

Brasília, 29 de maio de 2019.

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública nº 71 do MME

Resumo:

Preço Horário é fundamental para a evolução do setor elétrico brasileiro, mas sua implementação requer especial atenção.

Sua entrada em 2020 deve ocorrer apenas se garantida a **segurança, previsibilidade e reprodutibilidade** aos agentes, o que exige a definição dos seguintes pontos:

- **Questões precedentes:** definição do PLD sem rede e horário
- **Previsão de cargas:** disponibilização do modelo de previsão de cargas, sem interferência humana na formação de preços e com eventuais heurísticas externas aos modelos sendo utilizadas somente para a programação da operação
- **Unit Commitment:** definição de quando forma preço, clareza sobre o processo de atualização e disponibilização dos dados com antecedência, de forma a assegurar a competição em bases iguais
- **Isonomia:** acesso de todos os agentes ao SGI (Sistema de Gestão de Intervenções) e F-SARH (Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica)
- **Governança/transparência:** definição do rito de divulgação do preço (com prazos, responsáveis e regras de contingência) e operacionalização da plataforma virtual de fatos relevantes, com a divulgação de informações de forma simultânea e homogênea entre os agentes (REN 843)
- **Segurança:** modelo Dessem estabilizado, amplamente testado e validado pelos agentes
- **Sombra:** divulgação célere e completa dos resultados, reprocessamento de todos os decks com base na versão aprovada pela Ccamp e testes com outros aprimoramentos (ex: VMOp)
- **Piso e teto do PLD:** indispensável ampliação do sinal de preço com a adoção do preço horário
- **Prazo limite:** atendimento dos itens acima **até 31 de julho de 2019**, em respeito à Resolução CNPE nº 7/2016

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica – Abraceel, apresenta sua contribuição no âmbito da Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia (“MME”) nº 71/2019 (CP nº 71/2019), que visa obter subsídios para a implantação da metodologia do modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo – Dessem.

A Abraceel entende como fundamental o aperfeiçoamento do processo de formação do preço e considera oportuna a abertura de uma consulta pública para discutir, em conjunto com todos os agentes, os aprimoramentos necessários para viabilizar a granularidade horária dos Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) de forma segura, previsível e reprodutível.

1. Contextualização

A abertura da consulta pública foi realizada em decorrência das discussões ocorridas no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – Cpamp que, ao deliberar pela implantação do programa Dessem para janeiro de 2020 como modelo principal para formação de preço no Mercado de Curto Prazo, reconheceu que essa medida proporcionará impactos significativos na formação do preço e na comercialização.

A Abraceel concorda que a maior aproximação da operação ao preço trará ganhos de eficiência, viabilizará novas oportunidades de negócios e auxiliará na precificação de atributos fundamentais para expansão do sistema elétrico em bases competitivas, beneficiando toda a sociedade brasileira. Nessa direção, a Associação manifesta apoio à proposta de implantação do preço horário, por entender que se trata de medida fundamental para a evolução do mercado de energia elétrica.

No entanto, entende que a implementação do preço horário requer especial atenção, por provocar grande impacto no setor, em razão de apresentar potenciais riscos à liquidez e ao bom funcionamento do mercado. Com o agravante do curto período de testes, será danoso ao mercado à implementação de um modelo de preço horário sem que os agentes possuam segurança, previsibilidade e reprodutibilidade dos diversos pontos que lhe são inerentes, sejam eles internos ou que circundam o programa. Em especial, a modelagem de alguns dos insumos mais importantes para a formação do preço e que serão utilizados na programação da operação e, por consequência, na formação do Custo Marginal de Operação – CMO.

Acreditamos que esta Audiência Pública é um dos passos finais na direção da implementação do preço horário, e para tanto serão apresentados nas próximas seções alguns aspectos que, em nossa opinião, são urgentes e essenciais de serem endereçados até 31 de julho de 2019. Com isso, o preço horário poderá trazer os benefícios pretendidos já a partir de janeiro de 2020.

2. Definição do Preço Zonal sem Rede

A definição sobre a consideração das restrições de transmissão internas aos submercados (uso da rede) no PLD é uma das questões que precede as demais, e que já deveria ter sido equacionada, e que depende unicamente de decisão da Cpamp. Hoje, dada à arquitetura de mercado vigente, que define a formação do preço por zonas, bem como o tempo de processamento e incertezas associadas ao modelo com rede, entende-se que é essencial a definição de que a formação do PLD horário não considerará a rede, sem ressalva para a continuidade da utilização do modelo com rede para fins de despacho pelo ONS.

3. Definição do PLD em base Horária

Outra questão precedente que depende unicamente de decisão da Cpamp refere-se à definição de como será calculado o PLD em hora cheia com uso do CMO em base semi-horária, para o qual se sugere a utilização da média simples no cálculo do PLD horário, de forma a assegurar maior reprodutibilidade aos agentes, com expurgo de outras variáveis que possam complicar o cálculo, e em linha com o princípio da simplicidade.

4. Modelo de Previsão de Cargas Reprodutível

Esse é o principal ponto de preocupação do mercado. Atualmente, o modelo de programação semanal, Decomp, considera a carga de forma semanal e distribuída por patamares dentro de cada dia da semana. Esses patamares de carga, contudo, não são suficientes para sinalizar adequadamente a geração necessária para atendimento à demanda, principalmente no horário de pico de consumo. Como consequência, a operação em tempo real está sujeita a despachos termelétricos fora da ordem de mérito e que não são considerados na formação do PLD. Seus custos associados são ressarcidos por meio de encargos e pagos por todos os consumidores.

A implementação do preço horário evidenciará as faixas de preços ao longo do dia, o que mostrará nitidamente o custo real da geração necessária para o atendimento da carga.

A carga que servirá como insumo para o Dessem proposta pelo Cpamp é a mesma da Programação Diária de Operação, onde é utilizado o modelo ANNSTLF. O modelo utilizará como insumo a previsão de temperatura, além da carga verificada de dias anteriores, obtida das gerações e intercâmbios. Partindo das previsões do modelo, a equipe técnica do ONS faz ajustes utilizando conhecimentos prévios para a curva do dia D de execução do Dessem. O modelo apresentado pelo Cepel, o PrevCargaDessem, também considera os mesmos fatores, mas alegadamente não está apto para uso, presumivelmente devido a imprecisões nas suas previsões para uso em substituição ao modelo utilizado pela operação.

Sabe-se que a proposta de trazer para a formação de preço a mesma premissa utilizada na programação, como está sendo feito, é um fato importante no acoplamento entre planejamento e realidade operativa. Também se reconhece que há que se considerar que para a operação, é necessário ter-se um ajuste fino na precisão do modelo, de forma a diminuir o erro em relação à carga verificada em tempo real. Tendo em vista, porém, que a carga é um insumo relevante para a definição do preço horário, a solução proposta, de utilizar para a formação de preço o mesmo modelo usado para a operação em tempo real, deixará os agentes do mercado sem possibilidade de previsibilidade e reprodutibilidade.

Assim, para evitar esse efeito incompatível com a transparência necessária, entende-se que a eventual interferência humana e a adoção dos métodos conhecidos no jargão do setor como “heurísticos” para o processo formação de preços, se ocorrer, devam ficar limitadas somente ao processo de programação da operação, não podendo em hipótese alguma ser utilizadas para alterar o resultado do modelo de formação de preços.

Entende-se que esse é um ponto que depende unicamente de decisão da Aneel e do ONS.

5. Transparência na Definição no Processo do *Unit Commitment*

O modelo energético proposto na nova modalidade (Dessem) procura minimizar o custo total de operação, onde se espera diminuir o uso de geração térmica

fora da ordem de mérito e operar o sistema de maneira mais eficiente e acoplada à operação.

As usinas termelétricas serão modeladas com *unit commitment* e as configurações possíveis (ciclo simples ou ciclo combinado), sendo representados conforme aplicável à modelagem do Dessem. Apesar de o programa modelar em detalhe as diversas particularidades das usinas térmicas, como por exemplo: a potência mínima e máxima; o tempo mínimo de permanência em operação; o tempo de permanência desligado; e as rampas de subida e descida, não estão definidos quais serão os custos de produção – CVU, que dependem da configuração (ciclo aberto ou ciclo fechado) da Unidade Geradora, tampouco se serão considerados custos diferenciados durante a parada e a partida, tendo em vista que esses aspectos não foram ainda regulados.

A possibilidade da representação detalhada das térmicas traz à tona questões novas que ainda não foram regulamentados. Desta forma, a representação do *unit commitment* das térmicas (UCT) carece de diversas deliberações por parte do Regulador, tanto no âmbito da metodologia quanto para validação dos dados de entrada que serão utilizados futuramente na formação de preço.

Assim, outro ponto fundamental para a garantia da previsibilidade e reprodutibilidade aos agentes diz respeito à definição clara do processo de atualização dos parâmetros relacionados ao *Unit Commitment* termelétrico, com a necessária definição de quando esse passa a formar preço (e deixa de ser encargo) e a disponibilização das informações com a necessária antecedência e simetria, de modo a garantir a competição em bases iguais.

6. Isonomia no Acesso às Informações

Um dos grandes desafios quando da implementação do preço horário é o acompanhamento detalhado das informações de todos os agentes. As práticas em voga necessitam ser ampliadas para que todos os agentes tenham acesso a todas as informações relacionadas à formação do preço, em especial ao Sistema de Gestão de Intervenções (SGI) e ao Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH), trazendo maior simetria ao mercado e garantindo a reprodutibilidade dos impactos de todas as variáveis, de modo a subsidiar a tomada de decisão pelos agentes.

7. Governança e Transparência

Devido ao rigor do processamento e organização dos dados utilizados na formação do preço horário, é necessário o estabelecimento de uma definição clara dos critérios de governança atinentes ao rito de divulgação de preço, com definição exata de prazos, responsáveis e das questões relativas às regras de contingência.

Neste ponto, também é necessária a operacionalização da plataforma virtual de fatos relevantes, portal centralizador onde devem ser divulgadas, de forma simultânea e homogênea, todas as informações relacionadas à formação de preço, tal como estipulado na Resolução Normativa nº 843/2019 da Aneel.

8. Segurança na Implementação do Modelo

Dado o curto período de testes do modelo Dessem e o grande impacto da sua implementação no mercado, é imperioso assegurar a estabilidade do modelo antes da sua entrada, o que requer ampla bateria de testes e etapas de validação pelos agentes.

9. Período Sombra

A operação sombra, com divulgação concomitante dos resultados oficiais dos modelos Decomp x Dessem, tem como principal objetivo antecipar os eventuais impactos da adoção do preço horário. O preço divulgado na operação sombra permitirá aos agentes a avaliação na dinâmica de comercialização e necessidades de ajustes contratuais/hedges, bem como dos impactos operacionais, econômicos e financeiros nas instituições e empresas, considerando os diversos dados, parâmetros, metodologias, regras e processos já estabilizados.

Vislumbra-se que a divulgação célere, disciplinada e completa dos resultados, através da plataforma do preço sombra, com todos os decks compatíveis com a versão do modelo que será aprovada pelo Cpamp, garantirá um histórico consistente do período sombra, até sua implementação de fato. Com essa equalização, será possível avaliar o comportamento dos preços horários ao longo de um ano, considerando os aspectos pertinentes aos períodos chuvoso e seco.

Além disso, é importante a realização de testes em conjunto com outras modificações pertinentes a serem implementadas nos demais modelos computacionais da cadeia (ex: consideração do VminOp no modelo Newave), de forma

a evitar o desacoplamento nas informações e a plena capacidade de operação do Dessem junto às novas metodologias.

10. Limites do PLD

Destaca-se também que a entrada do preço horário torna indispensável a ampliação do sinal de preço no mercado, com necessário aumento do teto do PLD, de forma assegurar que a pretendida melhoria da sinalização econômica seja de fato alcançada.

11. Prazo limite

É imprescindível que todos os pontos acima sejam atendidos até o prazo limite de **31 de julho deste ano**, conforme definido na Resolução CNPE nº 7/2016. Assim, os agentes terão previsibilidade, antecedência e segurança para adequarem seus processos até a entrada em vigor do Preço Horário em janeiro de 2020.

12. Considerações Finais

Por fim, reitera-se o apoio ao preço horário, pois se entende que sua adoção é de suma importância para a evolução e modernização do setor elétrico brasileiro. Entretanto, cabe novamente enfatizar a necessidade de urgente solução para os pontos aqui citados, especialmente os que se referem à segurança, previsibilidade e reprodutibilidade do processo, fundamentais para garantir estabilidade na transição desta nova metodologia.

Atenciosamente,

Yasmin de Oliveira
Assessora Técnica

Frederico Rodrigues
Diretor de Relações Institucionais

Bernardo Sicsú
Consultor Técnico