

Carta 056/19

NN

Em 10 de junho de 2019

Sr.

ALMIRANTE BENTO COSTA LIMA LEITE DE ALBUQUERQUE JUNIOR

Ministro

Ministério de Minas e Energia

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 8º andar

70065-900 - Brasília – DF

C/ cópia para:

Sra.

MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA

Secretária-Executiva

Ministério de Minas e Energia

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 7º andar

70065-900 - Brasília – DF

Assunto: Contribuição à Consulta Pública nº 71/2019 – Documentação Técnica do GT Metodologia da CPAMP – modelo e formação do preço da liquidação das diferenças

A ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – ABRAGEL, na qualidade de representante de 286 (duzentos e oitenta e seis) associados atuantes como agentes de geração de energia elétrica, titulares de CGHs, PCHs e UHEs até 50 MW, apresenta sua visão sobre a proposta apresentada pelo Ministério de Minas e Energia na CP em tela, aberta em 30 de abril de 2019, acerca da adoção do Preço da Liquidação das Diferenças – PLD horário (Preço Horário).

Em recente reunião no MME, sobre a CP 71, realizada em 27 de maio de 2019, os agentes e as associações, embora reconheçam o benefício do Preço Horário, expuseram que a alteração metodológica segura exigirá a

Carta 056/19

NN

superação das dificuldades apontadas na CP 71. Assim sendo, levantaram uma série de questões dentre as quais as mais relevantes estão resumidas a seguir:

- não há controvérsia quanto à capacidade potencial de o Preço Horário sinalizar maior eficiência econômica ao mercado de energia com a aproximação temporal da operação física e comercial; entretanto, a sinalização econômica do PLD horário terá eficiência apenas se produzir respostas apropriadas;
- a capacidade de reduzir distorções alocativas via ESS é reduzida e, além disso, produzirá uma alteração radical na matriz de risco dos contratos celebrados em ambos os ambientes, o que pode ensejar custos muito superiores aos benefícios pretendidos;
- o progresso na operação “sombra” ainda não é satisfatório, uma vez que se tem pouco tempo para testar funcionalidades do modelo; sugere-se que o DESSEM deve estar operacional por no mínimo um ciclo hidrológico completo. Desde o início do processo sombra em abril de 2018, mais de 20 versões do modelo DESSEM foram disponibilizadas para os Agentes, agregando novas funcionalidades e corrigindo tantas outras que torna impossível uma comparação justa entre os resultados de todo o período sombra com tamanha diversidade de versões e modelagem;
- falta de clareza sobre a remuneração da flexibilidade (“rampa”) das usinas termoeletricas (via CVU, por exemplo), assim como dos custos adicionais de partida e parada;
- há disparidade entre o tratamento das UTEs na fase de leilão e na programação diária com a adoção da nova metodologia; isto é, a forma com que o DESSEM despachará cada usina poderá não traduzir o valor projetado na fase de leilão (despacho em ciclo aberto x despacho em ciclo combinado reduzido);
- os aprimoramentos que ainda se fazem necessários na ferramenta/metodologia geram falta de confiança nas premissas adotadas para a formação do Preço Horário. Isso, por sua vez, além de ser prejudicial para todo o processo que se pretende aperfeiçoar, gera instabilidade no mercado;
- o modelo deve estar estabilizado, amplamente testado e validado pelos agentes, inclusive no que se refere à tomada de decisões importantes como representação e remuneração das usinas termoeletricas, hidroeletricas, limites de PLD etc; e

Carta 056/19

NN

- a falta de clareza sobre a precificação de novos produtos de serviços ancilares faz com que haja o entendimento de que a representação da reserva de potência não deva ser considerada na formação de preços;
- Haverá necessidade de se regulamentar um período de transição para revisão de contratos realizados no contexto anterior; e
- Na operação sombra no ONS, o modelo Dessem apresentou elevado tempo de processamento em um número considerável de estudos. Assim em sua proposta de revisão dos Procedimentos de Rede (PRs) para a implantação do Dessem, o ONS informou que apresentará à Aneel um plano de contingência para a Programação Diária da Operação (PDO) caso não seja possível atender os prazos definidos nos PRs para a PDO e para envio do deck do Dessem para a CCEE. A Abragel entende que é necessária a apresentação e discussão desse plano de contingenciamento com os agentes, antes de a CPAMP deliberar sobre a implantação do PLD horário, inclusive para avaliar as possíveis repercussões relacionadas a eventuais lacunas de dados.

Dessa maneira, considerando o exposto na reunião supracitada e na documentação disponibilizada pelo Ministério, a ABRAGEL, em conjunto com seus associados e com o respaldo de uma empresa de consultoria, analisou o material e apresenta os comentários a seguir:

Representação das Usinas Não Simuladas

No atual modelo Dessem, toda usina cujo despacho não é decidido pelo ONS é representada através do abatimento da carga do submercado ao qual pertence. Entretanto, essa modelagem pode comprometer decisões de operação do próprio ONS quando se depara com restrições que obriguem a redução de geração em determinadas barras ou regiões do SIN. Dessa forma, abater toda a geração não despachável não aproxima a solução do modelo à operação do sistema, principalmente em se tratando de programação diária. Para essas usinas, é importante que o modelo possa ter a chance de reduzir ou aumentar a geração em função de restrições da rede, dando flexibilidade ao próprio operador.

Carta 056/19

NN

Impacto da Representação da Rede nos Resultados do Dessem

Do ponto de vista da operação, o ONS já realiza as suas atividades de programação diária da operação do SIN representando a rede elétrica monitorada por seus escritórios regionais. Por essa razão, não restam dúvidas que os estudos do ONS nos quais se baseia a programação diária devem representar a rede conjuntural (adotando a nomenclatura do relatório da CPAMP).

Ainda, quando se opta por adotar um modelo (DESSEM) que avalia um problema global, integrado nos aspectos energéticos e elétricos, o ponto de vista espacial (rede elétrica do SIN) e o temporal (todos os estágios integrados), espera-se que a solução proposta tenha um ganho significativo de qualidade e aproxime a formação de preços da operação.

Em outras palavras, mantendo-se a essência das manifestações sobre a incongruência dos sinais dados ao mercado, não haveria sentido não representar a rede elétrica no modelo DESSEM, sob o risco de se manterem os mesmos sinais distorcidos ao mercado, dificultando o desenvolvimento de aspectos como a resposta da demanda e o mercado de serviços ancilares, dentre outros.

A representação da rede elétrica na formação de preços

Em relação aos mercados internacionais trazidos como exemplo pelos relatórios da CPAMP a fim de justificar a não representação da rede elétrica na formação do preço no mercado spot, observa-se que:

- todos adotam preços zonais, porém não se descreve a estrutura dos mercados e o próprio processo do despacho a que se associam: alguns adotam o despacho por oferta de preço (bid), permitindo aos agentes a gestão sobre as suas decisões (se determinada usina será ou não despachada ou se determinada carga quer ou não consumir), o que prejudica a comparação;
- a complexidade das redes elétricas dos mercados citados como exemplo também é bastante distinta do sistema brasileiro, porém nenhum deles emprega uma simplificação tal que reduza o preço a quatro

Carta 056/19

NN

zonas, como seria no Brasil – Singapura coloca-se como uma exceção no que se refere à carga, porém o preço para geração é nodal.

Se o objetivo da adoção do modelo DESSEM é a representação do problema em base horária para aproximar a formação de preço da realidade operativa, não deveria haver dúvidas quanto à necessidade da representação da rede da mesma forma que a adotada pelo ONS. Quanto menos diferenças existirem entre os decks de dados do ONS e da CCEE, mais próximos estes dois problemas estarão. Apesar das conclusões que os preços sem rede e com rede apresentam convergência, o que pode ser observado nas simulações realizadas pela Associação é que o PLD horário com a adoção da rede possui uma oscilação muito mais forte, representando de forma mais crível a operação real.

Dados de Entrada

Em relação aos dados de entrada que alimentarão o modelo DESSEM, observa-se que:

- há indefinição das restrições hidráulicas utilizadas no âmbito da Programação Diária a serem consideradas no DESSEM;
- não se dispõe de maiores informações sobre a representação do despacho hidráulico, uma vez que o *unit commitment* hidráulico também não está sendo considerado;
- apesar de ser um insumo primário para o modelo DESSEM, até o momento da presente CP não foi divulgada documentação específica sobre o tema de projeção de carga, a menos do relatório de alocação de carga por barra. Também não foram divulgados os resultados da validação desse modelo em específico, mesmo se constituindo em uma solução temporária.

CONCLUSÃO

Embora ciente da importância da implementação do Preço Horário para a evolução do mercado, a ABRAGEL considera crucial que as questões aqui levantadas sejam prévia e devidamente endereçadas, permitindo assim a realização de testes com os aprimoramentos propostos, tanto pelos agentes quanto pela análise da Associação. Para além disso, a operação da metodologia sem o preenchimento dessas lacunas, bem como com

Carta 056/19

NN

um grau de subjetividade e discricionariedade claramente ainda passível de redução, não contribui para a estabilidade regulatória e à segurança jurídica dos agentes que estarão sujeitos à nova metodologia. Além disso, há importantes questões regulatórias a serem endereçadas antes de se instalar a medida proposta, para melhor avaliação da sua eficácia e implantação.

Certos de vossa boa acolhida para com a presente, desde já a ABRAGEL agradece.