

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 101

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições à Consulta Pública (CP) nº 101/2020, do MME, que visa obter subsídios para o Plano Decenal de Expansão (PDE) 2030.

1. Introdução

Em linhas gerais, um mercado de eletricidade é construído de modo a atender a carga com nível satisfatório de segurança. O principal requisito para um mercado competitivo é a clara divisão entre o produto energia elétrica e os serviços associados à entrega do produto. Do mesmo modo em que existe consenso em identificar claramente quem produz e quem consome determinado montante de energia, é necessário também identificar quem presta e quem utiliza determinado tipo de serviço [Edson, 2013]. A Figura 1 ilustra os componentes básicos para atendimento à carga.

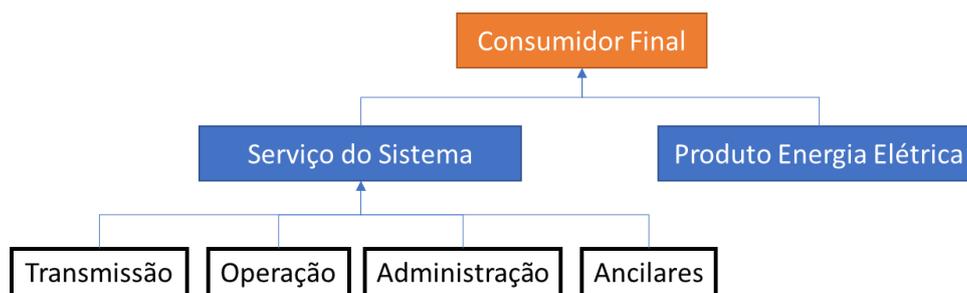


Figura 1 – Produto e Serviços da Energia Elétrica.

Quanto ao produto energia elétrica, verifica-se a necessidade de avaliar diferentes níveis de discretizações: anual (atendimento energético da carga), mensal (atendimento à sazonalidade de recurso e requisito) e horário (atendimento à demanda máxima do sistema).

Em relação à parcela de serviços, a ABIAPE identifica a necessidade de aprimoramentos nas análises do PDE relativas aos serviços ancilares, especialmente referente ao controle de frequência. Esse serviço, na percepção da associação, é fundamental para a confiabilidade do SIN, bem como para a precificação da escassez do recurso flexibilidade.

Nessa perspectiva, a ABIAPE ressalta a importância de o planejador avaliar tanto os produtos quanto os serviços necessários para atendimento à carga com o nível de segurança estabelecido.

2. Expansão da geração

Na expansão do SIN, vale observar toda a gama de recursos necessários para o atendimento à carga. Buscando melhor abordagem desse tema, a ABIAPE fará uso da

nomenclatura apresentado na CP MME 083/2019 (separação lastro e energia), dividindo essa seção em três partes: energia, potência e flexibilidade. Apesar de os três critérios estarem atrelados à necessidade de geração de energia elétrica ativa, é necessário se fazer a distinção entre os recursos de modo a atender cada requisito.

2.1. Atendimento ao requisito Energia

Para o atendimento ao requisito Energia não há distinção de fonte, nem tecnológica, entre geradores. O atendimento energético consiste no fechamento de um balanço entre geração e consumo em um certo período (anual e mensal), ou seja, o requisito de energia não é instantâneo e todas as fontes contribuem para o seu atendimento.

2.2. Atendimento ao requisito Potência

Diferentemente da expansão para a Energia, o atendimento ao requisito Potência exige a diferenciação entre as fontes. Ainda que a geração proveniente de fontes intermitentes alivie a necessidade de potência em um determinado horário, somente um gerador de fonte despachável pode ser programado a fim de atender ao requisito de curtíssimo prazo.

Mesmo manifestando preocupação com o requisito Potência, o PDE 2030 propõe o cálculo da expansão de oferta para atendimento de potência a partir de curvas de carga apenas com quatro patamares mensais: pesado, médio, leve e ponta (10 horas por mês, na tentativa de representar a demanda máxima instantânea do sistema).

A determinação mais precisa do requisito Potência poderia ser obtida com base na carga líquida horária¹. A projeção da expansão de potência utilizando o resultado do modelo Newave não enxerga o horizonte horário, portanto, não é a mais adequada. O Setor conta com ferramental para determinação de requisitos de curtíssimo prazo, o modelo Dessem.

A ABIAPPE apoia o PDE 2030 quando o documento apresenta, ainda que de forma sucinta, estudos iniciais da expansão com base em curvas de carga horária, mencionando que essa deve ser a discretização para a carga a ser adotada futuramente ao se avaliar o critério de potência. A Associação reconhece que se trata de um passo indispensável ao desenvolvimento dos estudos de expansão e sugere que a precificação do requisito de potência seja realizada utilizando o modelo Dessem já na próxima edição do PDE.

2.3. Atendimento ao requisito Flexibilidade

O requisito Flexibilidade está relacionado à necessidade de compensar (quase que) instantaneamente as variações de carga e geração do sistema. Essa compensação é atribuída ao serviço ancilar de controle de frequência². Apesar de esses conceitos estarem registrados de forma breve no PDE 2030, a ABIAPPE identifica, frente aos

¹ Obtida por meio da carga bruta horária menos a geração não despachável projetada para cada hora.

² O sistema, quando equilibrado em relação a carga e geração, apresenta valor de frequência igual ao nominal (no Brasil, 60 Hz). Quando ocorre a perda de geração, a frequência reduz o valor na proporção do déficit de potência ativa.

recorrentes sinais de escassez do recurso de flexibilidade, necessidade de aprofundar as análises sobre o tema.

O recurso utilizado na prestação do serviço de controle de frequência é a Reserva Girante e é alocado nas usinas hidrelétricas participantes do Controle Automático de Geração (CAG). Assim, esse recurso tende a se esgotar em períodos hidrológicos desfavoráveis.

Com relação ao requisito, deve ser alocada Reserva de Potência Operativa (RPO) equivalente às seguintes quantidades (Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede):

- 4% da carga do SIN;
- 6% da geração eólica no NE; e
- 15% da geração eólica no Sul.

Quando analisados recurso e requisito, percebe-se correlação temporal negativa, acentuando ainda mais os momentos de escassez. A Figura 2 e a Figura 3 apresentam a distribuição temporal do requisito e do recurso relativos ao ano de 2019, respectivamente. A linha em vermelho se refere a curva de tendência, obtida por meio de uma função polinomial de sexta ordem.

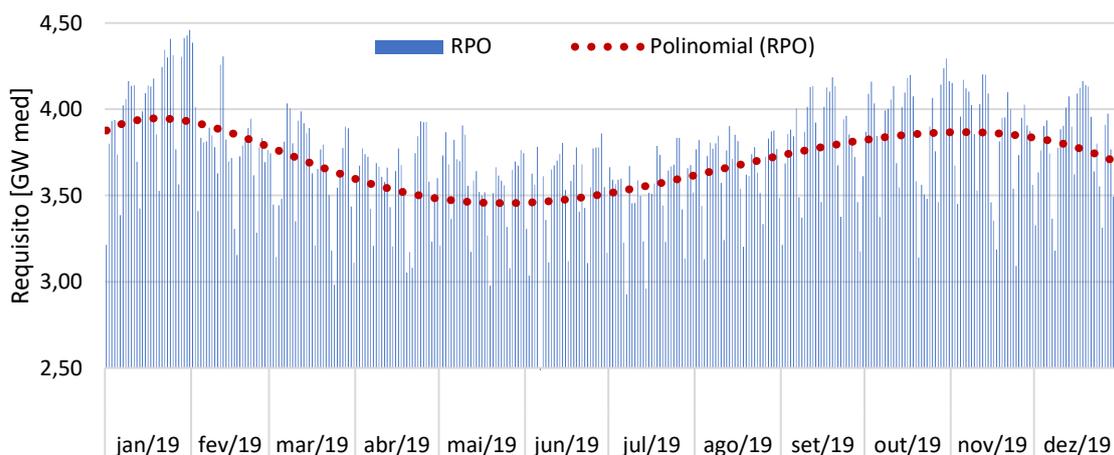


Figura 2 – Requisito de Reserva de Potência Operativa (RPO). Fonte: ONS.

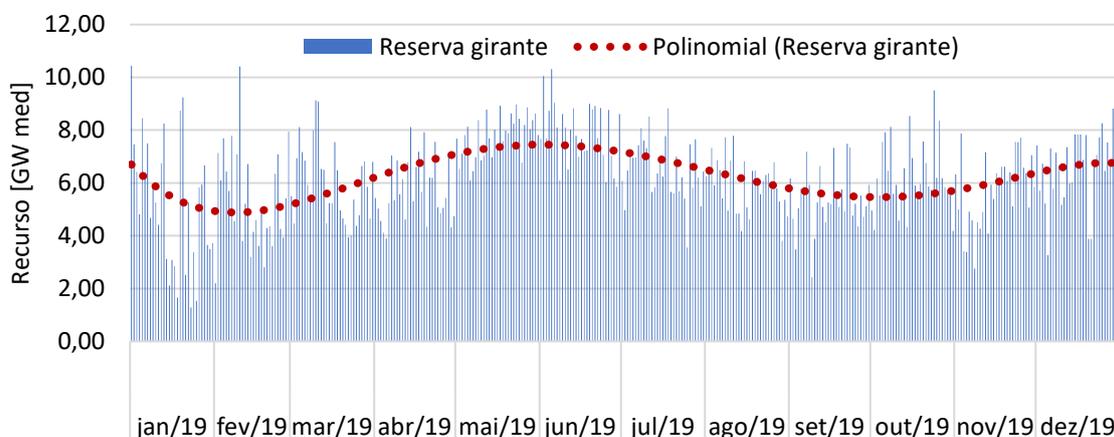


Figura 3 – Recurso de Reserva Girante. Fonte: ONS.

A percepção de escassez de reserva girante traz impactos diretos na segurança do SIN. A preservação desse recurso tem se mostrado um desafio para o Setor nos últimos anos, onde se destacam as seguintes ações:

- Despacho por Segurança Energética: é a Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito (GTFOM) utilizada pelo ONS (com deliberação do CMSE) para a preservação dos recursos hidrológicos do SIN, evitando a escassez de RPO.
- REN 822/2018: regulamenta a GTFOM específica para a preservação de RPO das usinas hidrelétricas participantes do CAG.
- Modelo Dessem: utilizado desde 1º de janeiro de 2020 para definição do despacho das usinas pelo ONS, o modelo Dessem incorporou na metodologia a preservação de RPO.

Especificamente sobre a preservação do recurso hidrelétrico no modelo Dessem, um estudo³ avaliou o impacto dessa metodologia. Vale citar as seguintes conclusões:

- a modelagem utilizada não considera o custo de oportunidade das usinas hidrelétricas;
- das 26 usinas aptas a prestação do serviço ancilar de controle de frequência, apenas nove são representadas na modelagem do DESSEM;
- tem sido constatada escassez de recurso nos períodos de setembro a fevereiro. No caso de estudo apresentado, verifica-se escassez de até 3.500 MW de RPO; e
- foi observado impacto de até 80 R\$/MWh no cálculo do PLD no dia 05/11/2019.

Entre os fatos apresentados, a ABIAPPE identifica a importância de o PDE incluir nas análises a projeção do requisito e do recurso para a prestação do serviço ancilar de controle de frequência, de maneira a fornecer subsídios para soluções em relação ao tema, bem como sinalizar a urgência de tais aprimoramentos.

3. Expansão para os sistemas de transmissão

Os sistemas de transmissão devem viabilizar a entrega dos produtos energia, potência e flexibilidade, garantindo o atendimento à carga com a segurança estabelecida. Nesse contexto, a ABIAPPE distingue alguns pontos de atenção.

3.1. Escoamento da geração do Norte e Nordeste

No PDE 2030 projetam-se aumentos na capacidade de exportação do Norte e Nordeste no horizonte do estudo. O Plano indica não haver restrições de escoamento no cenário de referência de expansão. Entretanto, em versões anteriores do PDE, não se vislumbrava restrições de escoamento, embora a situação tenha ocorrido.

³ Teixeira, Natália Álvares. ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO BRASIL. Trabalho de Conclusão de Curso -- Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

Nos últimos anos, restrições no escoamento da geração do Norte foram responsáveis por perdas energéticas (vertimento de hidrelétricas) e financeiras (diferença de preços entre submercados). De acordo com o PDE, a partir de 2026 parte desse problema será solucionado⁴, porém identifica-se a necessidade de que as obras planejadas sejam de fato executadas.

No Nordeste, destaca-se a ampliação do portfólio de fontes renováveis intermitentes (eólicas e fotovoltaicas). Assim, torna-se mais relevante a preocupação com a expansão da transmissão dessa região a fim de mitigar situações de *constrained-off* (corte de geração) que vêm sendo verificadas pontualmente.

A Associação sugere que a EPE monitore, com participação do ONS, a efetividade da expansão indicativa e atue a fim de evitar novos prejuízos decorrentes de restrições no escoamento de geração.

3.2. Expansão da geração no ACL

Tem crescido nos últimos anos a conexão de novos geradores de fontes renováveis com energia destinada ao ACL e autoprodução – esse movimento deve se acelerar nos próximos anos. A expansão da geração no ACL não apresenta a mesma previsibilidade encontrada nos leilões do ACR, exigindo a antecipação da EPE na coordenação da transmissão e geração. Nesse sentido, a Associação recomenda que o PDE considere as solicitações de Parecer de Acesso de novos empreendimentos de geração como indicativo para a expansão da transmissão.

3.3. Ativos em fim de vida útil

Considera-se acertada a orientação, neste PDE, de não incluir novos investimentos no fim da vida útil regulatória referente aos ativos de transmissão, pois o marco regulatório não coincide, em muitos casos, com o fim da vida útil física do ativo que ocorre anos à frente.

Vale ressaltar que os ativos de transmissão em fim da vida útil devem ser monitorados com cautela nas fases de planejamento e operação buscando equilibrar a preocupação com a segurança e o custo da rede – sem onerar demasiadamente consumidores e geradores do sistema.

3.4. Ociosidade da rede

No entendimento da ABIAPE, a ociosidade da rede de transmissão é uma importante métrica relacionada à expansão. A ANEEL, na Tomada de Subsídios 001/2020, apontou desvios crescentes entre montantes contratados de MUST e o uso verificado da rede, com aumento de ociosidade e eventuais ineficiências na expansão.

Diante disso, a Associação sugere que a ociosidade da rede seja utilizada como indicador para avaliar a eficiência da expansão da transmissão.

⁴ Refere-se ao problema da restrição das LTs em corrente contínua, que limita o recebimento de energia pelo subsistema SE/CO.

3.5. Usinas Híbridas e Associadas

Com a inserção de usinas híbridas e associadas no sistema (duas ou mais fontes que compartilham o mesmo MUST) “é esperada diminuição da variabilidade da geração com consequente aumento do fator de utilização do sistema de transmissão”, como pontuado no PDE 2030. Desse modo, a hibridização de usinas reduz os custos com a expansão da transmissão.

Dado o potencial econômico de parques geradores híbridos, a Associação sugere que a EPE:

- avalie o potencial de hibridização de usinas no SIN, considerando a redução de custos associados a transmissão; e
- indique a disponibilidade da rede existente e planejada para instalação de usinas híbridas.

Vale destacar que a expansão da geração por meio de usinas híbridas pode incentivar a construção de grandes empreendimentos na rede de transmissão existente. Além da complementariedade entre as fontes eólicas e solares, observa promissor a hibridização entre usinas hidrelétricas e termelétricas, sendo importante a avaliação desse potencial pelo planejamento.

4. Coordenação da expansão da Geração e da Transmissão utilizando o DESSEM

Desde janeiro de 2020, o ONS utiliza o modelo Dessem como subsídio para o despacho das usinas do SIN. Além da discretização em base semi-horária, esse modelo utiliza a representação da rede elétrica, agregando ao custo de operação o fator locacional de cargas e geração. Os resultados desse modelo (CMO por barra) mostraram com maior detalhe os impactos das restrições de transmissão na operação do SIN. Na Figura 4 são apresentados dois exemplos do CMO de cada barra do SIN, referentes aos dias 24/09 e 26/11/2020.

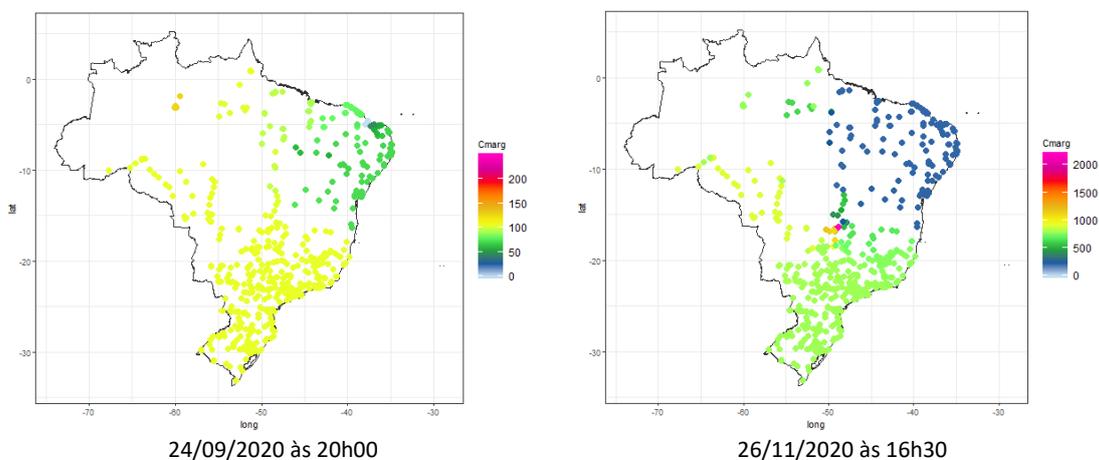


Figura 4 – CMO das barras no SIN. Fonte: ONS.

Os resultados do modelo Dessem podem ser subsídios relevantes para a análise da expansão coordenada entre transmissão e geração.

No que se refere à expansão da transmissão, visto a característica do mercado zonal, o objetivo deve ser a homogeneidade dos CMOs em todas as barras do SIN. O valor despendido com encargos de restrição de operação deve ser inferior (no longo prazo) ao custo de construção de uma nova Linha de Transmissão (ou reforços para aumento da capacidade). Ou seja, o custo do encargo pode ser um indutor da expansão.

Em relação à expansão da geração, os valores locacionais são importantes para identificar a frustração de geração decorrente de ausência de capacidade de transmissão. Barras com CMO igual a zero sinalizam um excedente de geração local. Novas usinas nessas barras causariam aumento do excedente de geração e deveriam, portanto, se conectar em outras barras. Alternativamente, poderia se expandir a capacidade de transmissão daquela barra. A Figura 5 ilustra o caso (26/11/2020) onde um conjunto de usinas eólicas foi desligado pelo excedente de geração, evidenciado pelo CMO da barra com valor igual a zero.

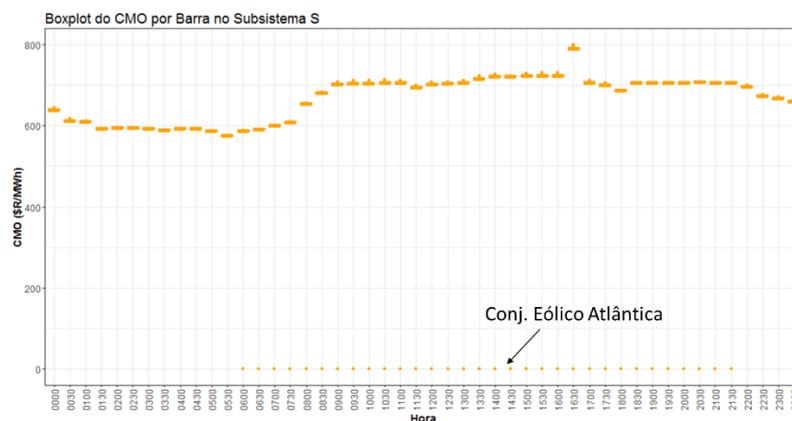


Figura 5 – CMO das barras do subsistema Sul para o dia 26/11/2020. Fonte: ONS.

Diante do exposto, a ABIAPE sugere que a análise da coordenação da expansão da geração e transmissão utilize a informação locacional do DESSEM como ferramenta para evitar e/ou corrigir os gargalos do sistema.

Por fim, importante constar a reflexão sobre a coerência entre os custos fixos (decorrentes de reforços e expansão) e variáveis (decorrentes de Encargos de Serviço de Sistema - ESS). Em tese, um aumento da RAP deveria reduzir o ESS associado os custos com restrições de rede. Ainda, é importante que a RAP empreendida respeite a modicidade tarifaria, não onerando desnecessariamente os agentes do SIN.