

# APÊNDICE I

## Limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

### Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 4/2019-SRM-SRG/ ANEEL

Anexo da Nota Técnica nº 70/2019-SRM-SRG/ANEEL  
Processo nº 48500.004659/2014-34

Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM  
Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG

Brasília, 23/05/2019 – Versão nº 1 – Pré-Participação Pública

## SUMÁRIO EXECUTIVO

O Mercado de Curto Prazo (MCP) no Brasil é o ambiente em que são liquidadas as diferenças entre os volumes de energia contratado e o volume de energia medido para cada agente de mercado. O preço utilizado para liquidar esta diferença é denominado Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e atualmente é publicado semanalmente em três patamares de carga (leve, médio e pesada), pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

O PLD é resultado da minimização do custo total de operação e, de uma maneira simplificada, representa o custo de oportunidade de se utilizar a água armazenada nos reservatórios do sistema em determinado momento.

Quando há abundância de oferta, com os reservatórios cheios e previsão de vazões altas, o PLD tende a ter um valor mais baixo, resultado do custo de oportunidade de se retirar uma unidade de água dos reservatórios para produção de energia elétrica no período. Por outro lado, quando há escassez de oferta, com os reservatórios em níveis baixos e previsões pessimistas de vazões futuras, o PLD tende a ter um valor mais alto, pois o custo de oportunidade de se utilizar a água armazenada nos reservatórios nesta situação também é alto.

O Regulador pode adotar limites para evitar que o PLD alcance valores muito altos ou baixos que possam comprometer a eficiência do mercado de curto prazo. O exercício desta opção regulatória deve ser praticado de maneira equilibrada, preservando a estabilidade do mercado e as expectativas legítimas dos agentes econômicos.

Para o ano de 2019, o valor máximo do PLD é definido pelo custo da última termelétrica com contrato regulado que utiliza gás natural, cujo valor é R\$ 513,89/MWh, e o valor mínimo do PLD é fixado pelo maior valor entre a receita recebida pelas usinas que tiveram concessões renovadas ou relicitadas e o custo de operação da usina de Itaipu, sendo atualmente igual a R\$ 42,35/MWh.

Para o ano de 2020 é esperado que o PLD deixe de ser calculado de maneira semanal em três patamares e passe a ser calculado diariamente com discretização horária. Diante disto, é importante que a ANEEL revise os métodos adotados para a publicação dos limites do PLD para verificar se estão compatíveis com a mudança prevista para 2020.

Diante disto, propõe-se neste Relatório de Análise de Impacto Regulatório três alternativas para a definição do limite máximo do PLD e duas alternativas para o cálculo do limite mínimo do PLD.

## CONTEÚDO

1. O problema regulatório .....	4
2. Atores ou grupos afetados pelo problema regulatório .....	5
3. Justificativas para a necessidade de intervenção e objetivos pretendidos pela Agência .....	5
4. Alternativas consideradas para enfrentamento do problema regulatório .....	5
5. Discussão conceitual.....	6
5.1. Limite máximo do Preço de Liquidação das Diferenças .....	6
5.2. Limite mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças .....	30
5.3. Periodicidade da avaliação dos limitadores de preços .....	33
6. Formas de acompanhamento.....	34
7. Alterações em regulamentos.....	34
8. Cronograma de implementação do regulamento .....	34
9. Considerações referentes às informações, contribuições e manifestações recebidas para a elaboração da AIR.....	34
10. Conclusão .....	36

## 1. O problema regulatório

1. A adoção de limites para o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo é uma opção regulatória que possui legitimidade no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, art. 57, §§ 1º, 2º e 3º.

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

[...]

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.

2. Os atuais valores limitadores de PLD publicados pela ANEEL, de R\$ 513,89/MWh para o máximo e R\$ 42,35/MWh para o mínimo, foram definidos em metodologias que tomavam como premissa a precificação do mercado de curto prazo de maneira semanal e em três patamares de carga.

3. Para o ano de 2020, de acordo com a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP<sup>1</sup>, é esperado que o PLD passe a ser calculado de forma diária com discretização horária<sup>2</sup>.

4. Posto isto, é imprescindível que a ANEEL avalie se a atual metodologia está compatível com a realidade a ser verificada a partir do próximo ano. Esta atividade é parte da Agenda Regulatória da ANEEL para o ano 2019-2020.

5. A precificação diária e em base horária no mercado de curto prazo é uma evolução da precificação semanal patamarizada e objetiva trazer maior eficiência ao mercado. Demanda e oferta com

---

<sup>1</sup> Instituída pela Portaria MME nº 47, de 19 de fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

<sup>2</sup> Nota de comunicação disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/Nota+Informativa+CPAMP+06-06-2018.pdf/02c2d5c4-a0d9-41bc-be96-04a611518185>

P. 5 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

habilidade de deslocamento de suas capacidades durante o dia tenderão a exercer esta opção caso os preços do mercado de curto prazo estejam muito altos ou baixos, visando reduzir custos e obter maiores receitas.

6. Entretanto, tal deslocamento somente ocorrerá se o sinal econômico for efetivo, sendo que tal sinal é dependente dos limites regulatórios do PLD a serem definidos pela ANEEL.

## **2. Atores ou grupos afetados pelo problema regulatório**

7. Os agentes econômicos afetados de forma mais direta por eventual mudança nos limites de preços do PLD são aqueles expostos ao MCP. Nesse caso, o montante de exposição destes agentes poderá ser valorado ao novo limite de PLD estabelecido pela ANEEL.

8. Desta forma, os agentes econômicos mais afetados de forma direta são aqueles agentes da CCEE com possibilidade de exposição ao mercado de curto prazo, isto é, geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres ou especiais.

9. De forma indireta os consumidores cativos também são afetados pela possível alteração dos limites de PLD pela ANEEL. O motivo é que as distribuidoras representam tais consumidores na CCEE. O custo da exposição da distribuidora ao MCP é repassado aos consumidores cativos por meio dos reajustes anuais de tarifa.

10. Os preços no MCP servem de balizadores e, por vezes, de premissa, para uma série de estudos relacionados ao planejamento da expansão e operação do setor elétrico e precificação de energia. Portanto, avalia-se que instituições como ONS, EPE, CCEE e MME também são afetados pela solução regulatória buscada neste processo.

## **3. Justificativas para a necessidade de intervenção e objetivos pretendidos pela Agência**

11. Os atuais limites do PLD foram fixados levando em conta a precificação do MCP de forma semanal por patamar de carga. Na hipótese de não se estudar se os limitadores hoje vigentes também estão de acordo com a precificação diária em base horária, corre-se o risco da nova forma de precificação da energia elétrica no MCP não atingir a eficiência desejada.

12. Assim, o objetivo da ANEEL é verificar se os atuais limites regulatórios de preço estão compatíveis a precificação da energia elétrica em base horária.

## **4. Alternativas consideradas para enfrentamento do problema regulatório**

13. Foram consideradas as seguintes alternativas regulatórias, cujas motivações estão descritas na seção “Discussão conceitual” seguinte deste Relatório:

P. 6 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

- PLDmax:

- i. Manter a atual metodologia de cálculo do PLDmax, a qual é baseada na termelétrica a gás natural de CVU mais elevado detentora de CCEAR (R\$ 588,89/MWh para o ano de 2020);

- ii. Adoção de um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh), com mecanismo de gatilho para o acionamento de um PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh); e

- iii. Adoção de um PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh), coexistindo com um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh).

- PLDmin:

- i. Manter a atual metodologia, a qual considera o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO<sub>Itaipu</sub>) e o valor da RAG;

- ii. Utilizar o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO<sub>Itaipu</sub>) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional.

- Periodicidade da avaliação dos valores de PLDmax e PLDmin:

- i. Manter a avaliação *ad hoc* dos valores e das metodologias

- ii. Definir regra para avaliação periódica dos valores e das metodologias.

## 5. Discussão conceitual

### 5.1. Limite máximo do Preço de Liquidação das Diferenças

14. O preço teto do PLD, PLDmax, no mercado de energia elétrico brasileiro tem a função de *hedge* (proteção) dos agentes de mercado em termos econômicos e financeiros quando há escassez de energia elétrica. Ele é utilizado em vários países, porém há grande diferença na magnitude dos valores em relação ao Brasil.

15. Nos Estados Unidos, por exemplo, a *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC, regulador federal na área de energia, fixou na *Order* nº 831<sup>3</sup>, 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.

16. 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>4</sup>). No *Nord Pool*, maior mercado

<sup>3</sup> Disponível em <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2016/111716/E-2.pdf>

<sup>4</sup> Em 09/04/2019 U\$ 1,00 equivalia a AUD 1,40

P. 7 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

de energia elétrica da Europa em volume de energia, o preço teto da energia no mercado foi fixado em 2014<sup>5</sup> em € 3.000,00 (U\$ 3.382,41/MWh<sup>6</sup>).

### 5.1.1 Energia elétrica no mercado brasileiro

17. No Brasil, para 2019 o valor teto do mercado de curto prazo é da ordem de U\$ 133,28/MWh (R\$ 513,89/MWh<sup>7</sup>). No entanto, o mercado brasileiro de energia elétrica possui certas peculiaridades que contribuem para diferenciá-lo consideravelmente de outros mercados. Com uma crescente demanda por energia, uma matriz elétrica predominantemente renovável, uma capacidade instalada de geração em torno de 160 GW, dos quais cerca de 64% vem de usinas hidrelétricas com múltiplos proprietários coexistindo nas cascatas de usinas em um mesmo curso d'água, o nosso mercado contém certos processos, mecanismos e instrumentos que o distinguem de outros mercados.

18. Em mercados mais maduros, onde o balanço energético de curto prazo exerce papel central na recuperação e na alocação eficiente de custos de investimento, o desafio do Regulador é definir um preço teto para o mercado de curto prazo que remunere adequadamente o investimento dos empreendedores, mas que também não torne o mercado insolvente, ou próximo disto, na hipótese do PLD permanecer no seu valor teto por um longo período.

19. De acordo com Stoft (2002)<sup>8</sup>, a partir das curvas de custos das tecnologias e de permanência da carga, é possível se obter o conjunto ótimo de tecnologia na matriz elétrica de um determinado mercado. No mercado de energia elétrico brasileiro, o problema de definição do portfólio ótimo de tecnologias para a matriz elétrica é, em grande medida, enfrentado pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética. O PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia é um instrumento de planejamento que orienta as ações e decisões, tanto governamentais como privadas, com vistas à garantia do suprimento energético no país. Apresenta, de maneira indicativa e para o horizonte de 10 anos, informações relevantes para empreendedores (que tomam decisões de investimento sob incertezas), notadamente sobre a evolução da composição da matriz de geração elétrica no tempo.

20. Conforme aponta o PDE 2026, utilizou-se uma metodologia de planejamento ótimo da expansão internacionalmente aplicada, que sinaliza a expansão ótima da oferta de energia elétrica através da minimização dos custos de investimento e operação do sistema dado um critério de confiabilidade explícito, e que se encontra incorporada no modelo computacional de decisão de investimentos (MDI). Para cada plano de expansão candidato, com seu custo de investimento associado, é realizada a simulação da operação obtendo-se o valor esperado do custo de operação desse plano. Os custos de operação são obtidos considerando o valor esperado da política ótima definida pelo modelo de otimização hidrotérmica de médio prazo (cinco anos), a partir de 2.000 trajetórias operativas sintéticas<sup>9</sup>. O custo total é determinado pela soma dos dois custos, de investimento e de operação.

<sup>5</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>6</sup> Em 09/04/2019 U\$ 1,00 equivalia a € 0,89.

<sup>7</sup> Em 09/04/2019 U\$ 1,00 equivalia a R\$ 3,86.

<sup>8</sup> Stoft; S Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Wiley-IEEE Press, 2002.

<sup>9</sup> Modelo NEWAVE, de autoria do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

P. 8 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

21. Tendo em conta os estudos da EPE, os leilões para compra de energia no ACR – Ambiente de Contratação Regulada são promovidos pelo governo. A competição no mercado brasileiro de energia elétrica ocorre prioritariamente nesses leilões, e com vistas ao acesso a contratos de longo prazo. Conhecido como *single buyer model*, dentro desse modelo de contratação centralizada se pactua o preço e a quantidade, bem como se estabelecem as condições para a comercialização de energia entre os geradores e as distribuidoras, que atuam em nome de seus consumidores regulados, ao longo de toda a vigência do contrato.

22. No Brasil, tais leilões são considerados o principal *driver* para a expansão da oferta e a garantia de suprimento energético. Trata-se de uma contratação de longo prazo, cujos resultados refletem tanto (i) as diretrizes que nortearam o planejamento energético (ii) como os parâmetros econômicos estabelecidos pelos vendedores para a viabilização do empreendimento e a entrega da energia. Nessa esteira, os contratos assinados são instrumento chave para o financiamento do projeto. Assim sendo, considerando uma determinada quantidade contratada e os níveis de riscos assumidos, os preços pactuados representam a remuneração necessária para a viabilização do empreendimento.

23. No caso de usinas termelétricas, os contratos são assinados na modalidade “disponibilidade”<sup>10</sup>, o que implica em um pagamento fixo, para remuneração dos custos fixos, e um pagamento variável, quando da operação da usina, para remuneração dos custos variáveis. Tanto os custos fixos como variáveis são componentes do Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado para a ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétricos em leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração. O ICB é dado pela equação:

$$\text{ICB} = (\text{CF} + \text{COP} + \text{CEC}) / \text{GF}.$$

24. O ICB é expresso pela razão entre os custos totais (representados pelo Custo Fixo - CF, Custo da Operação – COP, e Custo Econômico de Curto Prazo - CEC), e o benefício energético do empreendimento (retratado por meio da sua Garantia Física - GF). É principalmente por meio das variáveis COP e CF<sup>11</sup>, que representam as receitas variável e fixa, que os agentes de geração, a partir de um conjunto de suposições e de cenários de riscos, definem suas expectativas de receitas. Dado o tipo de contrato em questão (modalidade disponibilidade), esse é o *mindset* que define as estratégias para a tomada de decisão em um processo de implantação do empreendimento.

25. Diferente do Brasil, em diversos mercados de energia elétrica os preços de curto prazo são influenciados por uma série de fatores, em especial a dinâmica de oferta de preço e quantidade exercida pelos agentes participantes, o intenso aprendizado adquirido por eles (que ocorre por meio de repetidos leilões diários), e o exercício do poder de mercado (que pode resultar em estruturas oligopolistas e de constituição de assimetrias entre os agentes). Nesses mercados, a renda obtida pela captura do excedente do produtor é parte integrante da estrutura remuneratória dos investimentos realizados em geração,

---

<sup>10</sup> Nessa modalidade, os custos relativos ao risco de variação da produção em relação ao valor contratado devem ser assumidos pelos agentes compradores, o que implica que eventuais exposições financeiras no MCP, positivas ou negativas, são assumidas pela distribuidora e repassadas ao consumidor regulado.

<sup>11</sup> O CEC corresponde às exposições no MCP, ou seja, às diferenças apuradas entre o despacho efetivo da usina e o montante contratado, valoradas ao PLD. Há, portanto, exposição positiva caso a geração seja superior ao montante contratado, e negativa caso a geração seja inferior a esse valor. No caso em tela, esse tipo de exposição é suportado pelo comprador da energia, e não pelo gerador.



P. 9 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

sempre tendo tido um importante papel na alocação eficiente de tecnologias e no incentivo ao acréscimo de novas plantas.

26. É nesse contexto, portanto, que se encontra o problema denominado “*missing money*”, que pode ser definido como a ausência de receitas de vendas de energia para financiar a construção de novas usinas em razão do estabelecimento de um preço teto. Em mercados conhecidos como *energy only*, é através da renda inframarginal, ou seja, da renda obtida pelos geradores posicionados (na ordem de mérito econômico) abaixo do gerador marginal (aquele que vendeu o último MWh), que novas usinas são financiadas.

27. Esse não é o caso do Brasil. O mercado brasileiro de curto prazo (MCP) não é um mercado no qual os geradores exercem postura ativa e decisiva na formação do preço, por exemplo, por meio de um procedimento que permite o auto-despacho (*self-dispatch*) ou mesmo influenciam, através de suas ofertas de preço no curto prazo, a ordem de mérito do despacho do ONS. Com efeito, o preço de mercado de curto prazo (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças) não é o resultado de interações entre os participantes do mercado. Em vez disso, o preço é um dos outputs de uma cadeia de software executado pelo ONS, a saber: NEWAVE, DECOMP e, futuramente, DESSEM.

28. O MCP serve para resolver as diferenças entre as quantidades de energia contratada e as quantidades de energia que cada agente acabou, de fato, fornecendo ou recebendo. Trata-se, portanto, como a própria definição do acrônimo PLD sugere, mais de um mecanismo para liquidar as diferenças do que um mercado propriamente dito, uma vez que nem o preço de curto prazo nem os despachos das usinas são determinados pelo mercado.

29. Como dito anteriormente, no Brasil, as ofertas de preço e de quantidade que refletem as vontades das partes se manifestam nos leilões de energia promovidos pelo governo (*single buyer*) para assinaturas de contratos de longo prazo, e não propriamente no do mercado de curto prazo. Em outras palavras, no Brasil, o encontro entre os produtores e consumidores ocorre na entrada do mercado, e não dentro do mercado. Essa diferença é conhecida na literatura internacional como *Competition for the Market*, e se diferencia do modelo onde a competição ocorre “dentro” do mercado (*Competition in the Market*).

30. No Brasil, as novas usinas são financiadas considerando-se os contratos de longo prazo (PPAs - *Power Purchase Agreement*) provenientes dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Por isso, esses leilões são considerados hoje o principal mecanismo para a expansão da oferta e a garantia de suprimento energético no país.

### **5.1.2 Escassez de oferta no mercado brasileiro**

31. O despacho das usinas e, conseqüentemente, a entrega da energia contratada, tem uma dinâmica relacionada, invariavelmente, à conjuntura da operação do sistema elétrico. Em determinados cenários as variáveis observadas na operação da planta podem apresentar valores bastante distantes daquelas consideradas na contratação de longo prazo. Como visto na seção anterior, as variáveis presentes na contratação de longo prazo representam, no Brasil, o *mindset* ou conjunto de crenças e estratégias presente na tomada de decisão em um processo de implantação do empreendimento de geração de energia elétrica.

P. 10 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

32. Em momentos de escassez hídrica é natural, por exemplo, que ocorram descasamentos entre o que foi planejado/contratado e a operação do sistema. Em certas situações, o impacto decorrente desse descasamento pode resultar em uma forte perturbação dentro do mercado de energia. Para se evitar repercussões sistêmicas negativas, em especial para assegurar confiabilidade das operações financeiras, pode-se requer determinada intervenção regulatória. Dentre as opções de atuação, destaca-se nesse processo o ajuste no preço teto. Segundo Hunt (2002)<sup>12</sup>:

Qualquer proposta para impor um teto de preço deve primeiro explicar por que a resposta da oferta (indústria) e a resposta da demanda (consumidores) não são suficientes para equilibrar os mercados. Se a resposta é que há uma guerra em andamento e os suprimentos são tão limitados que as pessoas mais pobres não teriam condições de comprar roupas e comida, preços tetos e racionamento podem ser uma resposta melhor do que o racionamento por preço. Se houver uma crise temporária de oferta (como desastres naturais), poderão ser necessários limites temporários de preços para bens essenciais cuja compra não pode ser adiada.

33. No caso do setor elétrico, em especial em um sistema hidrotérmico com grande dependência do ciclo hidrológico, uma determinada crise na oferta de energia pode ser caracterizada como falha de mercado, tendo em vista: (i) a natureza do produto (bem público); (ii) o grau de impacto do evento dentro do mercado; (iii) o limitado tempo de resposta dos produtores; (iv) a insuficiente elasticidade da demanda em relação ao preço, considerando inclusive que o bem é de difícil substituição; e (v) o alcance temporal das cláusulas contratuais (longo prazo).

34. Ainda considerando as particularidades do setor elétrico brasileiro, ressalta-se o generalizado impacto decorrente do risco hidrológico, notadamente quando a geração hídrica está consideravelmente abaixo da garantia física ( $GSF \lll 1$ ). Nesse cenário, uma escassez na oferta de energia afeta tanto os geradores, como os consumidores, que assumiram o risco hidrológico em função: (i) da repactuação do risco hidrológico; (ii) da contratação de energia provenientes de cotas; bem como (iii) decorrente da energia proveniente da UHE Itaipu.

35. A Figura 1 ajuda a entender o problema. Ela mostra duas situações sistêmicas. Na primeira (gráfico à esquerda) a fonte renovável com baixo custo marginal de operação atende a maior parte do consumo de energia elétrica no período e as fontes de custos marginais maiores complementam o atendimento. O preço de curto prazo, preço *spot*, está representado por  $P_1^*$ , valor do custo de oportunidade da água para o período ou da térmica mais cara despachada, e o consumo atendido por  $Q_1^*$ .

36. A segunda situação (gráfico à direita) mostra um período de escassez hídrica, com as fontes de baixo custo marginal atendendo uma parcela menor do consumo e as fontes de custos marginais muito elevados fazendo o atendimento do restante da demanda. O preço *spot* está representado por  $P_2^*$ , e o consumo por  $Q_2^*$ . Como descrito, o desafio do Regulador está em estabelecer um preço teto, representado  $P_{TETO}$ , tal que remunere adequadamente a produção de energia elétrica pelos geradores e, ao mesmo tempo, não coloque o mercado em risco de colapso financeiro, na hipótese da ocorrência de um caso similar ao gráfico a direita da Figura 1.

<sup>12</sup> Hunt, S. Making competition work in electricity. New York: John Wiley & Sons, Inc, 2002.

P. 11 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

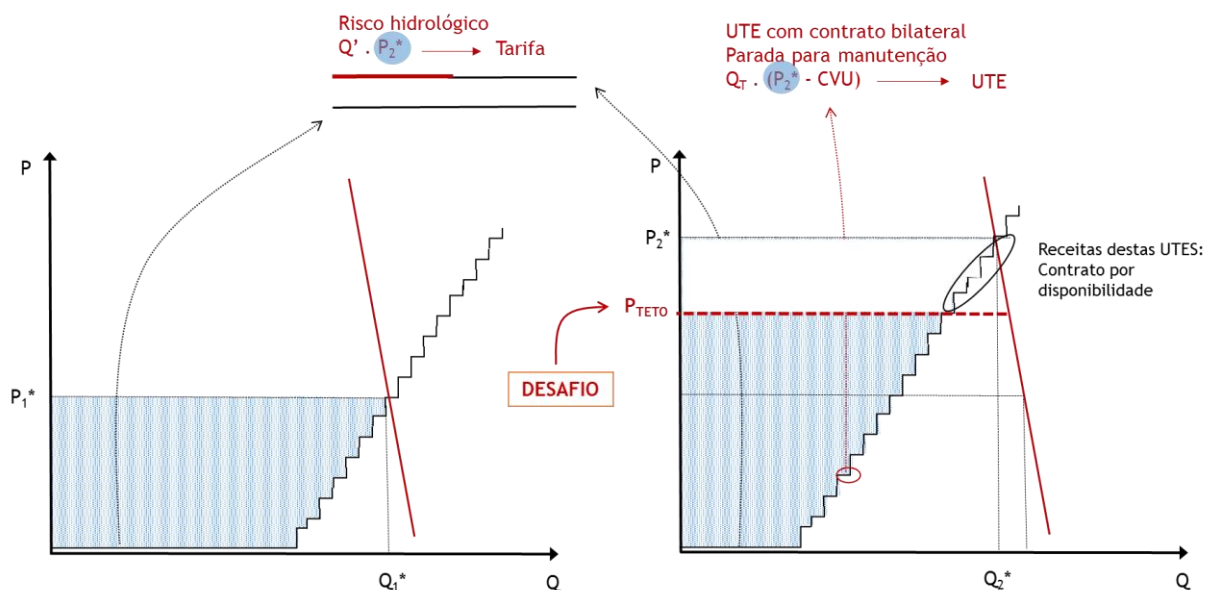


Figura 1. Exemplo de elevação de preço em período de escassez hídrica.

37. O impacto financeiro de  $P_2^*$  depende do montante de períodos que o preço do mercado fica situado neste valor. Se forem apenas algumas horas, seu impacto potencial teria alcance limitado. Se for por alguns meses, agentes de mercado poderão ter dificuldades para honrar seus compromissos, podendo gerar uma sequência de inadimplências que pode ser danosa para o seu próprio funcionamento.

38. A partir da Figura 1 é possível mostrar duas possíveis consequências do preço alto por um longo período. A primeira considera que a produção hidrelétrica foi muito inferior à garantia física do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Neste caso, a diferença entre a produção das hidrelétricas e a garantia física do MRE, deve ser comprada no mercado de curto prazo ao preço  $P_2^*$  ou ao preço teto definido pelo Regulador. Por hipótese, visando ilustrar o possível impacto financeiro, suponha que o preço teto, menor que  $P_2^*$ , possui o valor de R\$ 1.000,00/MWh, bem como que o PLD ficasse estagnado nesse valor pelo período de seis meses.

39. A garantia física do MRE é da ordem de 55.000 MW médios. Aproximadamente 75% está alocada no ambiente regulado sob a forma de cotas, incluindo a UHE Itaipu, ou de usinas repactuadas, ou seja, o risco hidrológico está alocado aos consumidores cativos. Considere  $\Delta Q$  igual a 20%, isto é, que a produção das hidrelétricas é de 80% da garantia física do MRE. Nesse caso, a exposição das distribuidoras do ACR, em termos energéticos e financeiros fica é igual a:

Exposição:  $0,75 \times 0,2 \times 55.000$       Financeiro:  $8.250 \times R\$1000/\text{MWh} \times 720 \times 6\text{meses}$   
Exposição: 8.250 MW med      Financeiro  $\approx R\$ 35$  bilhões

40. A receita do setor de distribuição é da ordem de 180 bilhões de reais. Desta forma, considerando a exposição financeira de 35 bilhões, a exposição pelo período de seis meses ao PLDmax definido em R\$ 1.000,00/MWh resultaria em um impacto tarifário de 20%.

41. O segundo exemplo extraído da Figura 1 diz respeito uma UTE com CCEAR por disponibilidade por exemplo, que precisa realizar manutenção inadiável de 30 dias. Considere que esta

P. 12 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

UTE possui disponibilidade contratada de 500 MW médios e CVU de R\$ 300,00/MWh. A despesa desta termelétrica em compra no MCP com o PLDmax igual a R\$ 1.000,00/MWh é calculado a seguir:

$$\text{Despesa: } 500 \times (1000-300) \times 720\text{h} \times 1\text{mês} \approx \text{R\$ } 250 \text{ milhões.}$$

42. O CAPEX de uma usina termelétrica ciclo combinado a gás natural pode ser estimado em R\$ 3.315/kW instalado<sup>13</sup>. Portanto, o CAPEX desta usina de 500 MW é igual a:  $500.000 \times 3,315 \approx \text{R\$ } 1,66$  bilhão. Portanto, a exposição ao mercado desta UTE, em um único mês, nesse exemplo equivale a aproximadamente 15% de seu custo de investimento.

43. A possível escassez de recursos hídricos pode levar a um PLD elevado durante um longo período, mesmo considerando que estruturalmente o sistema esteja equilibrado. Isso porque a oferta contratada para atender a demanda no médio prazo pode não ser suprida pelos recursos de custos variáveis mais baixos como as hidroelétricas, caso não haja vazões suficientes no período úmido. A Figura 2 mostra o gráfico de Energia Natural Afluyente – ENA, por mês, com base nos dados históricos deste 1931 para todo o Sistema Interligado Nacional – SIN.

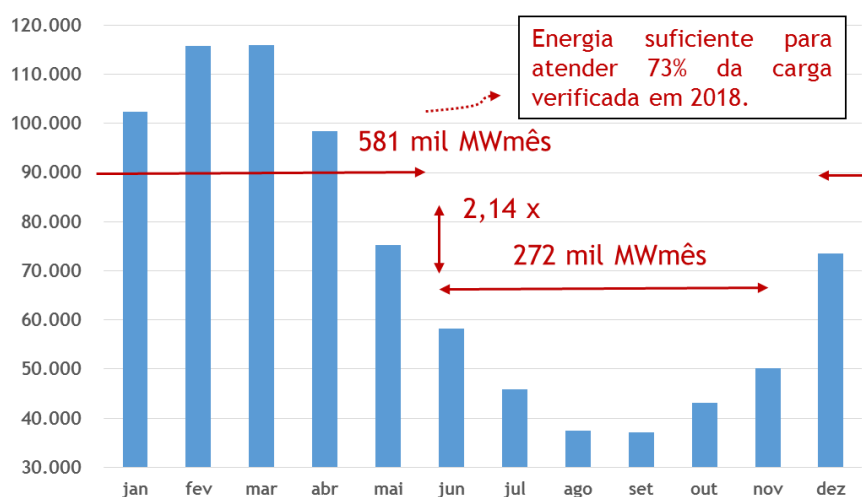


Figura 2. Histórico de ENA no SIN.

44. A quantidade de energia média que chega ao SIN em forma de água no período seco, de junho a novembro de cada ano é de 272 mil MWmês. Este volume é menor que a soma da capacidade de todos os reservatórios do país, que é da ordem de 290 mil MWmês.

45. A quantidade de energia média que chega ao SIN no período úmido, representado na Figura 2 pelo período compreendido entre dezembro e maio, é de 581 mil MWmês, suficiente para encher duas vezes o volume disponível nos reservatórios do país.

46. A quantidade de energia que chega no período úmido por meio das vazões das usinas hidrelétricas é tão relevante que a ENA média no período úmido seria suficiente para atender 73% da carga verificada no SIN no ano de 2018. Por óbvio, tal comparação contém algumas simplificações, como ausência de vertimentos localizados e produtividade das usinas hidrelétricas constante. Entretanto, o

<sup>13</sup> Fonte: PSR, estudo elaborado para o Instituto Escolhas, Caderno de Geração, disponível em [http://escolhas.org/wp-content/uploads/2018/10/Caderno-de-Gera%C3%A7%C3%A3o\\_Vers%C3%A3o\\_final.pdf](http://escolhas.org/wp-content/uploads/2018/10/Caderno-de-Gera%C3%A7%C3%A3o_Vers%C3%A3o_final.pdf)

P. 13 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

que se pretende mostrar é que, na ausência de vazões adequadas no período úmido, a probabilidade de preços altos durante o período seco é bastante alta e, no período seco, a possibilidade de recuperar a oferta é muito pequena, praticamente nula.

47. Assim, a conclusão é que, se não vier água suficiente no período úmido, o PLD pode se manter muito alto durante por um longo período (meses consecutivos). Desta forma, o Regulador deve fixar o PLDmax de maneira que proteja o mercado de energia elétrica de uma situação prolongada de escassez. Portanto, o PLDmax deve ter um valor adequado para exercer esta proteção. Isto, por consequente, diferencia o valor teto fixado no Brasil do valor fixado em outros mercados apresentados no início desta análise.

### 5.1.3 Implementação do preço horário no Brasil

48. Dando continuidade à análise relativa aos possíveis impactos da alteração do preço teto no MCP, esta seção aborda a adoção de determinado patamar de PLDmax em um cenário em que o MCP está saindo de uma precificação semanal em três patamares de carga para a precificação diária com granularidade horária.

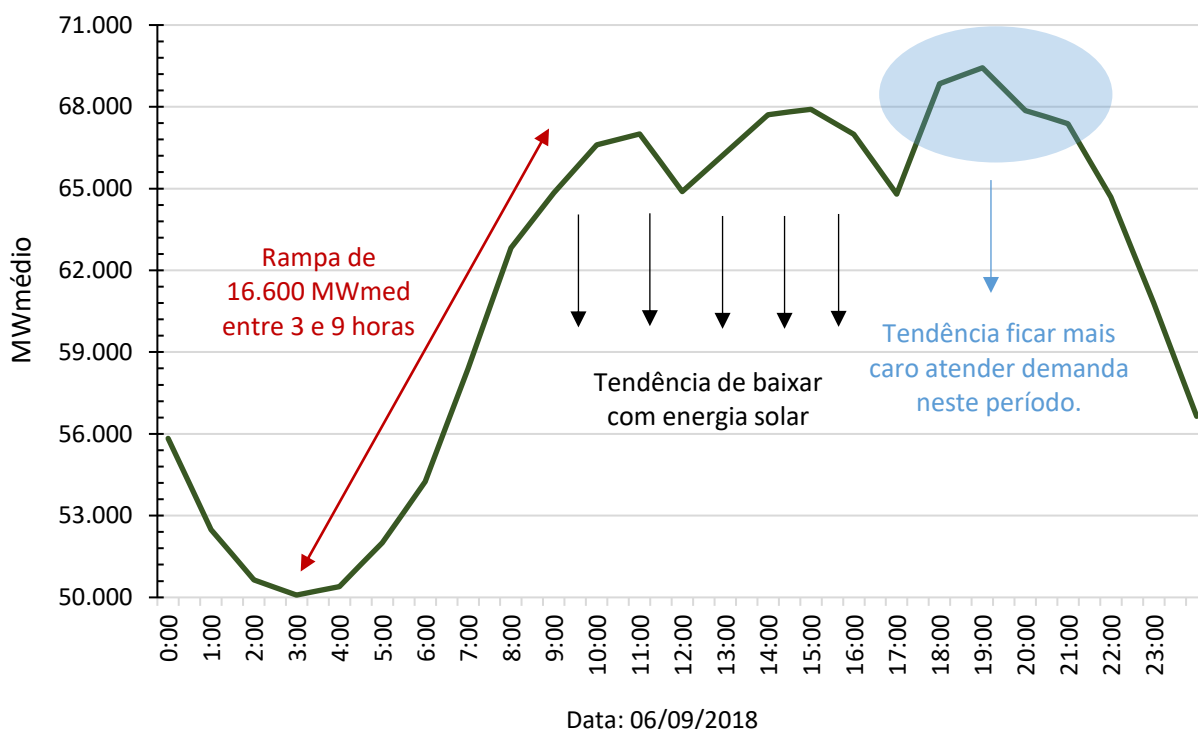


Figura 3. Curva de carga do SIN.

49. Para realizar esta avaliação, faz-se uso da curva de carga do SIN em um determinado dia da semana. A Figura 3 mostra a curva de carga do SIN para o dia 6 de setembro de 2018. O dia foi escolhido de forma aleatória.

50. De acordo com a Figura 3, observa-se que o consumo de energia elétrica no período da madrugada é muito menor que no período da tarde e noite. Para o período compreendido entre 3 e 9

P. 14 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

horas há uma rampa da ordem de 16.600 MW médios. A geração térmica do dia foi de 14.785 MW médios. Portanto, ainda que toda geração termelétrica fosse possível de ser utilizada para atender a rampa, o que nem de longe é o caso, ela não seria suficiente. Na prática, a geração hidráulica faz a rampa.

51. Com a progressiva inserção da fonte solar, há uma tendência de a curva de carga ter valores menores no período da tarde. Tal fenômeno é observado em outros mercados onde a inserção da fonte solar está mais avançada. A Figura 4 mostra a curva de carga do estado da Califórnia nos Estados Unidos para o mesmo dia da Figura 3, 6 de setembro de 2018. Como pode ser observado, a fonte solar fez com que a demanda líquida a ser atendida no período da tarde fosse menor.

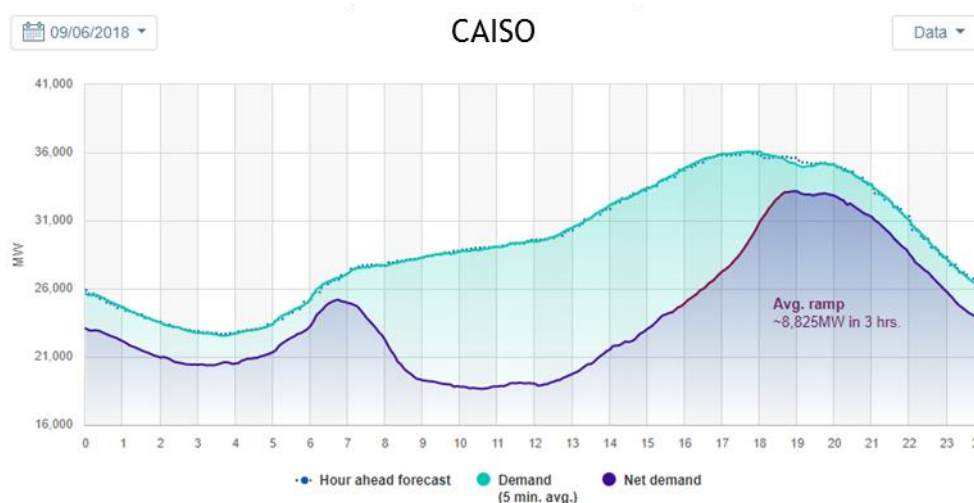


Figura 4. Curva de carga da Califórnia.

52. Feita esta consideração, haverá uma maior dificuldade de atender a demanda diária no período da noite, (círculo azul da Figura 3), com a tendência do preço neste horário ser mais alto. Porém, se o Regulador fixar um PLDmax baixo para proteção do evento de escassez, o preço para atendimento do pico de demanda indicado terminará por não ser alto, pois estará limitado ao teto do PLD fixado pelo Regulador.

53. Desta forma, o preço horário somente será efetivo se o preço teto do mercado de curto prazo for tal que incentive a demanda a deslocar seu consumo e a oferta deslocar sua produção ao longo do dia.

54. Assim, se do ponto de vista da escassez de energia elétrica o PLDmax mais baixo pode ser benéfico por proteger financeiramente o mercado, do ponto de vista de precificação horária o PLDmax baixo pode retirar os incentivos da demanda e da oferta se movimentarem e, por consequência, de se promover um mercado mais eficiente.

55. Na Figura 5 é possível observar o perfil de geração hidráulica (área em azul) e o Custo Marginal de Operação - CMO semi-horário (linha vermelha), calculado pelo ONS<sup>14</sup> com o objetivo de emular quanto seria a precificação diária caso ela já estivesse implementada no mercado. A Figura 5 ilustra essas grandezas do mesmo dia da curva de carga da Figura 3. Dado que o formato das curvas da Figura 3

<sup>14</sup> Disponível em [www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/cmo](http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/cmo)

P. 15 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

e 5 é o mesmo, denota-se que a fonte hidráulica foi a responsável pelo atendimento das flutuações da demanda, inclusive quanto à rampa de carga discutida anteriormente.

Figura. 5. Produção hidráulica para atendimento da curva de carga.

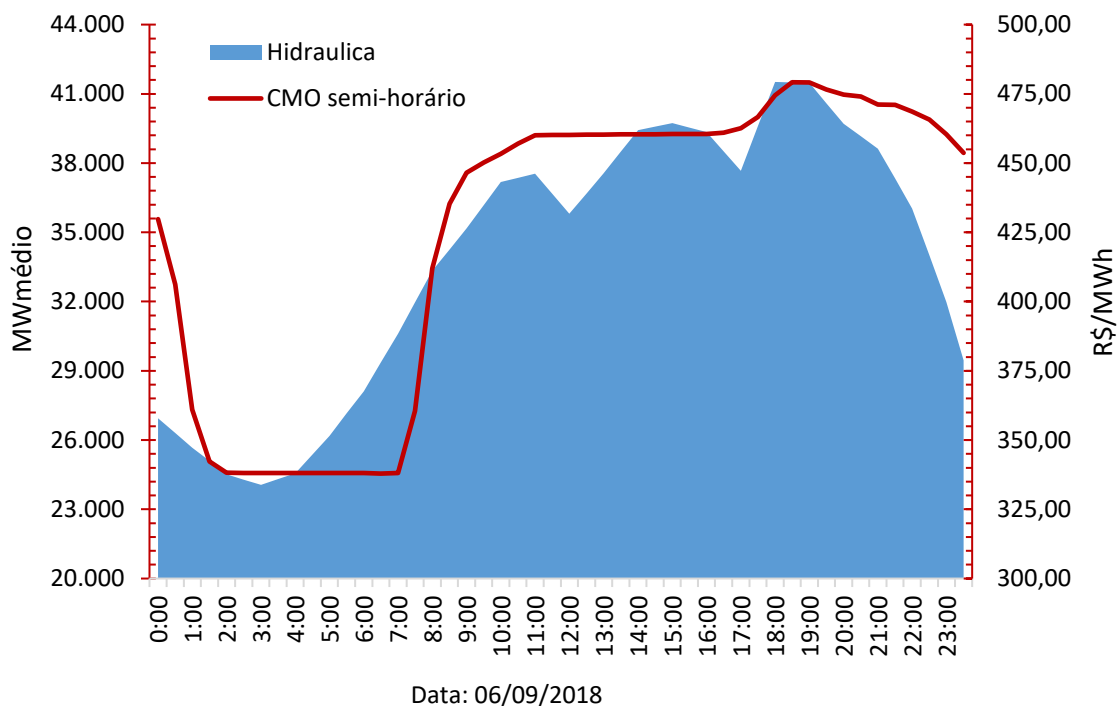


Figura 5. Geração hidráulica e CMO semi-horário.

56. Caso tenha comprometido 100% da sua garantia física em contratos de venda de energia, a exposição financeira do agente hidráulico é dada pela diferença entre a geração e a garantia física multiplicada pelo preço da energia no MCP.

57. Com a inserção do preço horário, a oferta de energia elétrica poderá ser valorada a um valor menor quando houver menos geração hidrelétrica. No cálculo realizado pelo ONS (preço sombra), o PLD horário seria da ordem de R\$ 330,00/MWh para este período. Assim, em horários de pouca geração hidráulica, o eventual déficit de geração seria valorado por um preço menor. No período da tarde/noite, a maior geração hidráulica seria valorada a um PLD horário maior.

58. Desta forma, com a mesma produção diária de geração hidráulica, a tendência é que a precificação horária diminua o problema financeiro da geração hidráulica menor que a garantia física do MRE, pois a produção hidráulica será valorada nos momentos em que ela se faz mais necessária e, portanto, possui maior produção. Um PLDmax adequado valorará a produção hidráulica nos horários em que esta se faz mais necessária para o atendimento da demanda.

59. Posto isto, o Regulador encontra-se diante do seguinte dilema: se fixar um PLDmax baixo, estará protegendo o mercado de situações financeiras gravosas, porém, não há o correto incentivo para deslocamento de demanda e oferta para atendimento do mercado diário; se fixar um PLDmax alto, há incentivo ao deslocamento da carga, porém, corre-se o risco de colocar o mercado sob estresse financeiro.

#### **5.1.4 Propostas para definição do PLDmax**

60. As áreas técnicas propõem três alternativas para o cálculo do PLDmax:
- a) Manter a atual metodologia de cálculo do PLDmax, a qual é baseada na termelétrica a gás natural de CVU mais elevado detentora de CCEAR (R\$ 588,89/MWh);
  - b) Adoção de um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh), com mecanismo de gatilho para o acionamento de um PLDmax estrutural de (R\$ 540,68/MWh) e;
  - c) Adoção de um PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh), coexistindo com um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh).
61. As três alternativas são descritas a seguir.

##### **5.1.4.1 Manter a atual metodologia de cálculo do PLDmax, a qual é baseada na termelétrica a gás natural de CVU mais elevado detentora de CCEAR (R\$ 588/MWh)**

62. A REN 633/14 alterou a referência do cálculo do PLDmax, antes vinculada à termelétrica mais cara com capacidade instalada maior do que 65 MW, para a termelétrica de CVU mais elevado em operação comercial a gás natural e contratada por meio de CCEAR. Considerando essa regra, a usina termelétrica de referência para a definição atual do PLDmax é a UTE Mário Lago. Tendo em vista que o CVU da UTE Mario Lago à época (ano 2015), o teto do PLD foi fixado em R\$ 388,48/MWh.

63. Com base na REN 633/14, a REH nº 2.498/2018 definiu o PLDmax para o ano de 2019 igual a R\$ 513,89/MWh. Caso se mantenha a adoção dessa regra, e tendo em vista que o CVU da UTE Mário Lago foi atualizado em fevereiro de 2019 para R\$ 588,89/MWh, esse seria o PLDmax a vigorar durante todo o ano de 2020.

64. Nesse caso, duas questões merecem destaques. A primeira diz respeito à implementação do PLD horário: conforme abordado anteriormente, em um cenário de flutuação horária do preço de curto prazo há uma preocupação em relação às limitações no sinal de preço com adoção desse teto. A segunda questão está relacionada à própria metodologia de atualização do CVU da UTE Mário Lago, em especial quanto a determinados índices aplicados em seu reajuste que não têm correlação, ou não deveriam ter, com o mercado de curto prazo de energia elétrica no Brasil. Notadamente, cita-se a indexação deste CVU à cotação do dólar e a cesta de combustíveis internacionais, variáveis exógenas ao MCP.

65. Isto posto, as áreas técnicas da ANEEL aprofundaram duas propostas para, dentre outros pontos, serem discutidas em audiência pública.



P. 17 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

**5.1.4.2 Adoção de um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh), com mecanismo de gatilho para o acionamento de um PLDmax estrutural (R\$ 540.68/MWh)**

66. A proposta consiste na utilização de dois valores de PLDmax. O primeiro, denominado de PLDmax horário com um valor alto, para incentivar o deslocamento de oferta e demanda no mercado diário quando o PLD horário estiver implementado. O segundo, denominado PLDmax estrutural com um valor menor, para proteger financeiramente o mercado de energia elétrica na ocorrência de uma escassez hídrica prolongada.

67. A proposta é que a operacionalização dos dois valores de PLDmax ocorra da seguinte maneira: o PLDmax horário deve ser o limitador de preços no mercado de curto prazo até que o gatilho acione o PLDmax estrutural, o que deve ocorrer somente caso a situação de escassez seja atingida. Um método para isto será proposto.

68. Na hipótese em que o sistema não esteja em situação de escassez de oferta, somente o PLDmax horário será o limitador de preços no mercado de curto prazo. Assim, há a possibilidade de que, durante anos, somente PLDmax horário seja o limitador do mercado de curto prazo. Para isto, basta que o sistema não entre em situação de escassez.

69. A existência de dois limitadores máximos de preço para o mercado de curto prazo não é novidade em mercados de eletricidade. O mercado da Austrália adota raciocínio similar ao desenvolvido e motivado nesta Nota Técnica.

70. Na Austrália há dois limitadores de mercado. O primeiro, denominado *market price cap* (preço teto de mercado), fixa 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 a preços altos acumulados, um *administrative price cap* (preço teto administrativo) é utilizado. O preço teto administrativo tem a função de proteger agentes econômicos expostos no mercado quando este possui preços altos por longos períodos. Atualmente, o *market price cap* na Austrália é de AUD 14.200,00/MWh (US\$ 10.123,89/MWh), e o *cumulative price threshold* utiliza o período de 336 intervalos de comercialização, equivalente a uma semana, e limita a exposição em AUD 212.800,00 (US\$ 392.920,00). Por fim o valor do *administrative price cap* é de AUD 300,00/MWh (US\$ 420/MWh)<sup>15</sup>.

71. Para o mercado brasileiro, a sugestão inicial é que para o PLDmax horário seja utilizado o valor de R\$ 1.669,93/MWh, preço próximo da UTE de CVU mais elevado, UTE Xavantes, cujo CVU é igual a R\$ 1.669,93/MWh. Considera-se que tal patamar é um sinal regulatório suficiente para precificação eficiente do mercado de curto prazo e para eventual reação da demanda e oferta, criando maior oportunidade para que ambas possam se deslocar entre as horas do dia. Isto posto, considera-se a adoção desse patamar de limite máximo do PLD (PLDmax horário) apenas quando da implementação do PLD horário no Brasil.

---

<sup>15</sup> Fonte: Australian Energy Market Commission. National Electricity Rules – Version 120 – Chapter 3 – Market Rules, Clauses 3.9.4 e 3.14, disponível em <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-04/NER%20-%20v120%20-%20Chapter%203.PDF>

P. 18 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

72. Para o PLDmax estrutural sugere-se a adoção do valor de R\$ 540,68,00/MWh, valor cujo método de cálculo será apresentado na próxima seção deste Relatório, a Seção 5.1.4.3.

73. Os valores de PLDmax seriam definidos por um período de quatro anos (ver seção III.c Periodicidade da avaliação dos valores de PLDmax e PLDmin), sendo reajustado anualmente pelo IPCA. Na hipótese dessa proposta ser aprovada, os valores dos PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) e horário (R\$ 1.669,93/MWh), seriam utilizados para o ano de 2020, sendo reajustados anualmente pelo IPCA nos anos de 2021, 2022 e 2023.

74. Fixado os valores do PLDmax horário e do PLDmax estrutural, o desafio passa a ser a definição do gatilho de migração de um valor para o outro. Tal gatilho deve ser equilibrado o suficiente para deixar os preços do mercado de curto prazo flutuarem na modulação diária da curva de carga e agir quando a situação de escassez é atingida.

75. Algumas alternativas de mensuração da situação de escassez podem ser utilizadas para a definição do gatilho, todas com prós e contras. Essas alternativas podem ser ancoradas na situação física de operação e segurança energética do SIN ou nas condições econômico-financeiras do mercado. Algumas opções utilizando as duas âncoras estão descritas a seguir:

- Nível dos reservatórios ao final do período úmido: trata-se de um método objetivo. Basta o Regulador fixar qual o nível acumulado dos reservatórios do SIN para acionamento do PLDmax estrutural. Pesa contra esse parâmetro o fato da capacidade de acumulação do sistema, armazenamento do SIN, estar estática há anos, bem como de que não há perspectiva de seu crescimento nos próximos anos. Não se espera a construção de novas hidrelétricas com reservatórios. Como é esperado que o consumo de energia elétrica no Brasil cresça, o parâmetro nível dos reservatórios poderia sofrer ajustes em seu valor de referência, em função da evolução de sua participação relativa na matriz elétrica.
- Vazões verificadas no período úmido: como verificado na Figura 2, as vazões nos rios com as usinas hidrelétricas ocorrem em grande quantidade no período úmido. Pode-se acionar o gatilho para o PLDmax estrutural, portanto, caso ao final do período úmido, não tenha ocorrido vazões em níveis razoáveis no SIN. Nesta condição, basta fixar *ex-ante* o nível que se considera razoável de vazões em uma determinada data para que o PLDmax estrutural seja acionado. Pesa contra a esse método o fato de não se verificar o estado inicial dos reservatórios antes do período úmido. Em outras palavras, o período úmido poderia ser muito ruim em vazões, porém, como os reservatórios entraram no período úmido em valores muito elevados, a situação final (após o período úmido) pode não ser tão ruim. O raciocínio contrário também é válido, baixo estado inicial e boas vazões. Também pesa contra a utilização das vazões do período úmido o fato da média ocorrida não representar necessariamente o aproveitamento da água. Por exemplo, pode ter ocorrido boas vazões no SIN, porém, vazões concentradas em uma ou duas regiões e em um curto período, o que pode causar vertimentos localizados.
- Combinação de nível de reservatórios e vazões: trata-se de um método que supera a primeira deficiência da utilização de somente as vazões no período úmido sem verificar

P. 19 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

o estado inicial dos reservatórios. No entanto, não é capaz de superar o fato de vazões localizadas e concentradas em curtos períodos.

- Exposição financeira no mercado de curto prazo: trata-se de mensuração econômico-financeira que vai ao encontro da motivação da utilização do PLDmax estrutural, qual seja, a proteção do mercado. Assim, o Regulador poderia definir um nível de exposição no mercado para uma janela móvel de alguns meses, por exemplo, e quando este nível financeiro for atingido o PLDmax estrutural seria acionado. Pesa contra este método o fato da exposição financeira ser o produto da energia não entregue pelo valor do PLD. Assim, os agentes podem estar muito expostos em energia, mas o PLD relativamente baixo, o que pode não causa perdas financeira expressivas. Adicionalmente, o fato de existirem contratos por disponibilidade e, portanto, as distribuidoras de energia elétrica estarem quase sempre expostas ao MCP, mesmo com lastro, pode distorcer o cálculo da exposição financeira no MCP para a utilização da finalidade que se busca.
- Quantidade de horas em que o PLD supera o PLDmax estrutural: trata-se também de um método objetivo que mensura a quantidade de horas que o PLD, já horário, supera o PLDmax estrutural. Neste caso, o Regulador fixa quantidade de horas razoável que o PLD supera o PLDmax estrutural em uma janela temporal. Uma vez atingido este valor, o gatilho é acionado e o teto do MCP passa de PLDmax horário para PLDmax estrutural. Contra este método pesa o fato dele não enxergar a magnitude dos valores do PLD que superaram o PLDmax estrutural no período definido pelo Regulador. Por exemplo, extrapolando a análise, durante todo o período definido pelo Regulador o PLD pode ser igual ao PLDmax horário (um extremo) ou igual ao PLDmax estrutural mais R\$ 0,01/MWh (outro extremo). É uma circunstância parecida com a análise do risco de déficit de energia elétrica no SIN, sem avaliar sua profundidade. Pode haver um risco alto de déficit de energia elétrica, mas a profundidade ser de apenas 1 MWh.

76. Além das alternativas supra listadas podem existir outras. Assim sendo, espera-se que o processo de Audiência Pública possa auxiliar a ANEEL a encontrar o gatilho mais adequado.

77. Não obstante as alternativas postas, avalia-se que a quantidade de horas que o PLD supera o PLDmax estrutural é o melhor método para ser utilizado como gatilho para o PLDmax estrutural. Apesar de não se verificar a magnitude do PLD ocorrido antes do acionamento do gatilho, ele é um método objetivo, simples e que alcança o objetivo proposto, qual seja: existência de um segundo limitador de preços no mercado de curto prazo.

78. Fixado o método, o desafio passa a ser definir o número de horas para ser utilizado como gatilho. Tal definição também é complexa e não há método perfeito ou já testado para isto. Assim, busca-se nos dados históricos de PLD uma sugestão de um valor de gatilho razoável que atenda aos objetivos propostos. Para tanto, faz-se uma análise estatística dos valores do PLDmax após a publicação da REN 633/2014 e, portanto, a partir do ano civil de 2015. Foca-se a análise no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

P. 20 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

79. Durante cinco meses do ano de 2015 (janeiro a maio) o PLD ficou no valor regulatório máximo de R\$ 388,48/MWh<sup>16</sup>. Caso não existisse o valor teto regulatório, assumindo PLD igual a CMO para facilitar a análise, o maior PLD do período seria o da segunda semana operativa do mês de fevereiro, período que o CMO alcançou o valor de R\$ 2.186,46/MWh<sup>17</sup> na carga média e pesada e de R\$ 2.110,44/MWh na carga leve. No outro extremo, o menor PLD com valor superior ao máximo de R\$ 388,48/MWh ocorreria no patamar de carga leve da segunda semana de maio, no valor de R\$ 400,42/MWh. Verifica-se, portanto, grande variação na magnitude na proteção financeira exercida pelo PLDmax no período.

80. O ano de 2015 foi difícil em termos de exposição financeira e suprimento de energia, principalmente devido ao agravamento das despesas no mercado de curto prazo das usinas hidrelétricas pelo fato da produção de energia ter sido menor que a garantia física do MRE, e das usinas estarem exposta a valores altos de PLD.

81. Assim, verifica-se que cinco meses é um tempo muito elevado para ser considerado como o gatilho para o acionamento do PLDmax estrutural. No ano de 2015, mesmo com o PLDmax vigente sendo acionado, houve problemas relacionados a exposição financeira no mercado de curto prazo.

82. No ano de 2016, o PLDmax vigente não foi alcançado em nenhuma semana operativa.

83. Em 2017, o PLDmax foi o limitador dos preços no MCP na segunda semana operativa do mês de agosto, em todos os patamares de carga, e entre a terceira semana operativa de setembro e primeira semana operativa de novembro. Portanto, o preço da energia foi fixado no valor regulatório máximo, então de R\$ 533,82/MWh, por dois meses.

84. Caso não houvesse o teto, o máximo PLD seria observado na terceira semana operativa do mês de outubro, cujo valor do CMO foi de R\$ 873,47/MWh nas cargas média e pesada, e o menor valor acima do PLDmax vigente ocorreu na carga leve da segunda semana operativa do mês de agosto, sendo igual a R\$ 535,49/MWh. Verifica-se, portanto, que a magnitude da proteção foi bem inferior comparando com o ano de 2015.

85. Comportamento semelhante à 2017 ocorreu em 2018, com o PLDmax vigente sendo atingido em aproximadamente dois meses, entre a última semana operativa de junho e a última de agosto, e a magnitude dos valores protegidos também não foram altas como em 2015, sendo o maior valor protegido de R\$ 794,14/MWh na carga média e pesada da segunda semana operativa do mês de agosto.

86. No ano de 2019, o PLDmax, até a data de emissão desta Nota Técnica, foi atingido somente na carga pesada e média da terceira semana operativa do mês de fevereiro.

87. Este histórico foi realizado para verificar a possibilidade de inferir e definir uma quantidade de horas que possa servir de gatilho do PLDmax horário para o PLDmax estrutural. Avaliando os dados, e

---

<sup>16</sup> Fonte: CCEE. Histórico de preços semanais disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/historico\\_preco\\_semanal?\\_afLoop=45813835140918&\\_adf.ctrl-state=usyg1gv7d\\_44#!%40%40%3F\\_afLoop%3D45813835140918%26\\_adf.ctrl-state%3Dusyg1gv7d\\_48](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/historico_preco_semanal?_afLoop=45813835140918&_adf.ctrl-state=usyg1gv7d_44#!%40%40%3F_afLoop%3D45813835140918%26_adf.ctrl-state%3Dusyg1gv7d_48)

<sup>17</sup> Fonte: ONS. Histórico de CMO disponível em <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>

P. 21 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

considerando os acontecimentos do ano de 2015, uma quantidade de horas equivalente a cinco meses deve ser descartada.

88. Nos anos de 2017 e 2018, o sistema e o MCP não tiveram grandes impactos financeiros, ainda que o PLDmax tenha sido alcançado por dois meses no ano. Assim, dois meses pode ser a primeira sugestão para um número regulatório.

89. Por 2020 ser o primeiro ano de vigência do preço horário e, caso essa proposta seja aprovada, seria o primeiro ano da vigência de dois PLDs máximos, entende-se como adequado um gatilho para a migração do PLDmax horário para o PLDmax estrutural equivalente a um mês: 720 horas. Assim, em síntese, atingido o gatilho de 720 horas dentro do ano civil, não necessariamente horas seguidas, o valor máximo do preço do MCP deixaria de ser o PLDmax horário (R\$ 1.669,93/MWh) e passaria a ser o PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh).

90. Por fim, trata-se agora da definição do gatilho para o retorno do limite de preço do PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) para o PLDmax horário (R\$ 1.669,93/MWh), isto é, uma vez vigente o PLDmax estrutural, avalia-se quando o mercado deve voltar a utilizar o PLDmax horário como limitador de preços no MCP novamente.

91. Tendo em vista que o PLDmax estrutural tem a função de proteger o mercado de uma duradoura exposição a altos valores de PLD, a qual tende a ocorrer em períodos secos de severidade hidrológica, não é razoável que a troca do PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) para o PLDmax horário (R\$ 1.669,93/MWh) deva ocorrer em período pré-determinado. Descarta-se, portanto, a determinação de que essa troca deva ocorrer dentro do segundo semestre, por exemplo. Assim, uma vez acionado o PLDmax estrutural em qualquer época do ano civil, ele teria validade ao menos até o final deste ano.

92. Passa-se, então, a listar as hipóteses para o retorno ao PLDmax horário (R\$ 1.669,93/MWh) dentro do ano civil seguinte. Cogita-se duas hipóteses:

- a) iniciar o ano civil sempre com o PLDmax horário (R\$ 1.669,93/MWh): tem a vantagem de valorar a energia elétrica no MCP tendo em vista a elevada demanda devido a altas temperaturas, naturalmente decorrentes do verão, estação mais quente do ano. Caso o PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) esteja em vigor, a energia elétrica para atender tal demanda elevada pode não ser adequadamente valorada. A desvantagem é que o estado dos reservatórios no início do período úmido ainda pode estar baixo e, combinado com previsão de baixas afluições para o futuro, o PLD pode se situar em valores altos por um longo período. Nessa alternativa, ele estaria limitado pelo PLDmax horário (R\$ 1.669,93/MWh). Por um lado, isto poderia não ser um problema, pois o gatilho de 720 horas acionaria o PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) nos primeiros meses desse ano. Por outro lado, caso o PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) seja acionado nos primeiros meses desse ano, o PLD horário no restante do ano também seria limitado pelo PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh).
- b) esperar o final do período úmido para verificar se deve haver o retorno do PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) para o PLDmax horário (1.669,93/MWh): trata-se de aguardar o final do período úmido para verificar se o sistema não irá entrar em escassez pelo segundo ano consecutivo. A desvantagem desta escolha é que, durante todo o

P. 22 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

período úmido, os preços do MCP em dias de temperatura alta não serão adequadamente valorados. Com reservatórios baixos e alto consumo, o ONS pode ter dificuldade de atender o pico de demanda. Por exemplo, em janeiro de 2015 houve recorde de demanda de pico simultâneo no Sudeste e Sul e o ONS promoveu um corte de carga preventivo da ordem de 4% da demanda. O PLD estava no seu valor máximo de R\$ 388,48/MWh e o CMO em R\$ 1.408,44/MWh. Um possível deslocamento da demanda da mesma ordem do corte preventivo, estimulado por um sinal adequado do preço no MCP, pode evitar situações como esse caso concreto.

93. Verifica-se, portanto, que as duas escolhas regulatórias são factíveis, atendem ao ordenamento jurídico e possuem sustentação. Outras opções podem ser levantadas no processo de Audiência Pública.

94. Dentre essas alternativas, opina-se por iniciar o ano civil sempre com o PLDmax horário (1.669,93/MWh), pois mesmo na situação de reservatórios e previsão de afluência baixos o gatilho das 720 horas acumuladas para acionamento do PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh) protegeria o mercado contra valor de PLD alto por longo período.

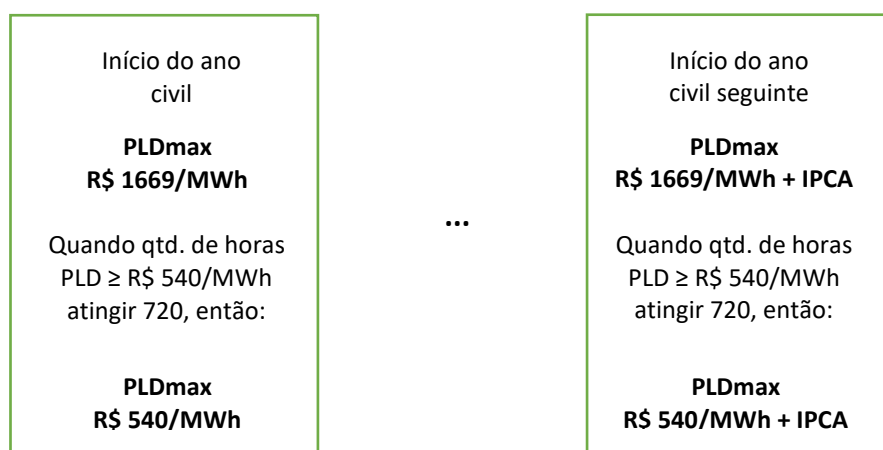


Figura 6. PLDmax horário com mecanismo de gatilho para o PLDmax estrutural.

#### 5.1.4.3 Adoção de um PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh), coexistindo com um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh).

95. Conforme tratado nas seções 5.1.1 e 5.1.2, no Brasil: (i) o planejamento setorial influencia preponderantemente na alteração da matriz elétrica; (ii) os leilões e os seus contratos são um instrumento central para a expansão da oferta; (iii) as variáveis presentes na contratação de longo prazo representam, em grande medida, o *mindset* ou conjunto de crenças e estratégias relativas à tomada de decisão referente ao processo de implantação do empreendimento de geração; e, por fim, (iv) é natural que a operação das usinas, dada a conjuntura do sistema elétrico, resultem em valores que divergem daqueles arquitetados em um âmbito mais estrutural.

96. Dado o exposto, o que se estuda é a implementação de um teto no PLD que garanta uma proteção contra momentos de expressiva crise hídrica. O objetivo do estudo é o alcance da eficiência alocativa de longo prazo por meio da conciliação de variáveis econômicas que marcaram o planejamento,

P. 23 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

a contratação de energia e a operação do sistema, de modo conter riscos sistêmicos advindos do mercado de curto prazo.

97. Levando em consideração que os preços ofertados nos leilões representam a monetização que se atribuiu à implantação das usinas e à produção durante o período do contrato, uma vez definida a demanda do sistema e a curva de produção, é possível examinar o fenômeno da formação de preço e, por consequente, escrutinar as variáveis envolvidas nesse processo. Nessa ótica, analisa-se os desdobramentos lógicos de um problema de alocação de recursos escassos.

98. A Figura 7 representa a situação de equilíbrio tanto no horizonte de longo prazo (gráfico à esquerda) como em determinada conjuntura, caracterizado por uma escassez hídrica (gráfico central). O Excedente do Produtor (EP), ou renda inframarginal, representa o benefício auferido pelas empresas com a venda de determinado produto quando o preço do produto é maior do que o mínimo que as empresas estariam dispostas a vender; em outras palavras, quando o preço de equilíbrio ( $P^*$ ) encontra-se acima da curva formada pelos custos marginais das usinas. A área equivalente ao EP encontra-se destacada em azul na Figura 7.

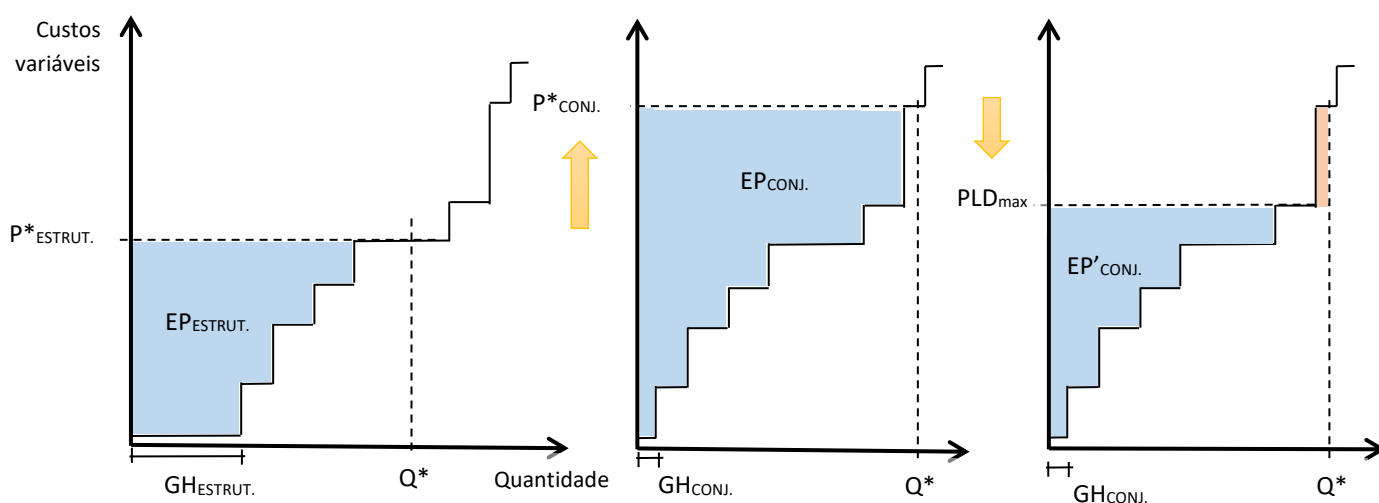


Figura. 7. Excedente do Produtor: horizonte de longo prazo versus momentos de crise

99. Conforme se observa, quando há uma baixa produção hidroelétrica ( $GH_{CONJ.} \lll GH_{ESTRUT.}$ ) o preço de equilíbrio aumenta ( $P^*_{CONJ.} \gg P^*_{ESTRUT.}$ ), o que provoca também um aumento do excedente do produtor ( $EP_{CONJ.} > EP_{ESTRUT.}$ ). Objetivando mitigar os efeitos adversos de uma escassez aguda, é possível alterar o preço teto (PLDmax) para limitar o excedente do produtor conjuntural ( $EP'_{CONJ.}$ ) ao seu equivalente estrutural ou de longo prazo ( $EP_{ESTRUT.}$ ), de modo que:  $EP'_{CONJ.} = EP_{ESTRUT.}$ . Com efeito, em momentos caracterizados por seca severa, baixo despacho hidrelétrico, alto despacho termelétrico e elevada exposição negativa ao GSF, dividirá o mercado em dois seguimentos: um onde haveria o pagamento a preço marginal ou uniforme (no gráfico à direita, área em azul); e outro onde o pagamento seria realizado de forma discriminatória ou *pay-as-bid* (no gráfico à direita, área em laranja).

100. Com a conciliação do PLDmax em um patamar compatível com as referência-limite de longo prazo, assegura-se que o excedente do produtor não atinja níveis descontraídos dos parâmetros que balizaram seu próprio dimensionamento, promovendo alívio financeiro tanto para geradores como

P. 24 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

para consumidores. Esse alívio é percebido particularmente para o segmento regulado do mercado, em especial os consumidores cativos. Os contratos cujo risco hidrológico foi repactuado, sob o regime de cotas, somados ao contrato que regula a comercialização de energia de Itaipu, hoje respondem por aproximadamente 55% de toda a energia transacionada no MRE, causando exposição negativa das distribuidoras no MCP em momentos de escassez de oferta de energia hidráulica, cujo equacionamento de custos é suportado diretamente pelos consumidores cativos via sistemática de Bandeiras Tarifárias e, residualmente, via os processos tarifários ordinário.

101. Para tanto, entende-se necessário ancorar essa análise em uma referência estrutural capaz de fornecer as variáveis econômicas apropriadas, correspondente a uma perspectiva de longo prazo.

102. O modelo NEWAVE, ferramenta-chave dentro do setor elétrico brasileiro, é utilizado para despacho de usinas, para formação de preço no mercado de curto prazo, para cálculo de garantias físicas, e para o direcionamento da expansão da oferta. É empregado tanto no problema de minimização do custo total de operação, equilibrando o custo presente e o custo futuro, como no problema de minimização do custo total de expansão, o qual leva em conta o custo de investimento e o custo de operação. Ademais, resulta do NEWAVE os pares de “quantidade e preço” que conformam a política operativa ótima, ao longo de todo o horizonte do estudo (5 anos) e para cada um dos cenários de operativos produzidos (2.000 cenários).

103. Diante do exposto, entende-se como adequada a adoção do modelo da mesma ferramenta computacional, juntamente com a configuração de oferta e de demanda e demais premissas econômicas utilizadas pela EPE por ocasião da última revisão ordinária das garantias físicas das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente. Esse seria o exercício mais recentemente aplicado pelo planejador para fins de avaliar o balanço energético estrutural do sistema, observadas as restrições técnicas e regulatórias pertinentes. Seu resultado levou à referência de caráter mais amplo de que se dispõe sobre os atributos comerciais aplicáveis à operação do mercado, pautando, assim, a escala econômica com que se dá parte relevante das transações financeiras observadas no setor<sup>18</sup>.

104. De acordo com o art. 21 do Decreto 2.655/1998, será atribuído a cada usina hidroelétrica um valor de garantia física que corresponde ao limite máximo empregado na contratação de energia, o qual deverá ser revisto a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes. Destarte, o cálculo da revisão ordinária de garantias físicas (com ocorrência a cada 5 anos) define os montantes físicos para contratação de energia elétrica das hidroelétricas, principal fonte de geração do país.

105. A Portaria MME nº 178, de 03/05/17, definiu os valores revistos de garantia física de energia das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente no SIN, obtidos com a aplicação da metodologia, das premissas, dos critérios e das configurações apresentados no Relatório produzido pelo Grupo de Trabalho instituído pela Portaria MME nº 681, de 30/12/14. Para a definição desses valores utilizou-se o modelo NEWAVE (versão 23) com configuração hidrotérmica estática nos 5 anos de simulação.

---

<sup>18</sup> Obviamente, há outros vetores que exercem influência sobre a escala com que se dá a comercialização de energia, como a expansão do sistema, materializada em novos contratos e/ou a descontração promovidas em mecanismos como o de compensação de sobras e déficits, em cenários de retração do mercado.



P. 25 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

106. Destaca-se que esse processo trata de garantias físicas definidas a partir dos dados disponíveis em agosto de 2016, as quais foram publicadas em maio de 2017, e passaram a ter validade a partir de janeiro de 2018. Observa-se, portanto, uma proximidade temporal do processo de revisão ordinária das garantias físicas com o presente estudo a respeito do PLDmax estrutural.

107. De acordo com a Resolução CNPE nº 9, de 28/07/08, na metodologia para determinação da garantia física deve ser adotado, como critério de convergência, a igualdade entre o CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME (igual a R\$ 193,00/MWh, definido na Nota Técnica EPE-DEE-RE-010/2016-r0), respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1, de 17/11/04 (5% em cada subsistema). Para conseguir tal convergência, durante o processo de simulação deve-se alterar a carga do sistema. A carga crítica do SIN é, assim, determinada a partir da soma das cargas dos subsistemas ao final da simulação.

108. A partir dos arquivos de entrada e saída do NEWAVE é possível construir inúmeras curvas de oferta (considerando os CVUs das usinas e as quantidades despachadas pelo modelo) e de demanda (tendo em vista a carga do sistema). Com base nessas curvas de referências, extraiu-se as variáveis econômicas para o estudo em tela, com destaque para o Excedente do Produtor - EP. O EP, área em azul na Figura 7, é obtida inicialmente em R\$ e, posteriormente, dividido pela carga crítica para obtenção de seu valor correspondente em R\$/MWh.

109. Considerando que o NEWAVE gera 2.000 séries de vazões e calcula a operação para 60 meses à frente (simulação com horizonte de 5 anos), o estudo contempla 120.000 eventos em base mensal (2.000 x 60) ou 10.000 eventos em base anual (2.000 x 5). De modo a envolver um ciclo hidrológico completo, os dados de EP, originalmente calculados em base mensal, foram então convertidos para a base anual. Têm-se, portanto, uma rica massa de dados para a análise estatística desse fenômeno, o que permite, por exemplo, o cálculo da função densidade de probabilidade relacionada ao problema. Novamente, frisa-se que, no caso em tela, a principal variável objeto da análise foi o EP.

110. Além disso, dada a complexidade envolvida na extração e manuseio dos dados do NEWAVE (foram utilizados diversos arquivos de entrada e saída) bem como para a execução dos cálculos necessários, foi utilizado o software R. Os códigos elaborados em R (disponibilizados para a audiência pública), encontram-se organizados de acordo com as principais etapas de processamento:

- a) Leitura dos arquivos de geração térmica, para cada subsistema (gtert001.OUT, gtert002.OUT, gtert003.OUT, gtert004.OUT);
- b) Leitura dos dados de CVUs das usinas térmicas. Os valores dos CVUs foram atualizados até dezembro de 2018. Para tanto, a depender da disponibilidade dos dados, foram utilizados CVUs proveniente do: (i) deck do PMO de janeiro/19 (clast.DAT); ou (ii) deck da revisão ordinária da GF (clast.EAS), com aplicação do IPCA de agosto/16 a dezembro/18;
- c) Leitura de geração hidráulica total, para cada subsistema (ghtotm001.OUT, ghtotm002.OUT, ghtotm003.OUT, ghtotm004.OUT);
- d) Leitura dos arquivos de usinas não despachada centralizadamente (sistema.EAS);

P. 26 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

- e) Leitura do arquivo de CMO. Foi utilizado apenas o arquivo referente ao subsistema Sudeste, tendo em vista que no deck estático de cálculo das garantias físicas não há restrições referente aos limites de intercâmbio;
- f) Ajustes dos CMOs pela inflação (IPCA de agosto/16 a dezembro/18);
- g) Leitura do arquivo de inflexibilidade das usinas (term.EAS), dada a necessidade de serem consideradas na montagem da curva de oferta. A parcela de inflexibilidade das usinas térmicas foi deslocada para a base da curva de oferta, pois a essa parcela foi atribuído CVU igual a zero. Já a parcela de geração das usinas térmicas despachada pelo modelo acima da inflexibilidade declarada foi alocada, na curva da oferta, de acordo com o valor do seu CVU;
- h) Cálculo do Excedente do Produtor (EP)<sup>19</sup> em base mensal. Nessa etapa, calcula-se a área em azul da Figura 7 pela soma das áreas correspondentes à diferença entre o CMO e CVU de cada usina, multiplicada pela quantidade correspondente ao despacho da usina;
- i) Cálculo do Excedente do Produtor (EP) em base anual, considerando a soma dos EPs de cada mês do ano;
- j) Normalização do EP pela carga. Trata-se do processo de conversão de EP de R\$ para R\$/MWh;
- k) Inclusão da análise BACKTEST correspondente aos anos de 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018;
- l) Realização de diversos cálculos estatísticos, com destaque para a estatística descritiva, o cálculo das correlações entre as variáveis EP e CMO, a produção da função de densidade de probabilidade da variável em análise, bem como a identificação do CMO correspondente a determinado valor do EP; e, por fim.
- m) Estudo adicional relativo aos 5% dos eventos mais críticos (corte compreendido pelo percentil 95 e percentil 100), com análises quanto aos correspondentes aos EPs, armazenamentos (arquivos earmfm001.OUT, earmfm002.OUT earmfm003.OUT, earmfm004.OUT), CMOs e perfil da curva de oferta.

111. O item k), citado acima, trata da análise BACKTEST. Essa análise encontra-se estruturada em um outro conjunto de códigos do R. Nessa fase, utiliza-se os dados de geração verificada para o cálculo do EP referente aos anos de 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018. Os dados de geração verificada utilizados nesse estudo foram obtidos a partir do sistema DRI (Divulgação de Resultados e Informações) da CCEE (no caso das usinas hidroelétricas e das usinas não despachadas centralizadamente) e do sistema SAGIC (Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga) do ONS (no caso das usinas termelétricas).

112. Ainda dentro da análise BACKTEST, o CMO é ponderado pelo patamar de carga e pela carga do submercado, bem como atualizado até dezembro de 2018. Finalmente, os valores de EP, em base anual e normalizados (em R\$/MWh), são confrontados com os dados oriundos da análise ESTRUTURAL, aquela que utilizou o deck da revisão ordinária das garantias físicas das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente (Portaria MME nº 178/2017).

---

<sup>19</sup> Nos códigos elaborados no software R, consta o acrônimo RI (Renda Inframarginal) como a variável correspondente ao EP (Excedente do Produto).

P. 27 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

113. De todo o estudo descrito acima, chega-se a importantes conclusões. Os valores de CMO e EP (seja ele em base mensal, anual ou já convertido para unidade R\$/MWh) apresentam grande correlação (0,996973, 0,999476 e 0,9997827, respectivamente). Trata-se de resultado coerente com o esperado, tendo em vista a intrínseca relação entre essas variáveis: o EP (em R\$/MWh) pode ser considerado igual ao CMO (em R\$/MWh) multiplicado pela carga, descontando-se a área abaixo da curva de oferta.

114. Apresenta-se na Figura 8 a curva de oferta típica, construída com a média dos despachos do NEWAVE quando da ocorrência dos 5% piores eventos (em termos de EP). Conforme pode ser observado, tendo como base o deck estático e ajustando-se os valores para um patamar de carga equivalente a dezembro de 2018<sup>20</sup>, em momentos de escassez o modelo sinaliza um despacho de base (parte horizontal da curva de oferta) da ordem de 55 GWmed. Essa geração é caracterizada pela geração hidráulica, pela geração de usinas não despachadas centralizadamente e pela inflexibilidade das usinas termelétricas. Adicionalmente, houve, em média, mais 12 GWmed de despacho termelétrico (trecho da curva mais à direita).

115. Finalmente, chega-se no achado mais pertinente do estudo. Utilizando-se os dados em base anual para capturar todo o ciclo hidrológico, é possível extrair do NEWAVE 10.000 eventos (horizonte de simulação de 5 anos com 2.000 séries de vazões). Dado que o deck utilizado é um deck estático, referente ao cálculo de garantia física, depreende-se que os 10.000 eventos representam, estruturalmente, o fenômeno estudado. Mirando-se na busca pela eficiência alocativa do mercado, a variável foco do trabalho é o Excedente do Produtor (EP). Por fim, com base nesses apontamentos, constrói-se a curva de distribuição da densidade de probabilidades, a qual encontra-se na Figura 9.

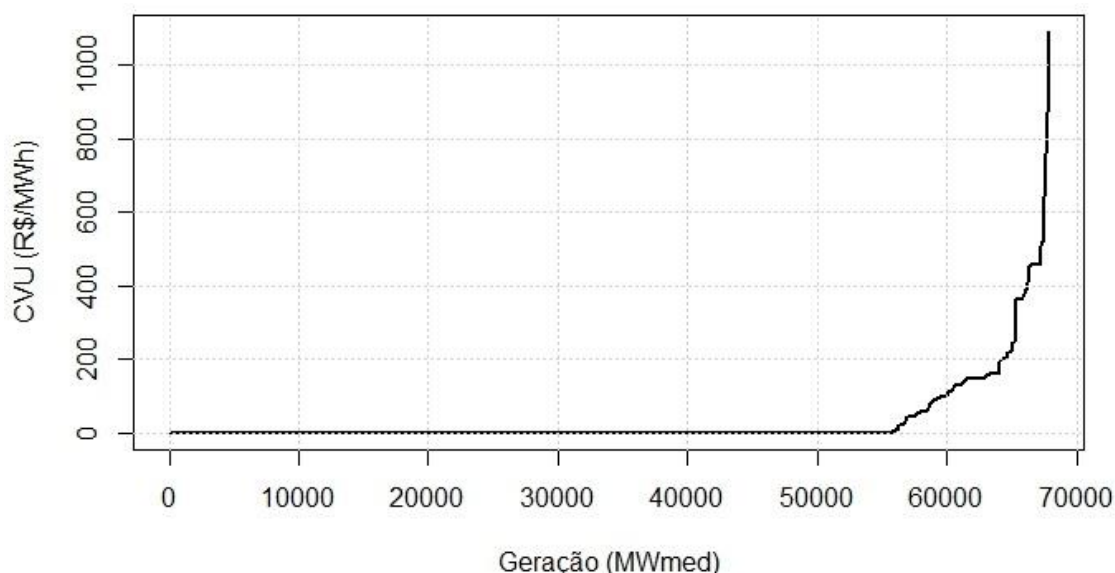


Figura. 8. Curva de oferta típica, dada a ocorrência dos 5% piores eventos de EP

116. Na Figura 9, além da curva de distribuição da densidade de probabilidades do EP (linha em vermelho), consta também a mediana e a média do EP proveniente da análise ESTRUTURAL (cujos valores são R\$ 138,16/MWh e R\$ 195,86 /MWh, respectivamente), bem como os valores verificados do EP

<sup>20</sup> Os dados de CMO e CVU também se encontram atualizados para a data de dezembro de 2018.

P. 28 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

provenientes da análise BACKTEST (2013: R\$ 320,80/MWh; 2014: R\$ 962,81/MWh; 2015: R\$ 615,99/MWh; 2016: R\$ 100,05/MWh; 2017: R\$ 341,46/MWh; e 2018: R\$ 283,57/MWh). Além disso, destaca-se nesse gráfico o valor do Percentil 95 da análise ESTRUTURAL (linha vertical azul). Os valores à direita dessa linha azul estão dentro da área cinza, denominada de Zona Extrema. A Zona Extrema é delimitada pelo Percentil 95 (EP = R\$ 509,75/MWh) e pelo valor mais alto da série (EP = R\$ 4.615,69/MWh).

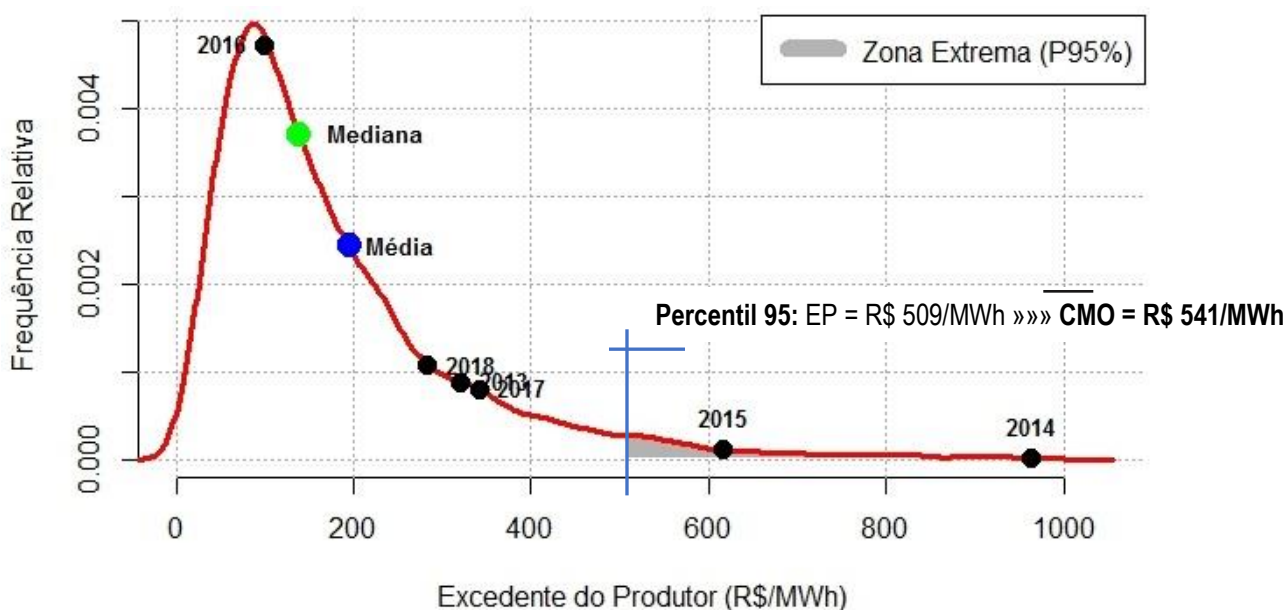


Figura. 9. Curva de distribuição da densidade de probabilidades: EP em base anual (10.000 eventos)

117. Retornando para a Figura 8, observa-se que a mesma é um retrato da Zona Extrema da Figura 9. Trata-se de uma fotografia que compreendem os 5% piores eventos. O critério de 5% guarda correspondência o exercício do planejamento setorial para expansão da matriz elétrica, na qual se assumi um risco de déficit de até 5%. Trata-se de prática usual em tomada da decisão sob incerteza, uma vez que contemplar todos os eventos possíveis implicaria em um custo demasiadamente elevado para eventos improváveis (de baixíssima recorrência). Por exemplo, o recente dimensionamento das bandeiras tarifárias estabeleceu o valor de R\$ 6,00/100KWh como o valor de referência para uma cobertura de 95% dos eventos. Caso fosse adotada uma cobertura para 100% dos eventos, esse custo deveria ser três vezes superior (R\$ 18,00/100KWh).

118. Do “corte” que desmembra os 5% dos piores eventos, constam 500 cenários anuais de um total de 10.000. A média dos CMOs dentro do corte é igual a R\$ 923,62/MWh, sendo que o menor e o maior valor são iguais, respectivamente, a R\$ 536,14/MWh e R\$ 4.699,11/MWh. Trata-se de ocorrências com altos valores de EPs e CMOs. Por fim, verifica-se que, nos últimos seis anos, dois apresentam valores bastante gravosos, os quais adentram bastante na Zona Extrema. São eles: 2014 e 2015, cujos valores de EP são iguais a R\$ 962.81/MWh e R\$ 615.99/MWh, respectivamente.

119. Para a definição do “PLDmax estrutural”, propõe-se a adoção de um nível de proteção equivalente a 95%. Sendo assim, deve-se identificar o valor do CMO associado ao Percentil 95. Conforme

P. 29 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

visto anteriormente, Percentil 95 do EP é igual a R\$ 509,75 /MWh. Todavia, associado a valores próximos a R\$ 509/MWh há 6 eventos. No algoritmo em R, esses eventos são os de números 58, 1.184, 3.353, 4.315, 7.062 e 9.274. A média dos valores dos CMOs desses eventos é R\$ 540,68/MWh. Por conseguinte, esse é o valor do “PLDmax estrutural” ora proposto.

120. Sendo assim, um teto de PLD igual a R\$ 540,68/MWh confere proteção frente aos 5% dos eventos mais severos, o que deve salvaguardar o mercado de riscos sistêmicos, além de preservar os níveis de eficiência alocativa e sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural. Ademais, caso o preço horário seja implementado, se propõe a convivência de dois tetos: um “PLDmax estrutural” e um “PLDmax horário”. Ou seja, essa proposta contempla, durante todos os dias do ano, a conciliação entre os dois tetos. Explica-se.

121. O PLDmax horário seria equivalente ao custo do MWh a ser produzido pela termelétrica em operação mais cara do sistema. De acordo com a deck preliminar do PMO de maio de 2019, a usina térmica com CVU mais alto é a UTE Xavantes, cujo CVU é igual a R\$ 1.669,93/MWh. Considera-se, portanto, que tal patamar é sinal regulatório suficiente para eventual reação da demanda e da oferta, de modo a sinalizar oportunidade para que ambas se desloquem ao longo das horas do dia.

122. Finalmente, para que o PLDmax estrutural seja respeitado, basta que a média dos valores do “PLD horário” seja igual ou inferior ao PLDmax estrutural. Sendo assim, permite-se a natural flutuação do PLD horário em todos os dias do ano (limitado apenas ao PLDmin e ao PLDmax horário), desde que a média diária dos PLDs horários seja igual ou menor que o valor do PLD teto estrutural.

123. Caso a CCEE observe em D-1 (dia anterior à operação) que a média dos PLDs horários é maior que o PLDmax estrutural, a mesma deveria ajustar, automaticamente, seus valores de modo que a restrição do PLDmax estrutural seja respeitada. Para tanto, vislumbra-se que um de dois tipos de ajustes pode ser incorporado nas regras de comercialização: (1) ajuste uniforme nas 24h do dia; e (2) ajuste apenas nos PLDs horários mais altos.

124. A Figura 10 apresenta um caso hipotético de PLD horário. A curva roxa ilustra o PLD original, cuja média é igual a R\$ 600/MWh (linha tracejada), maior, portanto, que o PLDmax estrutural, igual a R\$ 540,68/MWh (linha pontilhada). Já a curva verde (PLDajustado1) e a curva azul (PLDajustado2) ilustram os dois ajustes mencionado no parágrafo anterior. Na linha verde, multiplicou-se todos os 24 PLDs por um fator de ajuste (0,9), de modo que a média desses valores passou a ser igual a 540,68. Já na linha azul, apenas os 6 maiores PLDs (horários cujas cargas são mais altas) sofreram a redução (foi aplicado um fator de ajuste igual a 0,8, aproximadamente). Sendo assim, em relação à curva roxa (PLD original), toda a curva verde encontra-se uniformemente deslocada para baixo, sendo que a curva azul foi deslocada para baixo apenas nos seguintes horários: das 12h às 14h; e de 19h às 21h.

125. As duas propostas de ajuste no PLD horário apresentam vantagens e desvantagens. Enquanto a primeira (ajuste uniforme nas 24h do dia) permite uma redução equilibrada em todos os PLDs horários, mantendo o perfil dos preços análogo ao perfil original, a segunda (ajuste apenas nos PLDs horários mais altos) é menos intrusiva, uma vez que apenas uma parcela dos PLDs horários originais é alterada (no exemplo, o fator de ajuste é aplicado em 25% dos PLDs horários: 6/24). Espera-se, naturalmente, que as contribuições provenientes da Audiência Pública aprimorem o debate em torno desses ajustes.

P. 30 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

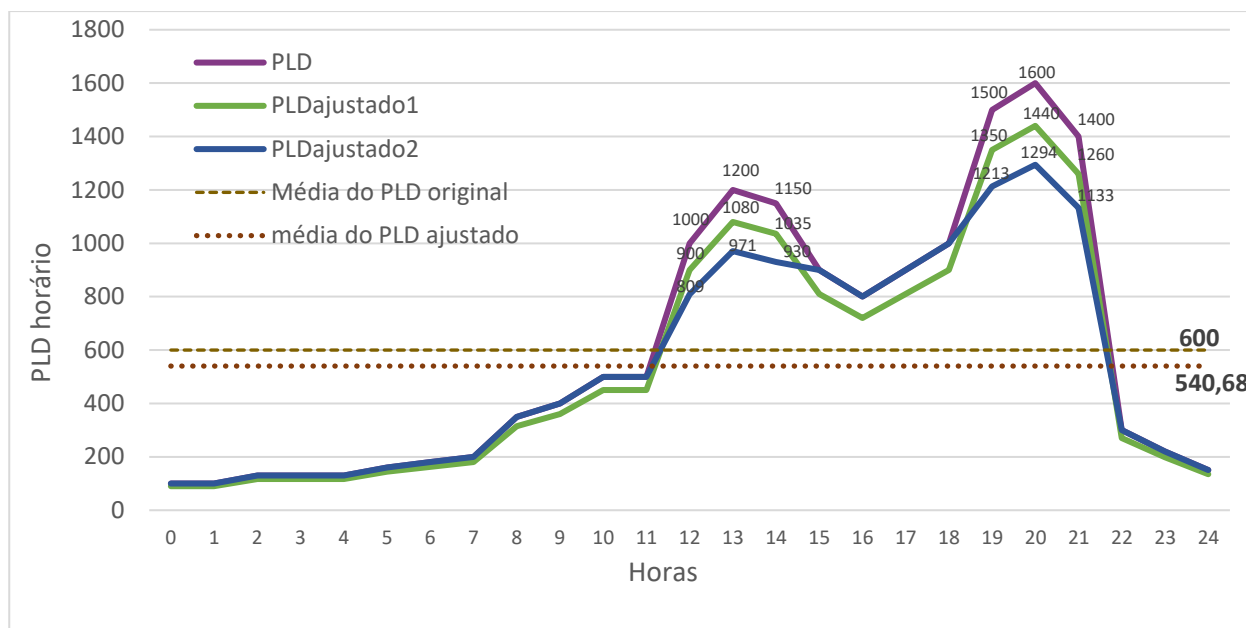


Figura. 10. Métodos de ajuste do PLD horário para atender ao PLDmax estrutural

126. Por fim, nessa proposta os valores de PLDmax, estrutural e horário, seriam estipulados por um período de quatro anos (ver seção III.c Periodicidade da avaliação dos valores de PLDmax e PLDmin), e reajustados anualmente pelo IPCA. Assim, na hipótese dessa proposta ser aprovada, os tetos do PLD estrutural (R\$ 540,68/MWh) e horário (R\$ 1.669,93/MWh) seriam utilizados para o ano de 2020, sendo reajustados anualmente pelo IPCA nos anos 2021, 2022 e 2023.

## 5.2. Limite mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças

127. O cálculo do PLDmin está definido na REN 392/2009, com redação dada pela REN 633/2014, e é calculado considerando o maior valor entre a Receita Anual de Geração – RAG das usinas hidrelétricas cotistas e o custo de geração da UHE Itaipu, conforme dispositivo descrito a seguir:

Art. 3º O PLD\_min será calculado pela ANEEL no mês de dezembro de cada ano, com base no maior valor entre: i) o calculado com base na Receita Anual de Geração RAG das usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013, excluídos os valores relacionados à remuneração e reintegração de investimentos, e adicionada a estimativa de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH; e ii) as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte, fornecidas pela Itaipu Binacional para fins de reajustes e/ou revisões tarifárias, e nos seguintes critérios: [...]

128. Até a publicação da REN 633/2014, a redação original da REN 392/2009 definia o cálculo do PLDmin somente pelo custo variável de geração da UHE Itaipu. Não era necessário realizar a comparação com a RAG.

P. 31 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

129. Conforme leitura do Voto do Diretor-Relator<sup>21</sup> que motivou a publicação da REN 633/2014, 67% dos que contribuíram na Audiência Pública que subsidiou a publicação desta norma avaliaram que era necessário elevar o PLDmin, sendo que a maioria dessas contribuições apoiaram a proposta realizada pela ANEEL na própria Audiência Pública de basear o valor do PLDmin na RAG. Outros 33% avaliaram que a ANEEL deveria manter a regra do custo variável da UHE Itaipu.

130. No voto também é possível verificar que a ANEEL tomou a decisão de utilizar a RAG como limite do PLDmin de modo a não impactar de maneira relevante o valor esperado da energia elétrica no mercado de curto prazo, uma vez que a ANEEL estava procedendo naquele momento a alteração no PLDmax. Desta forma, como o teto do PLDmax iria diminuir, a ANEEL sugeriu o aumento do PLDmin para o valor da RAG, de forma que o valor esperado do Custo Marginal de Operação – CMO fosse praticamente o mesmo de antes da alteração do PLDmax.

131. Entretanto, como é apresentado na análise a seguir, a utilização do valor da RAG como limitador do PLDmin não parece ser o mais adequado sob o ponto de vista conceitual.

132. Inicia-se a análise sobre a necessidade do mercado de curto prazo no Brasil ter um piso para os preços do mercado de curto prazo.

133. A oferta necessária para o atendimento do consumo no SIN é despachada pelo ONS, de forma centralizada para as usinas de grande porte, utilizando uma cadeia de modelos computacionais que, em resumo, tem como objetivo minimizar o custo total de operação do sistema, com o uso da melhor informação e previsão de dados possíveis. O custo marginal de operação resultante desta otimização é utilizado como preço de curto prazo da energia elétrica. Trata-se, portanto, de um preço de mercado baseado em despacho pelo custo.

134. Não há custo de produção negativo nos modelos de otimização utilizados. Portanto, não há como, no mercado de curto prazo no Brasil, existir preço negativo. Pode parecer estranho do ponto de vista econômico um ofertante vender sua energia a um custo menor que zero, porém em alguns mercados internacionais tal fenômeno ocorre. Nesses mercados, por vezes, pode ser mais econômico para uma geradora, por exemplo, uma termelétrica que não pode ser ligada e desligada a todo momento, operar a preços negativos em determinados momentos e recuperar seus custos quando o preço do mercado for muito alto em outros períodos. Entretanto, no Brasil, independente da atuação do Regulador, pelo fato de não haver inserção de custos de produção negativo nos modelos, o valor do PLDmin seria no mínimo zero.

135. A fonte hídrica é a principal oferta em escala para o atendimento do consumo. Não é possível atender o consumo de eletricidade no Brasil sem a produção de ao menos uma unidade de energia elétrica proveniente das hidrelétricas. A fonte hídrica possui custo marginal de operação baixo, mas não zero. Dois motivos fazem com que o custo marginal da fonte hídrica não seja igual a zero: (i) o reconhecimento pelo Regulador da existência de um custo marginal de operação associado a cada unidade de energia adicionada ao sistema; e (ii) a necessidade de pagar Compensação pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH, definido na legislação, para cada unidade de energia elétrica produzida.

---

<sup>21</sup> Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014633\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014633_1.pdf)

P. 32 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

136. O ideal seria que os modelos de otimização utilizados para a definição da política de operação e formação do PLD tivessem o custo marginal da fonte hídrica incorporado em seus algoritmos. Se assim fosse, o custo marginal de operação mínimo resultante seria sempre o da fonte hídrica, pois, como visto, ela é sempre necessária para o atendimento do consumo. Desta forma, o custo marginal mínimo para atendimento do consumo, ainda que o sistema esteja com abundância de oferta de curto prazo e, por conseguinte, com vertimentos nas hidrelétricas, o PLD seria no mínimo a soma do custo marginal e CFURH. A soma destas duas parcelas é denominada de Tarifa de Energia de Otimização – TEO e é calculada e publicada todos os anos pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória. Para o ano de 2019 o valor da TEO é de R\$ 12,41/MWh<sup>22</sup>, sendo R\$ 6,99/MWh o valor regulatório dos custos de Operação e Manutenção incrementais e R\$ 5,42/MWh o valor da CFURH.

137. Portanto, caso o valor da TEO estivesse incorporado nos modelos computacionais de otimização e formação do PLD, o custo mínimo para atendimento do consumo em 2019 seria de R\$ 12,41/MWh. Um valor menor que R\$ 12,41/MWh faria com que as usinas hidrelétricas operassem a um valor menor que seu custo marginal, o que não faz sentido econômico.

138. Entretanto, existe uma usina específica, que também é sempre necessária para atendimento do consumo, que possui custo marginal diferenciado. Trata-se da UHE Itaipu. Por conta do Anexo 3 do Tratado de Itaipu<sup>23</sup>, a UHE Itaipu possui os seguintes custos adicionais: (i) *royalties*; (ii) cessão da energia não utilizada pelo Paraguai e cedida ao Brasil; e (iii) administração. A soma desses custos é denominada de TEO<sub>Itaipu</sub> e também é calculada e publicada todos os anos pela ANEEL. Para o ano de 2019, o valor da TEO<sub>Itaipu</sub> é R\$ 35,97/MWh<sup>24</sup> sendo R\$ 19,99/MWh para custeio dos *royalties*, R\$ 14,44/MWh para pagamento da cessão da energia que é do Paraguai, mas não está sendo utilizada pelo país vizinho por não ter demanda para tanto, e R\$ 1,54/MWh de administração realizada do lado brasileiro pela Eletrobras.

139. O ideal, novamente, seria que o custo marginal da UHE Itaipu também estivesse incorporado nos modelos computacionais de otimização. Caso assim estivesse, o custo marginal mínimo para atendimento do sistema seria R\$ 35,97/MWh. Entretanto, para reparar a ausência desta incorporação, o valor mínimo do PLD deve ser fixado regulatoriamente com base nos custos da UHE Itaipu.

140. Assim, tendo em vista o racional a respeito da necessidade da fixação de um valor regulatório mínimo para o PLD e da necessidade de ele ser o custo de produção da UHE Itaipu, sem incorporação dos custos fixos, parte-se para a explicação do motivo da RAG não ser um bom parâmetro para o PLDmin.

141. A RAG é definida no Submódulo 12.1<sup>25</sup> 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

<sup>22</sup> Res. Homologatória nº 2.498, de 18 de dezembro de 2018, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182498ti.pdf>

<sup>23</sup> Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973. Disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/Antigos/D72707.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D72707.htm)

<sup>24</sup> Res. Homologatória nº 2.498, de 18 de dezembro de 2018. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182498ti.pdf>

<sup>25</sup> Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018818\\_Proret\\_Submod\\_12\\_1\\_V0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018818_Proret_Submod_12_1_V0.pdf)



P. 33 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

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.

142. 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 PLDmin. Mais ainda, não há relação entre custo fixo de nenhuma usina do sistema para a definição do PLDmin. Como verificado nesta exposição, o PLDmin 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.

143. Portanto, com base no exposto, avalia-se que o valor mínimo do PLD deve ser calculado somente com base nos custos incrementais da UHE Itaipu e não mais pela comparação destes custos com a RAG. Como os custos da Itaipu variam de acordo com a taxa de câmbio, pode haver uma hipótese da  $TEO_{Itaipu}$  ser menor que a TEO. Neste caso, também não é razoável economicamente que as outras usinas hidrelétricas recebam no MCP valor inferior ao seu custo mínimo de produção. Desta forma, propõe-se que o valor do PLDmin seja o maior valor entre a  $TEO_{Itaipu}$  e TEO, ou seja, o maior valor entre o custo incremental de produção da UHE Itaipu e o custo incremental de produção das outras usinas hidrelétricas do SIN.

### **5.3. Periodicidade da avaliação dos limitadores de preços**

144. A ANEEL tem proposto a alteração dos valores do PLDmin e PLDmax sempre quando há um fato motivador para tanto. Entretanto, para um parâmetro tão sensível ao mercado, avalia-se que possa ser estipulada uma regra para revisão periódica do seu valor.

145. A adoção de tal regra visa tão somente dar maior previsibilidade ao mercado quanto aos períodos de possível alteração dos valores definidos pelo Regulador. No período definido na norma, os limites serão reestudados e podem, a depender do resultado do estudo, serem ou não alterados.

146. Acredita-se que é um avanço na direção da ANEEL oferecer maior previsibilidade aos agentes econômicos sobre a agenda para alteração de dados que possuem grande repercussão em suas atividades empresariais.

147. Desta forma, propõe-se a seguinte métrica para revisitação do tema: os limites do PLD, máximo e mínimo, seriam reestudados a cada quatro anos; e, caso a ANEEL decida pela alteração de qualquer um dos limites, após processo de discussão pública, tal valor somente terá eficácia no início do ano civil posterior a 12 meses da data de publicação do Ato Administrativo da ANEEL aprovando o novo valor.

148. Assim, na hipótese da ANEEL publicar um novo valor em qualquer mês do ano x, tal valor somente poderá ser utilizado no MCP a partir de 1º de janeiro do ano x+2, para respeitar o período de 12

P. 34 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

meses proposto. Por fim, os valores de PLDmax e PLDmin seriam reajustados anualmente. Assim, os valores utilizados para o ano de 2020 seriam reajustados pelo IPCA nos anos 2021, 2022 e 2023.

## **6. Formas de acompanhamento**

149. A ANEEL deverá acompanhar periodicamente se, principalmente, os limites do PLD têm alcançado os objetivos pretendidos com a norma, qual sejam, reação da demanda e oferta à preços no curto prazo e proteção do mercado em eventos de escassez no médio prazo.

150. Conforme descrito na seção anterior, “Periodicidade da avaliação dos limitadores de preços”, os limites de preço serão avaliados a cada quatro anos. No período de reavaliação a ANEEL deve apresentar os resultados do acompanhamento realizado.

## **7. Alterações em regulamentos**

151. A nova norma deve revogar a Resolução nº 682, de 23 de dezembro de 2003, Resolução Normativa nº 392, de 15 de dezembro de 2009, Resolução Normativa nº 633, de 25 de novembro de 2014, e Resolução Normativa nº 692, de 15 de dezembro de 2015.

## **8. Cronograma de implementação do regulamento**

152. Propõe-se a instauração de Audiência Pública com duas partes sequenciais. Na primeira parte a ANEEL disponibilizará para contribuições dos interessados as alternativas propostas neste Relatório e a segunda parte será exclusiva para comentários, análises e sugestões de eventuais interessados que desejarem se manifestar sobre as contribuições recebidas pela ANEEL na primeira parte da Audiência Pública.

153. O resultado deste processo deve ser publicado no segundo semestre para que eventuais mudanças do regulamento tenham eficácia a partir de 1º de janeiro de 2020.

## **9. Considerações referentes às informações, contribuições e manifestações recebidas para a elaboração da AIR**

154. No dia 15 de maio de 2015, a ANEEL realizou no auditório da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP o Workshop Internacional Limites de Preços do Mercado de Curto Prazo. O evento contou com a presença da Diretoria da ANEEL, mais de 350 pessoas no local e mais de 120 pessoas por meio da transmissão realizada na internet.

155. No Workshop houve apresentação de três especialistas internacionais que discorreram sobre a aplicação de limites preços de curto prazo nos vários mercados dos Estados Unidos, além do Chile e Colômbia. Adicionalmente, o Workshop contou com apresentação de especialistas brasileiros e mesas de debates com a presença de consultores da área de mercado, governo e representantes de associações setoriais.

156. A discussão contida no Workshop se mostrou alinhada com os estudos desenvolvidos pela SRM e SRG, em especial para adoção dos limites máximo e mínimo do PLD.

P. 35 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

157. O vídeo completo do Workshop e o arquivo com as apresentações realizadas estarão disponíveis para consulta dos interessados na página eletrônica da ANEEL, junto com a documentação que será submetida à Audiência Pública.

158. Cita-se a seguir, sem ser exaustivo, algumas preocupações observadas pelas equipes da ANEEL presentes ao evento. Registra-se que tais manifestações foram realizadas pelos participantes durante as discussões no evento e não necessariamente representam a opinião da ANEEL sobre o tema.

- a) Atenção ao importar a teoria e conceitos aplicados em outros mercados para o Brasil;
- b) Os aspectos “estruturais” e inerentes ao modelo brasileiro devem ser considerados na definição dos limites de PLD;
- c) Consideração quanto a inelasticidade da demanda de curto prazo, bem como quanto a não reação dos produtores e consumidores assumindo riscos que não gerenciam, como o hidrológico;
- d) Os dados de entrada dos modelos devem ser transparentes para aplicação do PLD horário;
- e) Importância de avaliar a efetiva resposta dos geradores e dos consumidores aos sinais de preço;
- f) Importância da transição da precificação semanal, em patamar de carga, para a diária, com granularidade horária;
- g) Há desafios envolvidos quando do tratamento de problemas energéticos e elétricos via PLDmax;
- h) O ideal seria que o PLDmin calculado diretamente pelos modelos computacionais de planejamento e programação do despacho, considerando o custo variável das renováveis;
- i) O BNDES utiliza um PLD de suporte igual a R\$ 90,00/MWh para fins de avaliação quanto aos processos de financiamentos do banco;
- j) Apesar das distribuidoras estarem 105% contratadas, elas responderam por aproximadamente 90% das exposições no mercado de curto prazo;
- k) As distribuidoras estão com aproximadamente 55% do risco hidrológico;
- l) O limite máximo de preço spot da Austrália possui dois tetos, um horário e um “semanal móvel” (336 eventos);
- m) Os preços em mercados nos Estados Unidos, especificamente no PJM e no Texas (ERCOT), atingiram o valor teto poucas vezes nos últimos anos, devido a eventos de pouco recorrência, como o vortex polar, em 2016, e um verão com temperatura significativamente acima da média, em 2011; e

n) Na Colômbia, o governo pode intervir se considerar que a gestão das águas por parte dos geradores não foi exercida adequadamente, como ocorreu no ano de 2016 quando o preço *spot* alcançou o valor da última termelétrica disponível por três meses.

## 10. Conclusão

159. Após analisadas as alternativas regulatórias para o aprimoramento metodológico dos limites para o Preço de Liquidação das Diferenças conclui-se pelas seguintes possibilidades de decisão para submissão ao processo de Audiência Pública:

- PLDmax:

- i. Manter a atual metodologia de cálculo do PLDmax, a qual é baseada na termelétrica a gás natural de CVU mais elevado detentora de CCEAR (R\$ 588,89/MWh para o ano de 2020);

- ii. Adoção de um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh), com mecanismo de gatilho para o acionamento de um PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh); e

- iii. Adoção de um PLDmax estrutural (R\$ 540,68/MWh), coexistindo com um PLDmax horário compatível com o último recurso térmico disponível (R\$ 1.669,93/MWh).

- PLDmin:

- i. Manter a atual metodologia do maior valor entre o custo de produção da UHE Itaipu e o valor da RAG;

- ii. Utilizar o maior valor entre o custo de produção da UHE Itaipu e das outras usinas hidrelétricas do SIN.

- Periodicidade da avaliação dos valores de PLDmax e PLDmin:

- i. Manter a avaliação *ad hoc* dos valores e metodologias;

- ii. Definir regra para avaliação periódica.

(Assinado digitalmente)  
FERNANDO COLLI MUNHOZ  
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)  
BENNY DA CRUZ MOURA  
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)  
FELIPE ALVES CALABRIA  
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)  
PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL  
Especialista em Regulação

P. 37 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 4/2019 – SRM-SRG/ANEEL, de 23/05/2019.

*(Assinado digitalmente)*  
BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
OTÁVIO RODRIGUES VAZ  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
ISSAO HIRATA  
Especialista em Regulação

VINICIUS GROSSI DE OLIVEIRA  
Especialista em Regulação

LUISA SIMEI LOPES DOS SANTOS  
Estagiária

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*  
JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ  
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

*(Assinado digitalmente)*  
CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração