CMO nulo. Nesses casos, para inviabilizar a tese de que algum outro recurso renovável não-hidrelétrico pode ter ocupado a posição de recurso marginal basta provar o contrário: Se qualquer hidrelétrica controlável em algum desses dois conjuntos não estivesse gerando o mínimo ou vertendo compulsoriamente, significaria que estaria atendendo a um recurso de demanda, perfazendo assim o recurso marginal da respectiva zona de mercado.

196. Uma análise precisa dessa questão exigiria uma compilação pormenorizada de dados, restrições e de resultados da otimização da programação operativa. Não se perseguiu exaustivamente essa questão por julgar suficiente apenas apontar os intervalos em que tais condições estariam potencialmente presentes. Ao conhecer e quantificar esses intervalos e compará-los com todo universo amostral disponível, pode-se ter uma ideia de quão recorrente

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 63 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

seria a questão e, por conseguinte, o quanto uma regra geral mais simplificada não estaria trazendo resultados a contento.

197. As trajetórias de armazenamentos mostradas abaixo (Figura 29) contemplam toda a janela em que houve as semanas com CMO nulo nos dois submercados, cuja representação foi feita com as barras em cinza. Essas informações estão fiéis ao que pode ser extraído diretamente da base histórica do ONS, em seu sítio na internet<sup>28</sup>.

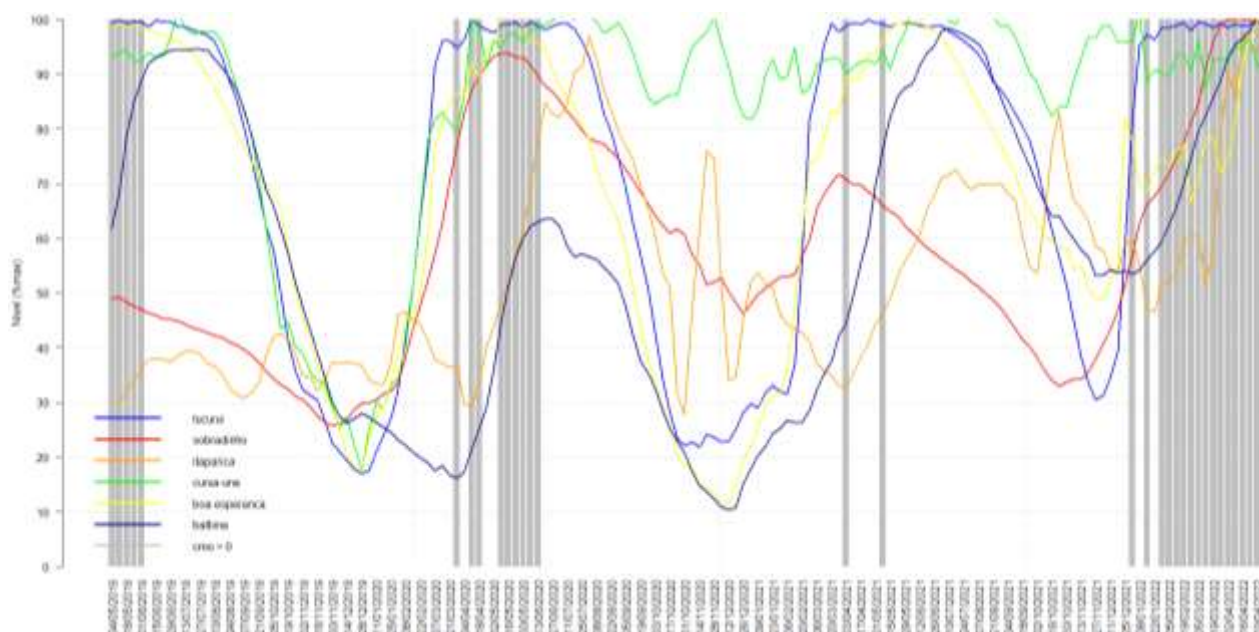


Figura 29 – Armazenamento dos principais reservatórios dos subsistemas Norte-Nordeste (Elaboração própria)

198. Como se vê, nos períodos de CMO nulo houve reservatórios atingindo o limite da capacidade ou próximos disso. Todavia, quase sempre havia outros mais distantes desse limiar. Exceção nota-se no período úmido de 2022, quando todos os reservatórios exibidos aproximaram-se de suas respectivas capacidades máximas. Trata-se das quatro últimas semanas do intervalo, iniciando-se à zero hora de 16 de abril de 2022 até às 23:59 do dia 13 de maio de 2022.

199. Para se recortar um período representativo nesse sentido, arbitrou-se o valor de 90% de armazenamento para caracterizar uma conjuntura em que o reservatório estaria em condição operativa de manejo de vertimentos, quando a geração de energia passa a ser

<sup>28</sup> <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>. Consulta feita em 05/07/2023.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



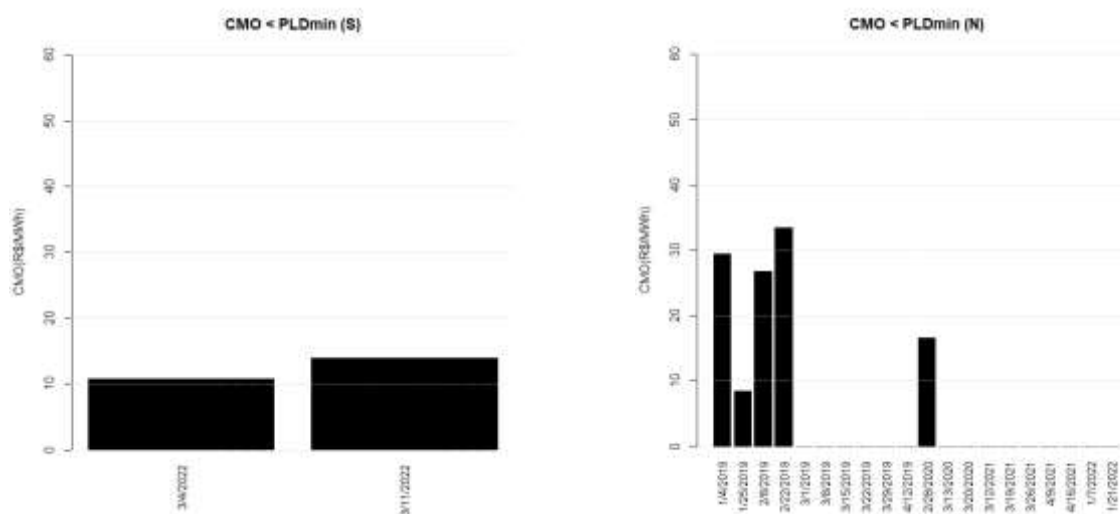
Pág. 64 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

conciliada com o risco crescente de desperdício, muitas vezes relegando à geração apenas o mínimo compulsório.

200. Também é importante sublinhar que as hidrelétricas do São Francisco estão sujeitas a regramento específico da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico<sup>29</sup>, que pode impor condições restritivas de geração em espectro amplo de condições de contorno dos reservatórios, sobretudo abaixo de 60% de armazenamento. Note-se que essas restrições poderiam estar ativas no início da janela examinada (fim dos períodos úmidos de 2019), o que combinado com outros reservatórios acima de 90% também poderia caracterizar a condição operativa de interesse. Ocorre que a UHE Balbina não atendeu a qualquer uma das condições no mesmo período, portanto potencialmente ainda atendendo a um requisito de demanda e assim perfazendo o papel de recurso marginal naquela zona de mercado.

201. Vale sublinhar, também, que malgrado se tratar de uma conjuntura operativa em que os subsistemas em tela estariam fisicamente desacoplados da região geoeletrica do Sudeste/Centro-Oeste, qualquer uma das hidrelétricas controláveis dessa região integra o MRE, perfazendo assim um recurso sistêmico do parque hidrelétrico nacional, portanto integrando o mesmo ordenamento econômico que assinala a TEO<sub>itaipu</sub> como a referência de custo marginal de produção da oferta hidrelétrica.

202. Finalmente, apuraram-se intervalos em que apenas um subsistema apresentou CMO inferior ao piso do PLD isoladamente. Mostra-se na Figura 30 quais foram esses eventos. Nas duas semanas mapeadas para o subsistema Sul, não houve CMO nulo o que descredencia a necessidade de tecer maiores considerações.



<sup>29</sup> Resolução ANA n. 2.081, de 04 de dezembro de 2017.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 65 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

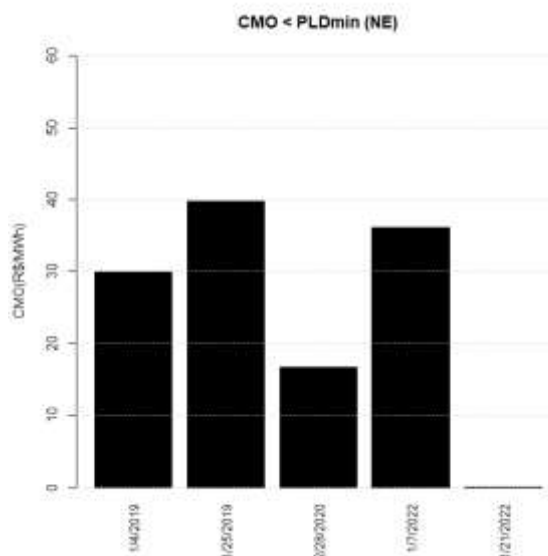


Figura 30 – Semanas em que o CMO era inferior ao PLD<sub>min</sub> em subsistemas isoladamente (Elaboração própria)

203. O único evento de CMO nulo no subsistema Nordeste (semana que se inicia às 0:00 do dia 22/01/2022) não coincide com os reservatórios da região em condições de eminência de vertimento ou sujeito a regras de compulsoriedade da ANA. Quando ao subsistema Norte, em que pese terem sido 15 a quantidade de semanas com o CMO igual a zero, a matriz elétrica da região ainda não detém uma diversificação entre as fontes renováveis que possa justificar uma composição diferenciada da respectiva oferta. Considera-se que ainda se pode tratar essa zona essencialmente como composta entre hidrelétricas e termelétricas.

204. Ao total, foram 115 semanas com o CMO inferior ao PLD<sub>min</sub> no intervalo examinado (4 anos). De acordo com os critérios aqui estabelecidos, apenas quatro semanas apresentaram potencial para uma inversão de ordem na composição da hierarquia tradicional de oferta entre as fontes renováveis, com a geração eólica possivelmente assumindo esse papel. Tratar-se-ia de uma recorrência de 3,5%. Considera-se que esse percentual não justificaria uma ação regulatória nessa direção, o que ainda respaldaria a manutenção de valor único para os quatro submercados hoje constituídos.

## 5. Discussão dos resultados e recomendações

205. Esta ARR propôs-se a avaliar os principais aspectos relacionados ao Capítulo V da Resolução Normativa n. 1.032, de 26 de julho de 2022, precisamente os limites máximos

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 66 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

(estrutural e horário) e mínimo do PLD e os valores das Tarifas de Energia de Otimização (TEO e TEO<sub>Itaipu</sub>).

206. Complementarmente, também cuidou de exame para atender determinação exarada pelo Colegiado, por ocasião de sua 5ª Reunião Pública Extraordinária, realizada em 29 de dezembro de 2022, à época da edição da Resolução Homologatória (REH) nº 3.167, a qual fixou os valores da TEO e TEO Itaipu, da TSA e dos limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2023.

207. Para tanto lançou-se mão de aspectos conceituais atrelados à formação de preços em mercados de eletricidade, caracterização de bens e serviços, mecanismos alocativos correlatos e respectivas falhas estruturais. Essa conceituação foi mesclada com os princípios legais e regulatórios atinentes, ao fim culminando no detalhamento da matéria regulada pela ANEEL.

208. Sobre o PLD<sub>max</sub> estrutural, tendo por base os preceitos conceituais e a formulação regulatória examinada, seus principais papéis são os de assegurar solvência (liquidez) ao mercado de eletricidade e endereçar adequadamente os custos do serviço de segurança de suprimento (longo prazo). O SIN experimentou a pior crise de oferta de hidroeletricidade de sua história em 2021, ocasião em que a métrica do PLD<sub>max</sub> atuou decisivamente. Avalia-se, diante das evidências apresentadas, que seu desempenho foi positivo, sobretudo quando custos incorridos na realidade são comparados com simulações sintéticas processadas pela CCEE.

209. Conclusão nesse sentido pode ser extraída da comparação de resultados agregados às distribuidoras, em agosto de 2021 (Figura 19). Em termos líquidos, a contabilização oficial apurou pouco mais de R\$ 4bilhões de custos naquela competência. Não houvesse o PLD<sub>max</sub> estrutural, esse mesmo valor superaria R\$ 15bilhões, quase quatro vezes o volume financeiro real.

210. A exata medida de qual seria o volume financeiro que comprometeria a liquidez do mercado mostra-se como tarefa complexa, diante da elevada e inevitável assimetria de informação presente. Todavia, o que se extrai da realidade é que o desafio financeiro vivenciado em 2021, com os atuais mecanismos regulatórios vigentes, já demandou equacionamento dos custos com soluções para além do processamento tarifário ordinário. Para mencionar um dos exemplos, além do estabelecimento da bandeira escassez hídrica, seu prazo de vigência foi superior ao da duração do choque de oferta, atuando como um diferimento de custos observados em razão de ações excepcionais de aumento da oferta de energia tomadas pelo CMSE na ocasião.

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Pág. 67 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

211. Se tal medida se fez necessária na escala de custos real, dificuldades mais agudas vislumbrar-se-iam caso os compromissos financeiros escalassem para a magnitude da simulação hipotética, sem a vigência do PLD<sub>max</sub> estrutural. Diante disso é que se pode concluir que o PLD<sub>max</sub> estrutural foi eficaz em resguardar a solvência no mercado quando sujeito a conjuntura de relevante severidade de abastecimento.

212. Vale sublinhar também que todo o acionamento de geração e/ou importação de energia emergencial acima do PLD<sub>max</sub> teve os custos alocados à completude do segmento de consumo (ambientes regulado e livre). Como a segurança energética é um serviço cuja recorrência é excepcional e de que se beneficiam todos os agentes de mercado, entende-se que a alocação dos correspondentes custos deve contemplar a totalidade da demanda do sistema. Tal objetivo foi atendido com na vigência do PLD<sub>max</sub> estrutural.

213. Não obstante a assertividade do PLD<sub>max</sub> estrutural, a conciliação do PLD<sub>max</sub> horário com o estrutural não surtiu parte dos efeitos esperados. A principal lacuna identificada foi a ausência de qualquer variabilidade de preços na escala diária, um dos principais atributos da formação de preços em granularidade horária (vide Figura 8). Essa condição, em escrutínio que se delimitou até o momento, traz correlação com o fato de a oferta de energia no Brasil ainda ser majoritariamente guiada pela hidroeletricidade, cuja inércia é naturalmente significativa nessa escala de tempo (horas ou dias).

214. Também há nesse resultado influência da estrutura de formação de preços vigente, cuja coordenação de modelos e respectivas escalas de otimização resultam em funções de custo futuro que naturalmente limitam o preço de curtíssimo prazo de excursionar por grandes intervalos de valores dentro do dia.

215. Essas características, somadas as evidências colhidas nas simulações executadas pela CCEE, apontam para a necessidade de reavaliar esse aspecto do Normativo. O meio para tanto seria o da Análise de Impacto Regulatório (AIR), que deve prever não somente opções de regulação para o caso, mas, também, ampla e participativa interação pública.

216. Essa proposição de AIR pode também abarcar outro aspecto concernente à formação do PLD<sub>max</sub> estrutural, que tem a ver com a evolução das diretrizes e parâmetros dos critérios de garantia de suprimento. Conforme apontado no Item 2.1.1, esses aspectos foram modificados pelo CNPE e pelo MME e estão presentes na mais recente promulgação de garantias físicas para o parque hidrelétrico (Portaria MME n. 709/2022).

217. Conquanto restar sólida a fundamentação metodológica calcada no excedente do produtor a partir de inúmeros cenários prospectivos de liquidação do mercado, os critérios e

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 68 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

parâmetros oriundos da expansão do sistema são condições de contorno intrínsecas ao cálculo prescrito pela ANEEL. O texto normativo atual prevê explicitamente o detalhamento desses parâmetros (Anexo da REN 1.032/2022), de modo que deveria ser adaptado às novas condições de contorno que emergem do planejamento setorial. Ao exigir adaptação do texto normativo é que se conclui ser necessária a instauração de AIR para a instrução do tema.

218. Nesses termos, não obstante as conclusões de adequação do mecanismo normativo associado aos limites superiores do PLD, identifica-se a necessidade de se estabelecer processo de debate normativo específico, a ser inaugurado com uma AIR, para endereçar as evoluções citadas de (i) aprimoramento do mecanismo de interdependência entre os PLD<sub>max</sub> estrutural e PLD<sub>max</sub> horário, e (ii) incorporação dos novos parâmetros de garantia de suprimento.

219. Por essa razão, ainda deve-se frisar um endereçamento complementar no sentido de se aplicar, para o ano de 2024, o estabelecimento dos valores desses dois parâmetros sobreditos conforme critério de atualização atualmente em vigor na REN 1.032/2022.

220. Quanto ao PLD<sub>min</sub>, a principal conclusão é a de que sua definição está aderente à hierarquização da oferta do SIN, que tem no recurso hidráulico tipicamente a caracterização da oferta marginal, com destaque para a hidrelétrica de Itaipu. Sua observação faz-se necessária quando a oferta é composta exclusivamente por recursos inflexíveis e renováveis, ao identificar que os respectivos custos variáveis não são explicitamente considerados no cômputo dos custos marginais pelos algoritmos computacionais.

221. A métrica do PLD<sub>min</sub> endereça a caracterização do recurso marginal no SIN, inclusive em circunstâncias em que um ou mais possam restar isolados (restrições de intercâmbio ativas). Esses achados levam à conclusão de que a metodologia vigente cumpriu o seu papel de assegurar remuneração uniforme para as liquidações de mercado nas conjunturas de oferta correspondentes.

222. Essa importante premissa de funcionamentos de mercado pode ser exemplificada pelos resultados exibidos na Figura 25. Não houvesse essa intervenção regulatória, cerca de 64% dos custos incorridos pelos geradores em abril de 2022 não teriam sido recuperados. Condições similares repetidas sucessivamente no tempo levariam ao que na literatura é reportado de *missing money*, o que prejudicaria a eficiência alocativa do mercado e o aporte de novos investimentos no setor.

223. Não obstante a métrica do PLD<sub>min</sub> restar adequada quando aponta para o recurso tipicamente marginal do sistema (hidrelétrico), observou-se que a base de dados que suporta a

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 69 do Relatório de ARR nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023.

TEO é antiga (2001), merecendo atenção regulatória. Essa condição poder ser inaugurada pela área técnica da Agência, mediante a instauração de uma Tomada de Subsídios.

224. Quanto à TEO<sub>itaipu</sub>, o exame de sua estrutura de custos apontou para a conformidade de suas naturezas com as definições consagradas de custo variável. Em sendo assim, a conclusão é a de que a TEO<sub>itaipu</sub> da maneira como é concebida atende ao principal pressuposto para a formação de preço em ambiente de mercado, que é o de refletir parcelas eminentemente vinculadas ao grau de produção da planta.

225. Em face do controle binacional da UHE Itaipu reunir especificidades que se somam às parcelas tipicamente presentes em outros ativos hidrelétricos é que fazem com que essa hidrelétrica se destaque das demais, assim perfazendo o recurso marginal do sistema nas conjunturas compostas exclusivamente por ofertas renováveis e inflexibilidades operativas.

## 6. Assinaturas

*(Assinado digitalmente)*

**BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO**  
 Especialista em Regulação  
 Coordenador do Núcleo de Estudos  
 Energéticos, Comerciais e de Suporte à  
 Regulação

*(Assinado digitalmente)*

**MATEUS MACHADO NEVES**  
 Especialista em Regulação  
 Coordenador dos Serviços e Instalações de  
 Geração

*(Assinado digitalmente)*

**AYMORÉ DE CASTRO ALVIM FILHO**  
 Especialista em Regulação  
 Coordenador de Operações de Mercado

*(Assinado digitalmente)*

**OTÁVIO RODRIGUES VAZ**  
 Gerente de Regulação do Mercado de  
 Energia Elétrica

*(Assinado digitalmente)*

**MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ**  
 Gerente de Regulação dos Serviços de  
 Geração de Energia Elétrica

*(Assinado digitalmente)*

**FELIPE ALVES CALABRIA**  
 Superintendente-Adjunto de Regulação dos  
 Serviços de Geração e do Mercado de  
 Energia Elétrica

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*

**ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO**  
 Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

\* O Relatório de ARR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 70 do RELATÓRIO DE ARR Nº 001/2023-SGM/ANEEL, de 10/08/2023

## 7. Anexo

- Relatório de Análise de Impactos da Aplicação dos Limites do PLD. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Versão 1.0.