

04 de dezembro de 2023

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública 158 do MME Redução de inflexibilidade termelétrica

Resumo

- Apoiamos a implementação da proposta, em benefício da redução de custos para o consumidor e externalidades positivas para outros agentes;
- Para maior efetividade do mecanismo, sugerimos ampliar o escopo de contratos regulados incluindo os CERs e os CRCAPs;
- O resultado do Dessem é um ponto de atenção que o ONS pode observar quando da definição dos critérios para caracterização do cenário de excedentes energéticos;
- Sugerimos esclarecer o que acontece com a oferta de redução quando o gerador for despachado por apenas algumas horas;
- É preciso assegurar a transparência e previsibilidade na formação de preços durante a operacionalização do processo.

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública 158 do Ministério de Minas e Energia (MME), que discute a proposta de diretrizes para ofertas de redução da geração termelétrica inflexível associada a CCEAR.

Inicialmente, a Abraceel parabeniza o Ministério pela discussão da proposta com a sociedade, que tem o potencial para reduzir os custos para o consumidor, proporcionando externalidades positivas, considerando que o Sistema passa por um cenário de disponibilidade energética favorável em que a geração inflexível de termelétricas poderia ser dispensada, em favor de outras fontes com custo de operação menor.

Restringiu-se o escopo dos contratos abarcados na minuta de Portaria apenas aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Não foram abarcados, portanto, os Contratos de Energia de Reserva (CER) e Contratos de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP), apesar de tais contratos terem

montantes tão ou mais relevantes que os contratos citados na minuta de Portaria. As usinas abarcadas nessas modalidades têm elevado potencial para a otimização da inflexibilidade termelétrica, portanto, deveriam ser incluídas pelo MME no mecanismo.

Nesse sentido, a Abraceel entende que a proposta é positiva e apoia sua implementação, porém há alguns pontos que merecem maior discussão e detalhamento. Por exemplo, para a caracterização do cenário de excedentes energéticos, o CMO médio nulo a ser avaliado pelo ONS, considerando o prospectivo de até dois meses, será resultado do modelo Dessem ou do modelo Decomp?

O modelo Decomp, por ser um modelo eletroenergético, cujo detalhamento da demanda é agrupado em três patamares de carga, não representa a necessidade de modulação de geração diária real para atendimento de potência.

Há cenários em que os resultados do Decomp sinalizam CMO igual a zero, mas o Dessem apresenta resultados completamente diferentes. Tomando como exemplo o dia 28 de setembro de 2023, onde o modelo Decomp apresentou um CMO nulo para o período, observou-se um descolamento entre os modelos. Para o citado dia, o modelo Dessem apresentou resultados superiores a R\$600/MWh em determinadas horas.

Logo, a precificação horária não seria observada para caracterizar o cenário de excedentes energéticos, o que poderia dispensar a inflexibilidade em momentos que o despacho termelétrico se mostra necessário, como visto recentemente no final de setembro. Não obstante, o resultado do Dessem é um ponto de atenção que o ONS pode observar, quando da definição dos critérios para caracterização do cenário de excedentes energéticos, de forma a evitar que os modelos prevejam uma sinalização distinta deste cenário e os mecanismos propostos para cobertura dessas situações não sejam suficientes para resguardar todos os envolvidos.

Considerando o histórico dos últimos meses, é possível que o modelo Decomp não seja suficiente para identificação dos excedentes energéticos, menos ainda com uma antecedência de 2 meses. O mesmo pode ocorrer para o modelo Dessem para tal horizonte, não apresentando acurácia suficiente para variáveis como previsão de carga, chuva, geração MMGD e geração eólica - elementos essenciais para o dimensionamento dos excedentes energéticos, especialmente na ponta. Reduzir o horizonte de previsão também não seria uma solução, uma vez que em eventos recentes observamos a própria previsão de carga apresentar desvios da ordem de 7-8 GW em determinados horários, o que não garante o conforto na operação.

Além disso, chamamos atenção que a retirada da inflexibilidade pode levar a um aumento de preços em picos de demanda, trazendo mais uma variável de imprevisibilidade na formação de preços. Assim, é preciso assegurar uma excelente governança quando da operacionalização do processo, prezando pela transparência e previsibilidade na formação de preços.

Desse modo, apesar de apoiarmos a implementação da proposta, entendemos que seja imprescindível a manutenção das usinas como totalmente disponíveis ao Operador, mesmo após o aceite da redução da inflexibilidade, garantindo assim segurança do sistema caso seu despacho se faça necessário. Tal despacho deve ainda ser modelado e contabilizado como inflexibilidade, não resultando em impacto no PLD e conseqüentemente no ACL.

A possibilidade de cancelamento da oferta de redução da inflexibilidade a qualquer momento, mediante necessidade de despacho do ONS, pode tornar a proposta inócua à medida que se tornaria pouco atrativa para gerador termelétrico. Assim, considerando que a oferta poderá ser feita num horizonte de até dois meses, é preciso detalhar se a oferta seria cancelada por todo o período ou apenas parcialmente quando o gerador for chamado a despachar por algumas horas.

Adicionalmente, preservando a previsibilidade na modelagem de usinas térmicas, seria interessante definir critérios numéricos que sinalizem a necessidade sistêmica dessa geração e, portanto, o retorno da usina térmica. Cita-se, como exemplo, a frequência de despacho, o nível de preço, entre outras variáveis que precisam ser definidas e detalhadas.

Ademais, mencionamos dúvidas adicionais sobre a operacionalização da proposta que sugerimos serem esclarecidas previamente a sua implementação:

i) Como seria garantida que a retirada da inflexibilidade, mesmo que não altere a disponibilidade de um conjunto de usinas, não está impactando o PLD?

ii) Diariamente, passariam a ser simulados dois casos de Dessem: um pelo ONS e outro pela CCEE?

iii) Qual seria o procedimento nas situações em que o CMO do ONS não apresentasse alteração, mas o PLD da CCEE sim?

iv) O que seria feito quando um caso convergir sem contingência e o outro com?

v) Existe tempo hábil na rotina diária vigente, tanto do ONS quanto da CCEE, para adicionar tal processo?

Atenciosamente,

Alexandre Lopes
Vice-Presidente de Energia

Yasmin Martins
Coordenadora de Energia

Danyelle Bemfica
Assessora de Energia

Victor Pereira
Estagiário