

Brasília, 28 de junho de 2019.

Contribuição da Abraceel aos Limites do PLD (AP nº 22)

Resumo das propostas da Abraceel:

- Necessidade de ampliação dos sinais de preços, com aumento do teto e redução do piso, em linha com a modernização do setor elétrico que prevê a correta alocação de custos e riscos e a ampliação do mercado livre;
- Teto do PLD definido com base no CVU da última termelétrica disponível no SIN, hoje no valor de R\$ 1.669,93/MWh, já a partir de 1º de janeiro de 2020, de forma independente da entrada do preço horário e sem a adoção de um PLDmax_estrutural;
- Alternativamente, considerando a proposta da Aneel de PLD máximo estrutural em complemento ao teto, manutenção da metodologia atual (maior CVU da UTE a gás natural detentora de CCEAR) ou incorporação no cálculo do PLDmax_estrutural proposto pela Aneel do Volume Mínimo Operativo (VMOp) e demais funcionalidades previstas para entrar nos modelos de despacho e formação de preço em 1º de janeiro de 2020;
- Apresentação de proposta híbrida entre as alternativas 2 e 3 do teto do PLD, com aprimoramento no gatilho e revisão do PLDmax_estrutural, de forma a preservar a maior sinalização econômica advinda de cada uma das alternativas propostas pela Aneel;
- Ampliação do período de acionamento/desligamento do gatilho para 1.460 horas, com base em um horizonte móvel de 12 meses. Alternativamente, poder-se-ia incorporar um gatilho com base na média móvel do PLD no horizonte de 6 meses;
- Apoio à proposta da Aneel para o piso do PLD; e
- Reajustar anualmente os limites do PLD (teto, piso e PLDmax estrutural, caso adotado) com base na aplicação das respectivas metodologias já definidas, e

não pela variação do IPCA. Caso, futuramente, a ANEEL decida pela alteração de qualquer metodologia, que a eficácia dos novos valores aconteça apenas no início do ano civil posterior a 12 meses da data de publicação do Ato Administrativo, conforme proposto pela Aneel.

Introdução

Um ambiente de mercado atacadista com uma estrutura de formação de preços eficiente, capaz de aproximar o preço das reais condições operativas do sistema e que reflita às variações no custo da energia no curto prazo, traz uma série de benefícios incluindo melhorias na eficiência produtiva e alocativa do setor, otimização nos investimentos de capital, incentivos à gestão eficiente de riscos e estímulos para que os agentes possam exercer a sua livre escolha com relação à contratação de energia em diferentes prazos, respondendo aos sinais de preços.

Nesse contexto, parabenizamos a Aneel pela abertura da presente audiência pública. A discussão dos limites de preços aplicados ao Mercado de Curto Prazo é elemento essencial no desenho de mercado brasileiro e tem impactos diretos no ambiente de negócios e bom funcionamento do setor.

Tendo em vista que desde a última discussão do tema junto à Aneel, ocorrida no âmbito da AP nº 54 de 2014, a teoria econômica não mudou, reafirmamos a nossa posição apresentada à época, qual seja: **necessidade de ampliação dos sinais de preços, com aumento do teto e redução do piso, de forma a aproximar o PLD do custo real do sistema e em linha com a experiência internacional de mercados maduros.**

Isso porque os sinais de preços são indutores da eficiência do mercado: incentivam à atração de investimentos em geração nova, estimulam a reação da demanda e impulsionam inovações tecnológicas (armazenamento). Além disso, são essenciais para a modernização do setor, assegurando incentivos à contratação e a gestão eficiente de riscos pelas empresas, à correta alocação de custos entre os agentes e à redução de encargos para os consumidores.

Sobre esse último ponto, inclusive, faz-se necessário ressaltar que o atual preço-teto representa apenas 71% do parque termelétrico instalado do SIN e apenas

um terço do custo total de geração termelétrica. Dessa forma, com o atual teto, o despacho total do parque termelétrico geraria R\$ 2,5 bilhões de encargo por mês para os consumidores, podendo chegar a R\$ 30 bilhões no ano, oferecendo pouco (ou quase nenhum) mecanismo à gestão eficiente desse custo.

Em razão disso é que diversos países do mundo não estabelecem limite para o preço spot, ou estabelecem limites mais alargados, de forma a respeitar a sinalização econômica. Inclusive, a Europa está em processo para retirada dos limites de preços nos mercados atacadistas, de forma a estimular a competição¹. Sobre o tema, aproveitamos a oportunidade para encaminhar juntamente com a presente contribuição nota técnica elaborada pela consultoria Thymos Energia que aborda os aspectos conceituais relativos à definição dos limites de preços do mercado de curto prazo, com uma avaliação do mercado brasileiro e levantamento da experiência internacional.

No documento é possível observar o exemplo australiano, que possui estrutura semelhante a uma das alternativas propostas da Aneel, na qual há um teto e um preço administrado acionado em situações de escassez mais acentuada. Ocorre que por lá, ao contrário daqui, os limites são muito superiores aos propostos para o Brasil, com um teto de aproximadamente R\$ 40.000/MWh e um preço administrado próximo aos R\$ 1.400/MWh, quase três vezes superior ao teto atualmente aplicado no nosso país.

Além disso, devemos lembrar que no modelo brasileiro um teto mais elevado tem efeitos positivos para os consumidores em relação à Energia de Reserva, que é liquidada ao PLD, e aos CCEARs por disponibilidade nos casos de geração maior que o contratado. Não obstante, é fundamental corrigir a alocação incorreta do risco hidrológico no ACR, dado que as distribuidoras não possuem nenhum mecanismo ou incentivo para gerenciar o risco alocado ao consumidor cativo, da ordem de 30 GW médios, em um movimento que deveria estar focado no ataque à origem do problema, e não à consequência, como visto na presente audiência pública.

Também é importante lembrar que a redução do teto do PLD em 2015 gerou mais de R\$ 1 bilhão de encargos para o consumidor somente no 1º semestre daquele

¹ *Los actuales precios límite del mercado eléctrico mayorista desaparecerán en Europa.* El Periódico de La Energia. 25/06/2019

ano, bem como a transferência de R\$ 9 bilhões entre agentes em 2015. Se naquele momento o regulador motivou a redução do teto em razão da elevada exposição da distribuidoras ao MCP, entendemos, como entendíamos à época, que não há elementos que justifiquem movimento no mesmo sentido, ainda que em grau menos intenso. A quantificação dos impactos dessa redução do teto do PLD faz parte de estudo elaborado pela consultoria Excelência Energética, o qual também encaminhamos juntamente com a presente contribuição, e que ilustra os prejuízos para a correta alocação de custos e riscos entre agentes advindos de intervenções externas nos sinais de preços.

Finalmente, é imperioso lembrar que o processo de modernização do setor é inevitável, e esse deverá objetivar ampliar os sinais de preços, abrir o mercado e incentivar o papel mais ativo do consumidor na gestão da sua energia, que é uma tendência inexorável já observada em outros países. Nesse contexto, a entrada do preço horário, certamente exige a necessária ampliação dos sinais de preços. Se ocorrer, como se espera, a criação de um mercado de capacidade, ou a separação lastro e energia, deve-se ter em mente que quanto maior for o teto do PLD, menor será eventual futuro encargo de lastro a ser cobrado de todos os agentes, desonerando o sistema.

Assim, e antes de adentrar especificamente na proposta apresentada pela Aneel na AP 22, reafirmamos nossa posição histórica de que os limites do PLD são peça-chave no desenho de mercado e que a redução do teto confere sinal econômico trocado ao consumidor, gera distorções no mercado, acarreta perda de eficiência, aumenta encargos e vai contra a modernização do setor elétrico nacional.

Teto do PLD

Conforme consta na minuta de resolução encaminhada à audiência pública, a Aneel propõe que o PLD tenha dois limites máximos, um horário (PLDmax_horário), no valor de R\$ 1.669,93/MWh, e um estrutural (PLDmax_estrutural), no valor de R\$ 540,68/MWh, sendo que o PLDmax_horário teria vigência na mesma data da implementação do PLD horário e o PLDmax_estrutural teria vigência a partir de 1º de janeiro de 2020.

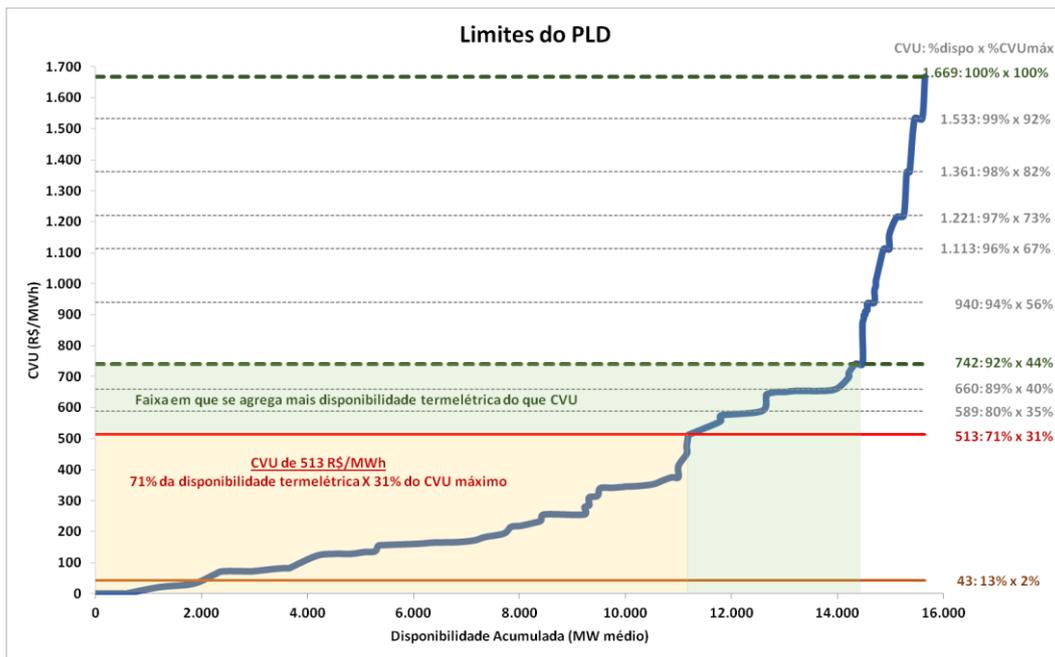
Conforme já mencionado, entendemos que a redução do teto, principalmente em momentos de escassez, é contrária à lógica econômica e prejudicial ao setor. Além disso, a elevação do teto não deve estar condicionada à entrada do PLD horário, dado que há necessidade imediata de elevação dos sinais de preços para, por exemplo, aumentar a eficiência econômica do setor. Em outras palavras, a entrada do preço horário torna indispensável a ampliação do sinal de preços no mercado, com necessário aumento do teto do PLD, de forma assegurar que a pretendida melhoria da sinalização econômica seja de fato alcançada. No entanto, a discussão dos limites do PLD, apesar de ganhar motivação extra com a entrada do preço horário, não deve estar condicionada a essa, sendo importante a sua revisão de forma independente.

Nesse sentido, **propomos que o PLD teto seja definido com base no CVU da última termelétrica disponível no SIN, no valor de R\$ 1.669,93/MWh, já a partir de 1º de janeiro de 2020, de forma independente da entrada do preço horário e sem a adoção de um PLDmax estrutural.**

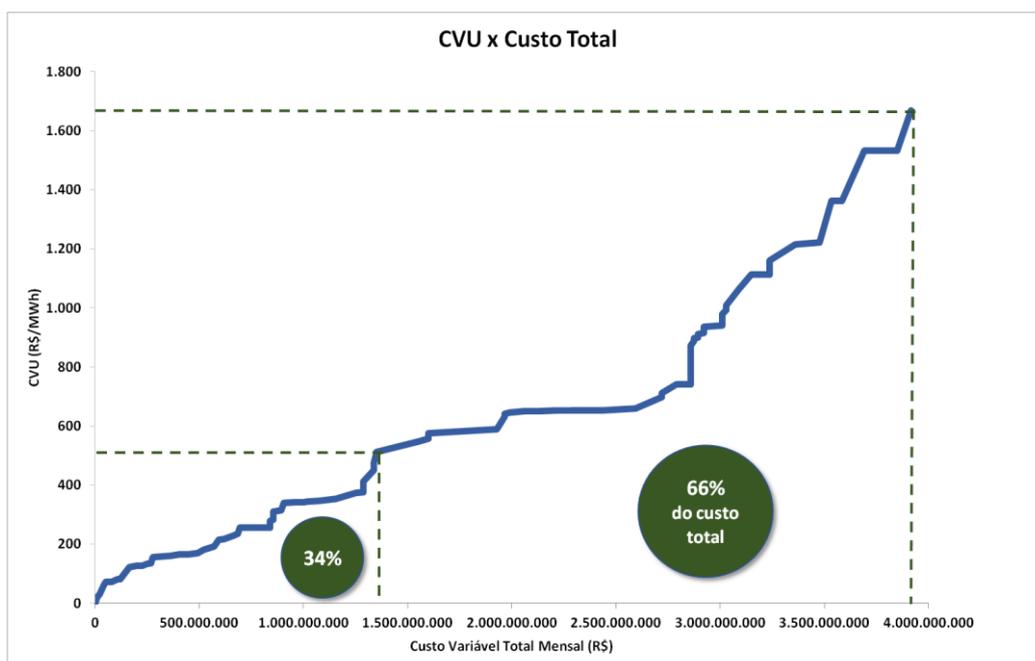
- **PLDmax_estrutural**

A proposta da Aneel de adoção do PLDmax_estrutural no valor de R\$ 540,68/MWh resulta, em termos médios, em redução superior a 8% nos sinais de preço, dado que a manutenção da metodologia atual (CVU da UTE Mario Lago) culminaria em um preço teto de R\$ 588,89/MWh no ano que vem. Na nossa visão, não há elementos que justifiquem a redução da sinalização econômica, principalmente no momento atual de aprimoramento dos mecanismos de formação de preços.

Conforme já mencionado e apresentado no gráfico a seguir, o atual teto do PLD representa apenas 71% do parque termelétrico instalado no país, deixando de representar aproximadamente 4 GW do parque termelétrico instalado:



Já em relação ao custo da geração termelétrica, o atual limite máximo do PLD representa somente 34% do custo total variável de geração dessas usinas, sendo o custo remanescente recuperado por meio de Encargo de Serviço dos Sistemas (ESS) cobrado dos consumidores. Dessa forma, em uma situação de despacho termelétrico total, haveria a criação de R\$ 2,5 bilhões de encargo por mês para os consumidores cativos e livres, conforme demonstrado no gráfico a seguir:



Assim, **com relação à proposta da Aneel do PLDmax estrutural, caso adotado, propomos que seja ampliado o teto do PLD ou minimamente mantida a metodologia atual**, que considera o maior CVU da UTE a gás natural detentora de CCEAR, de modo a não reduzir o sinal econômico conferido atualmente aos agentes e capturar pelo menos os benefícios energéticos da UTE Mário Lago e UTE Fernando Gasparian, que juntas conseguem atender a aproximadamente 2% da carga do país. Alternativamente, considerando a proposta da Aneel de **PLDmax estrutural, entendemos necessária a consideração no seu cálculo do Volume Mínimo Operativo (VMOp) e demais funcionalidades previstas para entrar nos modelos de despacho e formação de preço em 1º de janeiro de 2020**, fundamentais para o correto cálculo do Excedente do Produtor na forma sugerida pelo regulador.

- **Alternativa 2: PLDmax_horário com gatilho para PLDmax_estrutural**

Com relação à alternativa 2 do teto proposta pela Aneel, que considera um PLDmax_horário de R\$ 1.669,93/MWh com gatilho para o acionamento do PLDmax_estrutural de R\$ 540,68/MWh após período de 720 horas no ano, elencamos a seguir alguns pontos de atenção.

Uma das principais dificuldades da alternativa 2 diz respeito à limitação dos sinais de preços horários após acionamento do gatilho, o que é prejudicial para o setor e que pode afetar o seu desenvolvimento com a retirada de sinalização econômica necessária para mitigar picos sistêmicos, principalmente se de fato ocorrer a entrada do preço horário.

Além disso, a alternativa 2 traz incerteza para o mercado em razão da imprevisibilidade de acionamento do gatilho, prejudicando a previsibilidade do preço e afetando, por exemplo, a sazonalização de contratos e a contratação no mercado.

Também não está claro se a apuração do gatilho se dará por submercado ou para todo o SIN e as razões que levaram para a escolha do período de 1 (um) mês para seu acionamento quando o próprio cálculo do regulador sugere período de 2 (dois) meses.

Nesse sentido, questiona-se se haveria escassez estrutural, com risco sistêmico de insolvência, se o PLD ficasse pouco acima de R\$ 540,68/MWh por, por exemplo, 15

dias em janeiro e 15 dias em julho, com valores baixos durante o resto do ano. Inclusive, não nos parece que apenas 1 (um) mês de teto seja suficiente para significar risco estrutural de default no mercado, com insolvência generalizada, razão pela qual entendemos que a alternativa carece de aprimoramentos, principalmente no acionamento e desligamento do gatilho.

Contudo, a alternativa 2 preserva o sinal econômico do PLD até o acionamento do gatilho, permitindo uma melhor sinalização econômica para o mercado.

- **Alternativa 3: PLDmax_estrutural restringindo média diária do PLDmax_horário**

No que tange à alternativa 3, na qual há um PLDmax_estrutural de R\$ 540,68/MWh limitando a média diária do PLDmax_horário de R\$ 1.669,93/MWh, essa é revestida de maior complexidade e gera incerteza em relação ao sinal de preço horário dos dias subsequentes, o que também dificulta a contratação, principalmente de modulação, e pode estimular o uso ineficiente da energia, em razão do ajuste de preços em horizonte de curtíssimo prazo.

No entanto, a maior dificuldade associada a essa alternativa parece ser a redução direta, em média, que está representada em relação ao atual teto do PLD, caso seja mantida a metodologia atual do PLDmax_estrutural. Dado que grande parte dos produtos é de horizonte mensal ou superior, a alternativa 3, da forma como está proposta, oferece menor sinalização econômica ao setor no longo prazo, carecendo de aprimoramentos, principalmente na metodologia do PLDmax_estrutural.

Contudo, a alternativa 3 preserva o sinal de ponta do sistema mesmo com o acionamento do gatilho do PLDmax_estrutural, em linha com a entrada do preço horário, a reação da demanda e a entrada de novas tecnologias, o que traz benefícios para o setor.

- **Proposta alternativa para o teto do PLD**

Considerando as duas propostas apresentadas pela Aneel, e tendo em vista a necessidade de ampliação dos sinais de preços, **apresentamos proposta alternativa que busca preservar os principais benefícios das diferentes alternativas sugeridas pelo regulador**, como a maior sinalização econômica advinda da alternativa 2 até o

acionamento do gatilho e a maior sinalização econômica nos horários de ponta resultante da alternativa 3.

A proposta alternativa apresentada pela Abraceel consiste em um **híbrido entre as alternativas 2 e 3, com aprimoramento no acionamento do gatilho e revisão do PLDmax estrutural**. Nesse sentido, **o teto iniciaria com metodologia da alternativa 2**, com o PLDmax_horário com base no último recurso disponível. **Uma vez acionado o gatilho para o PLDmax estrutural, ao invés de uma limitação linear, o teto do PLD migraria para a alternativa 3**, onde a média diária do PLD estaria limitada ao PLDmax_estrutural, com redução proporcional de forma a preservar a sinalização horária do PLD.

Sobre o gatilho, propomos a ampliação do seu período de acionamento/desligamento para 1.460 horas, em linha com o período calculado na Nota Técnica da Aneel, mas **com base em um horizonte móvel de 12 meses**, de forma a mitigar “solavancos” no teto de preço. **Alternativamente, poder-se-ia incorporar um gatilho com base na média móvel do PLD no horizonte de 6 meses**, na qual haveria acionamento/desligamento com base em uma média superior/inferior ao valor do PLDmax_estrutural. Dessa forma, é possível capturar os níveis de ultrapassagem do PLD horário em relação ao limite estrutural, e não somente o número de horas de ultrapassagem, em linha com a proposta da Aneel de estabelecimento de um teto estrutural para preservar o volume financeiro de exposição dos agentes ao PLD.

Por fim, destacamos novamente a **necessidade de revisar o conceito/valor do PLDmax estrutural em todos os casos**, seja nessa alternativa proposta, ou nas demais sugeridas pela Aneel, dada a sua representatividade com relação ao parque termelétrico instalado e à consequente criação de encargos para os consumidores. Tal como já mencionado na presente contribuição, essa é uma medida fundamental **para ampliar os sinais de preços e preservar a lógica econômica do setor**.

Piso do PLD

Considerando que não está em discussão na presente Audiência Pública a possível equalização da TEO das demais usinas e a TEO de Itaipu, registramos o nosso **apoio à proposta da Aneel para o piso do PLD**, qual seja, o maior valor entre a TEO

Itaipu e a TEO das demais usinas, de forma a remunerar os custos variáveis de geração das usinas hidrelétricas.

Reajuste e revisão do piso e teto do PLD

É importante que uma vez definida as **metodologias de cálculo para o piso e teto do PLD**, essas sejam **aplicadas anualmente, sem que os limites sejam reajustados pelo IPCA**, sob o risco de que os novos limites de preço não estejam mais aderentes aos critérios originais estabelecidos e, conseqüentemente, os referidos limites não atinjam os objetivos pretendidos.

No caso de futuras **alterações da metodologia pela Aneel**, apoiamos a proposta apresentada pelo regulador, na qual os novos valores, frutos de nova metodologia, somente teriam **eficácia no início do ano civil posterior a 12 meses da data de publicação do Ato Administrativo da Aneel** aprovando os novos valores.

Atenciosamente,

Yasmin Martins
Assessora Técnica

Alexandre Lopes
Diretor Técnico

Bernardo Sicsú
Consultor Técnico

Frederico Rodrigues
Diretor de Relações Institucionais