

Rio de Janeiro, 14 de junho de 2021.

À

**Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia
- MME**

Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília – DF

Prezados,

Primeiramente, gostaríamos de parabenizar o MME pela iniciativa da Consulta Pública nº 108 DE 28/05/2021, reconhecendo a importância do Leilão de Capacidade para a precificação adequadas das fontes energéticas na matriz de geração brasileira. Vale ressaltar que o presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo do Leilão, e proporcionando benefícios de modicidade tarifária aos consumidores finais. Assim, segue nossa contribuição para a proposta de minuta objeto da Portaria nº 518, de 28 de maio de 2021.

O principal ponto que gostaríamos de endereçar está associado ao item 3.24 da Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE onde noticia-se que o estudo conduzido pela EPE, que culminou na Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-037/2021-r0, a qual não apontou a necessidade de uma contratação regionalizada com requisitos locais ou a necessidade de requisitos operativos como tempo de resposta, rampa, controle de frequência ou outras características de cunho técnico operacional

Para promover a expansão eficiente do sistema, de forma a atender suas necessidades operativas, e ao mesmo tempo fornecendo os incentivos corretos à livre competição entre as fontes, faz-se necessária a adequada precificação dos diferentes atributos das fontes disponíveis. Com isso, entendemos ser correta a consideração tanto de parâmetros locais associados a restrições e pontos de gargalos na rede de transmissão, lastreados por um histórico de despachos por razões elétricas, quanto a precificação de variáveis como tempo de reposta, rampa e controle de frequência, atributos das térmicas frequentemente utilizadas em situações de baixa fluência hidrológica.

A necessidade da consideração de uma variável local precificada, quando associada a capacidade para atendimento de demanda instantânea, se faz evidente ao observar as conclusões e recomendações feitas pelo ONS no seu Plano de Operação Energética (PEN) desde o horizonte de 2018-2022, conforme noticiado na seção de conclusões do seu sumário executivo no que diz a respeito à região nordeste:

“9. No contexto do atendimento à demanda máxima do SIN, também se observa um equilíbrio estrutural no horizonte de planejamento, embora com a participação de usinas térmicas com CVU elevados. Destaca-se que em cenários hidrológicos desfavoráveis e de baixa disponibilidade de geração eólica observa-se despachos térmicos acima do mérito para atendimento aos requisitos de demanda, principalmente da região Nordeste, o que poderá elevar o custo final da energia através da conta de Encargos de Serviço do Sistema – ESS;”

“12. Dentre os diversos subsistemas que compõem o SIN, o subsistema Nordeste tem apresentado fragilidades que o distinguem dos demais. Os frequentes blecautes de grandes proporções na região e a necessidade de se contar com geração fora da ordem

de mérito para o atendimento energético e de potência são indicadores dessas fragilidades. Considerando-se a sequência de anos com condições hidrológicas adversas observadas na última década, e a importância do rio São Francisco para a região Nordeste em seus diversos usos, é razoável supor que a gestão da bacia do São Francisco será conduzida tendo como principal objetivo a segurança hídrica, a fim de garantir os múltiplos usos da água, ficando a geração de energia elétrica em segundo plano, sendo resultante da aplicação da política de segurança hídrica;”

“13. Tendo em vista o desempenho do parque eólico instalado no Nordeste e o potencial de crescimento da geração fotovoltaica, é razoável supor que a penetração das fontes que não são despacháveis de forma controlada continuará crescendo, aumentando o desafio de se lidar com a variabilidade e intermitência dessas fontes e elevando o requisito de reserva operativa nesse subsistema;”

“14. Mesmo considerando a entrada em operação das linhas de transmissão em 500 kV no subsistema Nordeste ao longo do período 2019-2022, continuará a ser necessário lançar mão de recurso térmico para atender à demanda (energia e potência) do subsistema Nordeste, cabendo registrar, como já comentado, que o parque térmico existente apresenta custo de operação elevado, uma vez que há um significativo número de geradores térmicos a combustível líquido;”

Assim como na seção de conclusões:

“2. Considerando o perfil atual de expansão da oferta, com parcela significativa de termelétricas, eólica e fotovoltaica, parte importante do atendimento da demanda máxima será realizada com estas fontes. Neste sentido, é mister o aperfeiçoamento do modelo comercial que viabilize a permanência de usinas térmicas mais caras, que não venham a ser descontratadas pelo final dos prazos do respectivos leilões, como reserva fria e se possa expandir a matriz com fontes térmicas de preço competitivo e até mesmo flexíveis, para mitigar as variabilidades diárias das fontes renováveis, agregar inércia sistêmica ao SIN e fechar o balanço de atendimento à demanda máxima com custos mais competitivos;”

“5. Face as condições específicas do subsistema Nordeste, como citado anteriormente, recomenda-se que seja avaliada a implantação, com a maior brevidade possível, de forma escalonada, de até 2.000 MW de geração termelétrica, com CVU não superior 250,00 R\$/MWh, valor adotado como referência com base no CVU projetado da UTE Porto do Sergipe. A implantação dessa fonte térmica no subsistema Nordeste poderá ser efetuada em blocos, em função da expansão do subsistema Nordeste e da relação custo-benefício de cada bloco a ser agregado;”

“6. A título de ilustração, a operação durante um mês de 2.000 MW com CVU de 250 R\$/MWh, substituindo igual montante gerado em unidades do parque existente com CVUs variando de 321,41 R\$/MWh a 529,02 R\$/MWh, resultam numa economia mensal no custo de operação de aproximadamente R\$ 300 milhões. Ressalta-se a inserção dessa fonte térmica adicional diminuiria a probabilidade de se ter que despachar unidades térmicas fora ordem de mérito para o atendimento à demanda, tendo como benefício a redução dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS;”

“7. Tendo em vista os atuais requisitos ambientais, especialmente aqueles ligados à redução de emissões, e as condições presentes para acesso a financiamentos, entende-se que essa geração adicional, pelo menos no curto prazo, deve ter por combustível o gás natural. Essa solução também traz como vantagem a substituição das usinas com combustível líquido que são significativamente mais poluentes;”

“8. Mesmo considerando o equilíbrio estrutural da oferta para os próximos cinco anos, sob a ótica dos critérios vigentes, é importante uma avaliação conjunta, com o CMSE e EPE/MME, quanto a metodologia de definição de uma reserva energética (reserva de geração), como prevista em Lei, diferente da Energia de Reserva para recuperação de lastros físicos. Essa reserva de geração deve ser prevista na Matriz de Energia Elétrica para o enfrentamento de situações climáticas desfavoráveis, como as que vêm sendo vivenciadas desde 2014 para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, uma vez que, com a perda gradual de regularização e o aumento de fontes de grande variabilidade/intermitência, como eólicas e solares, futuramente situações semelhantes poderão também demandar medidas operativas adicionais para o pleno atendimento da carga com custos elevados para o consumidor final, mesmo em anos hidrológicos próximos à MLT;”

No espírito de ditar transparência, é importante notar que nos Planos de Operação Energética posteriores as avaliações não apontam a necessidade de potência para um único subsistema a considerar condições hidrológicas de curto prazo, como pode ser observado no sumário executivo do PEN 2020:

“As avaliações de atendimento à demanda horária realizadas considerando os perfis de geração eólica e fotovoltaica estabelecidos e a repetição da condição hidrológica de 2017, não apresentaram nenhum déficit no atendimento à demanda em nenhuma hora no horizonte 2020/2024. Todavia, despachos térmicos adicionais àquele por mérito econômico para atendimento energético podem ser necessários em momentos de baixa contribuição eólica e fotovoltaica.”

Desta forma, consideramos como o principal motivador para a necessidade da definição e valorização de um atributo locacional, já neste primeiro leilão de capacidade, a relativa diminuição da capacidade hidrelétrica brasileira frente à capacidade total, expansão do parque renovável intermitente e potenciais restrições locacionais. Os primeiros dois elementos mencionados são referenciados na introdução da Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-037/2021-r0:

“No passado, a diferença entre os requisitos de demanda média e instantânea era facilmente atendida em função da grande predominância hidrelétrica no parque gerador brasileiro. As hidrelétricas, especialmente as com reservatórios, são capazes de modular sua geração a cada momento, e assim atender às diferentes necessidades ao longo do dia ou mesmo do ano. Além disso, elas são capazes de compensar mudanças repentinas na demanda ou flutuações na produção das usinas renováveis variáveis. Contudo, na medida em que o parque gerador vem evoluindo, essa predominância está reduzindo. O PDE2030 prevê que o despacho hidrelétrico corresponderia a aproximadamente 60% da geração média anual em 2030, quando já foi superior a 90% no início deste século; por outro lado, a participação de fontes renováveis variáveis, cuja participação vem se mostrando cada vez mais expressiva, chegaria a 30% da geração média anual até o final da década.”

Considerando as divergências entre as conclusões dos PEN 2018 e 2020 relativas à necessidade ou não de reserva de capacidade, e observando as perspectivas atuais sobre os cenários hidrológicos futuros desfavoráveis, em que se menciona possível risco de insuficiência de potência no segundo semestre, há uma clara fragilidade do sistema na garantia do atendimento à demanda máxima. Este cenário denota que tanto os atributos locacionais de potência, quanto de tempo de resposta, rampa e controle de frequência, deveriam ser valorados o quanto antes.

De modo a dar o passo inicial na definição desse racional, nossa contribuição sugere a inclusão, dentro da Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente a ser calculado pelo ONS para projetos novos, de uma classificação por área ou subárea conforme parâmetros de necessidade de potência. Essa classificação seria convertida em um fator, que irá compor a equação final da variável de lance, de modo a priorizar projetos localizados em regiões ou sub-regiões de necessitem de capacidade.

O uso de uma variável como a supracitada, tem precedente no leilão de sistemas isolados de Roraima com o parâmetro α (Informe Técnico EPE-DEE-IT-003/2019-r0) que quantificava, naquele caso, os benefícios sistêmicos da flexibilidade. Propomos uma metodologia análoga para este leilão de capacidade, a partir de metodologia a ser desenvolvida durante o período de contribuições da Portaria de Sistemática.

Atenciosamente,

Mercurio Partners