

Rio de Janeiro, 11 de dezembro de 2024.
ABRAGET OXX/24.

Ao **Ministério de Minas e Energia - MME**

Assunto: Contribuição da **ABRAGET à Consulta Pública MME nº 195.**

Prezados,

Apresentamos as contribuições da ABRAGET para o aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035.

I. Principal Premissa Considerada: Expansão das Interligações Regionais

Ao longo do horizonte, o PDE identifica necessidade mais expressiva de expansão da capacidade de exportação conjunta das regiões Norte e Nordeste, demandando reforços de transmissão para o escoamento dos excedentes de energia disponíveis simultaneamente de ambas essas regiões para outros subsistemas.



Para tanto, o documento propõe soluções em corrente contínua em alta tensão (HVDC) para a integração e escoamento dos excedentes de geração regionais.

Comentários da ABRAGET:

O PDE 2034 apresenta como principal diretriz, o incremento da capacidade de exportação da geração da renovável intermitente da região Nordeste e a capacidade de importação da região Sul, através da expansão das interligações.

Esta elevada expansão da transmissão de energia a longas distâncias, impõe condições restritivas para estabilidade angular, de frequência e de tensão. Os recursos de geração baseados em inversores, IBR (Inverter-Based Resources) respondem dinamicamente de forma muito diferente da geração síncrona e, conseqüentemente, com efeito significativo no desempenho dinâmico.

Um aspecto bem definido na bibliografia internacional de Sistemas Elétricos de Potência, é que os sistemas de controle dos inversores dos geradores eólicos e fotovoltaicos se comportam transitoriamente como fontes de corrente. Um dos problemas de um comportamento transitório como fonte de corrente é que a dinâmica do controle de tensão e, conseqüentemente, da injeção de potência reativa não é tão efetiva quanto a dos geradores síncronos, como são os casos das hidrelétricas e termelétricas.

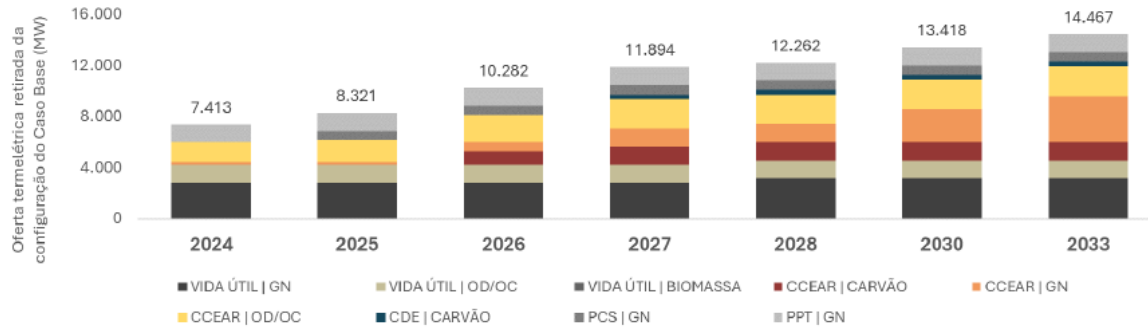
Do ponto de vista da estabilidade de frequência, a inserção elevada de IBR reduz a inércia total do sistema, e conseqüentemente demandam ações mais rápidas da regulação primária e secundária de frequência. O sistema fica cada vez mais vulnerável a contingências de perda de geração ou linha de transmissão que possam causar grande desbalanço de carga e geração.

Além disso, nos horários em que houver redução da geração das renováveis intermitentes no submercado Nordeste, as linhas de transmissão ficarão descarregadas, transformando-se, portanto, em grandes elementos fornecedores de potência reativa. Na ausência de geradores síncronos que poderiam equilibrar o balanço de potência reativa com geração de potência ativa, a região se torna vulnerável para um colapso da tensão, desencadeando desligamentos em cascata.

Para agravar ainda mais a situação, o PDE 2034, com base no disposto no Marco Legal da Geração Distribuída, prevê a projeção da MMGD em aproximadamente 27 GW de potência instalada (e 4.500 MW médios de energia agregada) ao final do horizonte decenal.

Além disso, para efeitos da definição do Caso Base do PDE 2034, adequadamente são retiradas 14.500MW da capacidade instalada de usinas termelétricas existentes com fim de contrato ao longo do horizonte, conforme indicado na Figura 3-5 do PDE 2034. Entretanto, o incremento da geração termelétrica na expansão indicativa do Caso Base é de aproximadamente 13.300MW, indicado na Figura 4 do Anexo I do PDE 2034.

Figura 3-5 - Oferta termelétrica retirada da configuração do Caso Base no horizonte decenal por motivação e fonte (MW)



Anexo I - 4 - Geração Centralizada: Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

Fonte (1)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
	MW											
Renováveis	-	5203	2445	336	3832	2377	3940	4586	5186	6026	6721	40653
Hidrelétrica (2)	-	0	48	0	2746	1291	854	1400	0	140	0	6479
Outras renováveis:	-	5203	2396	336	1086	1086	3086	3186	5186	5886	6721	34174
PCH E CGH	-	195	176	116	400	400	400	400	400	400	400	3287
Eólica	-	1925	480	0	500	500	1700	1700	2500	2700	3500	15505
Biomassa (3) + Biogás + RSU	-	128	80	0	186	186	186	286	286	286	321	1947
Fotovoltaica centralizada	-	2750	1597	200	0	0	800	800	2000	2500	2500	13147
Não renováveis (4)	-	-4199	2942	251	1075	4905	343	2406	1208	2606	1767	13303
Nuclear	-	0	0	0	0	1405	0	0	0	0	0	1405
Gás natural (5)	-	-971	3117	1464	1703	3500	343	2406	1208	2606	1767	17142
Carvão	-	-350	0	-1080	-385	0	0	0	0	0	0	-1815
Óleo combustível	-	-2454	0	-381	-201	0	0	0	0	0	0	-3036
Óleo diesel	-	-424	-176	249	-42	0	0	0	0	0	0	-393
Bateria	-	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	800
Resposta da demanda	-	0	0	200	200	200	200	300	300	300	300	2000
Total do SIN	-	1005	5386	787	5107	7482	4483	7492	6894	9132	8988	56756
Itaipu 50Hz (6)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Incremental	-	1005	5386	787	5107	7482	4483	7492	6894	9132	8988	56756

Pelos argumentos apresentados acima, a ABRAGET entende que a expansão do caso base do PDE 2034 resulta em uma maior imprevisibilidade do fluxo de potência nas Linhas de Transmissão para efeitos do equilíbrio da carga e geração, tornando ainda mais complexa a Operação do Sistema Interligado Nacional.

À medida em que o sistema de transmissão se torna mais complexo, como por exemplo através da expansão da interligação com bipolos de corrente contínua, sem o devido aumento de potência de curto-circuito local, é exigida do operador do sistema, ações de controle em intervalos de tempo menores (e até mesmo inviáveis) com o objetivo de "isolar" o problema de modo a não afetar demais

partes do sistema. Ou seja, fica muito difícil para o Operador contornar uma contingência nas condições que o sistema está sendo planejado.

A ABRAGET considera temerário, principalmente para a segurança elétrica do SIN, alocar elevado montante de geração intermitente para o submercado Nordeste e escoar esta mesma geração, através de interligação com os demais submercados, principalmente para o Sudeste onde se encontra a maior demanda do sistema, resultando em um sistema de transmissão praticamente radial.

Na opinião da ABRAGET, a EPE deveria analisar alternativas ao aumento da capacidade de exportação da região Nordeste através do incremento das interligações. Uma delas seria considerar todas as usinas hidrelétricas candidatas no horizonte, totalizando 1.200MW (Telêmaco Borba 118MW, Tabajara 650MW e Bem Querer 400MW), e não apenas os 118 MW indicados, além da modernização de 6.313MW de UHes.

II. Metodologia para Expansão da Geração

Comentários da ABRAGET:

A metodologia para simulação dos cenários da expansão da oferta de energia no PDE 2034 apresentou um grande avanço na representação das fontes renováveis não despacháveis, através da utilização de projeções horárias de carga global, MMGD e de geração renovável, existente e contratada, para consolidação da carga líquida probabilística.

Por outro lado, na opinião da ABRAGET, ainda há algumas considerações que devem ser estudadas para uma expansão da geração ainda mais confiável em termos elétricos e energéticos.

A ABRAGET entende que deveriam ser realizados estudos elétricos considerando períodos mais adversos de hidrologia, variação instantânea de geração, e o critério de confiabilidade composta (respectivas superposições com falhas de geração e transmissão).

Apesar dos aprimoramentos para representação da contribuição das UHes no atendimento à carga líquida máxima, a ABRAGET entende que as premissas para atendimento à geração de ponta pelas hidrelétricas baseiam-se em hipótese de modulação da geração mensal e tendem a não se verificar. Isto porque, para o cálculo da geração hidrelétrica na ponta, a estimativa leva em consideração a geração média mensal, as restrições de vazão mínima e o tempo de atendimento à ponta. Ocorre que, para períodos hidrológicos críticos há redução da capacidade de atendimento de potência por parte das hidrelétricas, principalmente do montante previsto para modernização de UHes existentes

(repotenciação das UHEs), em razão de menor energia potencial para geração destas usinas.

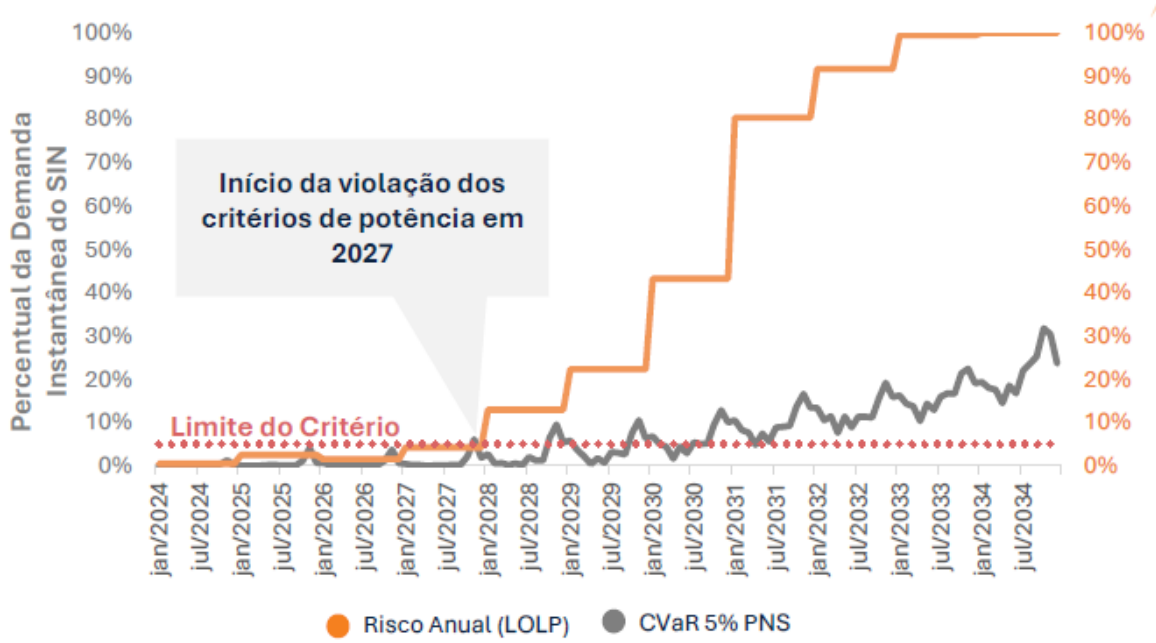
Quanto a introdução do quarto patamar, com duração de 10 horas/mês, prevendo que usinas termelétricas que possuam despacho antecipado tenham tratamento diferenciado no cálculo da potência máxima disponível, a ABRAGET entende que este é um recurso específico para operação de curto prazo, sem efeitos para o planejamento da expansão de longo prazo, como é o caso do PDE.

Além disso, o PDE 2034 considera como recurso de entrada do modelo, a alternativa de 2.000MW de Resposta da Demanda. A experiência internacional mostra que programas de Resposta Voluntária da Demanda não são padronizados. Aprimoramentos são necessários e constantes mudanças regulatórias acabam sendo uma barreira para participação. As metodologias de contabilização de RD têm sido revisadas devido a superestimação na contribuição desses recursos para os requisitos de adequação. Problemas de estimativa de redução e desempenho realizado são desafios para uso de recurso de forma confiável para o sistema.

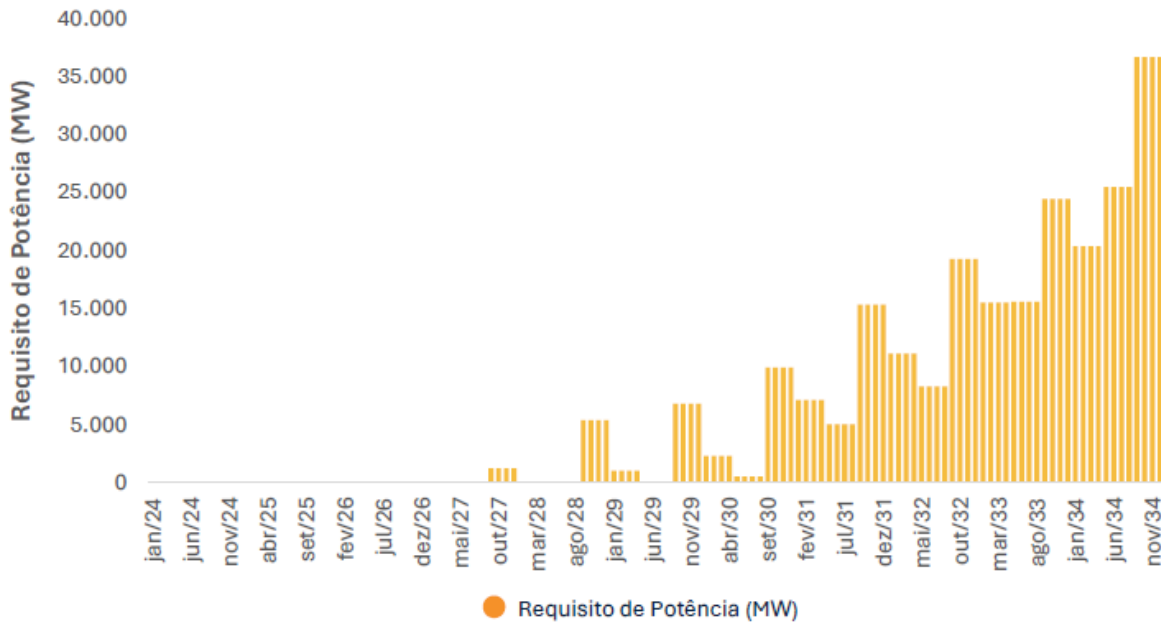
III. Requisitos do Sistema no Horizonte Decenal

Os resultados das simulações para atendimento aos critérios de suprimento de potência, estabelecidos pelo CNPE conforme Resolução nº. 29/2019, serão violados somente a partir de 2027.

Quanto ao requisito de potência, os resultados do PDE 2034 mostram que a necessidade de oferta adicional para supri-lo se inicia em 2027, chegando à ordem de 5.500 MW em 2028. A partir de 2029 todos os meses apresentam valores de CVaR PNS maiores que zero, ainda que, em alguns meses, dentro dos limites estabelecidos no critério de suprimento, conforme ilustra a figura abaixo.



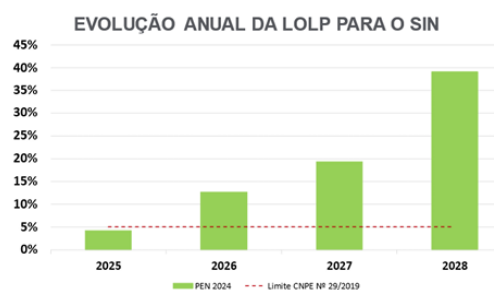
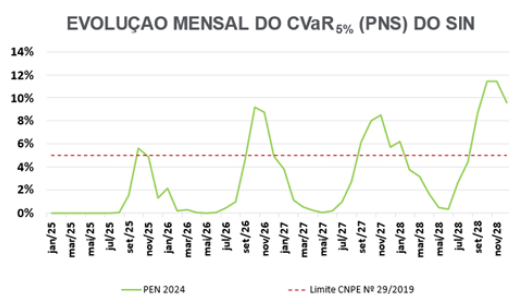
Requisitos de potência calculados para métricas CVaR5%(PNS) e LOLP
Base Quadrimestral



Comentários da ABRAGET:

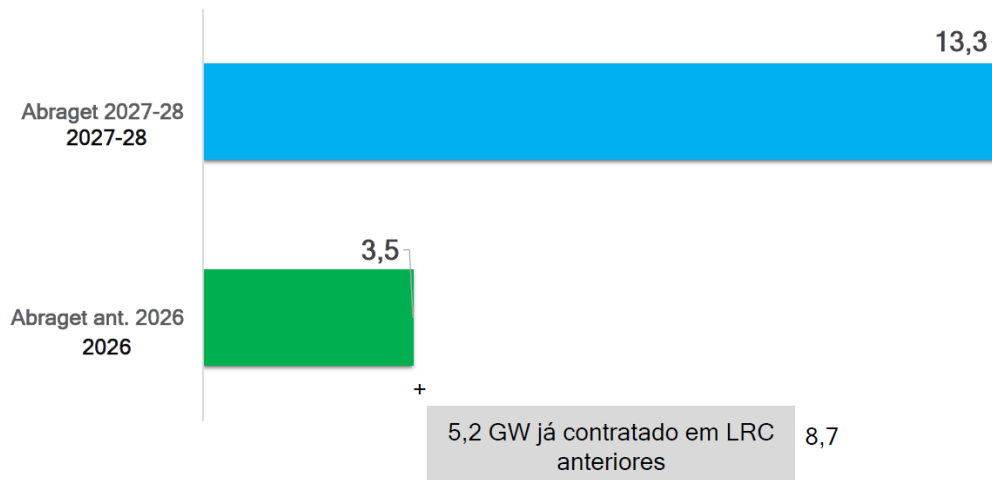
O Sumário Executivo do Plano de Operação Energética, elaborado pelo ONS para o ciclo 2025-2028, com premissas mais atualizadas, mostra violação dos critérios de garantia de suprimento de potência bem mais realistas do que o PDE 2034.

Conforme mostrado nas figuras abaixo (referência PEN 2024 – ONS), o CVaR5% da Potência não Suprida é violado em outubro de 2025, outubro e novembro de 2026, setembro de 2027 a janeiro de 2028, e de setembro a dezembro de 2028. A LOLP é violada a partir de 2026. Os resultados do ONS estão compatíveis com os estudos realizados pela ABRAGET com apoio da consultoria Thymos Energia.



Segundo o PDE 2034, a necessidade de oferta adicional para suprimento aos requisitos de potência se inicia em 2027, chegando à ordem de apenas 5.500 MW em 2028.

Já as simulações da Thymos para a ABRAGET, sinalizam que o requisito de capacidade seria de 13,3 GW para atendimento em 2027 e 2028, sendo que 3,5GW já poderiam ser antecipados para 2026, conforme se observa na figura a seguir.



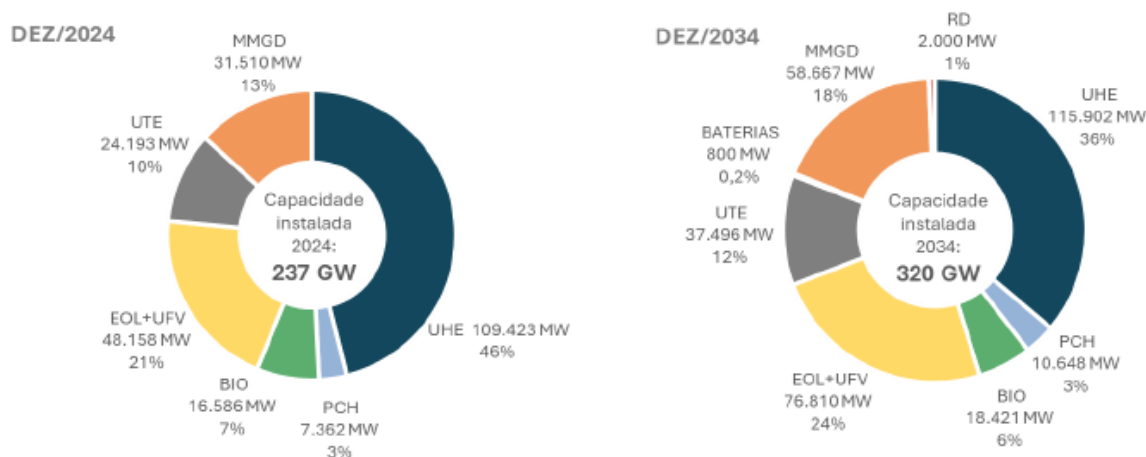
A Tabela abaixo resume as principais diferenças utilizadas nas metodologias da EPE e do estudo da Thymos para a ABRAGET, conforme apresentado e debatido com a EPE em reunião realizada no dia 02 de agosto de 2024.

Descrição do Item	Cenário "What IF" (EPE)	PDE 2034 (EPE)	ABRAGET
Modelo Utilizado	SDDP, com simulação individualizada das usinas hidrelétricas	NEWAVE, aprimorado com novas metodologias e critérios de suprimento de energia e potência	Simulação da disponibilidade probabilística da confiabilidade composta (geração e transmissão).
Granularidade	Representação individualizada	Maior detalhamento na representação de fontes renováveis e carga líquida	Conjunto de Hidrologias selecionadas, curva de produção horária das eólicas e das solares; e sequência de falha e reparo de todas as unidades geradoras hidrelétricas e térmicas.
Critérios de Suprimento	Comparação com resultados do NEWAVE para avaliação dos critérios de suprimento de energia e potência	Introdução de novos critérios de suprimento, considerando variabilidade climática e sazonalidade	Também utiliza LOLP e EPNS, mas de maneira mais rígida. Não considera complemento entre eólica e solar e considera estados n (hidrologia, intermitência renováveis, falha dos componentes) mais conservador (realista).
Patamarização da Carga	Novas patamarizações da carga líquida horária considerando sinergia entre carga bruta projetada e geração	Patamarização da carga com ajustes sazonais e consideração de micro e mini geração distribuída (MMGD)	Balanco de potência multiárea para cada estado n considerando a MMGD de forma estocástica sob três estados de insolação.
Impacto nas Variáveis Operativas	Avaliação com maior granularidade, aderência à realidade operativa	Avaliação detalhada das variáveis operativas com maior aderência à realidade operativa	Consideração variáveis operativas mais conservadoras: hidrologia, confiabilidade composta, e a real complementaridade horária eólica e solar para prover potência.
Consideração de Usinas Termelétricas	Saída de cerca de 16,5 GW de termelétricas no horizonte do PDE, eilecando 8,2 com potencial para retrofit	Mesmo que o PDE 2032, mas o PDE 2034 inclui ajustes em termelétricas GNL e restrições baseadas no histórico.	As térmicas estarão disponíveis quando não estiverem em manutenção forçada ou programada na busca de utilizar toda a disponibilidade de potencia para evitar o corte de carga
Requisitos de Potência	Utilização dos resultados do SDDP para complementar análise do requisito de potência	Requisitos de potência calculados considerando variabilidade climática, sazonalidade e novas tecnologias	Análise sequencial cronológica x anos do espaço de estados da capacidade do sistema. Esse critério garante uma observação de todos os cenários até atingir a convergência dos índices LOLP e EPNS.
Metodologia de Representação	Simulação individualizada, permitindo visão detalhada dos comportamentos de geração e enchimento de reservatórios	Metodologia avançada com foco em novos critérios de suprimento e variabilidade climática	Na análise Probabilística a modelagem adotada para as renováveis segue simulação sequencial (cronológica) utiliza o fator de capacidade regional histórico horário para as simulações do comportamento futuro

IV. Cenário Referência

A Figura 3-21 do PDE 2034 apresenta a configuração do cenário de referência. Pode ser observado que a oferta termelétrica corresponde a cerca de 11% da capacidade instalada total em 2034, esse percentual compreende o acréscimo no Cenário de Referência de 8.000 MW de expansão compulsória de termelétricas a gás natural inflexíveis, em atendimento à Lei 14.182/2021 e manutenção do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda, além de aproximadamente 11.000 MW de usinas sem níveis mínimos de inflexibilidade contratual de geração.

Figura 3-21 - Configuração do Cenário de Referência do PDE 2034 em 2024 e 2034



Comentários da ABRAGET:

O estudo de sensibilidade das UTE da Lei 14.182/2021, mostrou que, ao não contratar usinas térmicas inflexíveis, a expansão ocorre por fontes renováveis e térmicas flexíveis, aumentando a renovabilidade da matriz elétrica e reduzindo as emissões de GEE em 45% ao ano.

A ABRAGET encaminha como contribuição a sugestão para que a EPE realize o estudo de sensibilidade considerando a proposta em discussão no âmbito do Projeto de Lei PL 576/21 (Eólicas Offshore), que propõe a redução do montante de geração termelétrica inflexível para 4,5GW.

Na mesma análise de sensibilidade considerar os benefícios da proposta, como por exemplo: redução do PLD e Encargo do Serviços de Sistema (ESS) por despacho fora da ordem de mérito.

V. Análise da Flexibilidade Operativa no Horizonte Decenal

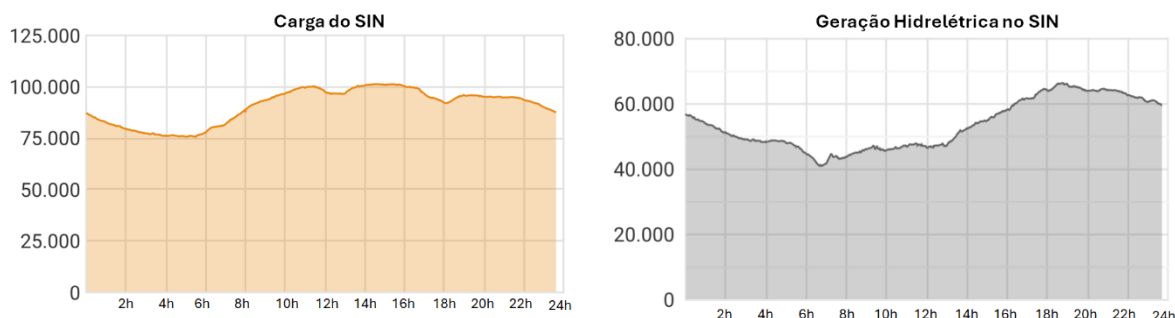
Segundo o documento, a expansão indicada no Cenário de Referência do PDE 2034 é capaz de mitigar os riscos de insuficiência de recursos para atender aos requisitos de flexibilidade.

Comentários da ABRAGET:

O documento do PDE informa que são analisadas, além das rampas horárias, rampas acumuladas durante 4 horas para efeito de comparação das rampas líquidas no horizonte de planejamento.

A ABRAGET entende ser necessária uma análise mais cautelosa para períodos hidrológicos críticos e para dias de elevado calor. Como pode ser observado nos balanços de carga e geração divulgados diariamente pelo ONS, onde a rampa do sistema pode demandar muito mais do que 4 horas diárias.

A figura abaixo apresenta o comportamento da demanda e da rampa de geração hidrelétrica no dia 28 de novembro de 2024 (elevada temperatura).



Observa-se que a demanda máxima praticamente permaneceu constante ao longo de 6 horas, a partir das 11 horas da manhã até às 17 horas. A rampa da geração hidrelétrica foi de aproximadamente 30 GW, em intervalo de duração bem superior a 4 horas de duração. Tal comportamento foi observado em vários outros dias nos anos de 2023 e 2024, período em que o nível dos reservatórios apresentava comportamento longe do crítico.

O próprio PEN 2024 do ONS alerta sobre o aumento significativo nas amplitudes diárias de geração hidrelétrica, coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, tanto centralizados quanto distribuídos, apesar da melhora nas condições hidroenergéticas do SIN (página 15 do Sumário Executivo do PEN - PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2024).

Por fim, a ABRAGET considera que a Resposta da Demanda jamais deveria participar de um projeto de expansão do sistema. Isto porque, na opinião da ABRAGET, o planejamento não deveria supor como um recurso de expansão da geração algo semelhante ao que é o corte da carga. O objetivo do planejamento da expansão é justamente suprir a carga e não cortá-la.

É extremamente importante observar que, no Setor Elétrico Brasileiro, um excepcional esforço tem sido empreendido no sentido de introduzir maciçamente fontes renováveis com baterias, o que, efetivamente, é uma das linhas a serem perseguidas, não obstante as grandes dificuldades que se afiguram.

A ABRAGET considera que uma outra vertente para a Transição Energética, que favorece a permanência de máquinas síncronas no SIN, com efeitos de minimização de Gases de Efeito Estufa (GEE) e maximização da segurança eletroenergética, seria o avanço das tecnologias de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS) e da utilização do Hidrogênio renovável com blending nos combustíveis das termelétricas.

Uma combinação equilibrada dessas duas vertentes poderá nos conduzir a uma Transição Energética eficaz, resultando em um sistema elétrico sustentável e funcional.

VI. Tempo de Construção de novas UTEs

O Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão inclui uma estimativa de tempo médio de desembolso (pág 7).

Os prazos de desembolso para usinas novas, pelo menos para as UTEs tanto em ciclo simples como ciclo combinado, não são razoáveis.

Primeiramente, os prazos regulatórios entre a data dos leilões e a assinatura dos contratos e obtenção das outorgas, são de 6-9 meses.

Além disso, é conhecido do mercado que os fornecedores de turbinas de grande porte têm prazos de entrega da ordem de mais de 24 meses, aos quais é preciso adicionar o tempo de transporte até Brasil. Muitos destes projetos requerem também a expansão da rede de transmissão, o que ocorre a um ritmo diferenciado estabelecido pelo poder concedente, e que não está no controle do desenvolvedor da UTE.

O LRCAP 2021 reconheceu esta realidade, colocando um prazo de 4,5 anos desde a data do leilão até a data de operação comercial. Projetos de ciclo combinado requerem ainda de prazos maiores, da ordem de 12 meses a mais.

Considerando que estamos já em dezembro de 2024, e que ainda não ocorreram os leilões para usinas de capacidade, bem como aqueles atrelados a Lei 14.182, os prazos até a operação comercial de projetos térmicos incluídos no PDE demonstrados nas tabelas Anexo I-5 e Anexo I-6 não poderão ser atendidos. Assim, a EPE deveria revisar estas datas e considerar o impacto ao sistema se estas usinas não entrarem em operação.

Considerar no processo de planejamento de prazos de execução de projetos, aqueles que ainda estão somente na etapa de desenvolvimento e sem contratos de fornecimento assinados, coloca em risco todo o planejamento, porque o mercado não é capaz de reagir na velocidade que o PDE está considerando, o que resultará em importantes déficits na instalação de nova geração, colocando em risco o suprimento futuro de energia e potência de ponta, na medida que aqueles projetos que o PDE considerou que estariam disponíveis em uma certa data não atenderão essas expectativas.

VII. Capacidade de Fornecimento na Malha de Transporte de Gás para as Usinas Atreladas à Lei 14.182

O PDE indica, na seção 7.3.2, que, com relação às demandas indicativas para as usinas termelétricas relacionadas ao atendimento dos dispositivos da Lei nº 14.182/2021, adotaram-se duas premissas distintas.

Para as regiões Sudeste e Nordeste, considerou-se que estas UTEs seriam conectadas à malha integrada, devido à maior infraestrutura de gás natural nessas regiões. Já para as demais regiões, considerou-se que estas UTEs indicativas estariam como sistemas isolados, visto que as localidades ainda não são abastecidas com gás natural ou não se encontram conectados à malha integrada.

Porém, a Lei 14.182 estabelece, no Artigo 20, e o Decreto Nº 11.042, de 12 de abril de 2022, nos artigos 7 e 8, que deverão ser destinados setenta por cento do montante de 1.000 MW, a ser contratado na região Nordeste e a totalidade dos 2.500 MW a ser contratados na região Centro-Oeste, às capitais ou regiões metropolitanas localizadas em Estados que não possuem ponto de suprimento de gás natural, e deverão ser atendidas, no mínimo, duas capitais ou regiões metropolitanas em cada região, que não possuíam ponto de suprimento de gás natural em 13 de julho de 2021.

Assim, 3.200 MW, quase a metade do montante de geração atrelada a Lei 14.182 e incluída no PDE, requererá uma expansão significativa da malha de gás, expansão que ainda não está incluída nos planos atuais de expansão das empresas transportadoras de gás (do Piauí a Maranhão no caso do Nordeste).

O PDE deverá considerar o prazo de construção e ampliação dos gasodutos que será requerido para poder cumprir com os requisitos legais, e só incluir projetos quando for possível implantá-los, uma vez a rede de gás alcance as áreas a localidade que a Lei 14.182 requer que as usinas sejam instaladas.

Sem mais para o momento, a ABRAGET agradece a atenção e se coloca à disposição para esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Presidente