



CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE PARA A CONSULTA PÚBLICA DO MME Nº 071/2019

A Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições à Consulta Pública (CP) nº071/2019 que trata da implantação do modelo computacional DESSEM para formação de preço.

1. Introdução

A adoção de preços com discretização horária é um avanço no que se refere ao alcance de preços eficientes no mercado de curto prazo. A implementação se caracteriza como um marco para o setor, impactando toda a cadeia de agentes: geração, distribuição, comercialização e consumo.

Para que se colham os benefícios almejados com os preços horários, torna-se imprescindível que a adoção do modelo DESSEM seja realizada de maneira transparente e responsável, respeitando conceitos de mercado e da microeconomia.

A ABIAPE apoia a entrada dos preços horários em 2020 e sugere que o modelo DESSEM seja utilizado considerando as seguintes diretrizes:

- sem a representação da rede interna aos submercados, preservando-se o conceito de que um submercado é caracterizado por um produto homogêneo; e
- considerar a discretização dos modelos em base horária, evitando-se realizar cálculos com preços obtidos de forma semi-horária para definição de um preço artificial horário. No entanto, caso o uso da média de preços semi-horários prospere, a Associação sugere que seja pela média simples.

A título de sugestão, algumas diretrizes complementares:

- discutir, em audiência pública, a representação dos custos das rampas de usinas termelétricas. A discussão deve ser realizada em momento oportuno, não sendo pré-requisito para implementação dos preços horários;
- não representação do serviço ancilar de reserva de potência operativa. A representação deve ser realizada somente após o estabelecimento de um mercado apropriado para o serviço.

A ABIAPE também avalia a necessidade de se adotar práticas de governança, acesso e simetria de informações alinhados com a nova dinâmica de preços. Entre elas:

- construção e respeito às metodologias utilizadas para tratamento de dados e confecção de premissas, a exemplo do cálculo e ajuste de carga;
- disponibilização dos *softwares* auxiliares utilizados no tratamento de dados e confecção de premissas, a exemplo das estimativas de carga e vento;
- criação de mecanismo para mitigar erros na declaração dos valores do *unit commitment*.

A seguir, serão discutidos os pontos que fundamentaram o posicionamento da Associação.



2. Disposições iniciais

2.1 Os preços horários

Inicialmente, a ABIAPE entende que “preços horários” é um tema essencialmente de mercado. O aumento da discretização temporal tem somente o efeito de traduzir sinais econômicos decorrentes de variações tanto da oferta quanto da demanda de energia elétrica. A Associação considera também que “aproximar os preços da operação” não é a razão primordial e nem legítima na discussão.

2.2 A formação de preços e os modelos de otimização

Todo mercado possui um processo de formação de preços, que significa apenas determinar o ponto de encontro das curvas de oferta e demanda, conhecido por equilíbrio de mercado e caracterizado por preço e ordem de mérito. Na formação de preços via modelos seguida no Brasil, e operacionalizada pela CCEE, o equivalente à curva de oferta dos geradores hidrelétricos (a função de custo futuro, ou o valor da água) é calculada de forma interna e a curva de demanda é considerada inelástica. Nesse esquema, o ONS figura como o fornecedor de premissas para os modelos.

Embora a origem dos modelos tenha sido apoiar os estudos de planejamento e operação, o processo de otimização interno permite resolver também o problema da determinação do equilíbrio de mercado (formação de preços), motivo pela qual também são utilizados pela CCEE na formação de preços. Os modelos não devem ser entendidos como ferramentas de planejamento e operação que foram ajustadas para realizar a formação de preços, mas sim como modelos matemáticos amplos que podem ser utilizados para resolver tanto um quanto outro problema. A observação faz-se importante: ambos os problemas são de fato distintos, e devem ser entendidos como tal, a despeito do uso de um único “*solver*” de otimização, e que o domínio tecnológico dos modelos não está associado somente ao tema operação de sistemas.

2.3 Mercado (formação de preços) e não mercado (encargos)

A formação de preços determina, entre outros, o valor financeiro que será aportado pelos consumidores via mercado para pagar pela geração das usinas. Espera-se que esse valor financeiro seja suficiente para pagar pela geração, evitando-se pagamentos adicionais via encargos. Para tanto, a operação das usinas deve ser exatamente igual à ordem de mérito definida pela formação de preços, seja qual for a topologia de rede considerada. Isso, pois, desvios de geração em relação à preconizada na formação de preços invariavelmente resultarão em custo adicional (o encargo) para o consumidor

Em grandes números, cerca de 97% dos recursos provenientes para realizar o pagamento pela geração são definidos pela formação de preços do mercado, enquanto somente 3% advêm de decisões operativas (encargos). Com isso, nota-se a relevância do mercado para o setor de energia elétrica e para a discussão em tela.

2.4 Resumo da sessão

Os preços horários devem ser entendidos como forma de valorar os equilíbrios de mercado decorrentes da interação da oferta com a demanda físicas, um problema essencialmente de mercado e a ser avaliado à luz da microeconomia.



3. Modelagem da rede

Submercado/zona de comercialização é conceituado como a região onde os produtos são homogêneos, em outras palavras, a energia elétrica é indistinguível entre produtores. Desse modo obtém-se, de maneira colateral, uma segunda característica: o preço de equilíbrio do mercado será naturalmente igual em toda a região compreendida pelo submercado/zona. Observe-se que o preço ser igual em todo o submercado/zona é tão somente consequência da homogeneidade do produto. Para que tal conceito e característica sejam obtidos, uma formação de preços deve ser realizada para cada submercado/zona de comercialização, dentro do qual produto e preço são tratados como homogêneos.

A NT propõe, como alternativa, uma formação de preços por barra/nó e que um preço para o submercado/zona seja artificialmente calculado com base em uma média dos preços nodais, esquema que tem sido chamado de “PLD com rede”. Nesse sentido, a ordem de mérito deixa de ser resultado automático dos modelos, devendo ser obtida posteriormente, a partir de inferência nas curvas de custo dos geradores (CVUs e funções de custo futuro). Nesse esquema, haverá necessariamente situações estranhas, como aquela em que mais usinas no submercado estarão na ordem de mérito (terão custo variável unitário e valor da água abaixo do PLD com rede) do que é necessário para atender o consumo. De fato, qualquer tentativa de estabelecimento de um PLD artificial, que não corresponda à formação de preços para o submercado/zona, levará a um aumento de desnecessárias situações de *constrained-on/off*, tanto para usinas hidrelétricas quanto para termelétricas. Os custos de produção ou de oportunidade perdidos decorrentes de tais situações serão, invariavelmente, repassados via encargos aos consumidores (ou, alternativamente, poderão ser temas de disputas, inclusive judiciais). Esse tipo de situação indica que o esquema de PLD artificial proposto deve ser avaliado com atenção.

Quanto à análise comparativa apresentada na Tabela 2 do Relatório Técnico (RT) do Grupo Técnico Metodologias da CPAMP nº 3-2019, reproduzida a seguir, a ABIAPE tece as seguintes considerações:

- as análises foram realizadas como foco exclusivo da operação de sistemas. Caso o mercado e a microeconomia fossem considerados e tomados como prioritários em relação à operação, o PLD natural (sem rede) teria tido mais pontos do que o artificial (com rede), inclusive na “qualidade do sinal econômico”;
- no que foi possível apurar, a metodologia usada na estimativa dos encargos desconsiderou situações de *constrained-on/off* (operação distinta da ordem de mérito do mercado), possivelmente das usinas hidrelétricas. A Associação acredita que, caso essas situações fossem consideradas integralmente, o PLD natural (sem rede) teria mais pontos do que o artificial (com rede);
- não se vislumbra, com o PLD artificial, introdução de sinal econômico razoável ou suficiente para estimular respostas pelos agentes; e
- possivelmente, ao avaliar também o desvio padrão dos tempos computacionais, além da média, seria possível perceber uma diferença ainda maior para as duas abordagens. Vale considerar que a janela de tempo disponível para a execução dos modelos é exígua e que sempre haverá risco de problemas em premissas ou de convergência, as quais exigirão execuções adicionais dos modelos.



Tabela 1 – “Análise comparativa de Harvey Balls referência MO da barra”, conforme Tabela 2 do RT do GT Metodologia da CPAMP 003/2019, integrante da CP MME 071/2019.

Critério	Métrica	Com rede	Sem rede
Qualidade do sinal econômico	Correlação	●	◐
	Aderência	●	◐
Encargos		●	◐
Volatilidade		◐	●
Previsibilidade		◐	●
Tempo computacional		○	●

Observa-se que não foram apresentadas análises dos efeitos da consideração da rede na comercialização de energia por onde fluem os recursos para o pagamento de cerca de 97%. A Associação se preocupa com a liquidez e a precificação de riscos decorrentes da consideração da rede, sobretudo no caso de uso de informações conjunturais.

Em relação às análises internacionais, algumas observações são pertinentes:

- a maior parte dos mercados no mundo utilizam preços naturalmente definidos por formação de preços zonal (PLD natural), de onde se destaca parte dos EUA, toda a Europa, a Austrália e a maior parte da América Latina, incluindo o Brasil, abrangendo quase uma centena de mercados;
- a quantidade de mercados que usam o esquema de PLD artificial, ou seja, onde a formação de preços é nodal e o preço aplicado ao submercado/zona consiste artificialmente em uma média desses preços nodais, é reduzida – possivelmente resumindo-se aos três apresentados no RT. As razões pelas quais esses mercados escolheram tal caminho não foram discutidas na Consulta Pública;
- o PJM, citado como zonal, entende-se como tendo formação de preços nodal. Com o objetivo de não acrescentar sinal locacional aos consumidores, e somente para estes, o preço de liquidação é simplificado por um valor médio. Quanto aos geradores, o preço não sofre tal simplificação, permanecendo puramente nodal. Também vale lembrar que o PJM é uma região altamente industrializada; possui carga comparável à brasileira, embora em um espaço geograficamente muito menor; que a principal fonte, termelétrica, se encontra mais próxima da carga do que no Brasil; e que, ainda assim, a densidade de transmissão é maior do que no Brasil. Tais características favorecem a aplicação da simplificação do PLD artificial, sem maiores preocupações com os efeitos indesejáveis supracitados.

Em resumo, somente se observam desvantagens na aplicação de um PLD artificial calculado com base em preços nodais obtidos com a modelagem da rede interna aos submercados. Nessa perspectiva, a ABIAPE sugere que o mercado de energia no Brasil continue com o uso de um PLD natural, sem a representação da rede elétrica interna aos submercados para fins de formação de preços, tal como é considerado hoje pelos modelos computacionais.

4. Formação de preços horária versus semi-horária

O RL do GT metodologias da CPAMP nº 3-2019 aponta elevadas diferenças entre os preços calculados com discretização temporal distinta entre formação de preço e operação e propõe alternativas para tratamento. Vale ponderar que todas as propostas



apresentadas na NT contemplaram somente a formação de preço semi-horária com alguma forma de consolidação horária, ou seja, um PLD horário artificial. Não foi discutido o uso de um PLD horário natural, obtido diretamente de uma formação de preços horária com base em premissas igualmente horárias ou abordagens alternativas.

Para o tratamento de tal questão a ABIAPE sugere duas considerações:

- o uso de premissas em base horária para a obtenção de preços horários; e
- caso prevaleça alguma abordagem que faça uso da média, não utilizar a ponderação pela carga, pois torna o PLD artificial resultante dependente de variáveis que podem ser voláteis ou que façam uso de heurísticas.

5. Unit commitment

O custo das rampas das usinas termelétricas tem grande relevância na formação de preços horários tanto pela remuneração adequada ao agente termelétrico, quanto pelo compromisso de mínimo custo de operação. A ABIAPE sugere a realização de Audiência Pública, em momento oportuno, a fim de discutir a representação desse custo. Observa-se que, embora seja engrandecedor, a implantação dos preços horários para 2020 não deve estar condicionada à AP sobre os custos da rampa.

6. Reserva de potência operativa

A representação da parcela de RPO nos modelos de formação de preço foi tema de discussão pela ANEEL na CP 07/2016, que conclui pela não utilização dessa representação, deixando a cargo da CPAMP, entretanto, a avaliação dos rebatimentos decorrentes dessa iniciativa, conforme transcrito a seguir¹.

43. Recomenda-se o encerramento da Consulta Pública nº 007/2016 e que o seu conteúdo seja encaminhado à CPAMP, ressaltando o rebatimento que essa iniciativa teria sobre o custo de oportunidade vinculado à prestação desse serviço ancilar.

A ABIAPE entende que a inclusão da representação da reserva de potência operativa na formação de preço não deve ser realizada sem antes passar por uma discussão pública avaliando os custos de oportunidade vinculado à prestação do serviço ancilar.

7. Governança

A ABIAPE destaca a necessidade de ampliar os procedimentos de governança adotados hoje. Nesse sentido, sugere-se a abertura de Audiência Pública com o objetivo de definir metodologias que garantam a reprodutibilidade dos resultados do DESSEM bem como a simetria de informação entre os agentes. Observa-se que os *softwares* auxiliares de previsão utilizados pelo operador para definir as premissas do modelo DESSEM, os parâmetros do *unit commitment* e os ajustes das premissas realizados pelo operador são pontos sensíveis na definição do PLD horário.

¹ Retirado da NT 74/2017, documento que balizou o fechamento da CP ANEEL 007/2016.



Como exemplo específico da previsão de carga, onde há a prática do operador realizar ajustes dos resultados dos modelos com base no conhecimento de especialistas, a Associação aponta as seguintes recomendações:

- publicidade dos valores a serem ajustados e sua justificativa detalhada; e
- uso de limites máximo e mínimo para o ajuste.