

Consulta Pública nº 62
26 de outubro de 2018 a 27 de novembro de 2018

Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027

Contribuições

Processo nº 48360.000029/2018-66

19 de dezembro de 2018

Sumário

1. Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM)
2. Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA)
3. Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE)
4. Associação Brasileira de Biogás e de Biometano (ABiogás)
5. Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)
6. Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE)
7. Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL)
8. Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET)
9. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)
10. Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE)
11. Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás (CIBiogás)
12. Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN)
13. CPFL Energia
14. Câmara Setorial de Energias Renováveis (CSRenováveis/CE)
15. Enel Brasil
16. Eneva
17. Furnas
18. General Electric do Brasil (GE)
19. Greenpeace Brasil
20. Lalcam-MA Engenharia e Serviços
21. Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)
22. Santander
23. SPIC Brasil
24. União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA)



Of. Nº 058 /18-ABCM

Criciúma/SC, 27 de novembro de 2018.

Ministério de Minas e Energia

Consulta Pública do PDE 2027

A ABCM – Associação Brasileira do Carvão Mineral entidade que representa a cadeia produtiva do carvão mineral gostaria de salientar a importância da consulta pública sobre o PDE 2027, visto que é o documento que traduz a visão do Governo sobre a expansão do sistema até 2027.

Com relação ao texto proposto nesta Consulta Pública, a ABCM gostaria de apresentar as seguintes contribuições.

Pg. 54

Sugerimos nova redação:

Em relação ao carvão mineral nacional, o aproveitamento para novas plantas precisa de um sinal positivo do Governo Federal nas questões de financiamento e tributárias, tornando-as isonômicas quanto ao gás natural.

Por outro lado, além do BNDES outros modos de financiamento podem ser utilizados desde que garantias ou outros mecanismos financeiros possam ser disponibilizados. Para usinas novas a carvão mineral nacional, em face as assimetrias acima descritas, para o Cenário de Referência assumiu-se a premissa de que o desenvolvimento de usinas a carvão para ampliar a capacidade instalada somente será reavaliada após o horizonte decenal, ou seja, no próximo plano decenal.

Entretanto, considera-se a possibilidade de substituição das usinas existentes por usinas mais modernas e, portanto, mais eficientes energeticamente, com menor emissão de GEE e maior controle da emissão de poluentes. A capacidade instalada do parque termelétrico a carvão nacional que era de 1.765 MW considerando a desativação das usinas Charqueadas (72 MW), São Jerônimo (20 MW) e Presidente Médici A e B (446MW), é de 1.227 MW que acrescido de 1.445 MW de empreendimentos a carvão importado totalizam 2.672 MW. Com a entrada em 2019 da UTE Pampa Sul (345 MW), que também utilizará carvão nacional, a capacidade instalada a carvão no SIN será de 3.017 MW.

Cabe salientar que o programa de modernização – substituição – do parque de carvão nacional, deverá contemplar os ganhos de eficiência que traduzem-se em maior competitividade e redução



dos gases efeito estufa. O Programa de modernização deverá usar módulos de 300 MW compatíveis com substituição de plantas menores e com a maior integração com a intermitência existente no subsistema sul. O Programa de modernização, ao substituir 1.395 MW do parque atual, na modulação acima citada e preservando a produção de carvão nas regiões mineiras, seria de 1.800 MW fornecendo energia até 2027 de forma competitiva.

Quanto ao financiamento, a busca de maior eficiência e redução dos gases de efeito estufa no Programa de Modernização, justificam a participação do BNDES no financiamento do programa.

Na tabela 3.2 deve-se salientar que as Unidades de Presidente Medici A e B foram desativadas conforme o documento da ANEEL ao MME.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 857, DE 17 DE ABRIL DE 2018.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48100.000932/1997-75, decide recomendar ao Ministério de Minas e Energia – MME extinguir as concessões das Usinas Termelétricas Nutepa, Presidente Médici e São Jerônimo localizadas, respectivamente, nos municípios de Porto Alegre, Candiota e São Jerônimo, estado do Rio Grande do Sul, outorgadas à Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - Eletrobras CGTEE.

Portanto essas unidades não devem ser consideradas no PDE 2027, quanto a disponibilidade de energia e nem de potência.

No momento não há comentários adicionais. Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,

Fernando Luiz Zancan
Presidente da Associação Brasileira do Carvão Mineral – ABCM

São Paulo, 27 de novembro de 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME
Exmo. Sr. Wellington Moreira Franco
Ministro de Estado

Ref.: Consulta Pública nº 62 de 2018 sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027.

Senhor Ministro,

A Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, na qualidade de representante do setor, vem, respeitosamente, por meio desta missiva, externar suas preocupações, pontos de atenção e congratulação no que se refere ao conteúdo disponibilizado em consulta pública através dos tópicos abaixo.

Necessidade de potência e atendimento à ponta

É evidente a necessidade de aprimoramento da operação do sistema elétrico brasileiro através da adoção de recursos para atendimento à demanda de ponta de energia, principalmente, com a recente crise hidrológica e a crescente inclusão de geração variável no Sistema Interligado Nacional – SIN, fato inclusive identificado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS em seu Plano da Operação Energética 2018/2022 (PEN 2018).

Da mesma forma, o atendimento à ponta é preocupação onipresente ao PDE 2027, sendo a contratação de usinas termelétricas a ciclo aberto seguidas por tecnologias de armazenamento, como aquelas encontradas nas hidrelétricas reversíveis e nas baterias, a solução descrita para esse decênio.

No entanto, cientes da crescente competitividade das fontes renováveis e exultantes do mérito a estas conferido na projeção da expansão contida no PDE 2027, entendemos que o potencial das renováveis não pode deixar de ser considerado também no atendimento da necessidade por potência. Hoje, estão em pauta discussões que aperfeiçoam a utilização do potencial destas fontes através da possibilidade de contratação de parques híbridos, a busca da separação entre lastro e energia além da valoração desses componentes e a adoção do preço horário. Os temas citados são simbólicos exemplos do aperfeiçoamento ao qual a geração renovável, sobretudo aquelas de origem eólica e solar, está sujeita.

Já conhecidos os benefícios que a competição entre diferentes tecnologias pode trazer no curso da averiguação da melhor solução a ser empregada ao sistema, considerando ainda aprimoramentos regulatórios a que hoje o setor está sujeito e a evolução prevista da metodologia que define os resultados do PDE, sugerimos, inicialmente, que não sejam taxativas as tecnologias descritas no plano, de forma que todos os quadros, figuras e termos sejam nomeados igualmente ao PDE 2026 como “ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA”.

Sugerimos ainda, a fim de que não só as fontes supracitadas passem a ser refletidas na projeção de atendimento de ponta, que o PDE 2027 detalhe em um box explicativo os seus planejamentos para aperfeiçoamento da metodologia atual. Além das pontuações que a Empresa de Pesquisa Energética – EPE já deve dispor, solicitamos acrescentar a indicação de um formato de atendimento à requisitos de potência similar ao disponibilizado também em consulta pública para o previsto leilão no sistema isolado de Roraima em que um “Produto Potência” possa ter representatividade das fontes renováveis pelo desenvolvimento de soluções inovadoras com a presença de fontes variáveis associadas à outras fontes variáveis ou fontes não variáveis ou até com

armazenamento. A intenção dessa proposição é garantir a segurança energética e requisitos de atendimento de potência e, portanto, à ponta usufruindo de tecnologias híbridas e sistemas diferenciados.

Contribuição de potência das fontes de energia

Assim como demonstrado para energia solar fotovoltaica na análise de sensibilidade "CASO 5", solicitamos que seja explicitado o fator de contribuição de cada fonte de energia para capacidade/potência em valores quantitativos. Essa disponibilização será extremamente benéfica aos agentes que poderão ter maior clareza das premissas utilizadas e também poderão investir em estudos para melhora de capacidade de cada tecnologia.

Ainda, sugerimos que o dado seja demonstrado por mês e por unidade federativa, quando couber, dado que os recursos renováveis têm comportamentos distintos distribuídos nas diferentes regiões.

Planejamento da expansão do sistema de transmissão – envelhecimento e fortalecimento da rede

O planejamento da expansão do sistema de transmissão nacional deve promover o transporte adequado de energia entre as diversas subestações, com a entrada de novos equipamentos (subestações, linhas de transmissão, transformadores, etc.), mas também deve procurar aliviar o carregamento e possíveis cortes que ocorrem na rede existente.

Possíveis inadequações das práticas tradicionais de planejamento da expansão da transmissão no atual ambiente de mudança de diversidade das fontes geradoras são uns dos principais desafios para o planejamento da transmissão. A incorporação de novos sistemas de corrente contínua em alta tensão (CCAT), sistemas de geração térmicos, solar fotovoltaico e eólicos vem aumentando a utilização da capacidade de transmissão das linhas existentes.

Dessa forma, reforça-se que o cronograma de manutenção e modernização das subestações e linhas de transmissão deve ser planejado com base na disponibilidade de fontes alternativas e adequação da instalação de transmissão. Portanto, o planejamento da rede deve ser desenvolvido com a devida consideração em aumentar a margem da capacidade de transmissão para facilitar o agendamento de manutenção e modernização das instalações existentes, já que atualmente a modernização de subestações existentes esbarra na incapacidade de o sistema existente conviver com indisponibilidades de linhas de transmissão, transformadores, capacitores série, etc.

Brevemente citado no PDE 2027, o envelhecimento do sistema de transmissão é uma realidade crítica e tende a se intensificar no curto prazo. Tal constatação deveria, portanto, assegurar que esforços estivessem sendo fortemente envidados na substituição da infraestrutura já em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão não sofra nenhuma contingência por sua caducidade e possa operar com níveis de confiabilidade adequados.

Considerando o exposto, no que tange o estresse do sistema atual de transmissão, sugerimos que a EPE deixe mais enfatizado o tema neste PDE se comprometendo a, em parceria com o ONS, publicar no primeiro trimestre de 2018 uma Nota Técnica específica e detalhada contendo a idade do sistema de transmissão e a necessidade de expansão, reforços e substituições necessárias para autorização e licitação em prazo crível e sem riscos para a prestação segura de serviços do sistema de transmissão. As avaliações que definem uma dada alternativa de transmissão devem contemplar todos os possíveis problemas para a rede existente, advindos da entrada em operação de novas linhas, transformadores e subestações.

Planejamento da expansão do sistema de transmissão – proatividade e reconhecimento de potenciais renováveis

Desde 2013, a transmissão se configura como um dos grandes gargalos que adiciona enorme risco aos investimentos e freia a expansão da geração no sistema elétrico Brasileiro. Por mais que seja perceptível a melhora nas considerações metodológicas utilizadas pela EPE, que passou a desenvolver um planejamento proativo com base nos empreendimentos que têm sido cadastrados nos leilões regulados; atualmente percebe-se uma necessidade premente de que também sejam considerados os potenciais que são destinados ao chamado mercado livre. O referido potencial já é de conhecimento da EPE que realiza estudos permanentes a respeito das regiões onde são encontrados os melhores potenciais eólicos, utilizando-se de dados advindos do Sistema de Acompanhamento das Medições Anemométricas – AMA, por exemplo.

Nesse contexto, damos luz à um pedido já realizado a este ministério através da carta CT – 0035/17 (ANEXA) com a descrição do sistema de transmissão necessário para escoamento do potencial eólico na Área de Proteção Ambiental (APA) e Parque Nacional (PARNA) Boqueirão da Onça, onde ressaltou-se que:

“(a) a linha de transmissão, 500kV, Juazeiro III/Ourolândia, será implantada ao sul do PARNA, resultando em imprescindível necessidade de corredor, de pelo menos 500m de largura para linhas de transmissão, atravessando o Parque de forma a atender o escoamento da energia dos projetos eólicos que se encontram ao norte; (b) em razão das grandes distâncias do centro de gravidade dos projetos eólicos da área em consideração para os pontos de conexões atuais mais próximos (Sobradinho, Juazeiro III e Ourolândia), bem como considerando tanto a capacidade de escoamento, quanto o potencial eólico envolvido, faz-se necessário que a Empresa de Pesquisa Energética – EPE considere, no horizonte 2021, a implantação de uma subestação no âmbito do SIN, derivada da linha de transmissão supracitada, e, no horizonte 2024, uma revisão do sistema regional na área de interesse.”

Em adição, foi enviado o ofício CT – 0024/18 (ANEXA) para a EPE cujo objetivo é o pleito aqui descrito acerca dos reforços no sistema de transmissão para potenciais eólicos não cadastrados nos leilões.

Certos de contar com a atenção de V.Sa. diante de tema de grande relevância para o desenvolvimento do setor, agradecemos pela oportunidade ao tempo que nos colocamos à disposição.

Atenciosamente,

Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica

CT – 0035/17

São Paulo, 16 de agosto de 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME
Exma. Sra. Verônica e Silva Sousa
Chefe da Assessoria Geral de Meio Ambiente (Substituta)
Esplanada dos Ministérios, bloco “U”
70065-900 – Brasília - DF

Ref.: Área de Proteção Ambiental (APA) e Parque Nacional (PARNA) Boqueirão da Onça - Processo 48330.000562/2017-02.

Prezada Senhora,

Antes de tudo, agradecemos a oportunidade de a ABEEólica manifestar-se acerca de tão relevante processo de cunho de preservação ambiental que se coaduna com a produção de energia eólica, limpa e renovável. Nossa compreensão é que a existência dos aproveitamentos eólicos são, em verdade, uma proteção às reservas ambientais, na medida em que impõem controle da área, evitando agressões que afastam ou impactam as espécies com queimadas, matanças, dentre outros. Ademais, os aproveitamentos eólicos representam trabalho e renda, desenvolvimento social e tecnológico para as comunidades, particularmente na sofrida região do sertão nordestino.

Ressalte-se, por oportuno, que o projeto do Parque Boqueirão da Onça, acalentado desde 2009, insere-se em uma das regiões de melhor qualidade de vento do Brasil, representando potencial energético de grande porte, partilhado por diversas empresas, em sua grande maioria, com medição anemométrica madura e que indica uma capacidade de potência instalada da ordem de 5 GW, o equivalente a quase duas usinas hidrelétricas de Xingó ou cinco Usinas de Sobradinho, por exemplo.

Dentro desse contexto, entendendo a importância dos empreendimentos eólicos para o desenvolvimento sustentado do estado, o Governo da Bahia instituiu um fórum, denominado de *Agenda Positiva de Energias Renováveis*, congregando investidores, prestadores de serviço, técnicos da área de meio ambiente e representantes da sociedade organizada que, periodicamente reunidos, discutem a ampliação de produção de energia limpa e renovável, com foco em energia eólica e solar.

O projeto do Parque do Boqueirão da Onça foi um dos tópicos abordados no âmbito da Agenda Positiva de Energias Renováveis durante vários anos, devido à complexidade na definição de um adequado ponto de equilíbrio entre geração de energia eólica e restrição ambiental, resultando na decisão do Governo do Estado da Bahia, em julho próximo passado, da aprovação e envio ao Ministério de Meio Ambiente (MMA) de uma poligonal (Anexo I) para o Parque do Boqueirão da Onça (PARNA) que, no entendimento daquele Governo, concilia os interesses do desenvolvimento da energia eólica e da preservação ambiental.

Feitas essas considerações, a ABEEólica informa não possuir qualquer óbice à criação do PARNA e da APA, entendendo a necessária atividade de preservação ambiental. Dentro desse contexto, cumpre-nos tecer os comentários a seguir.

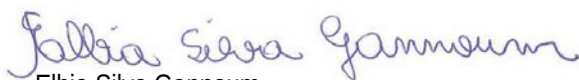
Antes de tudo, faz-se necessário garantir os avanços conseguidos com a proposta aprovada pelo Governo do Estado da Bahia, por ele consubstanciada através da manifestação encaminhada ao MMA na forma da poligonal apresentada no Anexo I. Para tanto, é imprescindível que as observações dispostas na “Figura Ilustrativa de Sobreposição do Shape do MMA com Shape da SEMA-BA” (Anexo II.1), encaminhada por V. Sa., bem como no Anexo II.2, sejam consideradas pelo MMA, deixando, portanto, patente que, de forma compatível com a poligonal aprovada pelo Governo do Estado da Bahia: *(i) a Área I não deve ser considerada nem PARNA nem APA; e que (ii) a Área II deve ser considerada parte integrante da APA.* Adicionalmente à poligonal aprovada pelo Governo da Bahia, sugere-se, a pedido da Casa dos Ventos e Casa Forte, que a *Área III, disposta no Anexo III, correspondente a apenas 4.300 hectares (o equivalente a 1,2% do PARNA), também seja entendida como parte integrante da APA,* de forma a aproveitar excepcional potencial energético verificado na área ampliada. Da mesma forma, a Renova Energia, sugere que a Área IV, indicada também no Anexo III, com 3.800 hectares de extensão, também seja considerada como parte integrante da APA.

Em assim sendo, a fim de consolidar tais avanços até então conseguidos junto àquele Governo, solicitamos que o MME, em defesa da exploração do potencial elétrico eficiente da região em apreço, encaminhe os citados comentários ao MMA, principalmente de forma a evitar eventual involução da poligonal aprovada por aquele Estado após anos de discussão com os empreendedores do setor elétrico.

Adicionalmente, a ABEEólica, ao tempo em que se posiciona favoravelmente à proposta da criação de Unidades de Conservação de Proteção Integral (PARNA), cominada com outra de Uso Sustentável (APA), solicita que o Ministério de Minas e Energia (MME) atue para que: (i) se preserve o maior volume de projetos eólicos na região, da forma como aqui apresentada; (ii) se permita a implantação de unidades geradoras na zona de amortecimento, sendo certo que serão atendidas as condicionantes ambientais que garantam o mínimo impacto ambiental; e (iii) os licenciamentos ambientais se deem em prazos hábeis, evitando atrasos dos projetos e consequentes prejuízos aos empreendedores na região.

Por fim, mas não menos importante, ressalta-se questão de cunho absolutamente essencial, referente à necessidade de infraestrutura de transmissão para escoamento do potencial eólico em apreço. Nesse sentido, ressalta-se que: (a) a linha de transmissão, 500kV, Juazeiro III/Ourolândia, será implantada ao sul do PARNA, resultando em imprescindível necessidade de corredor, de pelo menos 500m de largura para linhas de transmissão, atravessando o Parque de forma a atender o escoamento da energia dos projetos eólicos que se encontram ao norte; (b) em razão das grandes distâncias do centro de gravidade dos projetos eólicos da área em consideração para os pontos de conexões atuais mais próximos (Sobradinho, Juazeiro III e Ourolândia), bem como considerando tanto a capacidade de escoamento, quanto o potencial eólico envolvido, faz-se necessário que a Empresa de Pesquisa Energética – EPE considere, no horizonte 2021, a implantação de uma subestação no âmbito do SIN, derivada da linha de transmissão supracitada, e, no horizonte 2024, uma revisão do sistema regional na área de interesse.

Atenciosamente,



Elbia Silva Gannoum
Presidente Executiva

CT – 0024/18

São Paulo, 18 de maio de 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

Sr. José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar - Centro
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Ref.: Reforços no sistema de transmissão para potenciais eólicos não cadastrados nos leilões da EPE como, por exemplo, potencial no Parque Nacional do Boqueirão da Onça.

Senhor Superintendente,

A ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica, instituição que congrega mais de 100 empresas pertencentes a toda a cadeia produtiva de energia eólica no País, e que tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa indústria no País, vem, respeitosamente, expor suas considerações sobre o assunto em referência.

Trata o presente documento de encaminhamento de estudos, no sentido da verificação, e eventual adequação por parte desta EPE, da capacidade de escoamento do SIN – Sistema Interligado Nacional de representativo potencial eólico na região sul do Lago de Sobradinho, estimado em valores superiores a 3 GW de potência instalada, porém, desconhecido da EPE em razão do não cadastramento em leilões de energia. A criação do Parque Nacional do Boqueirão da Onça estimulou a retomada do processo em apreço sem a qual não havia garantia de que grande parte das áreas com medições anemométricas maduras seria liberada para implantação de empreendimentos eólicos.

Em face do potencial eólico de qualidade acima da média naquela região e do interesse demonstrado por alguns desenvolvedores, a ABEEólica tem se dedicado às ações, inclusive junto ao MMA – Ministério de Meio Ambiente em 2017/2018 que visem ao aproveitamento do potencial energético da região, mantendo a preservação das áreas de interesse do setor elétrico.

1. Contextualização

Das informações colhidas no âmbito da Associação, verifica-se que a área ao longo do lado sul do Lago de Sobradinho, possui potencial eólico de alta qualidade, onde as velocidades médias medidas apresentam valores muito acima da média do Nordeste, que é de aproximadamente 9 m/s. Observam-se meses do ano com valores em torno de 12 m/s e, no caso do turno noturno, verifica-se média acima de 13 m/s. Além da referida velocidade de vento, as medições apontam para um recurso energético de alta qualidade: baixa turbulência, alta concentração da distribuição de frequência da velocidade, baixa dispersão da ocorrência na direção do vento.

Ocorre que a concreta disponibilização dos projetos resultantes dessas áreas e, portanto, dos seus cadastramentos em leilões, enfrentava duas questões relevantes para se viabilizarem, dado que a medição anemométrica, demonstrando o imenso potencial, já se encontra pacificada: (i) o impacto da criação do Parque Nacional do Boqueirão da Onça, que guardava uma preocupação do quanto do potencial eólico poderia ser reduzido; e (ii) a consecução da regularização fundiária de ampla quantidade de áreas de posse, sem dúvida uma questão relevante dada a extensão territorial do Estado da Bahia e o grande volume de terras devolutas. Ainda assim, cumpre ressaltar, desde logo, a existência de projetos já com Licenças Prévias emitidas e/ou em processo de emissão, ficando a critério dos empreendedores dar conhecimento ou não à EPE.

A criação do Parque Nacional do Boqueirão da Onça (PARNA) e da Área de Preservação (APA) associada ocorreu em 06.04.2018 por meio da edição de dois Decretos, 9.336/2018 (Parque Nacional do Boqueirão da Onça) e 9.337/2018 (Área de Proteção Ambiental do Boqueirão da Onça). A participação harmônica dos diversos e legítimos interesses, norteadas pelo Governo do Estado da Bahia, MME – Ministério de Minas e Energia e MMA, resultou em processo em que ficaram otimizados os esforços para proteger o meio ambiente, preservando de forma equilibrada o aproveitamento do potencial eólico da região, ficando, inclusive, definida uma faixa de passagem para implantação de linha de transmissão atravessando o PARNA, de forma a permitir o escoamento da energia gerada no lado norte do referido parque, de cerca de 1,5 GW.

A questão da regularização fundiária, por sua vez, está sendo tratada em caráter prioritário e com grande intensidade pelo Governo do Estado da Bahia, com o projeto denominado de “Corredor de Vento”, cujo processo está bastante avançado.

Isso significa dizer que, a curto prazo, no horizonte máximo de um a dois anos, deverão ser disponibilizados para venda no mercado mais de 3 GW de potência instalada, de origem eólica, como dito, de alta qualidade, tornando importante a verificação da correspondente adequação do SIN.

2. Qualidade de Vento da Região

Para demonstrar a relevância do recurso eólico disponível na região, recorre-se à correspondência CT - 0001-18, encaminhada ao MME pela ABEEólica, em 09.01.2018 (Anexo I), para reapresentar, na figura abaixo, dados de medição de alta qualidade, com maturidade de mais de 3 anos, de forma a exemplificar como a velocidade média do vento medida comprova sua distinção em nível nacional.

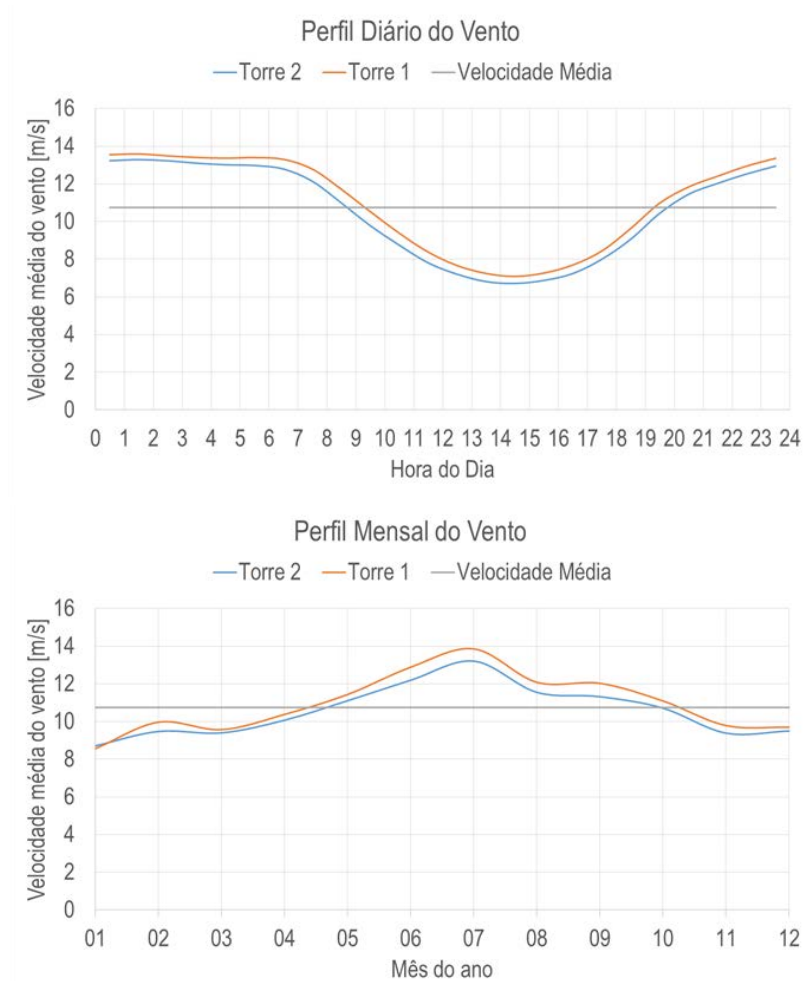


Figura: Características da velocidade do vento medida na região de Sento Sé.

De acordo com as medições disponíveis, além das excelentes velocidades médias medidas, vale enfatizar a alta qualidade do recurso energético, com baixa turbulência, alta concentração da distribuição de frequência da velocidade e baixa dispersão de ocorrência na direção do vento.

Trata-se, pois, de vento de alta qualidade energética que se reverterá em benefício da sociedade, eis que quanto mais eficiente a produção dos parques, menor o custo da energia e, conseqüentemente, menor o preço para o consumidor final.

3. Formalização do Potencial e das Respectivas Áreas junto ao MME e MMA

A ABEEólica congrega vários empreendedores inclusive em ambiente concorrencial e, por conseguinte, as correspondências emitidas em âmbito institucional são sempre disponibilizadas e comentadas abertamente pelos associados ou grupo de associados interessados, o que não impede que em caráter pessoal, empreendedores individuais entrem em maiores detalhes de projetos com a EPE, se assim for necessário.

No caso em tela, a ABEEólica emitiu para o MME as correspondências CT - 0035 - 17, de 16.08.2017, e CT - 0001 - 18, de 09.01.2018, cuja cópias anexamos para pronta referência (Anexo II e Anexo I, respectivamente). Adicionalmente, a associação encaminhou e-mails ao MME, com autorização das empresas, de forma a fornecer em detalhes as informações individuais, necessárias para possibilitar a defesa daquele Ministério perante o MMA.

Nesse contexto, com base em todo o material recebido e guardando sigilo das identidades empresariais, o MME emitiu a Nota Técnica 35/2017/AESA/SE, processo 48330.000562/2017-02, cuja cópia anexamos para pronta referência (Anexo III), de forma a conferir a formalidade espacial dos projetos e a totalização do potencial nela revelado, de cerca de 3 GW de potência instalada.

Assim, cumpre, desde logo, ressaltar que nos citados documentos esta associação já houvera apresentado formal e detalhadamente uma avaliação do importante potencial em apreço ao MME. Ressalte-se, por oportuno, que consoante o que dispõe o item 4.27 da referida Nota Técnica, a EPE foi solicitada a posicionar-se, e assim o fez, sobre a necessidade da previsão para a faixa de passagem da linha de transmissão atravessando o PARNA do Norte para o Sul.

Faz-se, ainda mister, explicitar que, no mesmo posicionamento (item 4.27), a EPE desconhecendo a existência de tal potencial, em razão de os projetos não terem sido cadastrados em leilão, informou:

“Não existem no momento estudos realizados pela EPE para expansão do sistema de transmissão da Rede Básica na região do PARNA, uma vez que, com a entrada em operação de todas as obras de transmissão já recomendadas pela EPE, há ainda significativa margem para escoamento de novos empreendimentos na região. Nenhuma dessas obras de transmissão apresenta interferência com a área do futuro PARNA (grifamos)”.

Nesse contexto, desde logo, observa-se a necessidade de tratar de uma forma geral a questão atinente ao potencial eólico não cadastrado, o que será focado no item a seguir. Importante, no entanto, é enfatizar que o potencial referido possui medição madura, tendo cerca de 85% dos projetos com Licença Prévia emitida ou já protocolada no órgão ambiental ou, ainda, em fase final de desenvolvimento dos estudos ambientais. A título de exemplificação, e com a autorização de um dos investidores, apresentamos no Anexo IV

4. Base de Dados para Utilização no PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

O presente processo estimulou o Conselho de Administração da ABEEólica a colocar em pauta a discussão sobre a definição de mecanismo que possibilite dar conhecimento tempestivo à EPE dos potenciais eólicos, cujos parques não tenham sido eventualmente cadastrados para participação em leilões.

O assunto será motivo de discussão aprofundada, em espectro geral, de forma a tornar possível debate com a EPE oportunamente.

5. Estudos Elétricos do Regional Sobradinho/Juazeiro III/Senhor do Bonfim/Ourolândia

Com o objetivo de contribuir de forma proativa na questão, foi desenvolvido estudo elétrico pela ANDESA – Consultoria em Sistemas de Energia Elétrica, cujos relatórios já foram submetidos a V. Sa. como referência, os quais encontram-se dispostos no Anexo IV para pronta referência, indicando, em resumo, que a implantação de uma segunda linha de transmissão, em 500kV, ligando Juazeiro III a Ourolândia, incluindo uma subestação seccionadora 500/230kV, melhora significativamente o atendimento à SE Ourolândia, além de permitir o escoamento do potencial eólico desenvolvido na área ao longo do Lago de Sobradinho.

6. Conclusão

Conforme é do conhecimento de V. Sa., o Brasil e, particularmente, o Nordeste, têm vocação para a produção de energia renovável, tendo a energia eólica o maior gradiente de crescimento e que assim se manterá por algum tempo, seja por sua abundância, seja pelo preço altamente competitivo, seja pelo seu crescente fator de capacidade que otimiza o sistema de transmissão.

Assim, por tudo o quanto exposto, ao ratificar a existência de potencial de cerca de 3 GW de potência instalada, que deverão estar disponíveis para o mercado no horizonte de um a dois anos, solicitamos considerar a necessidade de reforço no SIN, de forma a permitir o escoamento, no horizonte 2022/2023, de mais de 3 GW de potência instalada na região em apreço, além, portanto, do montante atualmente visualizado pela EPE.

Por fim, ao renovar os nossos protestos de estima e consideração e nos colocar à disposição para eventuais complementações que se fizerem necessárias, subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Elbia Gannoum

Presidente Executiva

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 062/2018 DO MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA

A Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições para a Consulta Pública (CP) nº 062/2018, que trata do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027.

1. INTRODUÇÃO

Os estudos necessários para elaboração de um plano de expansão são complexos, intensivos em análises/simulações e podem conter avaliações de características intangíveis. A melhoria contínua da EPE, a maturidade do setor, a disponibilidade de recursos tecnológicos e a existência de um mercado de energia possibilitam aprimorar os estudos, aumentando a robustez e a importância do PDE. Existe expectativa dos agentes de que a EPE se mantenha na busca por aprimoramentos de metodologias e ferramentas adicionais, a exemplo do MDI. Nessa perspectiva, a ABIAPE tece comentários destinados a fomentar discussões acerca de novas oportunidades de aprimoramentos. Assim, espera-se que esta contribuição não seja tratada pelo MME e a EPE como uma recomendação de implementação, mas como sugestão de temas para discussão.

2. A ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

“Qual é a cadeia de valor do SEB?”

A Lei 9.648, de 1998, alterou o modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), abandonando a estrutura verticalizada e adotando um mercado, onde, os elos da cadeia de valor do SEB foram rearranjados, tornando a sinalização econômica o motor de decisões.

Parece razoável que os elos da cadeia de valor do modelo de mercado sejam recorrentemente avaliados para fins de consideração nos estudos de expansão. Com objetivo de ilustração e de forma simplificada, a cadeia de valores do ambiente de mercado é composta por:

- Mercado: onde ocorre o encontro das curvas de oferta e demanda (ainda que no paradigma *tight pool*). Esse elo corresponde ao mercado físico e à formação de preços da CCEE (que resulta em PLD e ordem de mérito de mercado) e contém basicamente duas partes: o MCP (cujo valor econômico é o PLD) e os contratos bilaterais (cujo valor econômico é o PLD mais prêmio).
- Logística: corresponde aos esforços de operação em si, basicamente composta pelos desvios da ordem de mérito do mercado e os serviços ancilares. Caso a

operação seja diferente da ordem de mérito do mercado¹, ou seja necessário prover algum serviço ancilar, prejuízos adicionais serão observados pelos agentes. Observe-se que nem todos esses prejuízos são repassados ao consumidor na forma de encargos – alguns permanecem com os geradores na forma de custos de oportunidade, os quais também contribuem para a cobertura dos custos com a infraestrutura de transmissão via TUST.

- Infraestrutura: sistemas de transmissão e distribuição.

Com o objetivo de avaliar a ordem de grandeza do valor de cada elo da cadeia, são detalhados na figura abaixo custos correspondentes ao mês de setembro de 2016. A figura conta com simplificações, tais como: desconsideração dos prêmios sobre os contratos bilaterais, consideração de somente um tipo de serviço ancilar (a Reserva de Potência Operativa – RPO), o custo da distribuição foi descartado (por não ser variável primal dos estudos da EPE), entre outras.

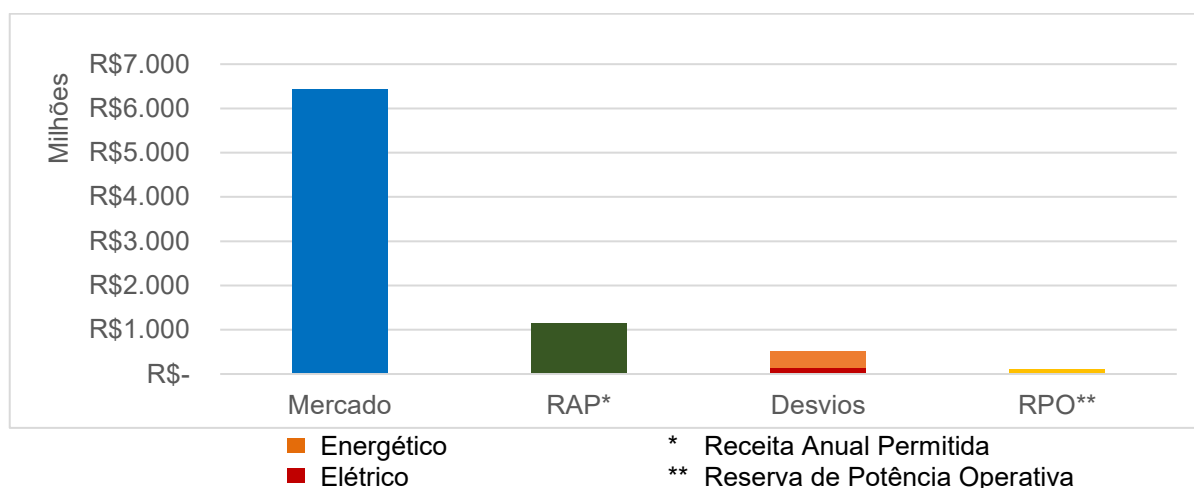


Figura 2.1 – Composição de custos do SEB² – setembro de 2016³.

¹ Uma parte dos desvios da ordem de mérito decorre de diferenças entre a modelagem do mercado na CCEE e a real disponibilidade do sistema de transmissão. Uma vez que a modelagem na CCEE é consequência de escolhas de *market design* (garantir liquidez, reduzir poder de mercado e práticas anticompetitivas etc), deve ser entendida como premissa para os estudos de expansão, operação e mercado. Sugere-se, portanto, considerar, para efeito de estudos de expansão, os desvios causados por outras questões.

² Foram desconsiderados os custos com distribuição.

³ PLD médio de R\$ 149,18/MWh.

A análise da figura permite observar que:

- o mercado representa o maior valor do SEB, com cerca de 6,5 vezes o valor da RAP, segundo item de custo mais elevado. Adicionalmente, vale lembrar que quase a totalidade do pagamento da geração das usinas é realizada via contratos bilaterais (não via MCP ou pela política de operação). Note-se que o valor dos contratos bilaterais contempla um prêmio, o qual pode ter ordem de grandeza semelhante ao da RAP⁴, a depender do risco percebido pelo mercado;
- os desvios da ordem de mérito tiveram valor correspondente à metade do custo com a RAP. Foram considerados os desvios do tipo *constrained-on* (para termelétricas) e *constrained-off* (para termelétricas e hidrelétricas), sendo as demais combinações desconsideradas, a título de simplificação;
- o valor da Reserva de Potência Operativa (RPO) representa o valor do custo de oportunidade das usinas participantes do programa. Para a montagem do gráfico, considerou-se que uma geração hidrelétrica relativa a 5%⁵ da carga foi frustrada (o valor econômico corresponde à diferença entre o PLD e o PLDx);

3. MOTIVOS PARA EXPANDIR

“Quando é aceitável expandir?”

Os agentes desejam implantar toda a ação que substitua um custo da cadeia de valor por um outro de valor inferior, desde que se respeitem contratos e a recuperação de custos fixos. A título de ilustração, caso a expansão necessária para anular os desvios da ordem de mérito do MCP que resultam em encargos de razão elétrica e energética custe menos do que R\$ 500 milhões por mês (Figura 2.1), a expansão é justificada.

Outro exemplo interessante é a separação de preços entre submercados, que retira liquidez e agrega risco à comercialização (elevando os prêmios sobre os contratos bilaterais, elo mais custoso da cadeia de valor do SEB). Portanto, minimizar a separação de preços entre submercados traz benefícios ao mercado, embora sua quantificação seja difícil. Esse exemplo ilustra a existência de benefícios intangíveis ou de difícil quantificação que podem ser obtidos como consequência de expansão. Outras questões com tais características são liquidez, possibilidade de poder de mercado/práticas anticompetitivas, riscos regulatórios etc.

⁴ Considerando que tal prêmio seja de 5% do PLD e o giro dos contratos seja de três vezes.

⁵ A REN 822/2018 ampliou esse valor de modo a abarcar a intermitência das usinas eólicas nos submercados Sul e Nordeste.

Desse modo, a expansão constitui ação razoável sempre que resulte em benefícios líquidos sobre a cadeia de valor do setor, podendo ser quantificáveis ou não.

4. INDICADORES PARA ACOMPANHAMENTO EX-POST

“Os benefícios para a cadeia de valor do SEB que foram quantificados ou elencados na ocasião dos estudos de expansão são verificados após a expansão ter sido realizada?”

“Que aprendizados podem ser obtidos das divergências entre os benefícios esperados na ocasião dos estudos e os verificados?”

É do interesse dos agentes a existência de ferramentas que permita avaliar se os benefícios quantificados para cada equipamento planejado, no plano de expansão, são verificados em sua vida útil econômica. Sugere-se estabelecer indicadores que permitam realizar tal avaliação, além de possibilitar uma análise de “lições aprendidas”.

5. INDICAÇÕES DE POSSÍVEIS EXPANSÕES

Sugere-se ao MME e à EPE o aprimoramento do conjunto de informações, em especial aquelas relativas à operação e ao mercado, que possibilitem identificar custos ou fragilidades na cadeia de valor, o que poderia indicar oportunidades de expansão. Como exemplo, sugere-se a produção de relatório pela CCEE e ONS contendo a ordem de mérito do mercado, seus desvios (tanto positivos quanto negativos) e a causa destes, incluindo os equipamentos ou localizações da transmissão que consistem em gargalos ou pontos fracos do sistema.

6. CONCLUSÃO

A contribuição ora apresentada consiste em reflexões sobre a importância de alguns temas para os estudos de expansão: (i) análise da cadeia de valor do setor (em especial mercado e logística, em complementação à clássica minimização do custo de operação), (ii) verificação da compatibilidade dos benefícios quantificados na ocasião do estudo de expansão com a real performance dos equipamentos e (iii) informações de performance do mercado e da operação que podem fornecer indicações de equipamentos/regiões que podem ser priorizadas nos estudos de expansão. A reflexão também aborda os elos da cadeia que podem ser percebidos ou tratados como intangíveis, mas que podem ter grande relevância para o SEB.

As reflexões apresentadas nesta contribuição parecem, além de ter mérito, estar alinhadas com o novo governo, que se vem se posicionando como liberal e pró-mercado.

Ofício 023/2018

São Paulo, 27 de novembro de 2018.

Ao: Ministério de Minas e Energia (MME)

Referência: Consulta Pública no. 62/2018

A Associação Brasileira do Biogás e do Biometano (ABiogás), que congrega 52 empresas integrantes da cadeia de valor do biogás/biometano, tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade desse energético estratégico na matriz brasileira de energia, tendo como foco de atuação as instituições que fazem a política, regulação e o desenvolvimento de mercado do setor, e vem, respeitosamente, congratular a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) pela abertura de mecanismo público para discussão das importantes mudanças contempladas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027).

O objetivo das proposições aqui listadas é, especialmente, continuar o processo de sensibilização das entidades envolvidas no PDE 2027 sobre a importância do biogás tanto no setor de energia elétrica como no de biocombustíveis; tendo em vista, não somente seu grande potencial de produção, geração de empregos e crescimento econômico aliados à destinação final adequada de resíduos orgânicos, mas também os últimos avanços do Governo Federal em relação às Políticas de incentivo às fontes renováveis, em especial o biogás/biometano.

Agradecemos, também, o atendimento a solicitação da ABiogás para a separação no PDE 2027 dos termos **biomassa** e **biogás**, dadas as barreiras tecnológicas ainda existentes e das externalidades desse energético – por exemplo, a velocidade de despacho e rapidez de resposta do biogás e a existência de motores de alta eficiência e velocidade capazes de atingir carga máxima em menos de cinco minutos.

No Brasil, o biogás representa um potencial de geração de aproximadamente 175 mil GWh/ano, ou 20 GW médios, de energia elétrica ou cerca de 124 bilhões de m³/dia de um

biocombustível limpo e renovável, distribuído nas cinco regiões brasileiras. Apesar de seu enorme potencial, a capacidade instalada atual para geração de energia elétrica, conectada ao Sistema Interligado (SIN), é de somente 135 MW, portanto, a consideração de uma expansão uniforme de oferta de biogás a partir de 2023 limitada a, no máximo, 30 MW/ano, é um passo relevante para o setor do biogás. No entanto, continua um passo incipiente – dado o seu enorme potencial energético – e apenas considera conservadoramente a utilização de resíduos do setor sucroalcooleiro. Somente entre 2014 e 2016 o crescimento médio anual da capacidade instalada de energia elétrica a partir do biogás foi cerca de 20 MW/ano, período no qual a valorização das externalidades positivas desse energético eram pouco compreendidas.

Reforça-se ainda que o biogás pode gerar 2,28 empregos diretos e 3,71 empregos indiretos por MW instalado, trazendo desenvolvimento de mão-de-obra especializada, qualidade ambiental e sustentabilidade financeira para diversos setores da economia.

Tendo em vista as alterações pleiteadas na expansão do setor de energia elétrica, presentes na Consulta Pública nº 62/2018, o biogás possui atributos não apenas válidos para a contratação de novos empreendimentos, mas também mais robustos considerando outras fontes renováveis. Sendo:

1. O biogás pode ser armazenado ou despachado continuamente para a geração, que pode ocorrer sem qualquer prejuízo para as redes de distribuição e com possibilidade de atendimento da demanda nos horários de maior consumo de energia elétrica;
2. O biogás apresenta alta velocidade de resposta ao acionamento para despacho;
3. O biogás apresenta flexibilidade operacional, podendo produzir energia elétrica, térmica e/ou combustível em uma mesma unidade. Assim, o transporte da energia tanto pode se dar pelas redes elétricas de transmissão, quanto, depois de purificado a biometano, através de caminhões-feixe ou ainda pela injeção na rede de gás natural, sendo essas possibilidades já regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);
4. Projetos de energia elétrica a partir do biogás se viabilizam nas mais diversas escalas, ou seja, microgeração, minigeração e de grande escala, especialmente de maneira descentralizada;

5. Sua alta qualidade resulta em uma energia de disponibilidade firme, reduzindo riscos de racionamento e injetando energia na base, o que o torna uma excelente opção para a segurança energética;
6. A estrutura de custos é previsível, e os preços transacionados em moeda nacional (reais), sem exposição aos mercados internacionais de *commodities* e ao câmbio;
7. Possui potencialidade elevada de mitigação de impactos ambientais, uma vez que transforma passivos ambientais em ativos energéticos. Todas as atividades que produzem resíduos orgânicos que servem como substratos para a produção de biogás precisam encontrar soluções de sustentabilidade e as energias elétrica, térmica e combustível geradas com biogás representam ativos econômicos importantes para viabilizar os investimentos em sustentabilidade.

Portanto, o biogás é um energético estratégico para o planejamento energético alcançar os objetivos do Governo Federal a curto e médio prazo, podendo ir além do valor máximo de 30 MW/ano. Outro ponto importante, é a realização de leilões de energia de reserva dedicados ao biogás, fator essencial para o desenvolvimento da sua cadeia de valor no Brasil. Esses leilões para energia de ponta apresentam a vantagem de serem realizados em reais corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), no lugar de sofrer com a volatilidade de mercados internacionais e seus valores em dólares estadunidenses que é o caso do GNL importado.

O PDE 2027 destaca o crescimento no setor residencial do gás liquefeito de petróleo (GLP) em função da substituição parcial do consumo de lenha e do carvão vegetal na área rural e, por sua vez, a elevação do consumo de gás natural (GN) e expansão da sua rede de distribuição na área urbana. Porém, o PDE 2027 não considera a possibilidade de suprir essa nova demanda com biogás/biometano, tecnologias acessíveis e regulamentadas.

Neste contexto limitador, entendemos que o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) utilizado para fornecer a expansão ótima da oferta em cada um dos cenários analisados optou pelo biogás com Custo Variável Unitário (CVU) nulo igual ao bagaço, por focar apenas em tecnologias de geração que promovam insumos provenientes do setor sucroenergético. Porém, é importante ressaltar que o biogás também pode oferecer CVU não nulo. O MDI também deveria considerar o poder de armazenamento do biogás e, assim, garantir em suas análises a flexibilidade operativa na geração de energia elétrica que este energético oferece.

Outro ponto importante citado no PDE 2027 é a inexistência de mecanismos de contratação específicos para potência. O que faz com que o sistema brasileiro contrate apenas energia em termos de R\$/MWh para poder avaliar a competitividade entre tecnologias. Nesse sentido, os mecanismos atuais não capturam o benefício gerado por tecnologias cuja principal função é aumentar a capacidade, mesmo que produzindo pouca energia. Esse fato é mais relevante ainda quando essas tecnologias, tais como aquelas baseadas no biogás, podem apresentar o balanço mensal negativo por causa da possibilidade de armazenamento. A ABiogás, neste caso, sugere também a promoção de leilões específicos para a geração de energia elétrica distribuída a partir do biogás nas mais diversas regiões brasileiras. O mercado já conta com um mecanismo para que as distribuidoras respeitem o princípio de competição, o Valor Anual de Referência Específico (VRE) estabelecido pela Lei no. 13.203/2015 e pela Portaria no 65/2018 da ANEEL, que estabelece o VRE do biogás em R\$ 390,00/MWh (trezentos e noventa reais). Este mecanismo apesar de ser eficiente na promoção de diversas fontes energéticas tem sido pouco promovido, ficando de fora das considerações da EPE para o PDE 2027.

Diante do apresentado, a ABiogás coloca seu corpo técnico e diretivo à disposição desse Ministério para sanar quaisquer dúvidas.



Alessandro v. Arco Gardemann
Presidente ABiogás

À Empresa de Pesquisa Energética

Em cordial cumprimento, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), entidade atuante na defesa e consolidação do segmento de produção independente de petróleo e gás natural no Brasil desde 2007, vem, pelo presente, encaminhar a esta Empresa de Pesquisa Energética sua contribuição no âmbito da Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027.

O principal objetivo da Associação é promover, defender e estimular o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, voltada para o estímulo às empresas independentes, nos planos institucional, empresarial, tecnológico e operacional, objetivando a consolidação de uma indústria competitiva, sustentável, ética e socialmente responsável.

É de interesse da ABPIP promover amplo diálogo com a imprensa e a sociedade acerca dos trabalhos de Exploração e Produção (E&P), dando ciência à opinião pública sobre os benefícios trazidos, no âmbito de desenvolvimento regional, pela atividade petrolífera.

Compreendemos também a necessidade de manter do prisma de hidrocarbonetos para exploração e produção e de desmitificar, para a população, informações divulgadas sobre a indústria dos combustíveis fósseis.

Consideradas as motivações acima expostas, prossegue-se para apresentação da contribuição da ABPIP ao PDE 2027.

Conforme explicitado no item 5.2 “Previsão de Produção de Gás Natural”, não foram consideradas no PDE previsões de produção para os recursos não convencionais de gás natural. É notória a sensibilidade do assunto e o atual panorama de engessamento das atividades exploratórias nestas áreas, trazendo justificável incerteza aos volumes possivelmente recuperados.

Contudo, exatamente por considerar o elevado potencial de produção de gás natural a partir de recursos não convencionais, é de grande valia que seja estimado o impacto da inclusão (ou neste caso, exclusão) de tais volumes.

Caso mantenha-se o entendimento que estes volumes não devam ser incluídos junto aos gráficos de produção bruta e líquida de gás natural nacional, a confecção de gráfico em separado explicitando o potencial de desenvolvimento perdido pelo atraso em avançar com a questão possibilitará à indústria uma melhor visualização da questão e do potencial econômico atualmente travado devido à limitações legais.

Vale ressaltar que, no âmbito regulatório de competência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), já existe instrumento que discorre sobre as condicionantes de exploração de recursos não convencionais, sendo este a Resolução nº 21/2014. A referida resolução habilita as operadoras apresentarem à ANP projetos de realização de fraturamento hidráulico, desde que:

- Seja estabelecido e cumprido um Sistema de Gestão Ambiental conforme as melhores práticas da indústria;

- Seja obtida licença ambiental do órgão competente para realizar as operações em jazidas de baixa permeabilidade;
- Sejam apresentadas modelagens, análises e estudos que identifiquem distância seguras de corpos hídricos;
- Seja especificado o projeto do poço, identificando os riscos relacionados ao longo de todo o ciclo de vida do mesmo, inclusive após seu abandono;
- Sejam implementados procedimentos operacionais para o fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, com instruções claras e específicas para execução das atividades com segurança, levando em consideração as especificidades operacionais e a complexidade das atividades
- Seja elaborado e cumprido um Plano de Emergência, contemplando questões específicas da operação.

No que concerne a questão do licenciamento ambiental para fase de produção, destacamos que a questão já foi tratada pelo Decreto Nº 8.437, de 22 de abril de 2015.

No entanto, ao nosso ver, a divisão de competência de licenciamento nas fases de exploração e produção, é nociva ao interesse público quanto a captação de investimento privado, uma vez na fase exploratória ocorrem os investimentos das empresas e na fase de produção, as receitas do projeto. Do ponto de vista do investidor, esta divisão de competência agrava as incertezas na recuperação do seu investimento uma vez que terá que licenciar a fase de produção em órgãos diferentes (nível federal) daqueles que aprovaram a fase de exploração (nível estadual). Neste sentido, destaca-se a necessidade de que os licenciamentos de ambas as fases se deem na esfera estadual, juntamente por serem as competentes para a fase inicial do projeto (fase de exploração) e por estarem mais próximas das realidades locais do que o licenciamento a nível federal.

Ademais, conforme ressaltado no relatório final do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), a utilização de tecnologias de exploração de recursos não convencionais contribuiu para o aproveitamento de recursos petrolíferos deste tipo nos Estados Unidos, no Canadá, Reino Unido e Argentina.

De acordo com dados da ANP, o Brasil possui elevado potencial para a exploração e produção em reservatórios de baixa permeabilidade, semelhante à origem do GNL importado dos Estados Unidos. A previsão da ANP para volumes in situ análogos ao Barnett Shale é de 64 TCF na Bacia do Parnaíba, 124 TCF na Bacia do Parecis, 20 TCF na Bacia do Recôncavo e 80 TCF para a Bacia do São Francisco. Para a Bacia do Paraná, o órgão americano *Energy Information Administration* (EIA) estimou um potencial de 226 TCF. Outros estudos da EIA apontam que, no Estado do Amazonas, a Bacia do Solimões teria um potencial de 59,4 TCF de volume riscado recuperável, enquanto a Bacia do Amazonas disporia de um potencial de 94,5 TCF.

No sentido de permitir o avanço das atividades de exploração neste tipo de jazida e contribuir para o desenvolvimento econômico e social do Brasil, constam nas ações prioritárias do REATE a viabilização de um projeto piloto para recursos petrolíferos em reservatórios de baixa permeabilidade no país, englobando questões jurídicas, ambientais, técnicas e financeiras a serem identificadas e resolvidas, de modo a contribuir para a expansão do potencial de produção de petróleo e gás natural em jazidas de baixa permeabilidade no segmento *onshore*.

**CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA
REFERENTE AO
PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2027**

Novembro de 2018

Premissas Gerais

A evolução do crescimento econômico para a economia nacional e internacional apresentadas pela EPE estão relativamente otimistas se comparadas às estimativas apresentadas pelo Banco Central do Brasil e, até mesmo, do Fundo Monetário Internacional, que segundo o relatório serviu de base para as projeções da EPE. Enquanto a EPE estima um crescimento do PIB de 2,7% a.a ao longo da primeira metade do decênio (2018-2022), o Banco Central¹ projeta um crescimento médio anual de 2,3% neste mesmo período. As projeções do FMI estão próximas de 2,10% a.a². Importa ressaltar que nos últimos dez anos (2008-2017) a economia brasileira teve, em média, um crescimento econômico de 1,5% a.a.

Em relação à taxa de investimento, segundo projeções da EPE, espera-se que se estabeleça em torno de 21% do PIB. As projeções do FMI indicam um valor relativamente menor: 17%, mais aderente à realidade econômica brasileira se considerarmos a relação Investimento/PIB em 2016 e 2017: 15% e 16%, respectivamente.

Diante do contexto atual, considerando o desafio econômico de solucionar os inúmeros gargalos estruturais – necessidade de expressivos investimentos em infraestrutura – parece superestimado o crescimento econômico estimado pela EPE, ao mesmo tempo em que não parecem fortes suficientes os argumentos apresentados para justificá-lo.

Ademais, tão importante quanto as expectativas de investimento do setor privado estão as perspectivas em relação à evolução da produtividade econômica e das contas públicas, notadamente o resultado primário e a evolução da dívida bruta que também são indicadores econômicos relevantes para estimar a evolução da economia de um país. Estes indicadores não foram considerados na análise das premissas gerais elaborada pela EPE.

Cabe mencionar também que, dadas as incertezas envolvidas nas estimativas de premissas econômicas, seria prudente que o PDE contemplasse análises de sensibilidade, considerando os possíveis eventos que podem levar tanto a um crescimento econômico maior ou menor ao cenário base.

Por fim, as Perspectivas Econômicas Setoriais indicam um crescimento superior ao PIB Nacional para o setor industrial que crescerá, em média, 3,1% a.a, três pontos percentuais acima da expectativa de crescimento do PIB. Enquanto o setor agropecuário e de serviço cresceriam em média 2,6% a.a e 2,8% a.a, respectivamente.

Especificamente em relação ao crescimento da atividade industrial há grande relevância da indústria extrativista que crescerá em média 4,5% a.a. Neste contexto, tanto o setor

¹ Sistema de Expectativa de Mercado. Séries de Estatística Consolidadas. Link de acesso: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>

² World Economic Outlook. Gross Domestic Product (GDP). Real GDP Growth. April 2018. Link de acesso: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2018/02/weodata/index.aspx>

agropecuário como o da indústria extrativista são influenciados fortemente pela evolução econômica internacional, que deve considerar também a competitividade relativa da indústria brasileira. No entanto, o PDE não apresenta qualquer indicador de eficiência produtiva que possa ter sido considerado nesta estimativa e tampouco considera a projeção cambial.

Dados do Banco Central (2018-2022) indicam uma desvalorização da taxa cambial de 7% em termos absolutos, o que denota o risco de as projeções contempladas no PDE 2027 não se realizarem. Dado a sensibilidade do câmbio a quaisquer movimentos e o limitado efeito do mesmo sobre a competitividade da indústria exportadora, seria desejável que a EPE considerasse cenários de sensibilidade, apresentando projeções alternativas para que o plano de expansão pudesse estar mais próximo à realidade, cujo referencial muitas vezes é distinto dos números oficiais oferecidos pelos órgãos de governo.

Demanda de Energia

De modo geral, nota-se que a demanda projetada se baseia em premissas econômicas já comentadas na seção anterior e que podem levar a estimativas de demanda distorcidas se não estiverem bem calibradas.

Nota-se que a elasticidade-renda do consumo de energia estimada para o decênio está em torno de 0,80, explicada pela redução gradual da intensidade energética, pelos ganhos de eficiência esperados e pela mudança no padrão de consumo de energia. No entanto, a EPE não apresenta detalhes em relação a estas expectativas. Por exemplo, segundo as estimativas apresentadas, o setor industrial será o segmento que mais crescerá no próximo decênio. Contudo, terá redução na participação do consumo de energia em 1 p.p. Consideramos este valor elevado, tendo em vista que a indústria de transformação e extrativa, que terão maiores taxas de crescimento no cenário contemplado no PDE, são intensivas no consumo de energia.

Dado que a estimativa de demanda de energéticos é incerta e que é necessário garantir a segurança do abastecimento, é razoável supor que os estudos de planejamento adotem algum mecanismo para evitar que a demanda seja subestimada. Por isso, caso exista alguma margem de segurança adotada na previsão da demanda, pedimos que o PDE explicita esse parâmetro.

Na seção dedicada a estimar a demanda de energia há projeções apresentadas para cada setor e tipo de combustível, no entanto, algumas das premissas adotadas nestas estimativas não são apresentadas. Por exemplo, o gás natural teria um aumento de participação de apenas 0,2% na matriz energética brasileira entre 2017 e 2027, enquanto a participação da energia elétrica aumentaria cerca de 1,8%, neste mesmo período.

Tendo em vista que o perfil de geração no Brasil é em grande parte renovável, com forte participação de usinas hidráulicas, consideramos que o gás natural utilizado não

somente como combustível de backup e que está inserido em muitos programas de política energética atualmente em discussão, também estivesse aderente a esta estimativa. No entanto, a minuta do PDE não apresenta maiores detalhes sobre as estimativas apresentadas, que possam justificar o crescimento ou decréscimo do consumo deste combustível de acordo com a evolução esperada para cada setor.

Do mesmo modo, o PDE destaca um aumento da participação dos combustíveis derivados de cana na matriz energética, combustíveis cuja competitividade está fortemente ligada aos preços dos derivados de petróleo, por exemplo gasolina e diesel. Porém, ressaltando-se a ausência de maiores detalhes sobre estas estimativas, uma vez que o PDE não apresenta análise da evolução da elasticidade-preço cruzada da demanda entre esses energéticos substitutos.

As projeções de demanda para o gás natural para os demais segmentos também não vêm acompanhadas de qualquer análise de sensibilidade, inclusive em relação a combustíveis substitutos. Mesmo a EPE destacando que o gás natural pode ser substituído diretamente por grande parte dos combustíveis industriais, não apresenta o detalhamento da análise para a projeção da demanda deste combustível e os impactos esperados em decorrência do aumento ou perda da competitividade em relação a seus substitutos. Essa análise é relevante, tendo em vista que o setor industrial é o maior consumidor deste energético e é esperado que continue tendo participação relevante, próxima a 54% no consumo de gás natural.

Em relação ao setor elétrico, que em condições normais é o segundo maior segmento consumidor de gás natural, a EPE estima que haverá uma redução no consumo de gás natural (na ordem de 24%), no primeiro quinquênio, associada a condições hidrológicas mais favoráveis. A retomada do crescimento do consumo por este segmento poderá ser percebida no segundo quinquênio (15% em termos absolutos, em relação ao consumo esperado de 2018) justificada pelo crescimento da economia brasileira.

Parece que a perspectiva de demanda de gás natural para geração termelétrica considerada neste PDE se restringe à análise da geração necessária para atendimento da demanda de ponta. Esta premissa parece ir na contramão do que se espera a partir da entrada cada vez maior de fontes de geração intermitentes, o que demandaria mais geração na base de térmicas nos próximos anos, principalmente a gás na regularização do sistema.

A cada ano mais térmicas desempenham relevante papel na geração de energia elétrica. Nos últimos leilões, foram leiloados cerca de 7 GW de energia térmica, previstos para entrarem em operação entre 2019 e 2024. Considerando que uma parcela desta energia operará de forma inflexível, não parece consistente a projeção da EPE que espera uma redução tão significativa no consumo de gás natural pelo segmento termelétrico.

Ressalta-se que a EPE coloca o gás natural como uma alternativa, dentro de outras possibilidades, como um combustível favorável à geração elétrica adicional. Contudo, não apresenta maiores detalhes, assim como análise ambiental, técnica ou econômico-

financeira para estimar quais combustíveis poderiam ser utilizados para atender a sobredemanda. Como o despacho térmico é impactado por variáveis difíceis de prever, mesmo para um horizonte de análise de curto/médio prazo, seria desejável que a EPE apresentasse cenários de sensibilidade, considerando estas variações.

Para a demanda de energia elétrica, a previsão é de crescimento médio de 3,7% ao ano, impulsionado principalmente pela retomada da produção industrial, que utilizará a capacidade ociosa da indústria brasileira nos primeiros cinco anos do horizonte do PDE e contará com alguma expansão das instalações industriais na segunda parte do decênio.

Não há detalhes sobre como a eficiência energética foi incorporada nesta previsão – até mesmo o capítulo dedicado à questão da eficiência energética deixa de abordar aspectos importantes para a demanda de energia elétrica para a indústria, como, por exemplo, os efeitos da crise econômica sobre as decisões de investimento em eficiência energética. Em períodos de crise, há um grande incentivo para redução dos custos produtivos, o que aumenta a atratividade de medidas para promover a eficiência energética. Assim, é de se esperar que a retomada de níveis produtivos anteriores à crise econômica aconteça com um patamar de consumo inferior ao verificado antes da crise.

Outra premissa que merece ser revista é o comportamento esperado das perdas na rede elétrica. Segundo premissa adotada no PDE 2027, as perdas elétricas se manterão constantes no primeiro quinquênio do horizonte, devido a uma dificuldade de realizar investimento em seu combate.

Considerando que a regulação setorial é desenhada para que as concessionárias de distribuição invistam no combate às perdas e que em algumas distribuidoras as perdas verificadas estão muito acima das perdas regulatórias, seria coerente prever redução de perdas ao longo de todo o horizonte decenal. A adoção de premissa de perdas constantes ao longo dos cinco primeiros anos parece sinalizar que é necessário adotar um tratamento regulatório mais rigoroso com as perdas, especialmente as não técnicas, para garantir uma efetiva trajetória de redução enquanto existirem distribuidoras que não atendem os níveis estabelecidos.

Geração Centralizada de Energia Elétrica

Este capítulo traz novamente a utilização do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), como utilizado no Plano Decenal de Energia 2026, para sinalizar a expansão ótima do sistema ao menor custo respeitando as restrições de confiabilidade. Este modelo traz maior transparência para o planejamento da expansão da geração de energia e a associação corrobora com a EPE para que a cada ano este método seja aprimorado a fim de representar melhor a operação do sistema.

O PDE 2027 segue em linha com as últimas edições, em priorizar a expansão através de fontes renováveis, que se mostram uma boa alternativa para suprir a demanda de energia e garantir uma matriz energética limpa, porém, trazem a necessidade de

expansão de potência complementar para lidar com a intermitência de sua geração, principalmente as fontes solar e eólica. Uma outra forma de expandir a geração, mantendo a matriz elétrica limpa, se dá pela exploração do grande potencial hídrico do Brasil, que é um fator diferencial para competitividade da nossa indústria. Contribuímos para que o Ministério de Minas e Energia (MME) tenha uma atuação ativa para destravar novos investimentos em usinas hidrelétricas de grande (UHE) e médio porte, de preferência, com reservatório de regularização.

O governo optou nos últimos anos por construir usinas hidrelétricas a fio d'água, não viabilizando qualquer UHE em razão do impacto que os reservatórios poderiam trazer ao meio ambiente. Entendemos que esta premissa não é sustentável, pois é fundamental observar que tal decisão não considera o fato de que a construção de hidrelétricas com reservatórios mínimos – que, conseqüentemente, têm menor potencial de regularização – vem acompanhada da necessidade de despacho cada vez maior de usinas termelétricas, gerando impactos possivelmente maiores ao meio ambiente, dentre outras razões, pela emissão de gases de efeito estufa. Sendo importante considerar também os maiores custos de geração inerente à atual opção.

A ABRACE reforça contribuições passadas para que o Plano Decenal contemple também análises comparativas entre a construção de usinas a fio d'água ou a construção de usinas com barragem, pontuando aspectos positivos e negativos, tanto qualitativos quanto quantitativos, tais como as estimativas dos custos de operação do sistema sob as duas possibilidades ou os níveis de emissão de gases de efeito estufa nos dois cenários. Tais informações poderiam contribuir para que a sociedade decida sobre qual deveria ser a prioridade do país no que se refere à expansão do sistema elétrico brasileiro.

Outro ponto abordado no Plano Decenal refere-se à necessidade de potência a partir de 2023. Porém, sente-se falta da comprovação técnica da real necessidade de potência do sistema, visto que os dados apontados pela EPE para justificativa de contratação de potência se basearam em métricas de energia.

E de acordo com o relatório da consultoria PSR³, tem-se observado uma grande sobre oferta de energia no SIN, que aponta sobre de 4,5 GW médios de oferta no sistema em 2019, mesmo com sobre estrutural dos certificados de garantia física de 10,4 GW médios. Ao considerar a demanda projetada, em 2022 esse excesso passa para 2,9 GW. Essa conjuntura é decorrente da atual forma de contratação de energia, que não apresenta vínculo fiscalizável com a contratação de potência. Em consequência, além de não atender à curva de demanda, cria-se um grande excedente de energia.

Como exposto no Plano, não existe um mecanismo de contratação específica para potência e estes precisam ser desenvolvidos para que um Leilão específico possa

³ PSR. Energy Report - Coisas inevitáveis na vida: a morte, impostos... e térmicas a gás na base? Junho de 2018 – edição 138.

ocorrer e suprir, caso necessário e comprovado, essa falta de potência firme no sistema. Já que os leilões atuais não capturam o benefício gerado por fontes que suprem potência, mesmo que produzindo pouca energia. A partir da constatação da falta de potência, o direcionamento do produto a ser contratado poderia ser realizado com especificidades de atendimento, a citar, o tempo de resposta, por exemplo, ou outras opções que abram margem para o mercado apontar soluções alternativas, com tecnologias possivelmente não consideradas pelo governo.

Ao analisar pela ótica dos consumidores de potência, sugere-se pela possibilidade de qualquer agente do sistema contratá-la e/ou fornece-la, como por exemplo por meio de programas de reação a demanda, de modo a induzir a participação ativa de todos agentes. Tal medida insere a possibilidade de consumidores livres também participarem da expansão da capacidade do sistema, de modo a efetivar uma alocação mais eficiente de custos.

Transmissão de Energia Elétrica

Diante da previsão de crescimento da geração, principalmente por fontes alternativas, a EPE determinou reforços e expansão da malha de transmissão em regiões consideradas de elevado potencial de aumento da geração. Segundo a própria Empresa, tal indicativo foi um artifício tomado para minimização de arrependimento, de modo a antecipar a expansão da malha para acomodação de diferentes estratégias de implantação de fontes de geração contratadas nos leilões de energia.

Para mapear as regiões consideradas de grande potencial de expansão da geração, foram usados os empreendimentos habilitados em leilões já realizados. Sobre esta metodologia, alerta-se que em um cenário esperado de profundas mudanças regulatórias, como o momento em que se encontra o setor elétrico brasileiro, usar o passado para projetar o futuro pode não ser o melhor caminho.

Para citar apenas um exemplo, os preços horários, previstos para vigorar a partir de 2020, têm potencial para alterar sensivelmente as expectativas de receita de empreendimentos de geração – desse modo, é razoável que os empreendedores reavaliem quais projetos apresentarão nos próximos leilões, e eventualmente alguns dos projetos considerados viáveis no passado deixarão de sê-lo. Da mesma forma, diversas alterações discutidas no âmbito da Consulta Pública 33/2017 podem alterar as decisões de investimento futuro na geração. Assim, torna-se necessário discutir como incorporar esses fatores de incerteza no planejamento da transmissão.

Entretanto, torna-se preocupante a conduta de assimilar diversas estratégias para a definição da expansão da malha de transmissão, visto que o investimento requerido para eventuais medidas de reforço ou expansão desses ativos implica impacto considerável aos agentes do setor. Desse modo, o PDE, documento indicativo da perspectiva de expansão futura do setor de energia, poderia assumir direcionamento

mais claro acerca do plano de expansão da malha, diversamente à decisão de adotar várias estratégias, visando a eficiência da alocação de custos.

Em adição a esse ponto, cabe destacar que no planejamento foi usado a atual metodologia de definição de tarifas de transmissão, que traz um sinal locacional fraco. Se a metodologia for aperfeiçoada⁴, as decisões de expansão da geração podem ser diferentes dos cenários atualmente vislumbrados. A tomada de uma tarifa que incentive a eficiência na alocação das futuras unidades geradoras poderia extinguir a dificuldade de previsão da localização dos empreendimentos de geração e torná-la mais congruente com as perspectivas de investimento.

Ainda em referência aos desafios da transmissão, conforme apontados pela EPE, o envelhecimento do sistema de transmissão foi considerado como uma das principais dificuldades a serem enfrentadas nos próximos anos. Entretanto, não foi possível identificar o montante previsto pela Empresa para mitigação da problemática apresentada. Diante da falta de dados que sustente essa indicação, torna-se preocupante a forma como será direcionado o reforço ou troca de linhas de transmissão. Deve-se ressaltar que, mediante comprovação da real necessidade, os investimentos devem ser realizados com eficiência e prudência.

No tocante à interligação de Manaus - Boa Vista, a previsão de entrada de operação do linhão, considerada somente em 2027, representa outro fator preocupante. Apesar da demonstração de preocupação pelo Ministério, ao trazer medidas alternativas para o suprimento do mercado consumidor de Boa Vista, a interligação deste estado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) deve ser tratada como medida prioritária em detrimento à tomada de medidas paliativas. Em termos de custos, o atendimento à carga de Boa Vista, somente para os meses entre outubro e dezembro, implicou em custo adicional de R\$ 400 milhões no orçamento de 2018 da Conta de Desenvolvimento Energético, que poderia ter sido evitado com a construção de uma linha para solução definitiva do abastecimento de Boa Vista.

Produção de Petróleo e Gás Natural

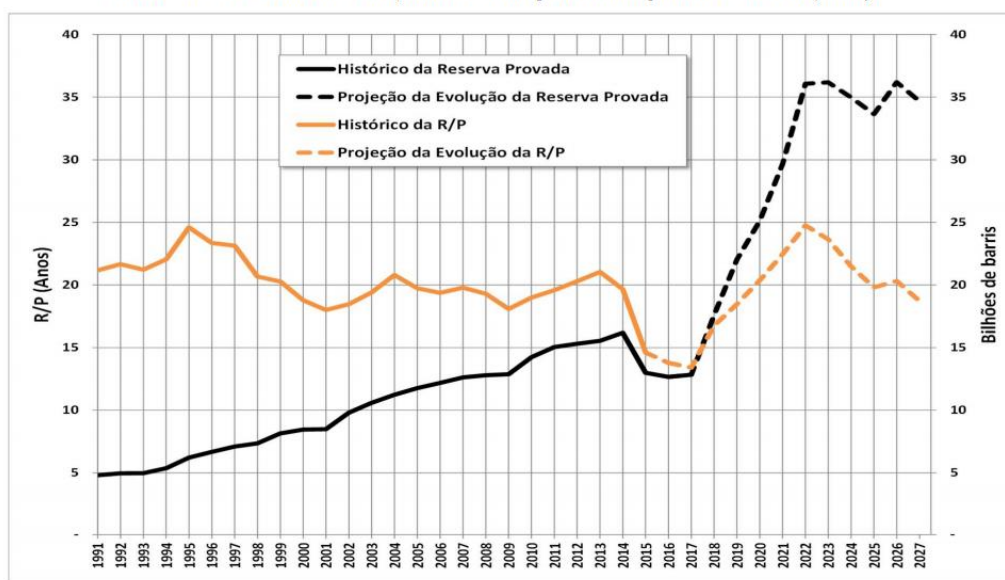
O Capítulo 5 trata das perspectivas de produção de petróleo e gás natural para o próximo decênio. O PDE é um documento que define o planejamento energético e orienta as expectativas de investimentos no setor. Como a evolução dos indicadores da indústria de petróleo e gás natural envolve incertezas, é importante que o documento também contemple cenários de análises que destaquem os riscos envolvidos e possíveis mudanças na conjuntura econômica e geopolítica, que afetarão as condições de oferta e demanda e o nível dos preços. Em que pese a EPE ter informado a curva de produção, bruta e líquida, para o petróleo e gás natural, ressurte-se de análises de sensibilidade, especialmente num cenário global de transição energética, onde espera-se maior

⁴ Há discussões para intensificar o sinal locacional na transmissão, tais como a Consulta Pública nº 04/2018, realizada pela Aneel entre junho e julho deste ano.

relevância do gás natural em detrimento do petróleo. É importante considerar que a indicação de cenários de preços serve como um importante parâmetro para a projeção da produção nacional de petróleo (e de gás natural, sendo a maior parte deste associado).

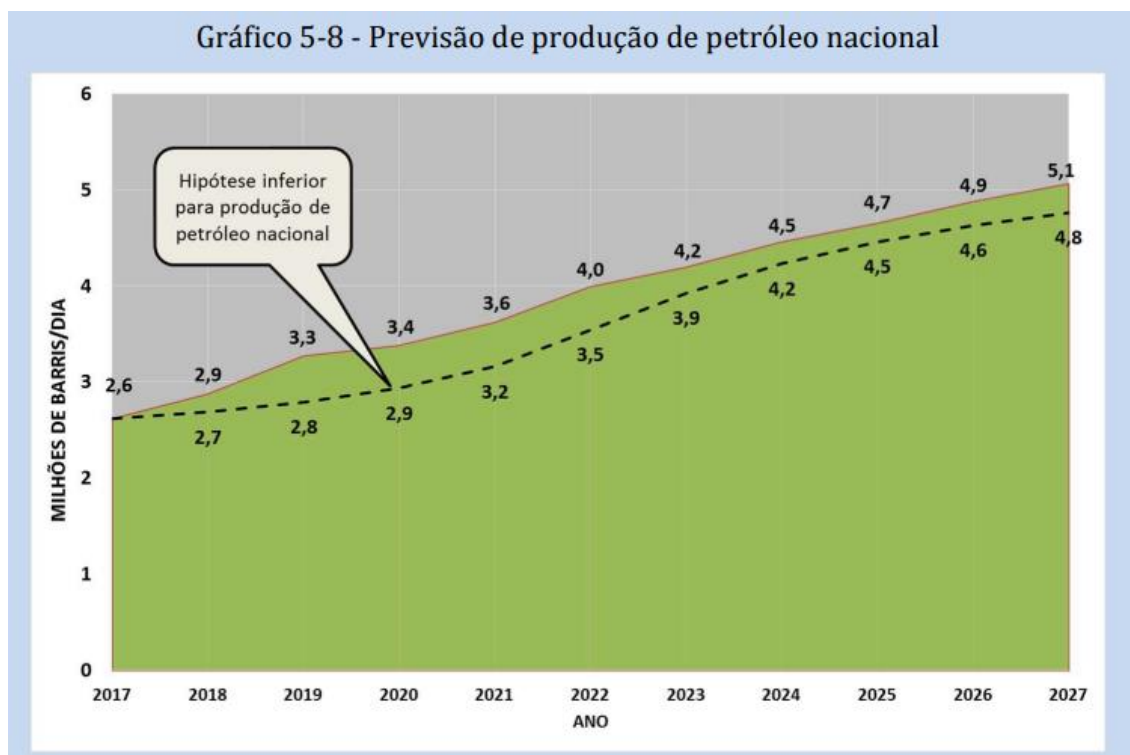
No gráfico 5-9 é exposto a sensibilidade da reserva de petróleo x preço. Verifica-se que nos anos de 2015 a 2017, quando o preço do barril tipo brent estava abaixo de US\$ 50, houve uma notória redução das reservas. Desta forma, a Abrace entende que a projeção de reserva e produção de óleo deve estar atrelada a cenários de preço do petróleo. Desta forma, sendo a maior parte do gás natural associado, pode-se também projetar produção deste insumo em diferentes cenários de preço do óleo.

Gráfico 5-9 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fonte: Minuta PDE 2027

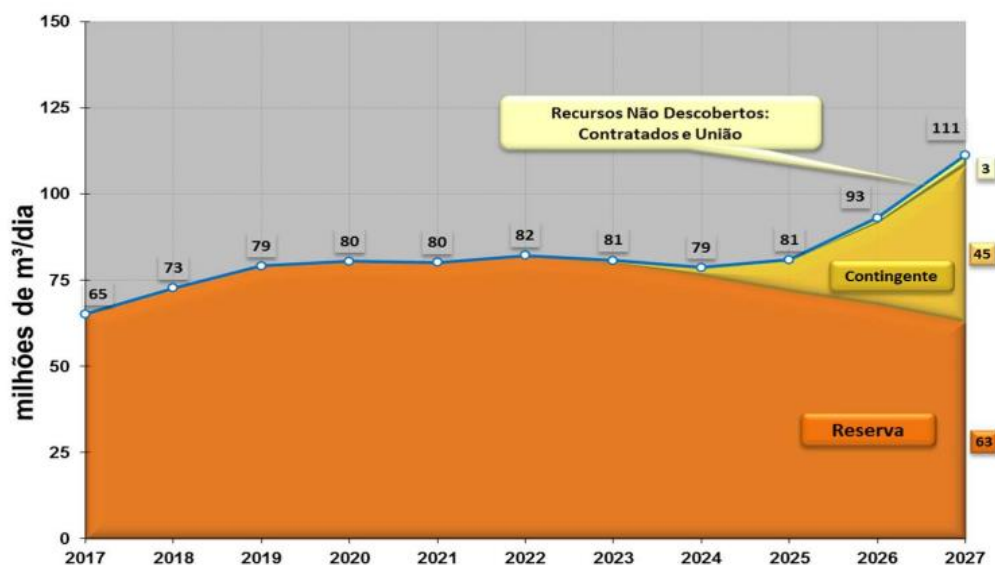
No cenário base projetado na minuta do PDE 2027 percebe-se uma projeção de óleo e gás bastante otimista, justificada pela significativa contribuição das reservas da cessão onerosa e do Pré-sal. Questiona-se a premissa utilizada em que os volumes recuperáveis foram igualados às reservas 3P. Abrace sugere a adoção do cenário base conforme projeção inferior do gráfico 5-8. Entendemos este cenário mais realista, especialmente visto que a produção exposta não estar vinculada ao preço do barril, que deve sofrer pressão pela transição energética em curso vários países: EUA, Europa e China.



Fonte: Minuta PDE 2027

Independente da curva de produção de petróleo utilizada, as primeiras análises indicam que, apesar da curva de óleo apresentada indicar uma elevação considerável no período de análise, a projeção de produção líquida de gás natural divulgada não acompanha o mesmo ritmo de crescimento. Ao contrário, o gráfico 5-3 demonstra uma produção líquida estacionária entre 2019-2025. As estimativas para perdas, queimas e, sobretudo, reinjeção mantêm-se elevadas no horizonte de análise, mantendo-se acima de 40% do volume total produzido. E, a partir de 2023, mais da metade do gás natural produzido não se traduzirá em oferta ao mercado. Considerando que a produção brasileira cada vez mais será relevante ao abastecimento do mercado nacional – dada a esperada redução das importações bolivianas e o uso dos terminais de GNL para suprir a flexibilidade da demanda térmica, a Abrace sugere, que maiores detalhes e justificativas técnicas sejam contempladas neste PDE para explicar o aumento da reinjeção de gás natural. Do mesmo modo seria desejável que a EPE também informasse quais medidas seriam necessárias para melhorar o aproveitamento do gás natural, incluindo a monetização de reservas onshore, para que a oferta ao mercado possa ser potencializada.

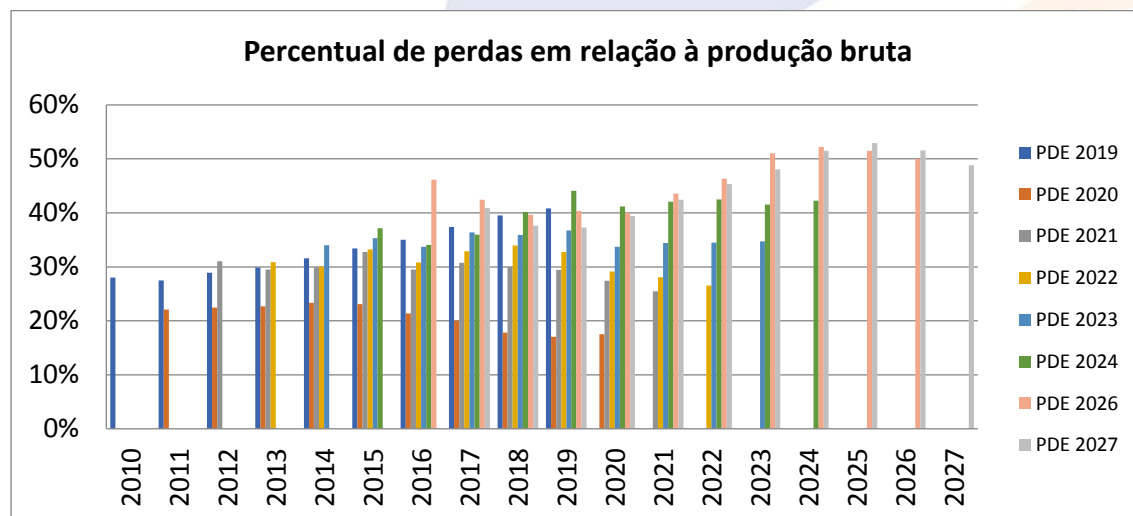
Gráfico 5-3 - Previsão de produção líquida de gás natural nacional



Fonte: Minuta PDE 2027

O gráfico abaixo ilustra o percentual de “perdas” projetado nos últimos PDEs. Para o cálculo, foram considerados como perdas: perdas efetivas, queima, reinjeção e consumo próprio. Do gráfico infere-se que a previsão de perdas pela EPE vem aumentando a cada PDE. Conforme já exposto, sugere-se incluir o embasamento técnico para projeção deste acréscimo. Além disso, a EPE, como planejador energético, poderia expor alternativas para ofertar ao mercado este gás natural que está sendo majoritariamente reinjetado.

Gráfico: Comparativos entre as edições do PDE da previsão de perdas, queima, reinjeção e consumo próprio bruta de gás natural



Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024, 2026 e minuta do PDE 2027.

No capítulo seguinte, em que se projeta a oferta de gás natural, é exposto a relação do gás reinjetado e a necessidade de novos terminais de GNL.

Por fim, verificou-se que, de forma geral, o detalhamento das informações disponibilizadas sobre produção de gás natural nesta minuta foi extremamente reduzido, bem como os dados sobre produção de onshore, a segmentação geográfica da produção e a faixa de incertezas. Entendemos que a produção onshore de gás natural pode iniciar um novo ciclo virtuoso, considerando as iniciativas REATE e Oferta Permanente realizadas pela ANP neste ano. A ABRACE que a EPE inclua em seus estudos possíveis impactos dessas iniciativas.

Oferta de Gás Natural

O PDE 2027 traz uma breve análise da trajetória futura dos preços do gás natural para o mercado nacional. Segundo a EPE, apesar das discussões de aprimoramento do marco regulatório do setor, apoiado pela iniciativa do governo – Gás para Crescer, os energéticos substitutos assim como as condições de negociação do GNL no mercado internacional ainda exercerão forte influência na dinâmica dos preços do gás comercializado no mercado brasileiro.

Assim, as estimativas contempladas no PDE levam em consideração uma faixa de preços para o gás natural com base na precificação do gás produzido nacionalmente; das contratações internacionais de GNL, tanto negociados no mercado *spot* como a termo (contratos de longo prazo); e do óleo combustível, considerado o energético substituto direto do gás natural.

O gráfico 7-1 traz projeções de preços do gás natural, mas não explicita a origem dos dados ou metodologia utilizada para projeção, especialmente do GNL a termo. A diferença de preço do GNL a termo x preço de disponibilização denota um custo de oportunidade que dificilmente não seria aproveitada por agentes. Mesmo sendo necessário construir infraestrutura de regasificação. Desta forma, a Abrace sugere incluir no PDE a metodologia para cálculo do preço do GNL a termo.

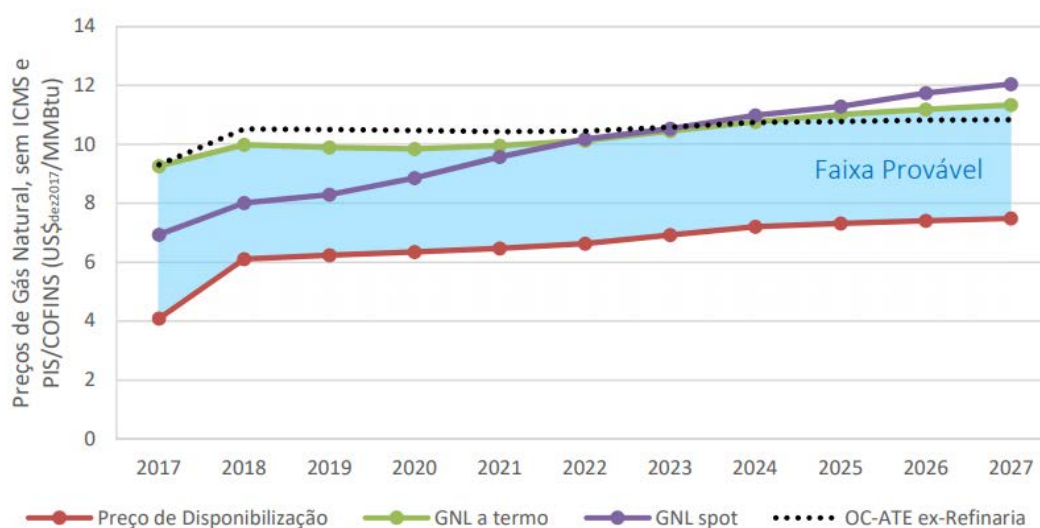
Entendemos, então que a evolução dos preços de GNL estimada pela EPE, em comparação com dados divulgados por instituições internacionais, parece estar superestimada. Por exemplo, segundo informações da Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – autoridade regulatória dos Estados Unidos – em junho de 2017, por um cálculo *netback*, o preço do GNL internalizado no terminal do Rio de Janeiro estaria próximo de US\$ 5/MMBtu⁵. O preço estimado pela EPE, contrato a termo, gira

⁵ Prices are the monthly average of the weekly landed prices for the listed month. Segundo o departamento de energia norte-americano (DOE): “prices for LNG imports are reported as ‘landed’, received at the terminal, or ‘tailgate’, after regasification at the terminal. Generally the reporting of LNG import prices varies by point of entry, and the average prices are calculated from a combination of both types of prices”.

em torno de US\$ 9/MMBtu no curto-prazo. Assim, seria desejável que a EPE disponibilizasse maiores informações sobre a base de dados e as premissas que foram utilizadas nesta análise.

Ainda, a comparação com óleo combustível ex-Refinaria não representa a efetiva competição entre os dois energéticos. O processo decisório dos consumidores por qual energético utilizar engloba, principalmente, o custo final do insumo. Considerando os diferentes custos logísticos de cada um, a precificação da “molécula” é influenciada pelo preço final dos concorrentes.

Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



Fonte: Minuta PDE 2027

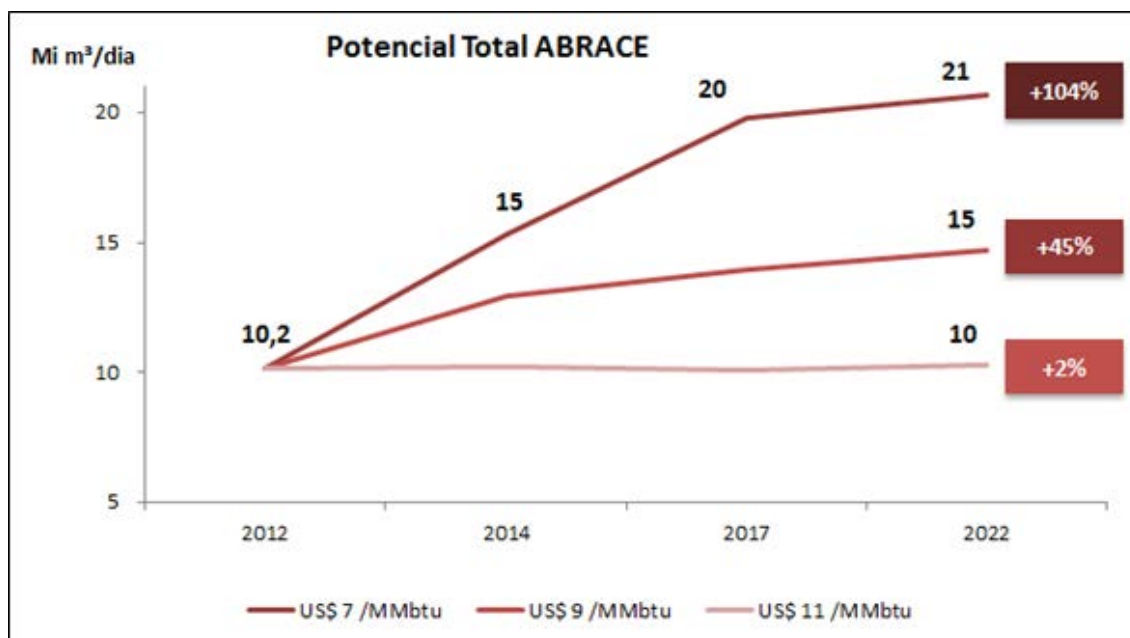
No Brasil os segmentos não-térmicos estão inseridos em uma dinâmica distinta do mercado global de GNL, uma vez que são abastecidos pela produção doméstica e pelas importações da Bolívia. Em ambas as fontes, os contratos de fornecimento estão indexados a uma cesta de óleos combustíveis internacionais, que por sua vez, possui forte correlação com a evolução dos preços do petróleo. Portanto, não sofrem influência direta dos preços spot de GNL e, pelo menos no curto/médio prazo, não se vislumbra mudanças neste sentido.

Também não ficou claro se a EPE ainda considera a metodologia atual, indexada no preço do petróleo, para todo o horizonte de análise ou se há alguma análise para competição gás-gás, tendo em vista a esperada diversificação da oferta com a redução da participação da Petrobras no mercado de gás, conforme sinalização da própria empresa e das discussões entre os agentes no âmbito do Gás para Crescer.

Também é desejável que a EPE disponibilize análises de sensibilidade da demanda por gás natural em relação ao preço final estimado. Esse ponto é muito sensível, principalmente para a demanda industrial, e tem impactos em todas as etapas da cadeia da Indústria de Gás Natural do país. Para exemplificar a importância desta informação,

a Abrace realizou uma pesquisa junto a alguns de seus associados e constatou uma relação muito forte entre preço e demanda, como demonstra o gráfico abaixo.

Gráfico: Potencial total de crescimento da demanda de dez grandes consumidores industriais (em milhões de m³/dia)

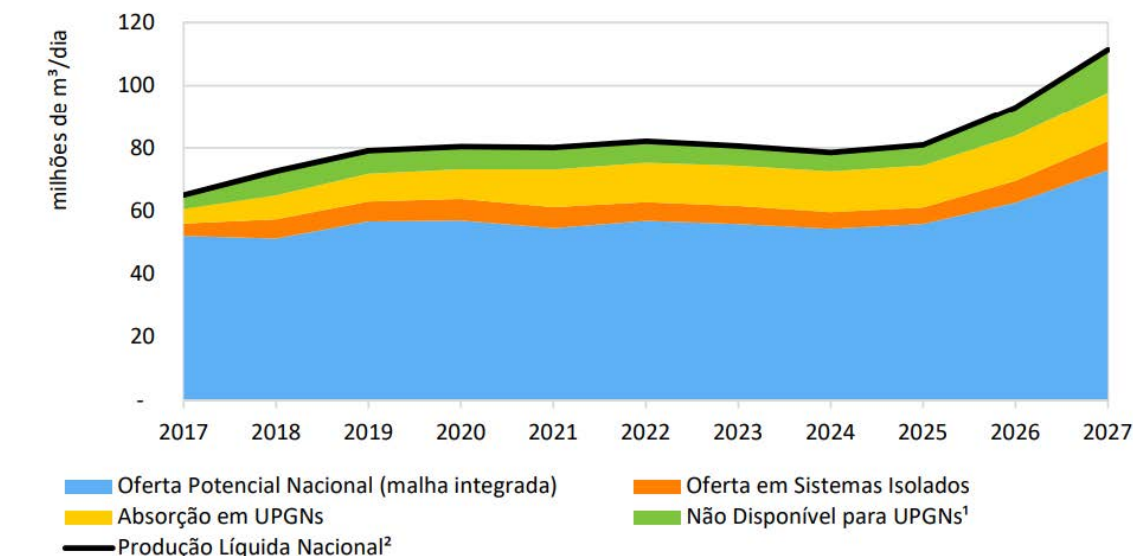


Fonte: ABRACE

Como relata a EPE, desde o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024 – está sendo utilizada uma nova metodologia para cálculo da oferta de gás natural, que diferentemente da anterior, a qual considera o perfil histórico de processamento, leva em consideração as características e composição do gás a ser processado assim como as tecnologias que serão utilizadas nas UPGNs. No entanto, embora tenha sido publicada uma nota técnica específica para ilustrar esta metodologia, ressen-te-se de maior detalhamento em relação às informações que foram apresentadas nesta seção do PDE, sobretudo em relação à base de dados e premissas utilizadas.

Como exemplo, o gráfico 7-2 ratifica a necessidade de maior detalhamento das projeções realizadas. Causa estranheza o montante alocado em “Absorção em UPGNs”, que poderia chegar no período a valores superiores a 10 milhões m³/dia. Não está claro como este valor foi calculado ou porque está vinculado a uma oferta potencial de gás natural.

Gráfico 7-2 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Notas: (1) Transferências operacionais em unidades de E&P, geração térmica na boca do poço, etc.
(2) Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.

Fonte: Minuta PDE 2027

Ademais, como mencionado anteriormente, a produção e a oferta de petróleo e de gás natural apresentam incertezas, tanto relativas ao mercado interno como ao mercado externo e, por isso, seria desejável que fossem apresentados também cenários de sensibilidade que levem em consideração os efeitos que podem afetar a curva de oferta no horizonte de análise. Do mesmo modo, a projeção de cenários de competitividade de preços poderia enriquecer a análise de evolução das condições de oferta e demanda de gás natural, tanto para o segmento térmico como não-térmico.

Com relação à oferta de gás natural importado da Bolívia, consideramos a projeção da EPE otimista. De acordo com os dados disponibilizados no site da TBG, o carregador vem programando volumes superiores a 30 milhões m³/dias, mas dificilmente a YPF disponibiliza volume superior a 24 milhões m³/dia. Desta forma, sugerimos já reduzir a oferta de gás importado da Bolívia para 25 milhões m³/dia.

Balanço de Gás Natural da Malha Integrada

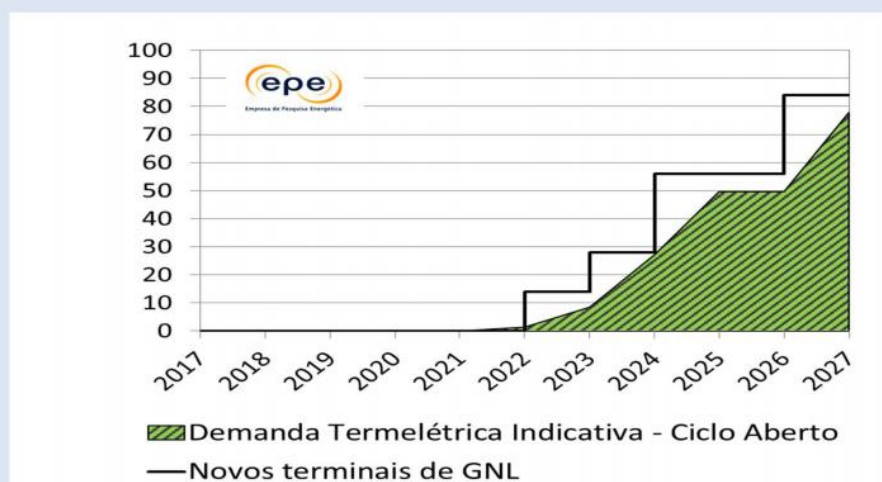
Quando avaliado o balanço de gás natural na malha integrada foi incorporado na projeção volumes que serão injetados no sistema de transporte pela UPGN do Comperj. Mas o PDE não inclui a análise das possíveis implicações da interligação de pontos de oferta e consumo dos novos terminais de GNL que estão sendo construídos: de Barra dos Coqueiros/SE e do Porto do Açu/RJ.

Os três novos pontos de injeção de gás dependem de pequenos trechos de gasodutos de transporte e todos sofrem com a legislação atual para construção de novos gasodutos.

Desta forma, não enxergamos motivos para considerar os terminais de Barra de Coqueiros e do Porto do Açu como sistemas isolados. Sugere-se, desta forma, incorporar ao balanço os novos terminais de GNL, bem como as térmicas a eles acopladas.

Neste capítulo, ainda é exposto como alternativa elétrica, a contratação de térmicas de ciclo aberto para atendimento à ponta. Conforme gráfico 7-5, a solução de suprimento de gás seria instalação de seis novos terminais de GNL, desconectados do sistema.

Gráfico 7-5 - Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos



Fonte: Minuta PDE 2027

Entendemos que os sistemas de gás e energia elétrica devem caminhar para harmonização, buscando a integração entre os mesmos. Projetos de GNL desconectados do sistema de transporte, construídos unicamente para atendimento de térmicas não se mostra, previamente, como a solução de melhor custo global para o sistema.

Do ponto de vista de planejamento energético, sugerimos à EPE a integração da cadeia do gás natural e de energia elétrica. Para isto, pode ser considerado no PDE:

- Políticas que reduzam a reinjeção de gás natural com objetivo inclusive de atendimento à demanda termelétrica;
- A maior oferta de gás nacional para o fim termelétrico pode ser equilibrada utilizando infraestruturas de armazenamento de gás natural. Deste modo, a volatilidade requerida pelo sistema elétrico poderia ser atendida sem necessidade de novos terminais de GNL;
- Inclusão dos terminais previstos de GNL à malha de transporte para atendimento não somente às térmicas a eles acopladas, mas outras que podem ser construídas para atendimento à ponta elétrica. Estes terminais podem, inclusive, prestar serviços de armazenamento de gás no estado liquefeito.

Por fim, embora tenha sido apresentado, em um capítulo específico, os resultados das simulações termofluido-hidráulicas para a malha integrada de transporte, não foram apresentados maiores detalhes sobre este tópico. Hoje, a capacidade de transporte, em base firme, está totalmente contratada pelo carregador incumbente e não há informações detalhadas que possibilite a identificação, pelos agentes do setor, da ociosidade da malha e se esta ociosidade é suficiente para atender a evolução das condições de oferta e demanda, e a disponibilidade de capacidade para contratação futura, tendo em vista o término dos contratos de transporte existentes. Sendo assim, seria desejável que o PDE contemplasse análise mais detalhada dos fluxos e da operação da rede, atual e futura, bem como a fonte de dados utilizada para a análise.

Brasília, 27 de novembro de 2018

Ao

Ministério de Minas e Energia – MME

Departamento de Planejamento Energético – DPE

Assunto: Contribuições para a Consulta Pública MME nº 062/2018

A ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – ABRAGEL, na qualidade de representante de 279 (duzentos e setenta e nove) associados atuantes como agentes de geração de energia elétrica, titulares de CGHs, PCHs e UHEs até 50 MW, vem, por meio deste documento, apresentar suas contribuições à Consulta Pública MME nº 062/2018, relativas à proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2027.

A Associação parabeniza a EPE pelo desenvolvimento desse projeto e destaca a evolução metodológica trazida no presente ciclo de planejamento, com o aprimoramento da metodologia de planejamento ótimo da expansão, que permite que o MDI considere a discretização por patamares de carga, e o aperfeiçoamento da representação dos custos de PCH no MDI. Entretanto, a ABRAGEL entende que cabem aperfeiçoamentos, os quais submetemos à sua apreciação, conforme a seguir.

Vale ressaltar que grande parte das considerações aqui contidas são contribuições antigas da ABRAGEL, e que já foram apresentadas em outubro de 2014, no âmbito da Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023, em outubro de 2015, no âmbito da Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024, e em agosto de 2017, na Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026.



O fato é que o não atendimento continuado das nossas contribuições, todas justas, tem acarretado perdas para o desenvolvimento da fonte PCH, por vender muito pouco nos leilões, e também para os consumidores, pois, ao se substituir PCHs por uma fonte intermitente, aparentemente mais barata, pagam sem saber uma outra conta via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para que uma parte da intermitência seja complementada através de fontes fósseis, que são caras e poluentes. Essa complementação tem um preço final muito maior do que o aparente, e que seria ainda mais alto se a outra parte da compensação da intermitência, que é feita por serviços ancilares prestados pelas hidrelétricas, estivesse sendo paga a quem presta esse serviço. Fato é que esses custos são absorvidos, injustamente, pelos geradores da fonte hidráulica.

A Nota Técnica Estudos para a Expansão da Geração, da EPE, um dos documentos que embasou a CP nº 61, tem por objetivo avaliar as condições futuras para o atendimento à carga do SIN e indicar medidas que possam garantir a segurança eletroenergética de seus subsistemas, minimizando-se tanto o custo da expansão quanto o custo de operação. Essa Nota Técnica apontou a necessidade de instalação de cerca de 13.000 MW para atendimento à capacidade de potência do SIN, indicados no Plano Decenal de Expansão - PDE 2026, sendo 12.000 MW em usinas flexíveis.

Para atender a essa recomendação, a Minuta de Portaria do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva - LPER 2019, que também foi pauta da CP 61, estabelece que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, deverá promover o Leilão de Potência associada à Energia de Reserva, a ser realizado no primeiro quadrimestre de 2019. Nesse leilão, serão negociados CPER, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, para empreendimentos de geração a partir de fonte termelétrica a gás natural, em ciclo aberto.

A necessidade de instalação desses 13 GW também é exibida na minuta do PDE 2027, que define esse montante como “Alternativa Indicativa de Ponta”, conforme a tabela 11-10 abaixo.

Tabela 11-10. Síntese dos Resultados (cont.)

	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Centralizada no Sistema Interligado Nacional ⁽²⁾ (GW)	149	168	209	20	13%	41	24%	61	41%
Hidráulica ⁽⁶⁾	94	102	103	8	9%	1	1%	10	11%
Nuclear	2	2	3	0	0%	1	71%	1	71%
Térmica ⁽⁷⁾	21	25	29	4	18%	4	16%	8	37%
Eólica	12	15	27	3	25%	11	74%	14	116%
Solar	0	4	9	3	-	5	137%	8	-
Outras Renováveis	20	21	25	1	5%	5	24%	6	31%
Alternativa Indicativa de Ponta	0	0	13	-	-	13	-	13	-
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Descentralizada (GW)	0	2	12	2	-	10	500%	12	-
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	141.576	172.213	196.816	30.637	22%	24.603	14%	55.240	39%
Subestações (MVA)	348.232	439.245	524.881	91.013	26%	85.636	19%	176.649	51%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽⁹⁾	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

Notas: (*) Os valores de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados do Balanço Energético Nacional (ano base 2017).

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade e consumo para bunker.

(4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural seco em UPGNs.

(5) Inclui as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas. Não inclui a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustíveis e diesel, gás industrial.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

(9) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Segundo trecho da Nota Técnica da EPE e destaque da Nota Técnica Nº 3/2018/AEREG/SE, uma das principais causas da necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema é a alteração do perfil da matriz de oferta de energia, conforme recorte abaixo.

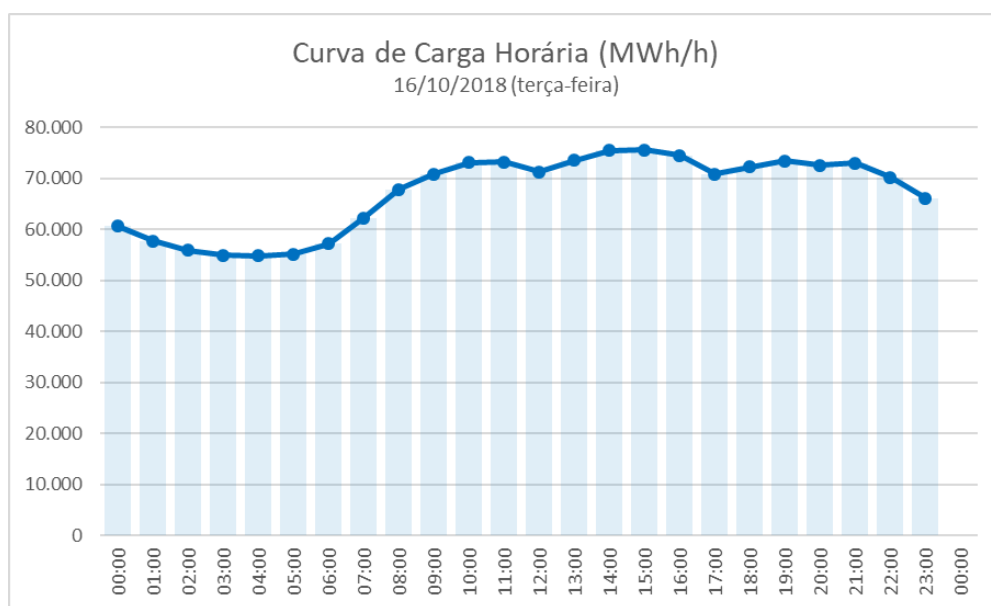
“Os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de forma a atender principalmente a demanda máxima e ainda a serviços ancilares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.

Como resultado a indicação de potência alcançou um nível de aproximadamente 13.000 MW, constituída por tecnologias que atendam, dentre outros, requisitos como disponibilidade para

operar sempre que requerido pelo operador do sistema e baixo custo de instalação, aderente à expectativa de baixo fator de despacho.

Nesse contexto, observa-se que a cesta de oferta candidata fornecida ao MDI com estas características considera usinas termelétricas a ciclo aberto e, a partir de 2024, também tecnologias de armazenamento, como hidrelétricas reversíveis, baterias, entre outras.” (grifo nosso)

Acontece que, ao observar a curva horária de carga de um dia comum, como a do dia 30/10/2018, terça-feira, ilustrada abaixo, percebe-se que não existe uma ponta. Na realidade, em aproximadamente 13 horas por dia, a curva de carga assume um perfil com variação ínfima, comparada ao montante total de energia requerida, e, como tal, a potência em funcionamento da geração, que sempre é maior que a carga, já atende perfeitamente essa variação de cerca de 5%, não necessitando de geração complementar.



O Manual de Tarificação de Energia do MME define horário de ponta como “período de 3 (três) horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico.” Trata-se de um período durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. O Brasil resolveu esse problema de forma mais

eficiente, introduzindo as tarifas diferenciadas Horo-Sazonais, Azul e Verde. Logo, não faz sentido comprar geração de ponta para resolver um problema inexistente.

Uma vez conceituado o problema, vamos retomar uma frase da Nota Técnica Nº 3/2018/AEREG/SE da EPE:

*Os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de **forma a atender principalmente a demanda máxima** e ainda a serviços ancilares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.” (grifo nosso)*

É necessário haver transparência na indicação dos motivos que criaram essa necessidade de geração em ciclo aberto. A justificativa para ampliação da capacidade de potência do sistema não pode ser “**atender principalmente a demanda máxima**”, visto que não existe mais horário de ponta. Já a “alteração do perfil da matriz de oferta de energia” parece ser uma justificativa correta, posto que a presença progressiva de fontes intermitentes, que não garantem o atendimento à carga em todas as horas do dia, se torna um problema maior a cada ano.

O que deve estar acontecendo é que, no período seco, quando as hidrelétricas geram menos e as eólicas geram mais, o ONS tem dificuldade de manter a ponta durante o intervalo de 13 horas de carga máxima, devido a maior amplitude de intermitência. Ao se colocar turbinas em ciclo aberto para atender a intermitência, a energia fica cara, pois, apesar do gás ser mais barato que o óleo, a eficiência das turbinas é menor que a dos motores.

A ABRAGEL sugere que (i) no lugar dessas máquinas novas, o parque atual de motores a óleo seja convertido em térmicas a gás natural, pois já está amortizado e (ii) sejam compradas baterias, que terão capex maior, mas O&M muito mais barato.

Dito isto, fica claro que a única aplicação verdadeira para essa potência a ser comprada, é a complementação da intermitência das fontes eólicas e solar. Nesse caso, tanto o ICB, como o CVU desse parque de 12 GW, assim como do parque de 5 GW que hoje opera com óleo, deve ser

creditado no custo das fontes eólica e solar, sendo divididos na proporção da utilização de cada uma.

O Preço Real que essas fontes deverão ter para análise competitiva entre fontes no leilão é:

Preço Real = Preço de BID no leilão + Serviço ancilar fóssil de ciclo aberto + Serviço ancilar renovável das hidrelétricas.

A demanda solicitada pelas distribuidoras é repartida pelas diversas fontes na Secretaria de Planejamento do MME, antes de cada Leilão. No quadro abaixo, com o resumo dos resultados desses quatro leilões, nota-se que o privilégio das fontes que precisam ser complementadas foi enorme, sendo elas responsáveis por 85% do pacote renováveis, enquanto as fontes firmes, que não precisam ser complementadas, venderam apenas 15%.

TOTAL LENs 2017/2018		
Fonte	Garantia Física (MWm)	Garantia Física (%)
PCH/CGH	170,81	8%
BIOMASSA	166,60	7%
SOLAR	413,10	18%
EÓLICA	1527,90	67%
TOTAL	2.278,41	100%

15%

85%

Como pode-se observar no quadro abaixo, as PCHs têm 9.905 MW em projetos aptos a participarem do leilão, ou seja, não foi por falta de oferta.

Projetos Habilitados, Aptos e Vencedores dos Leilões de Novos Empreendimentos de PCH e CGH				
Leilão (Nº)	Garantia Física (MWm)			
	Habilitados	Aptos*	Vencedores	%
A-4/2017	345	195	10	5%
A-6/2017	472	324	77	24%
A-4/2018	435	302	23	8%
A-6/2018	415	329	61	19%
TOTAL	1.667	1150	171	15%

*Com inscrição e aporte de garantia de participação

**91% com bid

Os custos da complementação da intermitência estão acontecendo em larga escala. Os dados de geração a óleo, que está sendo usada para esse serviço ancilar, estão disponíveis em vários sites

(ANEEL, MME, CCEE, etc...). O que faltou para que fosse calculado esse custo suplementar? Seria simples soma-lo ao preço médio do BID do leilão, e, após essa equalização, se fazer uma partição de demanda mais justa para as PCHs, até mesmo invertendo a proporção das escolhas equivocadas, garantindo, com isso, a melhor compra para o consumidor.

A Abragel solicitou recentemente à ANEEL que calculasse o Custo Real de operação do parque eólico existente (carta 050/2018: SIC 48513.037111/2018-00), somando o preço médio que foi praticado nos leilões, ao custo do serviço ancilar fóssil que está sendo prestado pelo parque de motores a óleo diesel e óleo combustível, assim como o serviço ancilar renovável prestado pelas Hidrelétricas participantes do MRE. Estudos preliminares feitos pela Associação mostram que esse o custo real dessas fontes é bem maior que o da PCH, que hoje está em torno de R\$ 260,00 MWh.

ATRIBUTOS DAS PCHs

As PCHs apresentam características que as destacam das demais fontes, tais quais:

- 1 – As PCHs têm o menor Preço Real ao consumidor entre todas as fontes, exceto as UHEs ;
- 2 – Geração distribuída, diminuindo os elevadíssimos 9% de perdas técnicas do SIN em 2017;
- 3 – As PCHs constroem suas LTs e S/Es para se conectar às distribuidoras;
- 4 – Energia não intermitente, não precisando de complementação;
- 5 – Eventuais déficits de geração são compensados no âmbito do MRE, não repassados para o consumidor;
- 6 – Energia renovável, a de menor emissão, pois, com mais de 100 anos de funcionamento da usina, o montante de emissões se torna ínfimo;
- 7 - Todos os equipamentos são fabricados no Brasil, o que é bom para a balança comercial e para a oferta de empregos;
- 8 – Capacidade de deslocar parte da energia média diária para outros horários, apesar do reservatório ser pequeno;
- 9 – É um Bem da União. Se reverterá para a União com 30/60 anos de operação, ajudando a modicidade tarifária;

10 – Longo tempo de vida útil, 105 anos ou muito mais, enquanto térmicas geram por 50 anos e solar/eólica por 20 anos;

Todos os dez itens acima são importantes e fazem da PCH a melhor forma de geração de energia. Porém, o primeiro e o último item, que fala de preço e da vida útil dos empreendimentos, merecem ser aprofundados.

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE têm 36 – basicamente os países desenvolvidos, e muitos outros estão solicitando entrada, inclusive o Brasil. Apesar do Brasil ainda não fazer parte, é essa a meta que deve ser almejada.

A OCDE representa 17,6% da população mundial e consome 43,6% da energia elétrica produzida no mundo, com um consumo percapta de 8.191 KWh/hab/ano. O Brasil representa 2,8% da população mundial e consome 2,5% da energia elétrica produzida no mundo, com um consumo percapta de 2.971 KWh/hab/ano. Para alcançar a **média** da OCDE, é necessário aumentar a economia, logo, o consumo e a produção de energia elétrica, em 276%. Porém, como é previsto que a população brasileira cresça e se estabilize em cerca de 230 milhões de habitantes nos próximos anos, essa meta sobe para 300%, ou seja, em cerca de 20/25 anos, precisaremos triplicar a geração de energia existente hoje.

Se de um lado parece um trabalho hercúleo, do outro, o Brasil seguramente é um dos melhores países do mundo em variedade de recursos energéticos. Desde que sejam feitas as escolhas corretas, não será difícil atingir essa meta.

A escolha dentre diversos atributos, precisa ser espartana em dois pontos:

- 1 - Preço Real ao consumidor baixo, pois, caso contrário, nem a economia crescerá. Pelo critério de qualidade de preço real para o consumidor, tem-se por ordem de mérito: UHEs; PCHs; Bagaço de Cana; Floresta Energética; Gás Natural (somente o nacional); solar; eólica; e nuclear.
- 2 - Capacidade de investimento de longo prazo; pois, quando a economia crescer, todos setores irão demandar investimentos além do setor elétrico. Se for planejado a crescimento com fontes de vida

útil de apenas 20 anos, como a solar e eólica, o esforço despendido não será apenas para construir o novo, e sim, a cada 20 anos, também reconstruir o que ficou velho. Nesse caso, onde não são privilegiadas as hidrelétricas (com mais de 100 anos de geração), e as térmicas de biomassa e gás natural (com 50 anos de vida útil), as necessidades de investimento serão aumentadas, e muito. Pelo critério da menor Capacidade de Investimento de longo prazo, temos por ordem de mérito: Hidrelétrica (UHE e PCH); térmicas a biomassa, gás natural e nuclear; solar e eólica.

O Brasil, do alto dos seus 80,4% de renováveis na Matriz Elétrica no final de 2017, tinha 6,82% de energia eólica, enquanto que a OCDE tinha apenas 26,1% de renováveis na Matriz Elétrica, dependendo sobretudo da eólica, com 7,5%. Por que não crescem já que têm vento? Porque é caro! E rico que ficou rico com trabalho, faz conta. A média da OCDE está indo por três caminhos: (i) a nuclear, que não emite CO₂, (ii) o ciclo combinado a gás natural, que emite menos da metade do carvão e (iii) o carvão. Porém tudo isso não é por falta de vento, e sim de viabilidade.

Ainda que o PDE tenha um caráter indicativo, torna-se importante balizador de políticas públicas e indicador de tendências para os investidores, de forma geral. Assim, apesar do reconhecimento da importância da participação das PCHs na matriz energética brasileira, conforme apresentado na página 51 do atual PDE, tal informação não é adotada como premissa na proposta da expansão, sendo preterida por um programa explícito de incremento de fontes eólicas, da ordem de 2.000MW/ano, e de fontes solares, da ordem de 1.000MW/ano a partir de 2023, o privilégio das duas fontes verdadeiramente mais caras e de pouca vida útil continua, conforme relatado na página 62 desse PDE. **Recomendamos, portanto, a reavaliação de tais premissas, à luz de tudo que contribuímos acima, projetando uma inserção anual das PCHs em 1.500 MW ao ano.** Considerando, inclusive, que nos cinco anos entre 2023 e 2027 serão instalados 7.500 MW dos 9.905 MW que o setor já tem pronto para o leilão.



Plano Decenal de Expansão PDE 2027

Contribuições da ABRAGET

27 de novembro de 2018

Critérios Básicos para a Composição da Matriz setorial

❑ Critérios

- 1) Critério de Segurança Energética**
- 2) Critério de Segurança Elétrica**
- 3) Atendimento à intermitência**
- 4) Atendimento ao Controle de Tensão e Frequência**
- 5) Atendimento aos requisitos dos consumidores: Segurança e preço da energia**

Critérios Básicos para a Composição da Matriz setorial

❑ Critérios de Segurança Eletroenergética

Determinação da matriz ótima da expansão observando a relação entre Nível de Penetração das Fontes Renováveis e a Potência necessária para a Segurança eletroenergética do SIN



$$NP = \frac{\text{Renewable Energy Sources (RES)}}{\text{Crescimento da Carga}}$$



Diretrizes para a Composição da Matriz Setorial

❑ Expansão de RES no PDE 2027:

15 GW de (geração eólica e solar) para um crescimento de carga de 30GW



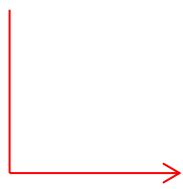
NP = 50%

Não atende aos critérios de
Segurança e não
corresponde à experiência
internacional



Diretrizes para a Composição da Matriz Setorial

❑ Necessidade de FORTE consideração do Gás Natural do Pré-Sal

- 
- INDISPENSÁVEL na expansão
 - Compatibilidade com o Programa Gás para Crescer

Necessidade de Complementação térmica bem superior àquela indicada no PDE 2027, ainda mais considerando os benefícios do Gás Natural do Pré-Sal

Considerações Finais

❑ Mudanças no Subsistema Nordeste (“emergencial”)

Estudo realizados pela ABRAGET

→ Leilão para Segurança Energética Parte I e Parte II – ABRAGET (THYMOS Energia)

No entanto, houve dúvidas se a melhor alternativa para a melhoria do NE seria:

1. GT no NE;
2. GT no SE + T_{SE-NE} reforçada.

Estudo realizado pela ABRAGET para avaliação das alternativas:

→ Análise Comparativa de Custos de UTEs com GNL no NE e de UTEs com o GN do Pré-Sal no SE – ABRAGET (THYMOS Energia)

→ Novo Mix de Geração e Reflexos na segurança elétrica do SIN (OAC Engenharia Elétrica)

ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
Praia de Botafogo, 228 Sala 609 – Rio de Janeiro, RJ. CEP: 22250-040
Tel/Fax: (21) 2296-9739/2253-0926
www.abraget.com.br ▪ abraget@abraget.com.br



Consulta Pública MME nº 62/2018 – Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027

Contribuições da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR

Primeiramente, a ABSOLAR cumprimenta o MME pela positiva e bem-vinda iniciativa de abrir a Consulta Pública nº 62/2018, referente à minuta do Plano Decenal de Expansão da Energia 2027 (PDE 2027), apresentando à sociedade proposta de planejamento da expansão do setor de energia brasileiro no próximo horizonte decenal. Cumprimos também a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pela evolução constante em tais estudos, incorporando análises cada vez mais detalhadas e inovadoras, de forma transparente, bem como buscando embasamento técnico e de mercado para o aprimoramento do documento. Seguem destacados em seguida os principais pontos de contribuição trazidos pela ABSOLAR:

- A avaliação da ABSOLAR e do setor solar fotovoltaico brasileiro apontam que, mantida a redação atual, o Cenário de Expansão de Referência do PDE 2027 representaria uma sinalização negativa ao mercado em comparação com o PDE 2026. Ao passo em que o PDE 2026 projetou uma capacidade instalada de geração centralizada solar fotovoltaica de 9.660 MW em 2026, o PDE 2027, por outro lado, projeta, para o mesmo ano de 2026, uma capacidade instalada de geração centralizada solar fotovoltaica de apenas 7.639 MW, representando uma redução de aproximadamente 2.000 MW do PDE 2026 para o PDE 2027, um retrocesso considerável no período. Na visão da ABSOLAR, tal sinalização negativa não se justifica por diversas razões. A primeira delas reside no fato de a fonte permanecer em trajetória acelerada de aumento de sua competitividade, em especial em relação aos valores de referência utilizados no PDE 2026. A fonte solar fotovoltaica se destaca pela forte redução de seus preços, tendo consolidado um novo patamar de competitividade junto ao setor elétrico brasileiro, conforme verificado nos Leilões de Energia Nova (LEN) A-4 de 2017 e 2018, atingindo preços médios inferiores a R\$ 150/MWh. Desse modo, causa estranhamento que, durante horizonte em que a fonte solar fotovoltaica se consolidou como a segunda fonte renovável moderna mais competitiva da matriz elétrica brasileira, o PDE 2027 desconsidere as principais consequências de tais avanços e aponte pouca ou nenhuma evolução no papel da fonte como ferramenta de expansão da capacidade de geração do País. Outro fator que merece atenção redobrada nesta e em futuras edições do PDE é o alto potencial técnico da fonte solar fotovoltaica, devido aos vastos e elevados índices de irradiação solar em todas as regiões do território nacional, conforme já parcialmente mapeado pela EPE em estudos

técnicos em aproximadamente 28.519 GW, potencial este amplamente subaproveitado. Destacamos, ainda, que a fonte solar fotovoltaica contribui com benefícios e vantagens transversais à economia nacional, agregando benefícios múltiplos e diversos serviços e atributos complementares e sinérgicos ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), muitos dos mesmos ainda pouco estudados pelo setor. Em conjunto com outras fontes de energia elétrica e tecnologias auxiliares (por exemplo: armazenamento, serviços ancilares, resposta à demanda, intercâmbio elétrico, efeito portfólio, geração flexível, entre outros), a fonte solar fotovoltaica tem função estratégica na garantia do suprimento de energia elétrica renovável, limpa, segura, de qualidade e de baixo custo à sociedade brasileira.

- Com base nas premissas de livre mercado, faz-se necessário que o PDE 2027 reforce e destaque a incorporação de novas tecnologias para atendimento de demanda máxima do sistema, para além das tecnologias tradicionais baseadas em fontes fósseis, combinando o papel das renováveis e das ferramentas complementares às mesmas (por exemplo: projetos híbridos, armazenamento, transmissão, redes inteligentes, mobilidade elétrica, resposta à demanda, geração distribuída, entre outros) como promotoras de segurança elétrica, energética e operativa, bem como fornecedoras de capacidade e flexibilidade, com ganhos adicionais nas esferas econômica, social, ambiental, tecnológica e de inovação visando ao desenvolvimento sustentável do País, em prol de uma economia de baixas emissões de poluentes e gases de efeito estufa, ambos deletérios à população, sociedade e economia nacional.
- No âmbito da geração distribuída (GD), a projeção de atingimento de uma capacidade instalada de 12 GW em 2027, dos quais 9,7 GW seriam da fonte solar fotovoltaica, no Cenário de Expansão de Referência, considerando um modelo tarifário binômio aplicado aos consumidores de baixa tensão e à geração distribuída, não está aderente à realidade de custos e preços do setor, com risco de orientar equivocadamente à uma política energética que desincentive o desenvolvimento geração distribuída. Nesse contexto, cabe destacar e parabenizar a publicação da Nota Técnica EPE-DEA-NT-028/2018, que detalha com clareza e transparência a metodologia adotada na estimativa de expansão da GD, bem como cumprimentar a equipe da EPE pelos aprimoramentos desta metodologia em relação aos trabalhos apresentados no PDE 2026 para o tema. Para aprimorar esta

metodologia e a análise dos dados do modelo, a ABSOLAR solicita que seja publicada a análise de impactos do payback simples para os diversos tipos de usuários de GD, com o objetivo de viabilizar contribuições da sociedade sobre estas premissas e resultados.

- Ainda com relação à GD, comparativamente, apresenta-se um cenário alternativo de expansão, referente ao modelo tarifário monômio, com projeção de atingimento de uma capacidade instalada de 21 GW em 2027. A ABSOLAR considera que tal projeção pode estar superestimada, uma vez que, apesar de extremamente sensível ao payback simples, o ritmo de crescimento de usuários, clientes, investidores e empreendedores de GD também está relacionado a outros fatores que ainda não foram incorporados na análise de sensibilidade de adoção da tecnologia. Tais fatores incluem: barreiras processuais, procedimentais e burocráticas ao desenvolvimento da GD (internacionalmente denominadas “*red tape*”), incluindo as já identificadas e recorrentes dificuldades de conexão à rede de distribuição – processo ainda repleto de inconsistências em diversas distribuidoras que não operacionalizaram de forma satisfatória os seus processos internos para o adequado atendimento às solicitações de conexão de GD à rede, ou ainda têm descumprido os prazos regulatórios disciplinados pela ANEEL; burocracia na formação de consórcios ou cooperativas para as modalidades de geração compartilhada; disponibilidade restrita de fontes de financiamento em diferentes regiões do País; diretrizes tributárias desfavoráveis ao desenvolvimento da GD; disponibilidade de equipamentos do mercado (como exemplo, no passado recente, o mercado já vivenciou falta de medidores bidirecionais); entre outros.

A ABSOLAR apoia o fato de o PDE 2027 manter o fundamental destaque para as fontes renováveis na composição e expansão da matriz elétrica brasileira, indicando uma participação das renováveis 79,13%¹ da capacidade instalada nominal ao final de 2027. No entanto, o fato do Brasil já possuir uma matriz elétrica altamente renovável não significa que já esgotou seu vasto potencial de aproveitamento de recursos naturais disponíveis, muito menos que deva comparar o seu nível de compromisso com as fontes renováveis com outros valores de países menos avançados neste aspecto. O Brasil ainda possui elevado potencial para a expansão da geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis, a citar: hídrica, solar, eólica, biomassa, biogás, entre outras.

¹ Referência Tabela A-1 – Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência



Desse modo, a ABSOLAR defende que o planejamento energético e elétrico seja mais ambicioso na composição do portfólio de fontes renováveis da matriz. Adicionalmente, a ABSOLAR recomenda a incorporação de tecnologias complementares e sinérgicas que contribuam para uma maior integração destas fontes renováveis na operação segura, resiliente e de qualidade da matriz elétrica nacional, não apenas limitando-se às tecnologias tradicionais de atendimento à ponta a partir de fontes fósseis, conforme avaliação preliminar apresentada no PDE 2027.

Esperamos que as propostas apresentadas nestas contribuições sejam de valia para o aprimoramento do planejamento da expansão energética e elétrica do Brasil, em especial, proporcionando uma adequada participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, de modo que o País possa usufruir, cada vez mais, de seus benefícios elétricos, energéticos, estratégicos, econômicos, ambientais e sociais.

Por fim, a ABSOLAR parabeniza o MME e a EPE pela qualidade do trabalho desenvolvido e agradece aos profissionais destas instituições pelos esclarecimentos e discussões enriquecedoras ao longo do processo de formulação destas contribuições.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Dr. Rodrigo Lopes Sauaia

Presidente Executivo, em representação à Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (p. 53)

Redação do documento:

A tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta, como pôde ser visto nos leilões de energia nova ocorridos em 2017. É possível que essa redução nos níveis de preços se justifique por uma situação transitória de excesso de equipamentos e falta de demanda interna. Por esse motivo os preços adotados para este PDE 2027 já se encontram em patamares inferiores aos adotados no PDE 2026, embora ainda não reflitam os valores declarados nos leilões de 2017.

Nesse panorama, quando comparados com as outras tecnologias de geração centralizada, esta opção ainda encontra uma certa dificuldade em se desenvolver de forma maciça por competitividade econômica. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos possam vir a comprovar uma tendência sustentável de baixa a exemplo do que já se observa em âmbito internacional, o que ampliará a atratividade econômica da fonte fotovoltaica.

Redação proposta:

A tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta, como pôde ser visto nos leilões de energia nova ocorridos em 2017 e em 2018. ~~É possível que essa redução nos níveis de preços se justifique por uma situação transitória de excesso de equipamentos e falta de demanda interna. Por esse motivo os preços adotados para este PDE 2027 já se encontram em patamares inferiores aos adotados no PDE 2026, embora ainda não reflitam os valores declarados nos leilões de 2017.~~

~~Nesse panorama, quando comparados com as outras tecnologias de geração centralizada, esta opção ainda encontra uma certa dificuldade em se desenvolver de forma maciça por competitividade econômica. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos possam vir a comprovar uma tendência sustentável de baixa a exemplo do que já se observa em âmbito internacional, o que ampliará a atratividade econômica da fonte fotovoltaica.~~

Justificativas/comentários:

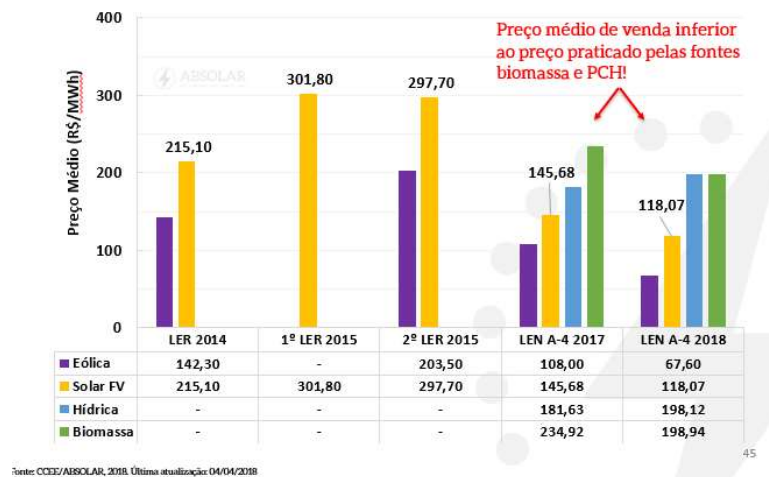
A ABSOLAR não concorda e não considera adequado que, no âmbito de planejamento, sejam realizadas afirmações subjetivas com relação às condições de preços e custos da fonte solar fotovoltaica. Os pontos mencionados no texto são aplicáveis a qualquer fonte ou tecnologia e não representam uma particularidade ou exclusividade da fonte solar fotovoltaica, motivo pelo qual não se justifica inferir que o ganho de competitividade da tecnologia seria transitório ou pontual, desmerecendo a evolução da mesma. Além disso, a restrição de demanda interna é reduzida também para as demais fontes de geração, motivo pelo qual este efeito afetaria também as demais fontes de energia elétrica, para as quais não foi realizada tal afirmativa geral. Também não se considera adequada a comparação com outras tecnologias de geração e afirmação de que a fonte solar fotovoltaica tem dificuldade de se desenvolver de forma maciça. O forte desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica em inúmeros países do mundo descontrói tal afirmativa e comprova que não há obstáculos técnicos ou econômicos desta magnitude para o avanço da tecnologia, fato também aplicável no cenário nacional. Nos dois últimos leilões de energia nova (LEN A-4 de 2017 e 2018), a fonte solar fotovoltaica apresentou preços mais competitivos do que as fontes hídricas e biomassa:

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (p. 53)

 ABSOLAR Geração Centralizada Solar FV

Histórico dos Preços Médios de Venda de Energia por Fonte Geradora



A fonte solar fotovoltaica é a tecnologia de geração de eletricidade que mais cresce no mundo o que desencadeia um processo acelerado de aumento na eficiência de manufatura dos equipamentos, dominada predominantemente pelos países asiáticos que possuem baixo custo de produção. Dessa forma, a maturidade da tecnologia bem como o comportamento de seus custos, tanto no Brasil quanto internacionalmente já comprovam uma tendência sustentável de redução de preço, amplamente estudadas por diversas instituições.

O ajuste desta premissa de custos e preços é importante pois tem influência direta nos resultados das simulações realizadas para os cenários do PDE 2027. Em todos os cenários simulados, nota-se que a contratação estimada para a fonte solar fotovoltaica não passa de 1.000 MW/ano por ano de capacidade instalada adicional, mesmo quando ampliados os limites de contratação para 3.000 MW/ano. Contudo, no cenário de 40% redução de preços para a fonte solar fotovoltaica, a expansão da mesma no mercado de referência passa para um nível de 3.000 MW/ano, atingindo assim o limite superior considerado para expansão, o que indica que um dos maiores entraves para expansão da fonte solar fotovoltaica no PDE 2027 são as premissas de preço.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (p. 53)

Tendo em vista que, conforme é afirmado no PDE 2027, essa maior penetração solar substitui, predominantemente, parte da expansão eólica, além de reduzir a necessidade de complementação de potência, a ABSOLAR recomenda a simulação de um cenário sem a restrição de 3.000 MW/ano de adição de capacidade instalada máxima para a fonte solar fotovoltaica.

Com relação às projeções de preço da fonte solar fotovoltaica, cabe apontar referências complementares à projeção da EPE, para fins de comparação e reflexão do papel da fonte na matriz em um horizonte superior ao do PDE. A Bloomberg New Energy Finance (BNEF)², por exemplo, projeta a matriz elétrica brasileira de 2040 com uma participação de 32% de energia solar fotovoltaica, equivalente a 126 GWac (potência injetada em corrente alternada), demonstrando a possibilidade de avaliações mais audaciosas para o papel e a participação das fontes renováveis na matriz elétrica nacional, com destaque para a fonte solar fotovoltaica. O principal motivo que leva a BNEF e outras instituições internacionais a realizarem projeções agressivas para a fonte solar fotovoltaica está em fundamentos econômicos: projeta-se que a fonte solar fotovoltaica experimentará uma redução de preço de 66% até 2040.

De forma similar, em seu estudo “The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025”, publicado em junho de 2016, a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA) projeta uma redução de 59% no preço médio global da fonte solar fotovoltaica de 2015 até 2025, trazendo os preços da fonte para uma faixa entre US\$ 50,00 e 60,00/MWh. Uma vez que o Brasil possui recursos solares muito superiores à média mundial, evidencia-se que os preços médios da energia solar fotovoltaica possuem as condições técnicas necessárias para se tornarem ainda menores que estes valores médios globais projetados.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (p. 53)

Redação do documento:

No que diz respeito ao atendimento à demanda de potência, devido às características do recurso e das incertezas existentes quanto a curva de carga futura, o PDE 2027 em sua Alternativa de Referência não considera a contribuição dessa tecnologia para a restrição de capacidade, embora em um dos cenários “what-if” essa contribuição de potência tenha sido incorporada.

Redação proposta:

No que diz respeito ao atendimento à demanda de potência, devido às características do recurso e das incertezas existentes quanto a curva de carga futura, o PDE 2027 em sua Alternativa de Referência não considera a contribuição dessa tecnologia para a restrição de capacidade, embora em um dos cenários “what-if” essa contribuição de potência tenha sido incorporada.

Contudo, a EPE está desenvolvendo metodologias e aprimoramentos em seus modelos computacionais para refletir melhor as condições de carga e

² Bloomberg New Energy Finance, 2017. New Energy Outlook 2017

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (p. 53)

geração de maneira mais integrada, bem como simulações com maior granularidade para incorporar de maneira adequada as contribuições de potência da fonte solar fotovoltaica para o sistema.

Justificativas/comentários:

Primeiramente, a ABSOLAR parabeniza a equipe da EPE/MME por desenvolver em seus cenários de sensibilidade uma análise inédita de quantificação da contribuição da fonte solar fotovoltaica para atendimento dos requisitos de potência do sistema. Ressalta-se, no entanto, que é preciso uma sinalização do planejamento de que haverá esforços para criar know-how, capacitação e estruturas as ferramentas para que esta análise seja mais robusta para o próximo PDE.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 3.4 – PRINCIPAIS ATRIBUTOS ASSOCIADOS À EXPANSÃO (p. 56)

Redação do documento:

Como grande parte dos recursos que atenderão o balanço mensal apresentam limitação no controle da geração, o sistema precisará de fontes para complementação de capacidade. Na expansão de referência as tecnologias para esse fim são as termelétricas de custo de instalação menores e as tecnologias de armazenamento, como baterias e hidrelétricas reversíveis.

Redação proposta:

Como grande parte dos recursos que atenderão o balanço mensal apresentam limitação no controle da geração, o sistema precisará de fontes para complementação de capacidade. ~~Na expansão de referência as tecnologias para esse fim são as termelétricas de custo de instalação menores e as tecnologias de armazenamento, como baterias e hidrelétricas reversíveis.~~

Justificativas/comentários:

O atendimento à ponta é preocupação onipresente ao PDE 2027, sendo a contratação de usinas termelétricas a ciclo aberto seguidas por tecnologias de armazenamento, como aquelas encontradas nas hidrelétricas reversíveis e nas baterias, a solução descrita para esse decênio. No entanto, cientes da crescente competitividade das fontes renováveis e exultantes do mérito a estas conferido na projeção da expansão contida no PDE 2027, a ABSOLAR entende que o potencial das renováveis não pode deixar de ser considerado também no atendimento da necessidade por potência. Hoje, estão em pauta discussões que lapidam o potencial destas fontes: a possibilidade de contratação de parques híbridos onde haja complementariedade, a busca da separação entre lastro e energia, melhorias nos sistemas de transmissão e a adoção do preço horário são exemplos do aperfeiçoamento ao qual a geração renovável, sobretudo aquela de origem eólica e solar, está sujeita. Já conhecidos os benefícios que a competição entre diferentes tecnologias pode trazer no curso da averiguação da melhor solução a ser empregada ao sistema, considerando ainda aprimoramentos regulatórios a que hoje o setor está sujeito, sugerimos,

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 3.4 – PRINCIPAIS ATRIBUTOS ASSOCIADOS À EXPANSÃO (p. 56)

inicialmente, que não sejam taxativas as tecnologias descritas no plano, de forma que todos os quadros, figuras e termos sejam nomeados igualmente ao PDE 2027 como “ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA”.

Seguindo esta lógica, sugerimos ainda que o PDE 2027 passe a detalhar, em um box descritivo, indicação de um formato de atendimento à requisitos de potência, por meio do qual, tornar-se-ia viável auferir a representatividade das fontes renováveis no desenvolvimento de soluções inovadoras para o atendimento à ponta, recorrendo-se ao uso de tecnologias híbridas e sistemas de armazenamento diferenciados que possam igualmente atender à demanda por potência. É fundamental considerar também ao tratamento à resposta da demanda e a geração distribuída durante o curso do período compreendido no PDE 2027. Entendendo que tal tópico teve exploração inócua na minuta originalmente apresentada ao plano decenal, cumpre destacar que tais mecanismos se apresentam fortes ferramentas na mitigação do tratamento emergencial de atendimento à ponta - ao acessar as reais necessidades do setor, é possível gerar significativa redução à carga em períodos pré-determinados, equilibrando a necessidade de geração nestes patamares.

Hoje, capazes de dar contornos mais realistas a sua sazonalidade, as fontes renováveis atingiram maturidade suficiente para prever lacunas em sua geração e escolher como supri-las. No mundo, a utilização de sistemas de armazenamento vem ganhando cada vez mais destaque atreladas ao aumento de fontes renováveis nos sistemas, uma vez que possibilita maior confiabilidade à rede por possibilitar modulação da entrega da energia, controle de frequência, e por consequência uma otimização operacional do sistema. Face às vantagens da utilização desta tecnologia, entendemos a relevância de fomentar e introduzir este tema no Brasil, onde ainda auxiliaria o sistema brasileiro a reduzir custos com encargos setoriais, principalmente a conta CCC – Conta Consumo de Combustíveis. De forma similar, ao lado desta inovação, já se consolidam enquanto solução cada vez mais viável as usinas híbridas que, ao combinar gerações de fontes distintas, tornam claro o potencial de complementariedade entre estas em prol da modicidade no atendimento à necessidade do sistema. Assim, de forma coerente ao movimento de modernização que atualmente se organiza no ordenamento regulatório na forma dos aprimoramentos em debate no setor já aqui recordados, atrelado ainda ao potencial natural que nossa localização geográfica do país ocasiona, a crescente presença de fontes variáveis associadas à outras fontes variáveis ou fontes não variáveis, seja em formato combinado ou não a sistema de armazenamento, é propícia ao desenvolvimento da matriz brasileira.

Sem esquecer dos objetivos traçados para descarbonização já muito bem sustentados ao longo de todo o exposto neste plano decenal, pelos motivos já incorridos, sugere-se que a maturidade das fontes renováveis e a já alcançada gerência sobre suas ocasionais seja considerada na determinação dos percentuais de expansão por fonte especificados no íterim da atual minuta em debate.

Por conseguinte, entendemos como superlativo o percentual reservado à contratação de fontes fósseis. Já capazes de atender a assiduidade na demanda de consumo, as fontes renováveis se consolidam enquanto solução de baixo custo, prazo e impacto de implantação aptos a responder as necessidades do mercado de forma eficaz, sendo alternativa irrefragável na construção de uma matriz descarbonizada e diversificada.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 3.4 – PRINCIPAIS ATRIBUTOS ASSOCIADOS À EXPANSÃO (p. 56)

Com efeito, pleiteia-se o reconhecimento dos benefícios que usinas de natureza renovável, ao fazer uso dos expedientes aqui exemplificados, podem garantir ao equilíbrio e modicidade do sistema, enxergada a possibilidade de que estas não só compitam de igual para igual, como obtenham êxito enquanto alternativa mais atrativa para uniforme atendimento uniforme da demanda, em detrimento à primazia concedida às fontes fósseis para este fim no cenário de expansão até 2027.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 3.3. Diretrizes e Premissas (p. 59)

Redação do documento:

Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano e no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023;

Redação proposta:

Indicação de expansão uniforme ~~(cujo montante foi otimizado pelo MDI)~~ de ~~geração centralizada solar fotovoltaica~~ de no mínimo ~~2.000 4.000~~ MWac/ano a partir de 2023.

Justificativas/comentários:

A sinalização de que haverá expansão da capacidade com periodicidade anual é bem-vinda pela ABSOLAR e extremamente relevante para o adequado desenvolvimento do setor solar fotovoltaico brasileiro. A sinalização de continuidade na contratação da fonte é pilar fundamental para o crescimento sustentável da mesma no Brasil, proporcionando maior previsibilidade e menor percepção de risco para a atração de investidores em todos os elos da cadeia produtiva solar fotovoltaica brasileira. Tal medida está alinhada com as recomendações que têm sido emitidas pela ABSOLAR sobre o tema em nome do setor solar fotovoltaico nacional. No entanto, no PDE 2026, a indicação era de expansão da oferta de geração centralizada solar fotovoltaica de 1.000 MW/ano a partir de 2021, cuja indicação não se verificou por conta da baixa contratação dos LEN A-4 de 2017 e 2018 e com a exclusão da fonte solar fotovoltaica dos LEN A-6 de 2017 e 2018.

Com base nos ajustes de preços e custos conforme recomendado no item 3.2, a ABSOLAR sugere um alinhamento da expansão indicativa para a energia solar fotovoltaica com as recomendações do setor solar fotovoltaico brasileiro. Em levantamento interno junto a seus associados, considerando o segmento de geração centralizada, bem como os diferentes elos da cadeia produtiva, o setor apresenta recomendação do estabelecimento de um volume mínimo de referência para um crescimento sustentável da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, de maneira a trazer benefícios técnicos, elétricos, energéticos, econômicos, sociais e ambientais notáveis ao SIN, no seguinte montante: **contratação de no mínimo 2.000 MWac (potência injetada em corrente alternada), equivalentes a aproximadamente 500 MW médio**, ao ano da fonte solar fotovoltaica no período decenal até 2027.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: CONDIÇÕES FUTURAS DE ATENDIMENTO AO SIN

Redação do documento:

Inicialmente, destacam-se as fontes como a eólica e a solar que agregam energia ao longo do mês, mas, por não serem controláveis, não se pode contar com a mesma contribuição na oferta de capacidade. Em situações hidrológicas próximas da média, a participação das termelétricas tende a ser pequena no despacho mensal. Porém, elas serão requisitadas a operar nos momentos de pico de demanda, principalmente as tecnologias que possam entrar e sair de operação com maior frequência. Além disso, o importante papel das hidrelétricas na modulação da oferta, permitindo acompanhar a curva de carga, garante a sinergia que o sistema precisa para ter uma operação econômica e eficiente.

Redação proposta:

Inicialmente, destacam-se as fontes como a eólica e a solar que agregam energia ao longo do mês, mas, por não serem controláveis, não se pode contar com a mesma contribuição na oferta de capacidade. **Contudo, as mesmas possuem contribuições indiretas, principalmente em situações hidrológicas críticas, preservando os reservatórios.** Em situações hidrológicas próximas da média, a participação das termelétricas tende a ser pequena no despacho mensal. Porém, elas serão requisitadas a operar nos momentos de pico de demanda, principalmente as tecnologias que possam entrar e sair de operação com maior frequência. Além disso, o importante papel das hidrelétricas na modulação da oferta, permitindo acompanhar a curva de carga, garante a sinergia que o sistema precisa para ter uma operação econômica e eficiente.

Justificativas/comentários:

Cabe ressaltar aqui, algumas características de contribuição da fonte solar fotovoltaica para atendimento à potência. Em períodos de seca, com baixa precipitação e hidrologia desfavorável, existe grande disponibilidade de radiação solar para a geração de energia elétrica. Com isso, a energia solar fotovoltaica contribui para a preservação dos recursos hídricos do país, aumentando a disponibilidade de água para usos nobres, como consumo humano, agricultura e agropecuária, bem como preservando os reservatórios das hidrelétricas para fornecer atendimento à demanda de potência e à flexibilidade do sistema. De maneira similar, na região Nordeste, onde a fonte eólica apresenta perfil de geração matutino (primeiras horas da manhã) e noturno, a fonte solar fotovoltaica representa complemento estratégico à matriz elétrica, uma vez que gera energia elétrica ao longo do período diurno, em especial no meio do dia. Com a inclusão de geração solar fotovoltaica na região, teremos um perfil de geração mais estável ao longo do dia. Com isso, o país terá condições de reduzir o despacho de termelétricas onerosas que é atualmente acionado para complementar a geração de energia elétrica no Nordeste, trazendo maior economia aos consumidores e segurança para a operação da matriz elétrica nacional. Adicionalmente, por gerar energia de forma distribuída e próximo aos centros de consumo, a fonte solar fotovoltaica alivia os picos de demanda diária e reduz os gastos com o despacho de termelétricas nos demais centros de carga ao redor do país. Esta geração local também beneficia o país ao reduzir as perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e postergar a necessidade de novos investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: CASO 2: EXPANSÃO PARA O CASO ALTERNATIVO DE DEMANDA

Redação do documento:

Mesmo para uma maior demanda, a expansão solar fotovoltaica centralizada se manteve em 1.000 MW/ano, sinalizando que, mantidos os preços utilizados, esta opção ainda não se mostra economicamente atrativa para o sistema.

Redação proposta:

~~Mesmo para uma maior demanda, a expansão solar fotovoltaica centralizada se manteve em 1.000 MW/ano, sinalizando que, mantidos os preços utilizados, esta opção ainda não se mostra economicamente atrativa para o sistema.~~

Justificativas/comentários:

Conforme mencionado no item 3.2 pela ABSOLAR, não são apenas as condições de demanda, mas sim as premissas de preço possivelmente distorcidas que influenciam negativamente o cenário de expansão para a fonte solar fotovoltaica. A adoção de premissas de preço diferentes aos preços que foram verificados e praticados nos últimos projetos comercializados devem ter fundamentação técnica e por isso, a ABSOLAR recomenda que seja apresentada uma análise detalhada sobre tais premissas de preços.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: CASO 5: AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Redação do documento:

O resultado obtido nesse caso reduziu a necessidade de expansão de fontes para complementação de potência em 3.350 MW. Porém, apresentou a mesma expansão solar fotovoltaica que o caso de Referência, isto é, 1.000 MW/ano.

Assim podemos concluir que, para os parâmetros utilizados, a premissa adotada para o Cenário de Referência dá mais segurança ao sistema sem comprometer a competitividade da tecnologia solar. Também podemos concluir com esse caso que, mesmo se considerarmos que o atual comportamento da demanda seja mantido no horizonte decenal, com os picos de carga em alguns meses do ano ocorrendo nos instantes onde a contribuição solar é significativa, será necessária a complementação de potência, da ordem de 9.500 MW.

Redação proposta:

O resultado obtido nesse caso reduziu a necessidade de expansão de fontes para complementação de potência em 3.350 MW. Porém, apresentou a mesma expansão solar fotovoltaica que o caso de Referência, isto é, 1.000 MW/ano.

Assim podemos concluir que, para os parâmetros utilizados, a premissa adotada para o Cenário de Referência dá mais segurança ao sistema ~~sem comprometer a competitividade da tecnologia solar~~. Também podemos concluir com esse caso que, mesmo se considerarmos que o atual comportamento da demanda seja mantido no horizonte decenal, com os picos de carga em alguns meses do ano ocorrendo nos instantes onde a contribuição solar é significativa, será necessária a complementação de potência, da ordem de 9.500 MW.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: CASO 5: AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Justificativas/comentários:

Primeiramente, a ABSOLAR parabeniza a equipe da EPE/MME por desenvolver em seus cenários de sensibilidade uma análise inédita de quantificação da contribuição da fonte solar fotovoltaica para atendimento dos requisitos de potência do sistema. Ressalta-se, no entanto, que é preciso uma sinalização do planejamento de que haverá esforços para criar know-how, capacitação e estruturas as ferramentas para que esta análise seja mais robusta para o próximo PDE. Principalmente porque nos resultados preliminares é possível identificar significativas contribuições da fonte solar fotovoltaica em alguns meses do ano, conforme a Tabela 3-8 - Contribuição solar de capacidade, chegando a 29,3% no mês de fevereiro para as regiões SE/CO.

Novamente, neste item, assim como item 3.2 pela ABSOLAR, não são apenas as condições de demanda que comprometem a competitividade da fonte solar fotovoltaica, mas também as premissas de preço possivelmente distorcidas que influenciam negativamente o cenário de expansão para a fonte solar fotovoltaica.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 3.6 – NECESSIDADE DE MAIOR REPRESENTAÇÃO GRANULAR DA CURVA DE CARGA

Redação do documento:

Como foi mostrado, a consideração ou não da contribuição da oferta solar na avaliação de capacidade do sistema está diretamente relacionada com a hora do dia em que os requisitos de capacidade aparecem. Essa consideração (ou não) também pode afetar a expansão necessária. Entretanto, para saber os instantes de pico é preciso conhecer o comportamento horário da demanda futura.

Redação proposta:

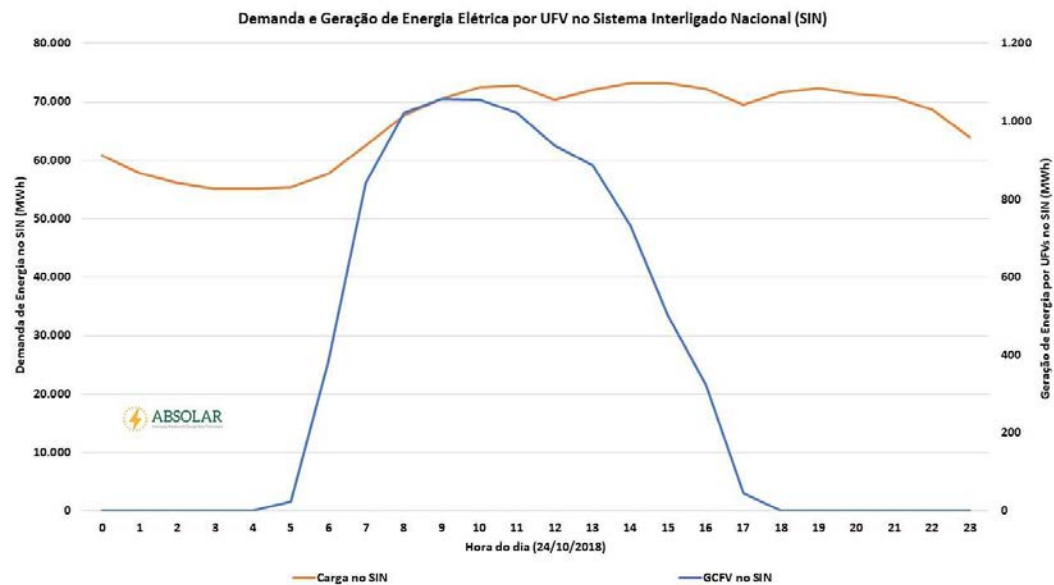
Como foi mostrado, a consideração ou não da contribuição da oferta solar na avaliação de capacidade do sistema está diretamente relacionada com a hora do dia em que os requisitos de capacidade aparecem. Essa consideração (ou não) também pode afetar a expansão necessária. Entretanto, para saber os instantes de pico é preciso conhecer o comportamento horário da demanda futura. **A EPE implementará melhorias em sua modelagem para conseguir capturar de maneira mais realista a contribuição da oferta solar na avaliação de capacidade do sistema.**

Justificativas/comentários:

Novamente, ressalta-se que é preciso uma sinalização do planejamento de que haverá esforços para criar know-how, capacitação e estruturas as ferramentas para que esta análise seja mais robusta para o próximo PDE. A ABSOLAR sugere que sejam feitas análises com base – horária, como forma de enxergar as contribuições da fonte solar fotovoltaica nos requisitos de capacidade e flexibilidade:

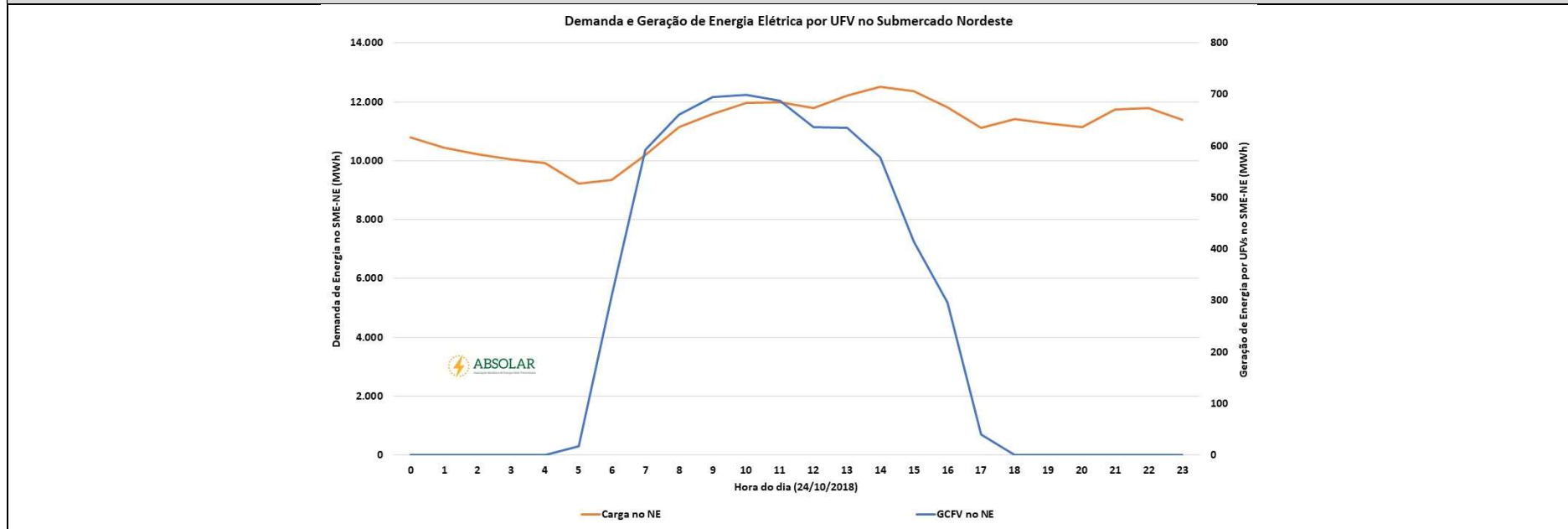
Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 3.6 – NECESSIDADE DE MAIOR REPRESENTAÇÃO GRANULAR DA CURVA DE CARGA



Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 3.6 – NECESSIDADE DE MAIOR REPRESENTAÇÃO GRANULAR DA CURVA DE CARGA



Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 9.2. Micro e Minigeração Distribuída

Redação do documento:

Dessa forma, o resultado do modelo indica que em 2027 haverá 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída, totalizando 11,9 GW, que exigirão quase R\$ 60 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2400 MW_{méd}, suficiente para atender 2,4% da carga total nacional no final do horizonte.

Redação proposta:

Dessa forma, o resultado do modelo indica que em 2027 haverá 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída, totalizando 11,9 GW, que exigirão quase R\$ 60 bilhões em investimentos ao longo do período, **em comparação com investimentos da ordem de R\$ XX bilhões do próprio consumidor em infraestrutura de geração de energia elétrica.** Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com na geração

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: 9.2. Micro e Minigeração Distribuída

de 2400 MW_{méd}, suficiente para atender 2,4% da carga total nacional no final do horizonte.

Justificativas/comentários:

A ABSOLAR considera importante na análise de custo e benefício que seja apresentada também uma estimativa dos investimentos privados feitos pelos próprios consumidores que adotaram as tecnologias.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item:

Redação do documento:

A discussão acerca da aplicação de uma tarifa binômia aos consumidores com geração própria tem se intensificado recentemente. As Consultas Públicas 002/2018 e 010/2018 da ANEEL e a n° 33/2017 do MME trataram do tema e receberam diversas contribuições. Na visão da EPE, a aplicação de uma tarifa binômia é uma das alternativas para adequar o modelo atual. Com o intuito de contribuir com a discussão, a EPE realizou uma projeção adicional, mantendo o modelo de tarifa monômia e sistema de compensação integral. O resultado indica que, se forem mantidas as condições atuais, devemos chegar a quase 21 GW instalados em 2027. Nesse patamar, como aponta a ANEEL (2015), os desequilíbrios causados pelo modelo atual deixam de ser desprezíveis, podendo ocasionar aumentos tarifários de até 20% na área de algumas distribuidoras.

Redação proposta:

A discussão acerca da aplicação de uma tarifa binômia aos consumidores com geração própria tem se intensificado recentemente. As Consultas Públicas 002/2018 e 010/2018 da ANEEL e a n° 33/2017 do MME trataram do tema e receberam diversas contribuições. Na visão da EPE, a aplicação de uma tarifa binômia é uma das alternativas para adequar o modelo atual. Com o intuito de contribuir com a discussão, a EPE realizou uma projeção adicional, mantendo o modelo de tarifa monômia e sistema de compensação integral. O resultado indica que, se forem mantidas as condições atuais, devemos chegar a quase 21 GW instalados em 2027. Nesse patamar, como aponta a ANEEL (2015), ~~os desequilíbrios causados pelo modelo atual deixam de ser desprezíveis, podendo ocasionar aumentos tarifários de até 20% na área de algumas distribuidoras.~~ “pode-se concluir que a relação custo-benefício melhora à medida que se aumenta o número de consumidores e a potência instalada com microgeração. No entanto, deve-se analisar também o impacto tarifário e a redução de receita das distribuidoras para ter maiores subsídios antes de concluir a análise.” (...)

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item:

De acordo com a ANEEL (2015), “o impacto médio seria de 8,8%, alcançando o valor expressivo de 22,4% para a Cemig, considerando o horizonte de 10 anos.” No entanto, conforme apresenta

Justificativas/comentários:

A ABSOLAR considera produtiva a análise de múltiplos cenários para a expansão da geração distribuída. No entanto, enxerga que a limitação a apenas dois cenários pode ser tendenciosa para a orientação de política energética. Principalmente pois, como é mencionado no próprio PDE 2027, a tratativa acerca do tema está em fase de discussão, havendo propostas alternativas já apresentadas pela ANEEL para mudanças no modelo de compensação de energia elétrica.

A ABSOLAR também recomenda acrescentar a citação completa à referência da ANEEL (2015) em que, o cenário em questão estimado pela EPE correspondente a 21 GW de capacidade instalada, coincide com um cenário de análise de sensibilidade de mais de 10 vezes o cenário de referência da ANEEL. Na visão da ABSOLAR, essa discrepância de resultados deve ser verificada e as premissas entre as entidades devem ser alinhadas e a ABSOLAR se coloca à disposição para discuti-las. Nesse contexto, cabe destacar e parabenizar a publicação da Nota Técnica EPE-DEA-NT-028/2018, que explica com toda transparência a metodologia adotada na estimativa de expansão da GD e também cumprimentar à equipe da EPE pelos aprimoramentos muito bem-vindos com relação ao PDE 2026. Para complementar esta metodologia, a ABSOLAR solicita que sejam publicadas também a análise de impactos do payback simples para os diversos tipos de usuários com o objetivo de deixá-las abertas às contribuições da sociedade.

Adicionalmente, a citação completa à referência da ANEEL (2015) deve incluir a correta análise dos resultados pela ANEEL, em que a mesma explicita que, apesar de detectado o aumento de tarifa médio de 8,8% (sendo 22,4% para a CEMIG o caso máximo), a relação custo-benefício apenas melhora com o crescimento da geração distribuída, conforme a tabela abaixo retirada da referência ANEEL (2015) – Nota Técnica 0017/2015 SRD – Anexo V – AIR. A ABSOLAR considera fundamental este ajuste pois sob o ponto de vista de eficiência sistêmica, a relação custo-benefício não pode ser excluída da análise.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item:

Tabela 10: Relação custo-benefício para análise de sensibilidade

	Sensibilidade A	Sensibilidade B	Sensibilidade C	Sensibilidade D
Relação custo-benefício	0,20	0,14	0,14	0,14
Custo (R\$)	1.115.400.440,07	2.230.800.880,14	5.577.002.200,34	11.154.004.400,68
Benefício (R\$)	5.096.388.747,57	14.711.801.687,24	36.779.504.218,09	76.160.550.455,58

Fonte: ANEEL (2015) – Nota Técnica 0017/2015 SRD – Anexo V – AIR

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 9.2 – CAPTURANDO O VERDADEIRO VALOR DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Redação do documento:

Adicionalmente, o modelo de compensação de energia (net-metering), em conjunto com tarifas 100% volumétricas acabam dando sinais econômicos “fictícios” ao gerador distribuído. Isso porque parcelas do custo da rede, custos de programas setoriais e impostos são incluídos na “receita” do gerador, embora o seu “valor” para o sistema não seja equivalente. Portanto, idealmente a remuneração da geração distribuída injetada na rede deve ser dissociada da fatura de consumo da unidade. Dessa forma, garante-se que a remuneração seja explícita pela energia e serviços entregue de acordo com seu local e horário – facilitando a comparação com a geração centralizada, e que os demais custos cobertos pelas tarifas continuem sendo pagos pelo consumidor.

Redação proposta:

~~Adicionalmente, o modelo de compensação de energia (net-metering), em conjunto com tarifas 100% volumétricas acabam dando sinais econômicos “fictícios” ao gerador distribuído. Isso porque parcelas do custo da rede, custos de programas setoriais e impostos são incluídos na “receita” do gerador, embora o seu “valor” para o sistema não seja equivalente. Portanto, idealmente a remuneração da geração distribuída injetada na rede deve ser dissociada da fatura de consumo da unidade.~~ Dessa forma, garante-se que a remuneração seja explícita pela energia e serviços entregue de acordo com seu local e horário – facilitando a comparação com a geração centralizada, e que os demais custos cobertos pelas tarifas continuem sendo pagos pelo consumidor.

Justificativas/comentários:

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 9.2 – CAPTURANDO O VERDADEIRO VALOR DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A ABSOLAR parabeniza a iniciativa de analisar e compreender o verdadeiro valor da GD. Contudo, avalia que este debate, nos diversos segmentos do SEB, ainda carece de aprofundamento e solicita que o MME e a EPE aproveitem a oportunidade para realizar uma avaliação criteriosa e detalhada sobre o tema em questão, fugindo da análise apenas qualitativa do tema. Ou seja, propondo uma metodologia de valoração de maneira neutra e completa, dos benefícios e impactos da geração distribuída (GD), considerando aspectos elétricos, energéticos, sociais, ambientais, econômicos e estratégicos, com o objetivo de prover maior embasamento técnico para amadurecer a discussão sobre novos modelos tarifários. Um modelo tarifário que se baseia na tarifação binômia, da forma como aplicada atualmente no SEB, inviabilizaria a geração distribuída para a baixa tensão, impactando negativamente na possibilidade de escolha do consumidor de gerar a sua própria energia a partir de fontes renováveis.

Particularmente sobre a microgeração e minigeração distribuída, no caso da simples aplicação do modelo atual de tarifação binômia, conforme estudo realizado na área de concessão de dez distribuidoras sobre o impacto da tarifação binômia ao investimento dos microgeradores fotovoltaicos³, os cálculos demonstram que: *“Caso fosse implementado um regime de tarifação binômia, cerca de 50% da economia mensal deixaria de existir, sendo agora destinada à cobertura de custos fixos da distribuidora. Dessa forma, em seis distribuidoras o investimento não se pagaria, enquanto nas outras quatro a média do payback seria de 22 anos. Portanto, a implementação de um modelo de cobrança binomial praticamente inviabilizaria o investimento em microgeração fotovoltaica no país”*.

Em relação à valoração de atributos, a GD traz benefícios tangíveis ao sistema elétrico, que devem ser corretamente quantificados e alocados aos seus usuários. Diversos estudos técnicos e científicos internacionais que já realizaram análises detalhadas quanto às suas contribuições à sociedade, comparando inclusive seus benefícios e custos, comprovam que o saldo líquido entre benefícios e custos da inserção de geração distribuída em matrizes elétricas é vastamente positivo, sendo que os benefícios superam, por ampla margem, os custos. Em especial, os benefícios da geração distribuída não se limitam unicamente aos ganhos à infraestrutura do sistema elétrico e incorporam uma série de outros eixos estratégicos ao país.

Lista de referências:

Rocky Mountain Institute. A Review of Solar PV Benefits and Costs Studies, 2013. Disponível em: https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI_Document_Repository_Public-Reprts_eLab-DER-Benefit-Cost-Deck_2nd_Edition131015.pdf

Xcel Energy, Inc. Costs and Benefits of Distributed Solar Generation on the Public Service Company of Colorado System. May 2013.

SAIC. 2013 Updated Solar PV Value Report. Arizona Public Service. May, 2013 Beach, R., McGuire, P., The Benefits and Costs of Solar Distributed Generation for Arizona Public Service. Crossborder Energy May, 2013.

³ Konzen, G., Naciff de Andrade, G. O efeito de uma tarifa binômia no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte (MG), abril de 2016.

Documento: Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Item: BOX 9.2 – CAPTURANDO O VERDADEIRO VALOR DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Norris, B., Jones, N. The Value of Distributed Solar Electric Generation to San Antonio. Clean Power Research & Solar San Antonio, March 2013.
 Beach, R., McGuire, P., Evaluating the Benefits and Costs of Net Energy Metering for Residential Customers in California. Crossborder Energy, Jan. 2013.
 Rabago, K., Norris, B., Hoff, T., Designing Austin Energy's Solar Tariff Using A Distributed PV Calculator. Clean Power Research & Austin Energy, 2012.
 Perez, R., Norris, B., Hoff, T., The Value of Distributed Solar Electric Generation to New Jersey and Pennsylvania. Clean Power Research, 2012.
 Mills, A., Wiser, R., Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California. Lawrence Berkeley National Laboratory, June 2012.
 Energy and Environmental Economics, Inc. Technical Potential for Local Distributed Photovoltaics in California, Preliminary Assessment. March 2012.
 Energy and Environmental Economics, Inc. California Solar Initiative Cost-Effectiveness Evaluation. April 2011.
 R.W. Beck, Arizona Public Service, Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Jan. 2009.
 Perez, R., Hoff, T., Energy and Capacity Valuation of Photovoltaic Power Generation in New York. Clean Power Research, March 2008
 Contreras, J.L., Frantzis, L., Blazewicz, S., Pinault, D., Sawyer, H., Photovoltaics Value Analysis. Navigant Consulting, Feb, 2008.
 Hoff, T., Perez, R., Braun, G., Kuhn, M., Norris, B., The Value of Distributed Photovoltaics to Austin Energy and the City of Austin. Clean Power Research, March 2006.
 Smeloff, E., Quantifying the Benefits of Solar Power for California. Vote Solar, Jan. 2005.
 Duke, R., Williams, R., Payne A., Accelerating Residential PV Expansion: Demand Analysis for Competitive Electricity Markets. Energy Policy 33, 2005. pp. 1912-1929

Documento: Nº EPE-DEE-RE-54/2018 – r0 - Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027

Item: 3 Aspectos do Modelo

Redação do documento:

O atendimento a demanda máxima e a reserva de potência é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração para o período em questão, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda máxima instantânea do mês acrescida de uma folga a título de reserva operativa. A metodologia detalhada para a contribuição de potência de cada fonte é apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-035/2017-r1.

Redação proposta:

O atendimento a demanda máxima e a reserva de potência é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração para o período em questão, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda máxima instantânea do mês acrescida de uma folga a título de reserva operativa. A metodologia detalhada para a contribuição de potência de cada fonte é apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-035/2017-r1, **a exceção da fonte solar fotovoltaica, para a qual, a contribuição desta fonte é objeto de estudo específico, ora em desenvolvimento.**

Justificativas/comentários:

Documento: Nº EPE-DEE-RE-54/2018 – r0 - Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027

Item: 3 Aspectos do Modelo

A Nota Técnica EPE-DEE-RE-035/2017-r1 determina que “Conservadoramente, as usinas solares indicadas não são consideradas para o atendimento à demanda máxima. Cabe destacar, entretanto, que a contribuição desta fonte no atendimento à ponta é objeto de estudo específico, ora em desenvolvimento.

Contribuições da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE para a Consulta Pública do MME nº 062/2018

A APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica reconhece a importância da iniciativa deste Ministério de Minas e Energia ao buscar contribuições sobre o Plano Decenal 2027, constitui oportunidade para a manifestação dos agentes setoriais e da sociedade civil, o documento em consulta é fonte de dados de suma importância, constantemente utilizado como referência para pesquisas acadêmicas, instituições financeiras e investidores do setor elétrico.

Neste sentido, a APINE apresenta, a seguir, suas contribuições para o aprimoramento do plano apresentado na CP 062, apresentando a seguir algumas contribuições para cada um dos assuntos abordados no PDE 2027.

1. Premissas Gerais e Demanda de Energia

A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,6% aa no cenário de referência e 3,9% aa no cenário alternativo, que basicamente considera um maior crescimento industrial. Na segmentação do mercado, os incrementos das classes comercial e residencial devem apresentar crescimentos mais brandos em relação à indústria, que deverá crescer com mais vigor, se aproveitando da alta capacidade ociosa atual, e com forte expansão de consumo atendido via autoprodução.

A APINE considera razoável com as premissas macroeconômicas e de crescimento da carga consideradas no plano em questão, incluindo as projeções futuras, ainda que se mostrem bastante conservadoras, refletindo a dificuldade atual do país em retomar o crescimento de anos anteriores.

Por fim, como sugestão de apresentação, a parte descritiva e metodológica dos estudos de resposta da demanda e modelagem do atendimento da demanda máxima poderiam estar neste capítulo, ainda que estes temas sejam utilizados no capítulo “Geração de Energia Elétrica”.

2. Geração de Energia Elétrica

A expansão da oferta de geração apresentada no relatório tem caráter indicativo, não determinando diretamente os investimentos que serão efetivados na evolução do parque gerador. Para melhor orientação dos investidores sugere-se que o PDE estabeleça um cenário mínimo de perspectiva de expansão futura para cada uma das

fontes e que o mesmo seja revisado a cada 2 anos devido as incertezas envolvidas em qualquer visão de futuro.

O relatório consolida a metodologia apresentada no ciclo passado para a avaliação da oferta de energia elétrica, com a utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), desenvolvido internamente na EPE, como ferramenta de apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta.

Outra evolução no PDE é com relação à expansão da oferta com foco no atendimento da demanda máxima, avaliando se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração, caso não tenha, o MDI indica acréscimo de potência para atendimento da carga.

O desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para guiar a expansão do parque gerador é de suma importância para garantir a qualidade dos estudos de planejamento. Entretanto, acredita-se que a busca pelo ótimo em investimento na expansão também deva levar em consideração os custos de transmissão associados, a redução de perdas e o aumento de confiabilidade do sistema de transmissão.

Em comparação ao ciclo anterior, o PDE 2027 apresenta uma maior participação de térmicas a gás natural na expansão do parque gerador brasileiro, o total de capacidade para o ciclo decenal reduziu em 1.284 MW em relação ao PDE 2026, no entanto a indicação do estudo apresenta o crescimento de 2.457 MW em fontes de geração térmica a gás natural.

[MW]	Expansão indicativa PDE 2026	Expansão indicativa PDE 2027		Diferenças [PDE 2027 - PDE 2026]
PCH	1.500	2.050	↑	550
EÓLICA	11.825	10.000	↓	-1.825
BIOMASSA	3.204	2.600	↓	-604
SOLAR	7.000	5.000	↓	-2.000
TOTAL Renováveis	23.529	19.650	↓	-3.879
Hidrelétricas	2.631	1.824	↓	-807
UTE gás natural	2.666	5.123	↑	2.457
Outros	12.198	13.143	↑	945
TOTAL	41.024	39.740	↓	-1.284

As fontes solar e eólica foram as que apresentaram a maior redução em relação ao plano passado, e de certa forma foram as fontes que assimilaram a redução da capacidade e a maior participação das térmicas apresentada no relatório do PDE 2027. Observa-se aqui, que a expansão para atendimento da demanda máxima está representada é denominada na tabela como “Outros”, visto que poderá ser composta por térmicas a GN de ciclo aberto ou tecnologias de armazenamento.

Com relação aos cenários de expansão apresentados no relatório, seguem as sugestões:

1. Expansão com projeção alternativa de demanda: tradicionalmente, os planos decenais consideram ao menos um cenário de projeção de demanda com crescimento mais elevado que a referência, no entanto, a proposta de crescimento médio de 3,6% para 3,9% é de fato uma diferença que sinalizaria alterações significativa para um estudo de cenário?;
2. Expansão com restrição para entrada de termelétricas a gás natural: ao se limitar a entrada de térmicas a GN, os estudos indicam a expansão de térmicas a carvão. Ainda que esta alternativa esteja baseada no *retrofit* destas térmicas, visto que pelo balanço de combustíveis o Brasil terá saldo positivo de óleo combustível (Gráfico 6.8) uma sugestão seria a manutenção das térmicas que utilizem este combustível;

Por fim, em relação aos estudos de atendimento de ponta, sugere-se aprimoramento da avaliação da disponibilidade das usinas hidrelétricas, pois entende-se que o mais coerente seria considerar a utilização da curva colina das máquinas ao invés produtividade da usina e da aplicação da fórmula empírica de perda por deplecionamento apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r1/2017.

$$P_{max_p} = P_{efet_p} \times \left(\frac{hl_p}{hefet_p} \right)^\beta \quad (1)$$

onde,

hl_p – Altura de queda líquida da usina p ;

$hefet_p$ – Altura de queda efetiva das turbinas da usina p ;

β

$$= \begin{cases} 1,5 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Francis ou Pelton;} \\ 1,2 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Kaplan ou Bulbo;} \\ 0 & \text{se } hl_p \geq hefet_p \end{cases}$$

$$P_{efet_p} = P_{inst_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (2)$$

P_{efet_p} – Potência efetiva da usina p ;

P_{inst_p} – Capacidade instalada da usina p ;

$Teif_p$ – Taxa de indisponibilidade forçada da usina p ;

IP_p – Índice de indisponibilidade programado da usina p .

Como o processo de avaliação é baseado na simulação da operação, modelos matemáticos de operação de usinas têm condições de estimar a real perda por deplecionamento dos empreendimentos hidrelétricos, compatível com a curva colina, curvas do reservatório, curvas do canal de fuga e perdas hidráulicas de cada usina. Além disso, na escala de tempo de atendimento da demanda máxima, a grande maioria das usinas a fio d'água tem capacidade de modulação da geração intradiária, de maneira a disponibilizar potência ao sistema, modulando sua geração para cumprir o volume de água turbinada definida pelo modelo de otimização energético. Na prática da programação diária, o Operador já contempla esta capacidade de modulação diária das hidrelétricas na operação do sistema.

3. Transmissão de Energia Elétrica

Os estudos apresentados no relatório têm por base a consideração do caráter indicativo da expansão da geração, nestas condições o planejamento da transmissão tem por necessidade considerar a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas.

Neste contexto, a apresentação dos estudos é abrangente quanto os possíveis cenários de atendimento futuro da rede de transmissão, no entanto, o leitor depara-se com certa dificuldade de vincular as premissas de expansão da geração *vis a vis* a proposta de expansão da rede. Carece também, no capítulo da transmissão, um resumo das alternativas avaliadas com os incrementos de capacidade de transmissão em mapa e tabela, se possível vinculada com os cenários de expansão da oferta apresentados.

A visão integrada dos projetos de expansão de G e T deve identificar os pontos críticos no cronograma físico dos dois empreendimentos considerados de forma conjunta. Além disso, o PDE poderia, baseada em parte dos cenários de expansão do parque gerador, apresentados no capítulo anterior, apresentar cenários da expansão da transmissão, associada a cada alternativa de evolução do parque gerador. Além disso, sugere-se estudos prospectivos com base na avaliação da margem de escoamento podem indicar locais onde seja interessante/necessário a antecipação de expansão da rede de transmissão.

Outro ponto a ser ressaltado é com relação às tarifas dos geradores (TUST), que considera os dados do PDE como base de cálculo para cada ciclo tarifário. A projeção de TUST é afetada diretamente pela Expansão da Rede e pelos Investimentos associados, o desvio médio das projeções da RAP com relação ao valor verificado alguns leilões após a publicação da REN 267/2007 são elevados e há um viés de aumento nesse desvio quanto mais longa for a projeção.

O planejamento da transmissão, apesar de determinativo, é muito dinâmico e revisto a cada ano, atrasos na entrada de obras têm sido a regra, assim como de usinas e deságios em leilões acontecem rotineiramente e não são considerados na prospecção da RAP. Nos últimos anos, apenas um terço dos investimentos previstos nos Planos Decenais entraram em operação, adicionalmente, o deságio médio verificado nos leilões realizados entre 2015 a 2018 resultou em cerca de 30% de redução em relação ao valor inicial.

Desta forma, reforça-se mais ainda a necessidade de maior clareza na definição do cenário de referência de transmissão baseada na referência da expansão da geração, uma vez que tais dados impactam fortemente a definição dos valores das TUST.

4. Produção de Petróleo, Abastecimento de Derivados de Petróleo e Oferta de Gás Natural

Embora o Capítulo de Geração de Energia Elétrica já contemple premissas relacionadas à geração térmica, sugere-se que fossem elaborados cenários para a produção e preços dos derivados de petróleo e gás.

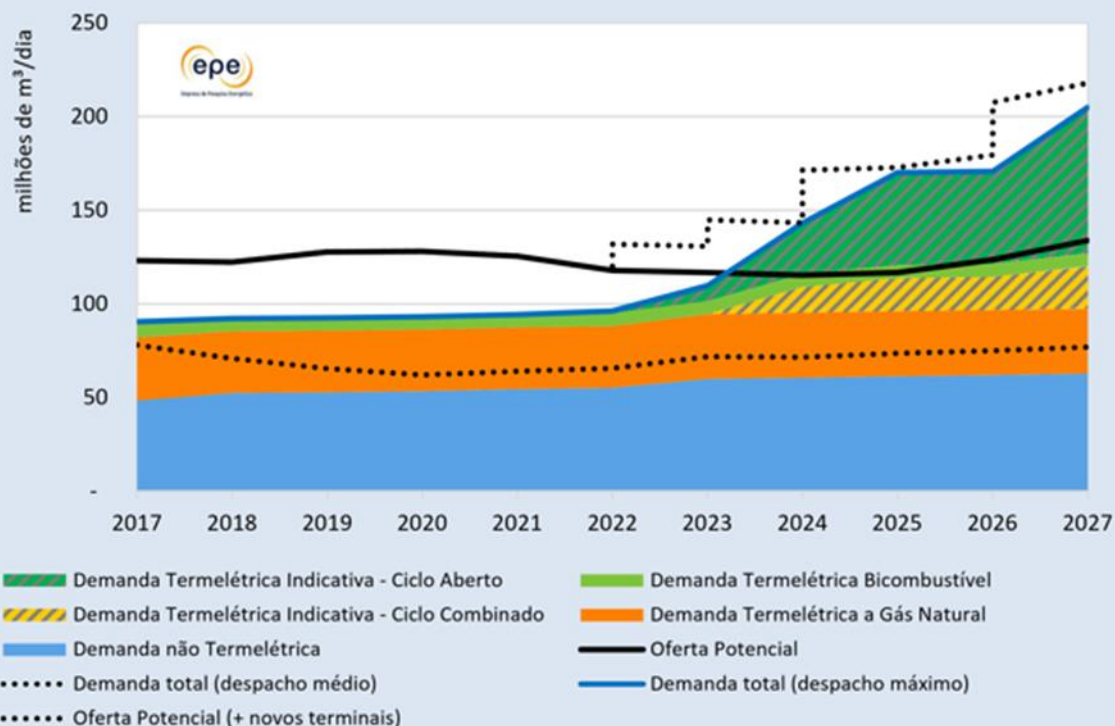
Em relação à oferta de gás natural, observa-se no gráfico 7.4 que em 2024 a oferta potencial se igual à demanda total com despacho máximo, sem considerar o fornecimento para atendimento de ponta, no box 7.1, considera-se que o fornecimento para UTE's com vistas ao atendimento de ponta deverão ser supridas por terminais de GNL.



APINE

Associação Brasileira dos Produtores
Independentes de Energia Elétrica

Gráfico 7-6 - Análise de sensibilidade do Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta



Nota: Neste caso, embora a demanda máxima sofra um aumento considerável, a demanda total com despacho médio não teria variação significativa, uma vez que estas UTEs irão atuar no atendimento de ponta energética, demandando baixo volume de gás na média anual.

Fonte: Elaboração EPE.

Neste sentido, tendo em vista a compatibilidade ao proposto na CP MME 061/2018, o fornecimento de GNL para atendimento de ponta não deverá ser na modalidade despacho antecipado, o que pode causar conflito e incertezas na aquisição de GNL frente ao despacho destas térmicas, a EPE cita de forma muito tímida esta preocupação no texto do PDE, identificando a necessidade de se desenvolver uma estrutura de negócio que permita a flexibilidade de fornecimento de GN e GNL. Sugere-se que se explore este tema, soluções como a implementação de um mercado de gás conjuntamente com um operador de gás poderia conferir maior eficiência no fornecimento de gás, bem como promover sinergia com o mercado de energia, com potencial de redução de custos na cadeia de fornecimento para as usinas termelétricas.

Adicionalmente, sugere-se que seja avaliado a alternativa de manter as térmicas existentes como opção de atendimento à ponta ou, para compensar a variação de geração de fontes intermitentes, uma vez que tais usinas se encontram bastante depreciadas e possuem capacidade de acionamento e tomada de carga em tempo

bastante reduzido. Assim, uma usina a óleo combustível ou diesel já existente poderia ser bastante competitiva em um eventual leilão de atendimento à ponta do sistema.

5. Análise Socioambiental

Um dos pontos sensíveis na expansão do sistema nos últimos anos é referente à transmissão, no qual o ponto mais importante é o drástico aumento do tempo de licenciamento ambiental, não sendo poucos os casos de redução de capacidade de escoamento de geração devido a atraso de linhas de transmissão. Com isso, ressalta-se a importância da atuação da EPE e do MME relatado no box 10.1, no entanto, dada a importância do tema, sugere-se que seja explorado mais o assunto no texto, com relatos do que se tem discutido como forma de melhorar a interação com os órgãos ambientais, bem como as ações potenciais que permitam agilizar o processo de licenciamento das obras de transmissão.

6. Considerações finais

Em linhas gerais o texto do PDE 2027 traz informações pertinentes que possibilita à sociedade inferir as diretrizes do planejamento energético nacional. A consolidação do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) e da incorporação do atendimento da demanda máxima na expansão do parque gerador mostram o engajamento da EPE em investir na qualidade e confiabilidade dos estudos técnicos bem como o compromisso de capacitação profissional de excelência do seu corpo técnico, iniciativa que conta com o total apoio da Apine e merece o reconhecimento da dedicação e do compromisso da EPE em conduzir um processo de melhoria contínua desta instituição.

A primeira contribuição de âmbito geral diz respeito às premissas e cenários que nortearam a elaboração do referido plano. Inúmeras premissas econômicas, técnicas, políticas, entre outras, foram consideradas no trabalho e são essenciais para definição dos resultados. Também foram considerados vários cenários referentes ao setor elétrico, principalmente com relação à geração de energia elétrica.

Em função da importância de tais dados, a APINE sugere que, para os próximos anos, a EPE organize um seminário de apresentação com o termo de referência do PDE. O objetivo deste seminário é discutir com a sociedade as premissas a serem consideradas no estudo e também os temas preliminares dos capítulos antes da divulgação do documento completo para submissão de consulta pública. Assim, a sociedade e agentes podem contribuir e/ou validar tais dados, antes da elaboração do relatório detalhado. Neste sentido, faz-se necessário o estabelecimento de um cronograma de elaboração do PDE, considerando estas etapas preliminares de

discussão com a sociedade, confecção da minuta de relatório, divulgação da consulta pública e publicação do texto final.

Uma sugestão para futuros trabalhos é de se considerar casos de sensibilidade com condições integradas de expansão entre a geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética e GD, esta última com forte influência da evolução da estrutura tarifária e o sinal de preço de energia em granularidade horária.

Em referência ao desenvolvimento e utilização de novas ferramentas de apoio à elaboração do PDE, tal como o Modelo de Decisão de Investimentos – MDI, que subsidiou a elaboração do plano em questão, a APINE é plenamente favorável à utilização de ferramentas computacionais que possam otimizar o tempo de trabalho, bem como contribuir para uma melhor precisão das informações e resultados.

A APINE também sugere que o PDE apresente, apesar do texto discorrer nas alternativas de oferta de geração para atendimento da demanda máxima, estudos mais detalhados considerando diferentes alternativas de escolha de fontes para atendimento desta demanda.

Embora exista a preocupação por parte da EPE que a definição numérica do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima no relatório é benéfica para que os empreendedores possam definir estratégias mais realistas. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável do planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.

A última sugestão de caráter geral da APINE é com relação ao formato do material. Como citado anteriormente, o PDE é um trabalho detalhado e abrangente, de suma importância para a sociedade. Por se tratar de um material extenso e muito complexo, a APINE sugere um Sumário Executivo como primeiro capítulo do PDE, onde as premissas, principais análises e resultados finais seriam apresentados, podendo contemplar também a Síntese dos Resultados. O Sumário Executivo também contemplaria as referências para o detalhamento de cada assunto, que seriam apresentados nos capítulos seguintes do PDE.

EXP/CIBiogás/201/2018
Foz de Iguaçu, 27 de novembro de 2018.

Ao
Ministério de Minas e Energia – MME
Departamento de Planejamento Energético

Assunto: Contribuição ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Prezados,

Encaminhamos contribuições do Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás (CIBiogás) sobre o tema.

Conforme gráficos 9-16 e 9-17 apresentados na página 210 do capítulo 9.2, a participação por fonte no mercado de geração distribuída de energia elétrica a biogás foi apresentada juntamente com as demais fontes de energia térmica.

No PDE 2026 o biogás havia aparecido com sua participação destacada, o que facilita as projeções de crescimento do setor, que tem no mercado de geração distribuída um grande potencial para o escoamento de excedentes de energia produzidos por pequenas e médias propriedades, cujo dimensionamento usualmente é feito a partir da oferta de substrato e não a partir da demanda de energia da propriedade.

Sendo o biogás uma das principais fontes de energia térmica da geração distribuída, sugerimos a apresentação dessa parcela desagregada das demais fontes, assim como no PDE 2026.

Atenciosamente,

Rodrigo Regis de Almeida Galvão
Diretor Presidente

São Paulo, 27 de novembro de 2018

Excelentíssimo Senhor,
Wellington Moreira Franco
 Ministro de Minas e Energia - MME
 Brasília - DF

Assunto: Contribuição para a Consulta Pública nº 62/2018 referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027

Excelentíssimo Senhor Ministro,

Em atendimento a possibilidade concedida à Associação da Indústria de Cogeração de Energia - COGEN, Entidade que representa 88 associados, atuando desde 2003 no desenvolvimento da GD e da cogeração de energia, vimos respeitosamente apresentar-lhes as nossas contribuições frente a Consulta Pública nº 62/2018, referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Neste particular, fazemos referência ao plano de desenvolvimento da expansão da geração por biomassa e biogás apresentados na tabela A-3, no anexo II, do capítulo III, "Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência – Caso 1", exposta abaixo:

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	(R\$ milhões)
Hidrelétrica ^(a)	-	-	257	777	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	400	400	400	400	400	2.000	10.000
Eólica - Nordeste	-	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000	40.000
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	-	2 862	394	-	804	4.059	13.077
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	593	124	-	348	1.064	3.428
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	204	-	516	727	-	1.276	2.723	5.935
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	1.054	-	1.415	2.469	5.379
Gás Flexível CA Sudeste	-	1.101	2.176	1.984	-	1.689	6.950	17.121
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	-	1.000	1.000	5.000
TOTAL	204	4.931	10.283	9.040	3.980	11.301	39.740	156.127

Levando em consideração as perspectivas de expansão de geração de biomassa a partir do bagaço da cana de açúcar, vimos solicitar sua análise e reconsideração dos MWs a ser instalados nos próximos 10 anos, tendo em vista a implantação do programa RenovaBio atualmente sendo concebido pelo MME.

Como se sabe, em função dos acordos internacionais assinados pelo país, há a perspectiva da elevação da produção de etanol, que deverá passar dos atuais 29 bilhões de litros para 48 bilhões de litros até 2028. Em uma análise superficial podemos constatar que para atingirmos essa produção, algo em torno de 200 milhões de toneladas de cana de açúcar serão processadas adicionalmente por safra.

Assim sendo, frente as atuais pouco mais de 600 milhões de toneladas de cana processada anualmente no país, a produção de bagaço da cana de açúcar seria incrementada em cerca de 30%, proporcionando um expressivo aumento do potencial da cogeração de energia elétrica a partir desta biomassa, em torno de 4 GW adicionais de capacidade instalada.

Além disso, das atuais 404 usinas de açúcar e etanol, em operação no país, existem 195 que não exportam energia para a rede elétrica, e seriam potenciais unidades para a realização de *retrofit*, e implementação de programas de eficiência energética, podendo dobrar e até triplicar a sua capacidade instalada, sem aumento da capacidade de moagem.

A COGEN realizou um Estudo do potencial do biogás da vinhaça em 2017, com o apoio técnico da Procknor Engenharia, foram avaliadas 246 usinas localizadas no SE/CO, as quais perfazem 79% da capacidade de produção de etanol no país, e o potencial de geração de energia a partir da vinhaça obtido foi de 2,5 GW de capacidade instalada.

Ao levar em consideração o RenovaBio, aumentando a produção de etanol, e consequentemente da vinhaça, o potencial da geração de energia com o biogás da vinhaça subiria para 4 GW de capacidade instalada.

Baseado no exposto acima, entendemos que o setor sucroenergético possa contribuir de forma mais contundente com as expectativas de incremento da produção do bagaço da cana de açúcar, fato este que motivaria a revisão dos atuais 225 MW adicionais por ano de biomassa, e dos 15 MW anuais de biogás, ambos previstos na minuta do PDE 2027.

Por fim, cabe também enaltecer a importante contribuição das biomassas para a manutenção do nível dos reservatórios do SE/CO, que de acordo com o ONS e a CCEE, poupou em 15 pontos percentuais o nível dos reservatórios em 2017.

Assim sendo, aguardamos suas reavaliações do desenvolvimento da cogeração da biomassa de cana de açúcar, e do biogás no período de 2018 a 2027.

Com os protestos de estima de consideração, nos colocamos a sua disposição para eventuais esclarecimentos.

Cordialmente,



Newton Duarte
Presidente Executivo

c/c:

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energética do MME - **Eduardo Azevedo Rodrigues**
Presidente da EPE - **Reive Barros dos Santos**

CONSULTA PÚBLICA Nº 062/2018

PLANO DECENAL 2027

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2
2. CONTRIBUIÇÕES DO GRUPO CPFL ENERGIA	2
2.1. PREMISSAS GERAIS E DEMANDA DE ENERGIA	2
2.2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	3
2.3. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	6
2.4. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E OFERTA DE GÁS NATURAL	7
2.5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	9
3. CONCLUSÕES	10

1. INTRODUÇÃO

O Grupo CPFL Energia reconhece o mérito e o interesse do MME na abertura da Consulta Pública nº 062/2018, cujo objetivo é obter subsídios para o aprimoramento do plano decenal de expansão de energia. Começamos reforçando a importância de uma discussão ampla sobre o futuro do setor elétrico brasileiro. Em linhas gerais o texto do PDE 2027 traz informações pertinentes que possibilita à sociedade inferir as diretrizes do planejamento energético nacional. A continuidade da utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) e incorporação do atendimento da demanda máxima na expansão do parque gerador mostram o engajamento da EPE em investir na qualidade e confiabilidade dos estudos técnicos, bem como o compromisso de capacitação profissional de excelência do seu corpo técnico. Esse tipo de iniciativa que conta com o total apoio da CPFL e merece o reconhecimento da dedicação e do compromisso da EPE em conduzir um processo de melhoria contínua dos estudos apresentados por esta instituição.

A discussão técnica do PDE é crítica para um papel cada vez mais determinativo do plano decenal para fins da expansão da matriz, algo defendido pela CPFL, no qual acreditamos que conduziria uma série de benefícios para o mercado ao sinalizar a expansão de cada fonte de energia de forma mais objetiva para os investimentos no setor.

2. CONTRIBUIÇÕES DO GRUPO CPFL ENERGIA

2.1. PREMISSAS GERAIS E DEMANDA DE ENERGIA

A primeira contribuição de âmbito geral diz respeito às premissas e cenários que nortearam a elaboração do referido plano. Inúmeras premissas econômicas, técnicas, políticas, entre outras, foram consideradas no trabalho e são essenciais para definição dos resultados.

A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,6% a.a. no cenário de referência e 3,9% a.a. no cenário alternativo, que basicamente considera um maior crescimento industrial.

Essas taxas envolvem expectativa de retomada da atividade econômica, sendo, portanto, cenários compatíveis com as premissas apresentadas neste relatório para fins de planejamento do setor, apesar da dificuldade atual do país em retomar o crescimento de anos anteriores.

Em função da importância de tais dados, a CPFL sugere, que, para os próximos anos, a EPE organize um seminário de apresentação com o termo de referência do PDE, antes da abertura da consulta pública. O objetivo deste seminário é discutir com a sociedade as premissas a serem consideradas no estudo e também os temas preliminares dos capítulos antes da divulgação do documento completo para submissão de consulta pública. Assim, a sociedade e agentes podem contribuir e/ou validar tais dados, antes da elaboração do relatório detalhado.

Adicionalmente, entendemos que, dada a importância do PDE para os agentes, faz-se necessário o estabelecimento e a divulgação de um cronograma das fases de elaboração do PDE, considerando etapas preliminares de discussão com a sociedade, antes da confecção da minuta de relatório, divulgação da consulta pública e publicação do texto final.

2.2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A expansão da oferta de geração apresentada no relatório tem caráter indicativo, não determinando diretamente os investimentos que serão efetivados na evolução do parque gerador. O relatório traz aprimoramentos da abordagem metodológica apresentada no ano anterior para a avaliação da oferta de energia elétrica, com destaque à utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), desenvolvido internamente na EPE, como ferramenta de apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta. A CPFL é favorável à utilização de ferramentas computacionais que contribuam para uma melhor precisão das informações e resultados, tal como o Modelo de Decisão de Investimentos – MDI.

Outra evolução consolidada no PDE anterior é com relação à expansão da oferta com foco no atendimento da demanda máxima, avaliando se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração, caso não tenha, o MDI indica acréscimo de potência para atendimento da carga. A CPFL entende que avaliar a demanda contribui para um planejamento mais robusto da matriz.

O desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para guiar a expansão do parque gerador é de suma importância para garantir a qualidade dos estudos de planejamento. Entretanto, acreditamos que a busca pelo ótimo em investimento na expansão também deva levar em consideração os custos de transmissão associados, a redução de perdas, o aumento de confiabilidade do sistema de transmissão, que poderiam ser incorporados ao custo operativo do sistema, o que não se verifica no PDE em discussão. Assim, sugere-se a incorporação desse detalhamento e, caso não seja possível, recomenda-se aprimorar os futuros PDEs para que passem a incorporá-los.

A falta de informações relacionadas aos custos de operação do sistema, de perdas, do investimento na transmissão associada e restrições ambientais levam a tal conclusão, motivo que reforça a necessidade de se detalhar tais informações. Além disso, apesar do texto discorrer nas alternativas de oferta de geração para “alternativa de ponta”, não fica claro, nos cenários de expansão da geração, os tipos de fonte que seriam contemplados para atendimento desta demanda. Entende-se que maior clareza de participação desse item na matriz.

Nesta mesma linha de estudo integrado das alternativas de expansão da oferta de geração, é importante o casamento dos estudos de oferta de combustíveis, em especial a oferta de gás natural.

Embora exista a preocupação por parte da EPE de que a definição numérica do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima no relatório é benéfica para que os empreendedores possam definir estratégias mais realistas. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável (“determinativa”) do planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.

Em comparação ao ciclo anterior, o PDE 2027 apresenta uma maior participação de térmicas a gás natural na expansão do parque gerador brasileiro, o total de capacidade para o ciclo decenal reduziu em 1.284 MW em relação ao PDE 2026, no entanto a indicação do estudo apresenta o crescimento de 2.457 MW em fontes de geração térmica a gás natural, sem considerar a participação de fontes para atendimento de demanda máxima.

[MW]	Expansão indicativa PDE 2026	Expansão indicativa PDE 2027		Diferenças [PDE 2027 - PDE 2026]
PCH	1.500	2.050	↑	550
EÓLICA	11.825	10.000	↓	-1.825
BIOMASSA	3.204	2.600	↓	-604
SOLAR	7.000	5.000	↓	-2.000
TOTAL Renováveis	23.529	19.650	↓	-3.879
Hidrelétricas	2.631	1.824	↓	-807
UTE gás natural	2.666	5.123	↑	2.457
Outros	12.198	13.143	↑	945
TOTAL	41.024	39.740	↓	-1.284

As fontes solar e eólica foram as que apresentaram a maior redução em relação ao plano passado, e de certa forma foram as fontes que assimilaram a redução da capacidade e a maior participação das térmicas apresentada no relatório do PDE 2027. Observa-se aqui, que a expansão para atendimento da demanda máxima está representada é denominada na tabela como “Outros”, visto que poderá ser composta por térmicas a GN de ciclo aberto ou tecnologias de armazenamento.

Com relação aos cenários de expansão apresentados no relatório, seguem algumas considerações:

1. Expansão com projeção alternativa de demanda: tradicionalmente, os planos decenais consideram ao menos um cenário de projeção de demanda com crescimento mais elevado que a referência, no entanto, a proposta de crescimento médio de 3,6% para 3,9% é de fato uma diferença que sinalizaria alterações significativas para um estudo de cenário?;
2. Expansão com restrição para entrada de termelétricas a gás natural: ao se limitar a entrada de térmicas a GN, os estudos indicam a expansão de térmicas a carvão. Ainda que esta alternativa esteja baseada no *retrofit* destas térmicas, visto que pelo balanço de combustíveis o Brasil terá saldo positivo de óleo combustível (Gráfico 6.8) uma sugestão seria a manutenção das térmicas que utilizem este combustível;

Adicionalmente, gostaríamos de solicitar os decks de entrada do modelo Newave para os diversos cenários de expansão avaliados (cenários *what if*), ainda em relação ao cenário, sugerimos a apresentação dos CMEs associados a cada uma das alternativas analisadas.

Por fim, em relação aos estudos de atendimento de ponta, sugerimos aprimoramento da avaliação da disponibilidade das usinas hidrelétricas, pois entende-se que o mais coerente seria considerar a utilização da curva colina das máquinas ao invés produtividade da usina e da aplicação da fórmula empírica de perda por deplecionamento apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r1/2017.

$$P_{max_p} = P_{efet_p} \times \left(\frac{hl_p}{hefet_p} \right)^\beta \quad (1)$$

onde,

hl_p – Altura de queda líquida da usina p ;

$hefet_p$ – Altura de queda efetiva das turbinas da usina p ;

β

$$= \begin{cases} 1,5 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Francis ou Pelton;} \\ 1,2 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Kaplan ou Bulbo;} \\ 0 & \text{se } hl_p \geq hefet_p \end{cases}$$

$$P_{efet_p} = P_{inst_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (2)$$

P_{efet_p} – Potência efetiva da usina p ;

P_{inst_p} – Capacidade instalada da usina p ;

$Teif_p$ – Taxa de indisponibilidade forçada da usina p ;

IP_p – Índice de indisponibilidade programado da usina p .

Como o processo de avaliação é baseado na simulação da operação, modelos matemáticos de operação de usinas têm condições de estimar a real perda por deplecionamento dos empreendimentos hidrelétricos, compatível com curva colina, curvas do reservatório, curvas do canal de fuga e perdas hidráulicas de cada usina. Além disso, na escala de tempo de atendimento da demanda máxima, a grande maioria das usinas a fio d'água tem capacidade de modulação da geração intradiária, de maneira a disponibilizar potência ao sistema, modulando sua geração para cumprir o volume de água turbinada definida pelo modelo de otimização energético. Na prática da programação diária, o Operador já contempla esta capacidade de modulação diária das hidrelétricas na operação do sistema.

2.3. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os estudos apresentados no relatório têm por base a consideração do caráter indicativo da expansão da geração. Nestas condições o planejamento da transmissão tem por necessidade considerar a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas.

Neste contexto, a apresentação dos estudos é abrangente quanto aos possíveis cenários de atendimento futuro da rede de transmissão, no entanto, o leitor se depara com certa dificuldade de vincular as premissas de expansão da geração *vis a vis* a proposta de expansão da rede, pois há apenas uma referência no capítulo anterior no qual é informada que a expansão da transmissão é baseada no cenário de referência da expansão da geração.

Uma sugestão para futuros trabalhos é de se considerar casos de sensibilidade com condições integradas de expansão entre a geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética e GD, esta última com forte influência na evolução da estrutura tarifária e no sinal de preço de energia em granularidade horária.

A visão integrada dos projetos de expansão de G e T deve identificar os pontos críticos no cronograma físico dos dois empreendimentos considerados de forma conjunta. Além disso, o PDE poderia, baseado em parte dos cenários de expansão do parque gerador, mencionados no capítulo anterior, apresentar cenários da expansão da transmissão, associada a cada alternativa de evolução do parque gerador. Além disso, sugere-se estudos prospectivos com base na avaliação da margem de escoamento que podem indicar locais onde seja interessante/necessário a antecipação de expansão da rede de transmissão.

A visão integrada dos projetos de expansão de G e T deve identificar os pontos críticos no cronograma físico dos dois empreendimentos considerados de forma conjunta. Além disso, o PDE poderia, baseada em parte dos cenários de expansão do parque gerador, apresentados no capítulo anterior, apresentar cenários da expansão da transmissão, associada a cada alternativa de evolução do parque gerador. Além disso, sugere-se estudos prospectivos com base na avaliação da margem de escoamento podem indicar locais onde seja interessante/necessário a antecipação de expansão da rede de transmissão.

Outro ponto a ser ressaltado é com relação às tarifas dos geradores (TUST), que considera os dados do PDE como base de cálculo para cada ciclo tarifário. A projeção de TUST é afetada diretamente pela Expansão da Rede e pelos Investimentos associados, o desvio médio das projeções da RAP com relação ao valor verificado alguns leilões após a publicação da REN 267/2007 são elevados e há um viés de aumento nesse desvio quanto mais longa for a projeção.

O planejamento da transmissão, apesar de determinativo, é muito dinâmico e revisto a cada ano, atrasos na entrada de obras têm sido a regra, assim como de usinas e deságios em leilões acontecem rotineiramente e não são considerados na prospecção da RAP. Nos últimos anos, apenas um terço dos investimentos previstos nos Planos Decenais entraram em operação,

adicionalmente, o deságio médio verificado nos leilões realizados entre 2015 a 2018 resultou em cerca de 30% de redução em relação ao valor inicial. Outro ponto a ser ressaltado é com relação às tarifas dos geradores (TUSTg), que consideram os dados do PDE como base de cálculo para cada ciclo tarifário. Desta forma, reforça-se mais ainda a necessidade de maior clareza na definição do cenário de referência de transmissão baseado na referência da expansão da geração, uma vez que tais dados impactam fortemente a definição dos valores da TUST.

2.4. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E OFERTA DE GÁS NATURAL

Em relação à produção de petróleo e, em especial de gás, observa-se incerteza na disponibilidade dessas *commodities*, principalmente pelos seus valores, que podem alterar significativamente os custos do setor elétrico.

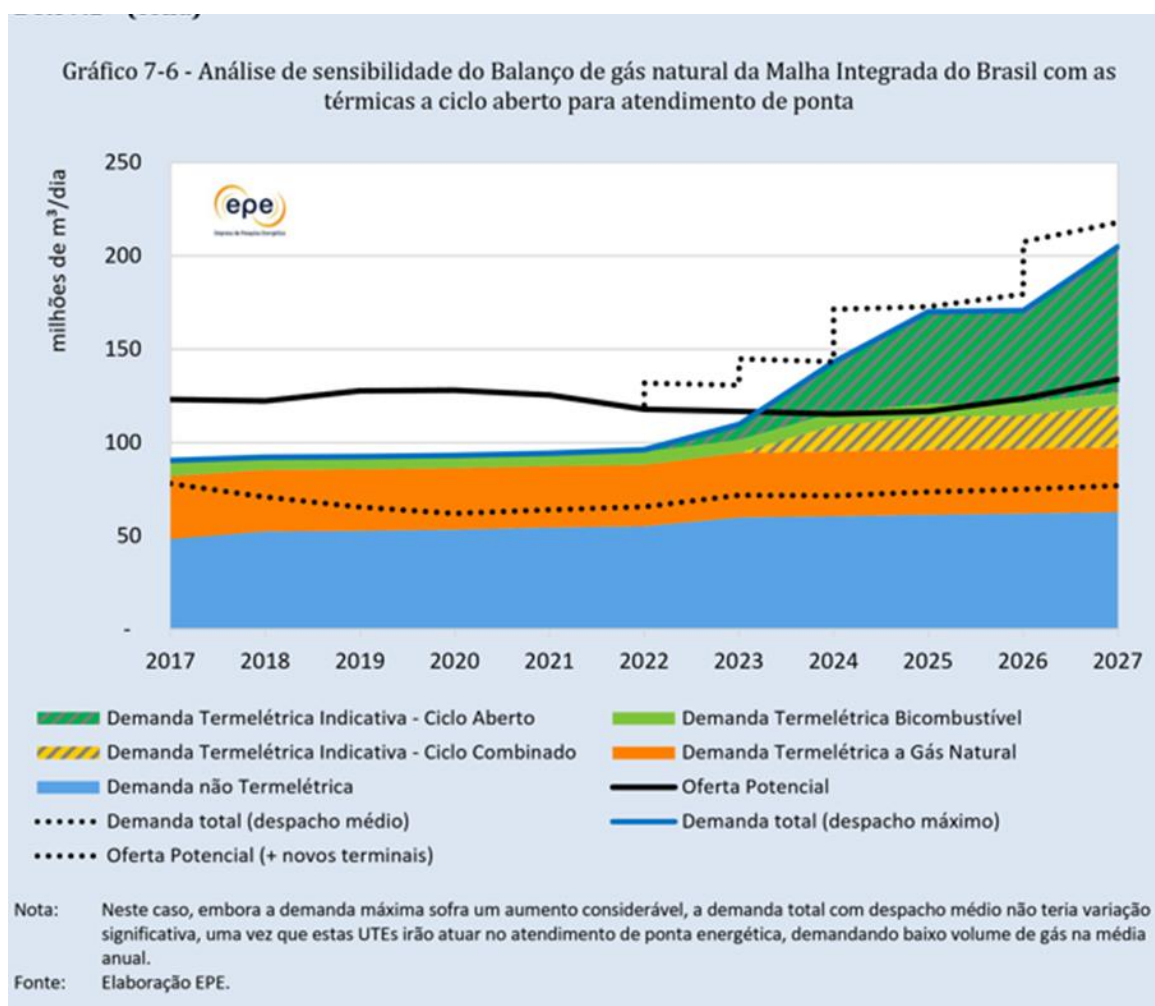
Uma maior oferta de petróleo e de gás nacionais pode dar um indicativo de redução de preço, embora tais preços tenham suas variações apuradas predominantemente com base na variação internacional.

Como sabido, mantendo-se as atuais regras do setor elétrico, a redução do preço dos derivados do petróleo e gás pode provocar a redução do CVU de diversas térmicas, implicando um maior despacho dessa fonte por parte do ONS, o que traria impactos para o custo de operação do sistema e, conseqüentemente, para os consumidores.

Por outro lado, uma maior disponibilidade destes insumos energéticos pode contribuir para que novos empreendimentos térmicos a gás, eventualmente, aloquem menor risco relacionado à falta deste combustível, o que contribui para redução do preço da energia comercializada em futuros leilões.

Embora o Capítulo de Geração de Energia Elétrica já contemple premissas relacionadas à geração térmica, sugere-se que sejam elaborados cenários para a produção e preços dos derivados de petróleo e gás. Os resultados dessas análises serviriam para apurar os custos de operação do sistema elétrico, considerando as térmicas que remanescerão no sistema, e também os custos de expansão de geração térmica que, na visão da CPFL, deve ser prioritariamente com base em usinas a gás.

Em relação à oferta de gás natural, observa-se no gráfico 7.4 que em 2024 a oferta potencial se igual à demanda total com despacho máximo, sem considerar o fornecimento para atendimento de ponta, no box 7.1, considera-se que o fornecimento para UTE's com vistas ao atendimento de ponta deverão ser supridas por terminais de GNL.



Neste sentido, tendo em vista a compatibilidade ao proposto na CP MME 061/2018, o fornecimento de GNL para atendimento de ponta não deverá ser na modalidade despacho antecipado, o que pode causar conflito e incertezas na aquisição de GNL frente ao despacho destas térmicas, a EPE cita de forma muito tímida esta preocupação no texto do PDE, identificando a necessidade de se desenvolver uma estrutura de negócio que permita a flexibilidade de fornecimento de GN e GNL.

Sugere-se que se explore este tema, soluções como a implementação de um mercado de gás conjuntamente com um operador de gás poderia conferir maior eficiência no fornecimento de gás, bem como promover sinergia com o mercado de energia, com potencial de redução de custos na cadeia de fornecimento para as usinas termelétricas.

2.5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O tema poderia ser melhor explorado no relatório, em especial a questão da GD voltada a consumidores residenciais, com foco nos conceitos e a evolução normativa para incentivo destas fontes de geração. Apesar de constar neste PDE 2027 um cenário de maior competitividade da fonte fotovoltaica, devido à rápida redução de custos associados a esta tecnologia, do ponto de vista da rede, não são considerados os potenciais benefícios que estas fontes, quando planejado de forma sistêmica, podem proporcionar ao sistema elétrico: a possibilidade de postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental associado; a possibilidade de redução no carregamento das redes; a redução de perdas e a diversificação da matriz energética, entre outros, concorrem em alternativa de expansão frente às demais formas de atendimento do mercado consumidor brasileiro.

Ademais, em relação à projeção de crescimento esperada para a micro e mini geração entende-se que os números estão superdimensionados considerando as condições de cenário macroeconômico e setorial.

Segundo a proposta apresentada pela EPE para o PDE 2027, se forem mantidas as condições regulatórias atuais, em 2027 pode-se atingir a marca de 21GW de micro e minigeradores. Por outro lado, considerando um cenário de ‘tarifa binômia’ a partir de 2020 para novos micros e minigeradores a potência instalada passaria a ser 12GW, dada a redução de atratividade do negócio em decorrência da implantação dessa nova metodologia de tarifa.

Das projeções apresentadas, cerca de 82% advém da fonte solar fotovoltaica, o que demonstra sua grande representatividade nos números apresentados.

Contudo, a título de contraponto, a Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL apresentou atualização das projeções de consumidores com micro e minigeração para 2024. Segundo a Agência, em 2024 haverá aproximadamente 3.2GW de potência instalada proveniente de micro e minigeração distribuída, uma diferença representativa quando comparada às projeções apresentadas na proposta do PDE 2027.

Importante salientar que essa projeção é otimista, pois ainda não considera a implantação da tarifa binômia que irá, inevitavelmente, reduzir a atratividade do negócio.

Vale ressaltar ainda, que esta Nota Técnica revisou projeções feitas pela Agência em 2015 com considerável redução dessas então apresentadas, uma vez que o mercado não tem se comportado conforme o esperado. Isso porque seu crescimento está se mostrando aquém do então projetado em 2015, motivo pelo qual reforçamos que as expectativas de crescimento desse setor apresentadas na proposta de PDE 2027 estão sobremaneira otimistas.

3. CONCLUSÕES

Em primeiro lugar, o Grupo CPFL Energia reconhece a importância da iniciativa proativa deste Ministério de Minas e Energia, em colocar em discussão o plano decenal de expansão de energia.

De forma geral, sugerimos para futuros trabalhos a consideração de cenários de sensibilidade em condições integradas de expansão agregando à geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética, GD e resposta da demanda.

Embora exista a preocupação por parte da EPE de que a definição do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima determinística é benéfica para que os empreendedores possam estabelecer estratégias mais realistas de investimento. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável de um planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.

ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 62/2018 – v1.1

Título: Consulta Pública Plano Decenal Expansão 2027.

Instituição: Câmara Setorial de Energias Renováveis/CE

Representante da Instituição: Jurandir Picanço, presidente

CONTRIBUIÇÕES:

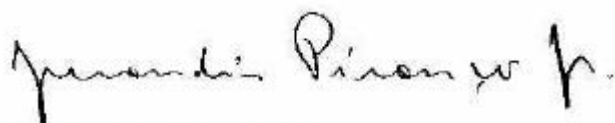
Texto Original	Contribuição	Fundamentação
INTRODUÇÃO (página 12) “Seu objetivo primordial é indicar, e não propriamente determinar, as perspectivas, sob a ótica do Governo da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos”	Nossa recomendação é que se avalie a possibilidade de podermos ter um planejamento mais assertivo e menos indicativo, propiciando por exemplo se saber de antemão o cronograma de leilões de energia com pelo menos 12 meses de antecedência, quais fontes serão licitadas, e em quais quantidades.	Existem muitas afirmações condicionais no PDE 2027. Um planejamento mais assertivo possibilita aos participantes do setor se planejarem com maior precisão, e propiciar planos de negócios mais compatíveis, Propiciando, por exemplo, atender ao que consta no PDE (página 13) “visando garantir o abastecimento adequado para o crescimento da demanda de energia elétrica do sistema interligado do Brasil”
ENFOQUE DOS ESTUDOS (página 13) “A partir da análise da expansão indicada pelo MDI são feitos ajustes através de simulações com o modelo de despacho hidrotérmico Newave”	Recomendamos o desenvolvimento de um sistema de despacho que contemple na sua concepção as principais fontes de geração de energia, principalmente eólica e solar, e não através de um modelo hidrotérmico	Possibilitar a representação mais adequada do atual parque gerador. “Finalmente, deve-se buscar o aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias. Essa questão envolve não apenas a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica, mas também de Redes Elétricas Inteligentes (REI) e da Geração Distribuída. (GD).” (página 85)

Texto Original	Contribuição	Fundamentação
ENFOQUE DOS ESTUDOS (página 14) “A EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia.”	Recomendamos considerar também os potenciais energéticos por região , e as necessidades de contribuir para o desenvolvimento regional, mesmo que tal região ainda não possua um volume considerável de projetos cadastrados nos leilões.	Podemos citar que o semi-árido nordestino tem um dos maiores índices de irradiação solar do Brasil, e ao mesmo tempo, uma das menores densidades de emprego (emprego/km2).
ENFOQUE DOS ESTUDOS (página 17) No capítulo de Eficiência Energética e Geração Distribuída..... Projeta-se, para a energia total (eletricidade e combustíveis) uma conservação de 5% e de 4,5% para a eletricidade em 2027.	Recomendamos a adoção de um projeto nacional para melhoria dos atuais resultados de eficiência energética, com a reformulação e ampliação das aplicações do PEE da ANEEL	Consideramos estes percentuais de conservação muito pequenos em relação ao potencial existente para a Eficientização Energética. Como sabemos, o Brasil é um dos países com maior potencial para melhoria da eficiência energética.
PREMISSAS GERAIS (PÁGINA 20) Gráfico 1-2 - Evolução da população brasileira por regiões geográficas	Recomendamos alterar as cores do gráfico	Melhorar a visibilidade deste gráfico, com escolha de cores mais divergentes entre elas
PREMISSAS GERAIS (PÁGINA 21) Entretanto, é importante destacar que há um elevado grau de incerteza acerca de como será a disputa eleitoral e a condução das contas públicas.	Recomendamos excluir	A disputa eleitoral já foi concluída.
BOX 2-1. IMPACTOS DO CENÁRIO ECONÔMICO NO CONSUMO DE GÁS NATURAL (página 39) ... Se adequadamente endereçadas, essas questões tem o potencial de alavancar significativamente o mercado de gás natural nos próximos anos.	Recomendamos revisar para tornar o texto mais assertivo, com uma proposta bem definida de um programa a nível nacional.	Contribuir para o desenvolvimento do mercado
PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO (página 43) ... A frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos flex fuel, sendo pequena a participação de veículos híbridos e elétricos (cerca de 2%) no final do decênio	Recomendamos reavaliar	Será que as estimativas para veículos elétricos não estão demasiadamente conservadoras ? O Brasil é um países do mundo com melhor condição para implementar o conceito de veículos elétricos supridos por energia limpa.

Texto Original	Contribuição	Fundamentação
3. GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA (página 45) O MDI sinaliza para a expansão ótima do sistema através da minimização dos custos totais de investimento e operação, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo total de expansão (custo de investimento mais custo de operação) com restrições de confiabilidade. Como subproduto deste modelo, através da variável dual da restrição de atendimento à demanda, é obtido o custo marginal de expansão (CME)	Recomendamos a elaboração de um estudo específico para a expansão da geração no Setor Elétrico Brasileiro, com o intuito de verificar tecnicamente quais os reais limites percentuais de participação das energias renováveis na matriz de geração de energia elétrica brasileira. Além disso, recomendamos incluir os impactos, atributos e benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos.	Evitar que as decisões ocorram sem o devido respaldo técnico/científico. Considerar ainda: “Decisões sobre a execução de leilões de energia também devem considerar os resultados do planejamento indicativo da expansão da geração” (página 46) “Nesse sentido, tornam-se necessários diversos avanços ferramentais e metodológicos para representar adequadamente os REDs nos modelos e conseguir avaliar seus reais benefícios e potencial frente à geração centralizada” (página 50)
3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (página 55) ... “Tendo em vista a necessidade latente de oferta de energia firme, a expansão nuclear surge como opção natural.”	Recomendamos revisar o texto ... “Tendo em vista a necessidade latente de oferta de energia firme, a expansão nuclear surge como opção a ser considerada”	Elevados custos e riscos ambientais decorrentes de uma falha.
3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (página 55) a opção pelo carvão mineral pode se apresentar como solução alternativa de expansão.	Recomendamos excluir esta opção, considerando-se a grande quantidade de alternativas disponíveis no Brasil.	Elevados custos e impactos ambientais decorrentes do uso. Não se justifica mais o uso do carvão mineral para geração de energia elétrica
3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta (página 56) ... Por esse motivo, a maior eficiência associada a um custo variável baixo é um atributo fundamental.”	Recomendamos revisar o texto para: ... “Por esse motivo, a maior eficiência associada a um custo variável baixo, sem deixar de considerar o custo ambiental.”	Reforçar o requisito ambiental
Gráfico 3-6 - Participação das fontes (página 66) ... Nessa Expansão de Referência, a participação dessas fontes é sempre da ordem de 80% da capacidade instalada total do SIN.”	Recomendamos atenção para o fato de que em 2018, 86% da capacidade instalada é composta por fontes renováveis, não se justificando a possibilidade de redução prevista, podendo passar para 79%.	Isso poderá ocorrer se a chamada ALTERNATIVA PARA PONTA não for também composta de fontes renováveis
CONDIÇÕES FUTURAS DE ATENDIMENTO AO SIN (página 70) ... “Já a região Nordeste é marcada pela forte expansão eólica, recurso que agrega muita energia no balanço médio mensal, mas possui reduzida vocação para o suprimento instantâneo”	Recomendamos a elaboração de um estudo específico para a expansão da geração no Setor Elétrico Brasileiro, com o intuito de verificar tecnicamente quais os reais limites percentuais de participação das energias renováveis na matriz de geração de energia elétrica brasileira.	Evitar que as decisões ocorram sem o devido respaldo técnico/científico.

Texto Original	Contribuição	Fundamentação
CASO 5: AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (página 78) ... Como apresentado na descrição dos recursos, devido às incertezas referentes à curva de carga futura foi considerado na Alternativa de Referência contribuição nula de capacidade para a oferta solar	Recomendação: desenvolver estudo para se poder utilizar os atributos de capacidade para a fonte solar	Valorar adequadamente o recurso e otimizar os custos para o consumidor de energia, evitando-se investimentos e gastos desnecessários Considerar por exemplo: “Em alguns meses do ano os instantes de demanda máxima vêm ocorrendo na parte da tarde, onde a contribuição solar seria elevada.” (página 78)
4.5.2. REGIÃO NORDESTE (página 114) Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, encontra-se em andamento estudo específico que recomendará novo ponto de suprimento às cargas da Coelce na região próxima ao município de Crato.	Recomendação: Avaliar inclusão neste estudo em andamento quanto ao aproveitamento do potencial eólico existente na região da Chapada do Araripe	Propiciar melhor aproveitamento do potencial eólico desta região.
ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: EFEITO DA TARIFA BINÔMIA AOS GERADORES (página 211) “Na visão da EPE, a aplicação de uma tarifa binômia é uma das alternativas para adequar o modelo atual.” (página 211)	Recomendação: Planejar a aplicação da tarifa binômia a partir de 2024, monitorando-se a evolução da potência instalada de geração distribuída ano-a-ano até lá, antecipando tal aplicação caso se confirmem as previsões do gráfico 9-16 – Micro e Mini Geração Distribuída	Propiciar o adequado desenvolvimento da geração distribuída, evitando-se o risco de obstruir antecipadamente o crescimento do setor de forma viável economicamente.

Fortaleza/CE, 27 de novembro de 2018



Jurandir Picanço Jr.



Niterói, 27 de novembro de 2018

Contribuição da Enel Brasil à Consulta Pública nº 62/2018

A Enel Brasil apresenta suas contribuições à Consulta Pública nº 62/2018, instaurada por este Ministério de Minas e Energia – MME, com objetivo de garantir ampla divulgação e aprimoramento da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 - PDE 2027.

I - Necessidade de potência e atendimento à ponta

O atendimento à ponta é preocupação onipresente ao PDE 2027, sendo a contratação de usinas termelétricas a ciclo aberto seguidas por tecnologias de armazenamento, como aquelas encontradas nas hidrelétricas reversíveis e nas baterias, a solução descrita para esse decênio.

No entanto, cientes da crescente competitividade das fontes renováveis e exultantes do mérito a estas conferido na projeção da expansão contida no PDE 2027, entendemos que o potencial das renováveis não pode deixar de ser considerado também no atendimento da necessidade por potência. Hoje, estão em pauta discussões que lapidam o potencial destas fontes: a possibilidade de contratação de parques híbridos onde haja complementariedade de fontes, a busca da separação entre lastro e energia e a adoção do preço horário são simbólicos exemplos do aperfeiçoamento ao qual a geração renovável, sobretudo aquela de origem eólica e solar, está sujeita.

Já conhecidos os benefícios que a competição entre diferentes tecnologias pode trazer no curso da averiguação da melhor solução a ser empregada ao sistema, considerando ainda aprimoramentos regulatórios a que hoje o setor está sujeito, sugerimos, inicialmente, que não sejam taxativas as tecnologias descritas no plano, de forma que todos os quadros, figuras e termos sejam nomeados igualmente ao PDE 2026 como “ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA”.

Seguindo esta lógica, sugerimos ainda que o PDE 2027 passe a detalhar, em um box descritivo, indicação de um formato de atendimento à requisitos de potência tal qual aquele de “Produto Potência” disponibilizado em consulta pública para o previsto leilão no sistema isolado de Roraima, por meio do qual, tornar-se-ia viável auferir a representatividade das fontes renováveis no desenvolvimento de soluções inovadoras para o atendimento à ponta, recorrendo-se ao uso de tecnologias híbridas e sistemas de armazenamento diferenciados que possam igualmente atender à demanda por potência ora evocada.

Ainda nesta seara, é fundamental atentar-nos ao tratamento à resposta da demanda durante o curso do período compreendido no PDE 2027. Entendendo que tal tópico teve exploração inócua na minuta originalmente apresentada ao plano decenal, cumpre destacar que o mecanismo se apresenta enquanto forte ferramenta na mitigação do tratamento emergencial de atendimento à ponta - ao acessar as reais necessidades do setor, é possível gerar significativa redução à carga em períodos pré-determinados, equilibrando a necessidade de geração com vista a estes patamares.

Considerados os benefícios que tal solução é capaz de proporcionar ao sistema, certos de que o tema vem sendo observado pelas instituições responsáveis, entendemos que a resposta à demanda merece quadro específico elaborado a fim de a elencar expectativas mínimas previstas ao período, conversando ainda com o cenário macroeconômico já traçado no âmbito deste PDE.

II – Maturidade das fontes renováveis para atendimento contínuo à demanda

Hoje, capazes de dar contornos mais realistas a sua sazonalidade, as usinas renováveis atingiram maturidade suficiente para prever lacunas em sua geração e escolher como supri-las.

No mundo, a utilização de sistemas de armazenamento vem ganhando cada vez mais destaque atreladas ao aumento de fontes renováveis nos sistemas, uma vez que possibilita maior confiabilidade à rede por possibilitar modulação da entrega da energia, controle de frequência, e por consequência uma otimização operacional do sistema. Face às vantagens da utilização desta tecnologia, entendemos a relevância de fomentar e introduzir este tema no Brasil, onde ainda auxiliaria o sistema brasileiro a reduzir custos com encargos setoriais, principalmente a conta CCC – Conta Consumo de Combustíveis.

De forma similar, ao lado desta inovação, já se consolidam enquanto solução cada vez mais viável as usinas híbridas que, ao combinar gerações de fontes distintas, tornam claro o potencial de complementariedade entre estas em prol da modicidade no atendimento à necessidade do sistema.

Assim, de forma coerente ao movimento de modernização que atualmente se organiza no ordenamento regulatório na forma dos aprimoramentos em debate no setor já aqui recordados, atrelado ainda ao potencial natural que a localização geográfica do país ocasiona, a crescente presença de fontes variáveis associadas à outras fontes variáveis ou fontes não variáveis, seja em formato combinado ou não a sistema de armazenamento, é propícia ao desenvolvimento da matriz brasileira.

Sem esquecer dos objetivos traçados para descarbonização já muito bem sustentados ao longo de todo o exposto neste plano decenal, pelos motivos já incorridos, sugere-se que a maturidade das fontes renováveis e a já alcançada gerência sobre suas ocasionais intermitências seja considerada na determinação dos percentuais de expansão por fonte especificados no íterim da atual minuta em debate.

Por conseguinte, entendemos como superlativo o percentual reservado à contratação de fontes fósseis. Já capazes de atender a assiduidade na demanda de consumo, as fontes renováveis se consolidam enquanto solução de baixo custo, prazo e impacto de implantação aptos a responder às necessidades do mercado de forma eficaz, sendo alternativa irrefragável na construção de uma matriz descarbonizada e diversificada.

Com efeito, pleiteia-se o reconhecimento dos benefícios que as usinas de natureza renovável, ao fazer uso dos expedientes aqui exemplificados, podem garantir conferindo equilíbrio e modicidade ao sistema, enxergada a possibilidade de que estas não só compitam de igual para igual, como obtenham êxito enquanto alternativa mais atrativa para uniforme atendimento da demanda, em detrimento à primazia concedida às fontes fósseis para este fim no cenário de expansão até 2027.

III – Resiliência e renovação da rede de transmissão

Especificamente no que toca o Capítulo reservado à Transmissão, destaca-se o aspecto qualitativo da rede já existente como ponto a ser desenvolvido e explorado.

Tendo sido apontado como um dos desafios para o planejamento da expansão da transmissão, o envelhecimento da rede hoje instalada merece investigação aprofundada - em patrocínio conjunto de EPE e ONS - que aborde não só a raiz da problemática - passando pela leitura dos reflexos da alteração climática global efetivamente sentidos pelas estruturas – como também pelas soluções viáveis ao problema.

Sendo vital a maior confiabilidade e o incremento de qualidade da rede, torna-se mister o planejamento da rede a fim de que sejam viabilizados o agendamento da manutenção e a modernização das instalações existentes, de modo que a causar o menor transtorno possível à malha de transmissão, evitando-se contingências por sua eventual caducidade.

Sem prejuízo, somando-se a este comportamento estratégico, identifica-se a criação de uma agenda de planos e incentivos englobando toda a corrente de agentes afetos e interessados no desenvolvimento das redes de transmissão abaladas como fator de atratividade ao desenvolvimento expedito desta reciclagem.

Paralelamente, tem-se que algumas obras em DIT que constam do PAR e do PET são ampliações e/ou reforços de interesse sistêmico nas redes de distribuição (em tensões de 34,5 kV a 138 kV, isto é, em subtransmissão) e, portanto, devem ser executadas pelas distribuidoras. No entanto, os investimentos realizados pelas distribuidoras que se destinam à expansão e reforço de ativos de subtransmissão em geral apresentam fortes deseconomias de escala, pois frequentemente o mercado agregado é inexpressivo.

Os investimentos supracitados possuem ainda a característica de não serem completamente gerenciáveis por parte das distribuidoras de energia elétrica, no sentido de que são demandados diretamente pelos planejadores do Sistema Interligado Nacional (SIN), no intuito de garantir o adequado funcionamento e resiliência do mesmo. Adicionalmente, pela regulamentação atual, os investimentos no âmbito da distribuição só passam a ser remunerados via tarifa cobrada do consumidor final a partir da próxima revisão tarifária, que pode ter uma defasagem de até 5 anos, e ainda assim, são incorporados a base de remuneração regulatória já depreciados.

Dessa forma, há um incentivo econômica para as distribuidoras para postergar estes investimentos o máximo possível até a data mais próxima da revisão tarifária. Nesta lógica, essas características combinadas com o modelo regulatório adotado para o segmento de distribuição, não permite um alinhamento dos objetivos dos planejadores do SIN – que planejam a entrada em operação do ativo na data e de acordo com a necessidade do Sistema – com os das concessionárias de distribuição. Este pode e deve ser levado em consideração no planejamento dos reforços que envolvam investimentos em subtransmissão no âmbito das distribuidoras.

IV - Expansão da transmissão com vistas ao atendimento à micro e minigeração distribuída

Incentivadores do comportamento proativo do ONS na elaboração e estudo de soluções para os gargalos de transmissão hoje enfrentados, cientes ainda da exponencial previsão de expansão da mini e microgeração distribuída averiguada no âmbito deste PDE 2027, apontamos como crítico o planejamento e adequação da rede para atendimento a estes pequenos geradores.

Sem embargo às apontadas dificuldades de previsibilidade sobre a expansão locacional da implantação da geração distribuída, entendemos que o aprimoramento das regras de conexão de tais potenciais é indispensável neste momento de franca expansão. Municípios de



regulamentação clara sobre as regras de remuneração por seus investimentos e os benefícios oriundos da minigeração para toda a área de concessão, os agentes, em ambas as pontas da geração ganham capacidade para embasar cenários otimizados da conexão nesta modalidade.

Ainda, diante do quadro de inserção da Geração Distribuída, há de se considerar a possibilidade de averiguação de fluxo inverso de carga em alguns momentos do dia. Isto posto, à título de precaução, resta recomendado maior atenção ao estudo de caso pela EPE sobre o eventual impacto deste evento e as adequações cabíveis ao sistema de transmissão em áreas em que nota-se maior tendência a este comportamento e onde o crescimento da Micro e Minigeração Distribuída esteja vislumbrado.

V - Detalhamento da TUST para instalações de carga

Por fim, tem-se que o Plano Decenal de expansão apresentou, em seu Gráfico A-13, previsão da evolução da TUST média de carga dos submercados.

Considerando que, ao lado de informações sobre variáveis de fluxo de potência topologia da rede, investimentos e custos de transmissoras de sua mesma área de concessão, a TUST de carga também funciona como fator determinante no cálculo do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão pelas distribuidoras, a disponibilização de tarifas mais amplamente detalhadas - em descritivos que poderiam vir a contemplar valores individuais por barra, regiões elétricas ou unidades da federação – seria de grande valia a estes agentes no aprimoramento de suas previsões no que toca o cálculo destes encargos financeiros.

Sendo o que cumpria, certos da atenção e compreensão de V.Sa., agradecemos pela oportunidade e nos colocamos à disposição.

Atenciosamente,

Enel Brasil

Rio de Janeiro, 27 de novembro de 2018

Ao Ministério de Minas e Energia – MME
Departamento de Planejamento Energético
Processo nº. 48360.000029/2018-66

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 62/2018

Referência: [1] Consulta Pública nº 062/2018, de 26/10/2018

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 26/10/2018 por este Ministério, com o objetivo de colher subsídios e comentários sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

De início, elogiamos a postura do Ministério em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da publicação definitiva do Plano. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

A Eneva S.A. é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 38% da produção disponível de gás em terra¹ ou 7% da produção nacional, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,2 GW (11% da capacidade instalada a gás do País²).

A capacidade de geração da Eneva S.A. permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras³ e a Companhia tem no cerne de seu modelo de negócios o *reservoir-to-wire* (usina em “boca de poço”). Esse modelo de geração permite a sinergia de usinas termelétricas a custos altamente competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País. A Eneva S.A. possui também uma planta fotovoltaica no Ceará.

Além de a lavra de gás terrestre apresentar custos mais competitivos em relação à lavra marítima⁴, o *reservoir-to-wire* diferencia-se pela quebra do paradigma em relação ao uso do gasoduto de transporte para a geração de energia, dispensando-o, conforme já reconhecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE⁵.

Buscando contribuir com o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos, a seguir, as propostas da Companhia para esta Consulta Pública:

1. *Incluir simulação com Volume Mínimo Operativo (VMinOp)*
2. *Incluir simulação com os novos patamares de carga aprovados pela CPAMP para 2019*
3. *Incluir simulação para Preços Horários a partir de 2020*

¹ Dados estatísticos, ANP. 03/10/2018. Consulta à produção de gás natural acumulada em 2017.

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 03/10/2018.

³ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

⁴ PEMAT 2022 – Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário. Na tabela 2.4, há estimativa do MME para os preços de oferta do gás natural em projetos típicos no País, em USD/MMBTU. No caso do gás natural em terra, o preço de oferta é de USD 1,13/MMBTU, ante USD 7,7/MMBTU do gás natural do Pré-Sal – 1 módulo de produção. Evidencia-se que o gás em terra apresenta os custos mais competitivos dentre todas as demais opções de extração.

⁵ “Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)”. – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G, p. 21.

4. Incluir seção dedicada a Sistemas Isolados no Capítulo 3
5. Considerar a viabilidade de novos projetos termelétricos a gás natural doméstico, sobretudo de bacias terrestres e de nova fronteira exploratória
6. Atualizar a Figura 3-2 para incluir a integração energética com o Peru
7. Incluir parte da contratação de UTEs a ciclo combinado nos submercados Norte e Nordeste
8. Incluir o submercado Norte na complementação de potência
9. Reavaliar as interligações dos Sistemas Isolados de Parintins e Humaitá: sub-rogações aprovadas
10. Divulgar planilha editável com a composição anual dos investimentos em transmissão
11. Discretizar reservas, recursos contingentes e recursos não-descobertos (contratados e União) por bacia sedimentar brasileira ou, alternativamente, por Unidade Federativa
12. Projetar os efeitos médios de ICMS, PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição nos preços
13. Divulgar o despacho termelétrico médio projetado em termos percentuais da potência máxima disponível no SIN
14. Apresentar as premissas da demanda de gás natural por usinas a ciclo aberto no atendimento à demanda de ponta do sistema
15. Considerar a permanência de instalação de UPGN indicativa na Bacia do Amazonas

Propostas

CAPÍTULO 3. GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA

1. Incluir simulação com Volume Mínimo Operativo (VMinOp)

Item: Pág. 48. Item 3.1.2. Ajustes na Simulação da Operação com o Newave.

Na construção dos cenários e referidas sensibilidades, é elogioso o aprimoramento nas simulações de operação do Newave a partir da sinalização de expansão ótima obtida com o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) neste PDE 2027. Entretanto, entendemos que caberia uma análise *indicativa* do Volume Mínimo Operativo – VMinOp, caso não esteja sendo considerada até o momento pela EPE.

Na reunião de 07/11/2018 do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, a Secretaria Executiva – SE/MME informou que, “em atendimento à deliberação da 203ª Reunião do CMSE, a CPAMP vem envidando esforços para **dar celeridade à implementação do Volume Mínimo Operativo – VMinOp nos modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico**. Desta forma, foi acatada a proposta da CPAMP de utilização deste mecanismo adicional de aversão ao risco como operação sombra em 2019. O aprimoramento metodológico será submetido a Consulta Pública, em atendimento à Resolução CNPE nº 7/2016”.

Mesmo que haja a previsão de uma operação sombra do VMinOp para 2019, sugerimos a avaliação deste Ministério e da EPE acerca da simulação dos cenários de geração centralizada com esse mecanismo adicional de aversão de risco, a fim de melhor representar a realidade operativa do Sistema Interligado Nacional – SIN, incluídas as restrições das bacias hidrográficas brasileiras.

2. Incluir simulação com os novos patamares de carga aprovados pela CPAMP para 2019

Item: Pág. 48. Item 3.1.2. Ajustes na Simulação da Operação com o Newave.

Em sua reunião de 30/07/2018, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP “*aprovou a recomendação do GT Metodologia para utilização dos novos patamares de carga a partir da primeira semana operativa de janeiro de 2019, nos termos do art. 2º, § 1º, da Resolução CNPE Nº 7/2016. Os patamares são aqueles constantes do Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 001-2018_rv1 de 26 de julho de 2018, 'Representação dos Patamares de Carga na cadeia de modelos computacionais do setor elétrico'.*”

Dessa forma, considerando a significativa alteração de duração dos patamares de carga já para o próximo exercício, sugerimos a atualização dos patamares de carga analisados, caso o PDE 2027 já não os tenha incorporado. Tal atualização é importante, uma vez que “*o principal destaque da versão utilizada no PDE 2027 é a representação da curva de carga em quatro patamares de energia e uma equação de capacidade de potência*”.

3. Incluir simulação para Preços Horários a partir de 2020

Item: Pág. 48. Item 3.1.2. Ajustes na Simulação da Operação com o Newave.

Em diversos trechos do PDE 2027, é sinalizada a possibilidade de adoção de preços horários e seus impactos operativos (págs. 52, 65 e 79).

Na reunião de 06/06/2018, a CPAMP “*deliberou pela postergação da implantação do Preço Horário, que estava inicialmente prevista para janeiro de 2019, mantendo as equipes mobilizadas para a continuidade dos trabalhos, inclusive com a manutenção da divulgação da operação sombra, com o objetivo de implantá-lo em janeiro de 2020*”. Tendo em vista a operação sombra em curso desde abril de 2018, sugerimos a adoção no PDE 2027 de uma simulação simplificada com preços horários já a partir de janeiro de 2020, a fim de refletir aos agentes geradores e consumidores a alteração resultante nas expansões de referência e alternativas da matriz de geração centralizada.

4. Incluir seção dedicada a Sistemas Isolados no Capítulo 3

Ainda que a carga dos Sistemas Isolados represente menos de 1% da carga nacional⁶, destaca-se sua importância para o planejamento energético da região Norte e, em última instância, para os consumidores brasileiros que arcam com a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Ao menos as indicações de evolução da carga e do preço médio de geração durante o decênio (2018-2027) – ao menos, o vigente – são relevantes para o planejamento antecipado de soluções de suprimento de potenciais empreendedores, conforme inovação da Portaria MME nº 67/2018.

De acordo com o ONS⁷, há 237 sistemas isolados no País, sendo 95 deles no Amazonas e 82 em Roraima.

5. Considerar a viabilidade de novos projetos termelétricos a gás natural doméstico, sobretudo de bacias terrestres e de nova fronteira exploratória

Item: Pág. 54. Item 3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta.

De acordo com o PDE, “*a opção a gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica. A curto e médio prazos, o GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas. Porém, o desenvolvimento das reservas do Pré-Sal, ainda com horizonte incerto, poderá ampliar significativamente a oferta de gás natural nacional e, consequentemente, a contribuição na matriz energética brasileira*”.

⁶ ONS. 2018. Sobre o SIN > Sistemas Isolados.

⁷ Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2019.



Sobre este item, já reconhecida a relevância do GNL importado e das reservas nacionais do Pré-Sal, vale destacar o elevado potencial de reservas terrestres de bacias sedimentares brasileiras – sobretudo nas bacias do Parnaíba (MA), Solimões (AM) e Amazonas (AM).

O Complexo Termelétrico do Parnaíba possui 1,7 GW de capacidade já contratada pelo SIN, sendo 1,4 GW já operacionais. Esse parque termelétrico, localizado no Estado do Maranhão, corresponde a **37%** de toda a potência termelétrica despachável do subsistema Norte, de acordo com dados do ONS⁸. Há mais de 40.000 km² de áreas sob concessão na Bacia do Parnaíba, conforme dados da ANP⁹, com possibilidade de replicação do modelo *reservoir-to-wire* (“usina em boca de poço”) para novas áreas. Tais térmicas caracterizam-se pela elevada flexibilidade e baixo custo de operação (Custo Variável Unitário), atributos desejáveis para a contratação de potência no decênio.

No último Leilão de Energia Nova A-6/2018, 97% do Produto Termelétrico (326 MW) foi contratado por uma usina do Complexo Termelétrico do Parnaíba.

Na Bacia de Solimões, destacam-se os trabalhos exploratórios desenvolvidos em 13 blocos sob concessão e com compromissos firmes dos concessionários.

Nos termos do art. 4º da Resolução CNPE nº 17/2017, a ANP aprovou o processo de oferta permanente de áreas. O processo consiste na oferta de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Nessa esteira, menciona-se o processo de devolução do campo de Juruá (VGIP de **25,91 bilhões de m³¹⁰**), localizado na Bacia do Solimões, representando uma oferta potencial significativa de gás natural, uma vez equacionado seu escoamento.

Na Bacia do Amazonas, está em curso a devolução o campo de Japiim. Nesta bacia, é destacado o Campo de Azulão, de gás não-associado, cujas características físico-químicas do hidrocarboneto são adequadas para o uso termelétrico. Desde maio de 2018, o campo está 100% sob concessão da Eneva S.A., representada por sua subsidiária integral Parnaíba Gás Natural S.A. No último Leilão de Energia Nova A-6/2018, a UTE Azulão (94,085 MW) foi habilitada para participação no certame.

Naquela ocasião, foi também cadastrada outra “usina em boca de poço”, mas na Bacia do Recôncavo (BA) – UTE Prosperidade II, replicando o modelo bem-sucedido da UTE Prosperidade I. Trata-se da própria integração dos setores de energia elétrica e gás natural.

6. Atualizar a Figura 3-2 para incluir a integração energética com o Peru

Item: Pág. 58. Figura 3-2.

Brevemente, na seção 3.2.1 sobre a integração energética com países vizinhos, é relatada a existência de projetos para construção de seis UHEs no Peru, totalizando 6,3 GW de potência. Contudo, a Figura 3-2 não representa tal integração, de forma que sugerimos sua atualização.

7. Incluir parte da contratação de UTEs a ciclo combinado nos submercados Norte e Nordeste

Item: Pág. 65. Item 3.5. Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica.

Entendemos que o PDE 2027 se trata de um estudo indicativo, de forma que a expansão da capacidade de geração por ele resultante não determina diretamente os investimentos. Contudo, essa sugestão visa a somente aprimorar a alocação de tecnologia entre os submercados no estudo.

⁸ Informativo Preliminar Diário de Operação. 25/11/2018.

⁹ ANP. Dados Estatísticos. Consulta de Área de Blocos.

¹⁰ Sumário Executivo do Plano de Desenvolvimento de Juruá. ANP, 2016.



Conforme o PDE 2027, “as usinas termelétricas a ciclo combinado, ou seja, aquelas com maior eficiência e, portanto, com maior vocação para geração por longos períodos, apresentam uma expansão de **pouco mais de 5.000 MW no horizonte decenal**. Essa tecnologia foi alocada pelo MDI nas regiões **Sudeste/Centro-Oeste**, em aproximadamente 4.000 MW, e **Sul**, com cerca de 1.000 MW. Nas duas regiões, a indicação da expansão ocorre a partir de 2024”.

Observa-se que, na configuração *indicativa* de expansão, não há qualquer potência nos submercados Norte e Nordeste para *atendimento energético*. Entretanto, no último Leilão de Energia Nova A-6/2018, foram cadastrados os seguintes empreendimentos a gás natural:

1. NORTE: 2 UTEs no Amazonas (613 MW);
2. NORDESTE: 5 UTEs na Bahia (3.702 MW);
3. NORDESTE: 1 UTE no Ceará (1.047 MW);
4. NORTE: 1 UTE no Maranhão (363 MW);
5. NORDESTE: 2 UTEs no Pará (3.317 MW);
6. NORDESTE: 8 UTEs em Pernambuco (6.889 MW);
7. NORDESTE: 1 UTE no Rio Grande do Norte (1.700 MW); e
8. NORDESTE: 2 UTEs em Sergipe (1.809 MW).

Esses projetos cadastrados representaram 19.440 MW, o equivalente a **68%** de toda a potência termelétrica a gás natural cadastrada no certame. Com base nesse resultado pretérito, há indicação preliminar de interesse do mercado em desenvolver projetos a gás natural nos submercados Norte e Nordeste.

8. Incluir o submercado Norte na complementação de potência

Item: Pág. 70. Item 3.5. Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica.

No PDE 2027, destacamos o seguinte trecho, no que tange a contratação de potência: “a *necessidade de oferta para complementação de potência aparece a partir de 2022, totalizando cerca de **13.200 MW** em 2027, considerando tanto as tecnologias de armazenamento quanto as termelétricas para essa finalidade. Desse total, aproximadamente 2.500 MW foram indicados na região **Nordeste**, a partir de 2025, 3.700 MW na região **Sul** a partir de 2022, e 7.000 MW na região **Sudeste/Centro-Oeste**, a partir de 2023”.*

Este Ministério já abordou a questão na Consulta Pública nº 61/2018, ocasião em que foi divulgada a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19/09/2018. Contudo, naquela ocasião, a proposição foi de produtos específicos por submercado, de forma que o Norte não seria considerado para contratação.

A Eneva teve a oportunidade de manifestação em contribuição específica, dedicando argumentação técnica para a inclusão do submercado Norte na contratação de potência. Em síntese, os pontos puderam ser assim sintetizados:

1. *Existência de bacias sedimentares brasileiras no Norte, com vocação gaseífera e cujas reservas possuem características adequadas ao uso termelétrico de elevada flexibilidade e custo de geração competitivo – necessidades apontadas pela EPE;*
2. *Externalidades positivas do setor elétrico ao setor de E&P – de acordo com os objetivos da Resolução CNPE nº 17/2017;*
3. *Descontratação prevista de UTEs óleo no submercado Norte até 2026;*
4. *Introdução recente de renováveis no Norte, sobretudo eólicas no Maranhão e usinas a fio d’água, o que valeria uma simulação da contratação de potência também para este submercado;*
5. *A proximidade elétrica do Norte a um dos principais centros de carga do Nordeste (Fortaleza); e*
6. *Evolução da rede básica do SIN até 2023, que ampliará de forma significativa a capacidade de recebimento e exportação dos subsistemas – tendência de equalização dos CMOs.*

Observa-se, do trecho supramencionado do PDE 2027, que a maior necessidade de potência adicional é indicativa para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (7 GW). Contudo, quando da apresentação dos balanços regionais de potência para 2027 (Gráfico 3-13), explicita-se que *"é na região Sudeste/Centro-Oeste que se situa a maior parte das usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização, além de uma significativa parcela termelétrica. Com isso, o Sudeste/Centro-Oeste conta com grande capacidade de modulação da oferta"*.

CAPÍTULO 4. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

9. Reavaliar as interligações dos Sistemas Isolados de Parintins e Humaitá: sub-rogações aprovadas

Item: Pág. 105. Item 4.3.3. Interligação Oriximiná-Juruti-Parintins. Item 4.3.4. Suprimento à área de Humaitá.

Neste item, o PDE 2027 apresenta a necessidade de interligação de Parintins ao SIN, que permanece isolada e possui seu potencial econômico restrito em função de limitações em infraestrutura básica. Além de Parintins, são citadas as comunidades de Juruti, Maués, Barreirinha e Boa Vista de Ramos, todas no Estado do Amazonas.

Considerando as dificuldades com a licitação das linhas de transmissão da Abengoa, ocorrida em 2014, a caducidade dessa concessão foi declarada em 2017 pelo Poder Público. Ainda de acordo com o PDE esse *"fato implica na necessidade de relicitação desses empreendimentos com a maior brevidade possível"*.

Ocorre que, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.408/2018, de 23/10/2018, a ANEEL autorizou o enquadramento da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. na sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, referente ao **projeto de interligação do município Parintins ao SIN**.

Ainda de acordo com o Aviso de Licitação do Leilão nº 004/2018, de 13/11/2018, será realizada a licitação para concessão, por 30 anos, de diversos lotes de transmissão, dentre eles o Lote 16, composto pelas seguintes instalações nos estados do Amazonas e Pará: LT 230 kV Oriximiná - Juruti, CD, C1 e C2, com 138 km (3,8 km Travessia do Rio Amazonas); LT 230 kV Juruti - Parintins, CD, C1 e C2, com 102 km (4,5 km travessias de canais em Parintins); SE 500/230 kV Oriximiná – pátio novo 230 kV e transformação 500/230 kV - (6+1R) x 100 MVA; SE 230/138 kV Juruti - 2 x 50 MVA; SE 230/138 kV Parintins - 2 x 100 MVA.

Trata-se da própria obra mencionada no PDE 2027 para a interligação de Parintins.

Por sua vez, a Resolução Autorizativa nº 7.409/2018, de 23/10/2018, autorizou o enquadramento da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. na sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC relativo ao **projeto de interligação do município de Humaitá ao SIN**. O suprimento à área de Humaitá é tratado no PDE 2027 pela seção 4.3.4.

10. Divulgar planilha editável com a composição anual dos investimentos em transmissão

Item: Pág. 125. Item 4.6. Evolução Física e Investimentos.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 (art. 3º, I), a *Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST do segmento geração contará com o cálculo de uma tarifa para cada ciclo tarifário até o fim do horizonte do Plano Decenal de Expansão em vigência, a partir da base de dados com a configuração do SIN e os investimentos previstos na expansão da Rede Básica*.



Dessa forma, considerando a importância dos valores de investimentos reportados no PDE para o segmento geração, sugerimos a divulgação de uma planilha em formato editável que apresente a composição dos investimentos totais em linhas de transmissão (R\$ 72,5 bilhões) e de subestações (R\$ 35,2 bilhões) do decênio, por empreendimento pretendido e ano de referência. Neste caso, haveria a oportunidade de separação (i) dos empreendimentos já recomendados em estudos de planejamento e (ii) das obras indicativas.

A partir dessa publicação, será possível melhor análise dos geradores acerca da evolução da Receita Anual Permitida – RAP e suas implicações tarifárias.

A informação poderia ser disponibilizada, por exemplo, em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>, em formato xls, a exemplo dos dados já constantes no PDE 2027.

CAPÍTULO 5. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

11. Discretizar reservas, recursos contingentes e recursos não-descobertos (contratados e União) por bacia sedimentar brasileira ou, alternativamente, por Unidade Federativa

Item: Págs. 131, 132, 134 e 139. Item 5.1. Previsão de Produção de Petróleo. Item 5.2. Previsão de Produção de Gás Natural. Item 5.3. Contribuição do Pré-Sal. Item 5.4. Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P.

O PDE 2027, quando se refere à evolução da produção de óleo, esclarece que “as maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 83% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 2% do total”.

Com relação ao gás natural, sobre a produção oriunda de reservas, as “maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba”. No tocante aos recursos contingentes, “é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal na Bacia de Santos e Campos, pelas descobertas em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões, com expectativa de produção no final do período deste Plano. Juntas essas acumulações contribuem com 81% do total dos recursos contingentes no ano de 2027”.

A exemplo dos Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural e do Anuário Estatístico da ANP, sugerimos que os volumes de hidrocarbonetos sejam também discretizados por bacia sedimentar, a fim de que se possa apurar a contribuição indicativa de cada região geológica na produção futura.

Alternativamente, os volumes de hidrocarbonetos poderiam ser discretizados por Unidade Federativa, a exemplo dos reportes supramencionados da ANP. Esses dados seriam divulgados tanto para a produção bruta como líquida.

CAPÍTULO 7. GÁS NATURAL

12. Projetar os efeitos médios de ICMS, PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição nos preços

Item: Pág. 163. Item 7.2. Projeções de Preços de Gás Natural.



No item 7.2 do PDE 2027, são projetados os patamares mais prováveis de preços nacionais do gás natural, assim como outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo, e preço do óleo combustível ex-refinaria). De acordo com essa seção, *“observa-se que os preços do GNL, tanto spot quando a termo, ainda são mais altos que os preços do gás natural nacional, devido principalmente às parcelas de frete e regaseificação somadas aos preços FOB”*.

As publicações mensais do MME sobre o GNL (Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural) apresentam, na seção “Oferta de Gás Natural”, estatísticas de comércio exterior do Brasil – Comex Stat do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Nessa publicação, são apresentados os preços *Free on Board* (FOB) praticados do GNL importado. Contudo, para o PDE 2027, os preços de GNL *spot* e a termo já incluem parcelas de frete e regaseificação prospectivas.

Sugerimos a adoção dos efeitos médios de ICMS, PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição nos preços do gás natural durante o decênio (2018-2027). Isto é, uma simulação da evolução do valor da *commodity* ao consumidor final, já incorporando tributos e margens de movimentação. Com relação ao ICMS e à margem de distribuição, a heterogeneidade tributária e regulatória dos Estados poderá implicar desafios maiores em determinar um efeito médio. Contudo, tal exercício já vem sendo desenvolvido pela ANEEL, por exemplo, para a divulgação da composição das tarifas aos consumidores de eletricidade de forma mais abrangente¹¹.

13. Divulgar o despacho termelétrico médio projetado em termos percentuais da potência máxima disponível no SIN

Item: Pág. 168. Item 7.4. Balanço de Gás Natural da Malha Integrada.

No Gráfico 7-4, é apresentando o balanço de gás natural da malha integrada, com as demandas termelétrica e não termelétrica ante a oferta potencial (nacional e importada). Os valores são apresentados em milhões de m³/dia (MMm³/d).

Conforme o PDE 2027, *“em relação à demanda termelétrica, praticamente não há variação além da demanda das térmicas indicativas, representada pela área hachurada. (...) A Demanda Total com despacho termelétrico médio, em linha pontilhada no gráfico, apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema”*.

Considerando a estimativa do despacho médio termelétrico no decênio e sua evolução a cada ano indicativo, solicitamos que seja divulgado qual o nível de despacho percentual em termos de potência máxima disponível (%/MW) do SIN, e não somente a demanda agregada representada pelas termelétricas em MMm³/d.

14. Apresentar as premissas da demanda de gás natural por usinas a ciclo aberto no atendimento à demanda de ponta do sistema

Item: Pág. 170. Box 7.1. Análise da Malha Integrada com Conexão das Térmicas para Atendimento de Ponta.

O PDE 2027 esclarece que, no caso de a demanda por complementação de potência ser integralmente atendida pela tecnologia de usinas termelétricas de ciclo aberto, haveria *“um acréscimo de demanda de gás natural de 77,9 milhões de m³/dia entre os anos de 2022 e 2027”*.

Mais além, *“para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, conforme observado no Gráfico 7-5”*.

¹¹ ANEEL. 2016. Conteúdo Educativo. Como é composta a tarifa.



A pág. 56 do PDE 2027 apontava que *“no caso das termelétricas para complementação de capacidade, o principal atributo requerido é de alta disponibilidade e ausência de inflexibilidade. Para essas tecnologias é aceitável um custo variável de operação mais elevado do que das tecnologias que fecharão o balanço de energia. O principal atributo nesse caso é que elas tenham baixo custo fixo, já que seu papel no sistema seria similar ao de um seguro, ou seja, espera-se a operação por curtos períodos de tempo”*. A duração do patamar de ponta foi estabelecida como 10h/mês.

Assim sendo, sugerimos a divulgação no PDE das premissas de consumo do gás natural para essas usinas termelétricas indicativas em ciclo aberto (principalmente, o consumo específico).

15. Considerar a permanência de instalação de UPGN indicativa na Bacia do Amazonas

Item: Pág. 178. Item 7.7. Investimentos.

De acordo com o PDE 2027, *“embora tenha sido considerada, no ciclo anterior do PDE (EPE, 2017b), a necessidade de instalação de UPGNs indicativas nas Bacias do Parecis/MT, do Parnaíba/MA, do São Francisco/MG, do Acre-Madre de Dios/AC, da Foz do Amazonas/AP e do Amazonas/AM, as revisões nos volumes de produção líquida do atual ciclo, ocasionadas pela devolução de alguns blocos nestas bacias, eliminaram a necessidade destes investimentos. Isto pode ser justificado pela inexistência ou baixa produção de gás natural estimado para estas bacias no período de 2018 a 2027”*.

Destacamos que, em maio de 2018, a Eneva S.A. assumiu 100% da concessão do Campo de Azulão na Bacia do Amazonas, cujo desenvolvimento prevê, a princípio, a construção de uma UPGN para o processamento do gás natural não-associado. O empreendimento UTE Azulão foi devidamente habilitado para o Leilão de Energia Nova A-6/2018, como forma de monetizar essa reserva de hidrocarbonetos.

Por mais que o PDE seja um documento indicativo da expansão, solicitamos a permanência da UPGN considerada para a Bacia do Amazonas durante o decênio, haja vista o caso representativo de Azulão.



Consulta Pública nº 62 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Novembro de 2018



A empresa Furnas Centrais Elétricas S.A. vem respeitosamente apresentar suas contribuições à Consulta Pública nº 62, que trata da proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027, de acordo com a Portaria nº 460, de 24 de outubro de 2018.

Ressaltamos que a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia é de suma importância para o Setor Elétrico Brasileiro, direcionando o seu contínuo aperfeiçoamento e crescimento de forma a impulsionar o desenvolvimento do país, demandando esforço e tempo preciosos da equipe técnica responsável.

Nesta oportunidade, aproveitamos para solicitar a este Ministério que sejam criados procedimentos, de forma a facultar aos agentes do Setor Elétrico maior participação em todas as fases do planejamento, agregando aos estudos um vasto conhecimento, que se encontra parcialmente desaproveitado.

No sentido de colaborar e agregar a este trabalho seguem abaixo nossos comentários e sugestões.

I) Capítulo 3 – Geração Centralizada de Energia Elétrica

1. Item 3.1 – Metodologia

De modo que a sociedade tenha uma maior participação nas análises apresentadas para indicação da expansão, bem como dar maior transparência no processo do planejamento da expansão, sugerimos a disponibilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) de forma que os agentes de Setor Elétrico possam validar o modelo, prática comum adotada nos outros modelos no Setor.

2. Item 3.2 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Como é sabido, e destacado no próprio PDE 2027, há uma grande preocupação para atendimento à demanda de ponta no Sistema Elétrico Brasileiro, principalmente no Sudeste. Apesar de restrições socioambientais para algumas usinas hidrelétricas ainda há um elevado potencial hidrelétrico a ser explorado (68.000 MW) e uma indústria já consolidada. Sugerimos envidar esforços para vencer as barreiras socioambientais para que seja possível uma maior participação de hidrelétricas na expansão, acarretando redução de custos da energia, maior alinhamento da expansão com as políticas de redução de GEE, aumento da flexibilidade operativa do SIN e maior eficácia no atendimento à demanda de ponta.

Considerando-se que 68% do potencial hidrelétrico a ser explorado encontra-se na Bacia Amazônica, todos os estudos devem ser revestidos da mais alta preocupação socioambiental, com a utilização plena do estado da arte da engenharia, a fim de viabilizar projetos inteligentes e sustentáveis. Nesse contexto sugerimos que sejam priorizadas as UHEs São Luiz do Tapajós e Água Limpa e demais usinas com o EVTE aprovados e em processo de aprovação ou elaboração e que não foram consideradas na expansão.

Em relação à contribuição de potência das eólicas, disponibilizar o fator de contribuição eólico de capacidade (porcentagem de potência da capacidade instalada) para os subsistemas Nordeste e Sul. A disponibilização do fator é importante para se verificar as diferentes características dos regimes de vento para atendimento da ponta.



3. Gráfico 3-4 - Aumentar o tamanho da figura uma vez que a mesma encontra-se ilegível.

4. Item 3.5.1 - Caso 1: Expansão de Referência:

Uma expansão de aproximadamente 5,4 GW durante o ano de 2027, concentrada na tecnologia de armazenamento e ou térmicas em ciclo aberto, pode enfrentar sérios problemas de viabilidade de implementação sob o ponto de vista de cadeia produtiva ou disponibilidade de combustível e insumos. Ressalta-se que o PDE não prevê no ano de 2026 nenhuma expansão para atendimento à ponta. É importante que o planejamento considere uma demanda mais constante de equipamentos e insumos para a indústria.

5. Item 3.5.2 – Análises de Sensibilidade (What-If) – Caso 2 - Expansão para o Caso Alternativo de Demanda

Considerar o mesmo alerta do item anterior.

II) Capítulo 4 – Transmissão de Energia Elétrica

6. BOX 4.2 – Desafios da Transmissão

Sugestões para o ponto relacionado ao envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro:

O planejamento da expansão do sistema de transmissão nacional deve promover o transporte adequado de energia entre as diversas subestações, com a entrada de novos equipamentos (subestações, linhas de transmissão, transformadores, etc.), mas também deve procurar aliviar o estresse na rede existente.

Possíveis inadequações das práticas tradicionais de planejamento da expansão da transmissão no atual ambiente de mudança de diversidade das fontes geradoras são uns dos principais desafios para o planejamento da transmissão. A incorporação de novos sistemas CCAT, sistemas de geração térmicos, solar fotovoltaico e eólicos vem aumentando a utilização da capacidade de transmissão das linhas existentes.

O cronograma de manutenção e modernização das subestações e linhas de transmissão deve ser planejado com base na disponibilidade de fontes alternativas e adequação da instalação de transmissão. O planejamento da transmissão deve ser desenvolvido com a devida consideração em aumentar a margem da capacidade de transmissão para facilitar o agendamento de manutenção e modernização das instalações existentes. A modernização de subestações existentes esbarra na incapacidade do sistema existente conviver com indisponibilidades de linhas de transmissão, transformadores, capacitores série, etc.

As avaliações que definem uma dada alternativa de expansão devem contemplar todos os possíveis problemas para a rede existente, advindos da entrada em operação de novas linhas, transformadores e subestações.

A seguir são apresentados alguns exemplos de problemas que podem ser avaliados (e evitados), já na fase de planejamento da expansão do sistema de transmissão interligado:

- Novas linhas de transmissão em corredores próximos às linhas existentes podem eventualmente provocar ressonância em circuitos com compensação paralela, inviabilizar religamento monopolar existente e levar à superação das chaves de terra das linhas existentes.
- Seccionamento de linhas existentes com compensação paralela para conectar uma nova subestação pode levar os trechos advindos do seccionamento a ficarem sobrecompensados, gerando a necessidade de remanejamento dos reatores de linha para a barra da subestação. Deverá ser previamente avaliada a disponibilidade física do remanejamento (possível expansão de barramento) e todo o custo da implantação, principalmente se o reator de linha for fixo, pois nesse caso, haverá a necessidade de aquisição de novos equipamentos para torná-lo manobrável (disjuntores, seccionadoras, etc.).
- Ainda sobre os seccionamentos em linhas de transmissão existentes, deve-se analisar a possibilidade de superação dos cabos para-raios devido à inserção de fonte de corrente de curto-circuito, geralmente, onde já se utiliza cabos para-raios que admitem correntes de curto-circuito menores. Tal estudo deveria fazer parte do edital de licitação e a adequação necessária da instalação existente ser de responsabilidade do vencedor do leilão.
- Na instalação de novas subestações para atendimento às cargas locais através de transformadores abaixadores, deve-se procurar não somente a solução mais econômica, mas também, a que ofereça uma menor taxa de indisponibilidade da instalação (mais unidades transformadoras de menor potência).
- Nas subestações que tenham capacitores série e transformadores cuidado deve ser tomado para minimizar os efeitos de possíveis ferorrressonâncias.
- Para subestações existentes e linhas de transmissão com compensação série com mais de um circuito, deve ser planejada a modernização prévia ao vencimento da vida útil de tal maneira a viabilizar esta modernização de forma escalonada sem maiores prejuízos ao sistema interligado durante a modernização, por possíveis indisponibilidades.

Os critérios para a implantação de religamento monopolar poderiam ser flexibilizados. Nesse contexto, o tempo morto de 500 ms (meta inicial do estudo de viabilidade de aplicação do religamento monopolar) é mais aplicável para o religamento tripolar, quando duas subestações interligadas por apenas uma linha de transmissão se desconectam totalmente durante o tempo morto. Para o religamento monopolar, um estudo prévio de estabilidade eletromecânica pode estabelecer um limite máximo de tempo morto para a abertura temporária de apenas uma fase da linha. Dessa forma, o religamento monopolar poderia ter como meta inicial um tempo morto de 1,5 a 2,0 segundos, evitando em muitos casos, a instalação de reatores de neutro de elevado valor ôhmico, o que muitas vezes pode pôr em risco a integridade dos reatores de linha (e da instalação) para certos surtos de manobras.

7. Correção do texto do BOX 4.4

BOX 4.4 – MODERNIZAÇÃO DAS CONVERSoras DE 50 HZ DA SE FOZ DO IGUAÇU **E IBIÚNA**



Por meio do Ofício [Inserir], o MME solicitou que a EPE elaborasse um estudo de modernização do sistema de transmissão associado à UHE Itaipu, em conjunto com o ONS, Itaipu Binacional e FURNAS. O foco desse estudo recairá sobre as subestações conversoras do setor de 50Hz da subestação de Foz do Iguaçu e **Ibiúna**, face ao término de vida útil regulatória dos equipamentos dessas subestações, tal como informado por FURNAS. A previsão é que as análises associadas sejam concluídas no primeiro semestre de 2019.

8. Inclusão de BOX 4.X:

BOX 4.X – MODERNIZAÇÃO DOS CAPACITORES SÉRIE NO TRONCO DE ITAIPU 60 Hz

Os capacitores série do tronco de 765 kV do sistema de transmissão associado à UHE Itaipu (60 Hz) carecem de ser substituídos, pois já estão com sua vida útil esgotada. Deve ser feito um estudo de como essas substituições serão feitas ao longo dos próximos anos.

9. ITEM 4.5.3. REGIÃO SUDESTE

ESTADO DO RIO DE JANEIRO

A área Rio possui uma enormidade de equipamentos com vida útil esgotada ou a esgotar nos próximos anos. Alguns desses equipamentos possuem uma importância sistêmica tamanha, como a SE Blindada de 500 kV de Grajaú. Esta SE é de suma importância para o suprimento da Zona Sul do Rio de Janeiro. É preciso que seja estudado já no planejamento a melhor forma de fazer essas substituições de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

III) Considerações Finais

Novamente, enalteçamos a importância do Plano Decenal de Expansão, e o excelente esforço e contribuição da EPE em atualizar e melhorar as metodologias utilizadas até então na elaboração deste documento.

Gostaríamos de observar também que os agentes do setor devem ter maior poder de participação nessas mudanças de forma a juntarmos esforços que não sejam desperdiçados pela falta de diálogo.

Neste contexto, reforçamos a sugestão de um maior debate sobre as entradas e mecanismos adotados no Modelo de Decisão de Investimento, disponibilização do modelo, disponibilização dos decks do NEWAVE para todos os cenários, além de uma maior discussão sobre a sugestão de adoção de ferramentas de discretização horária para o planejamento de médio e longo prazo.



GE
Av. Magalhães de Castro, 4.800
Torre Continental – 10º andar
05676-120 - São Paulo - SP -Brasil

T 11 3067-8437
F 11 3067-8040

São Paulo, 27 de novembro de 2018.

Vsa.Exa. Sr. Wellington Moreira Franco
Ministro de Estado
Ministério de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios – Bloco U, 8º andar
Brasília – DF
70065-900

Estimado Ministro Moreira Franco,

Ao cumprimentá-lo, gostaríamos de saudar a iniciativa deste Ministério, no sentido de revisar e melhorar o regramento institucional do sistema elétrico brasileiro, através da consulta pública #62 sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, conforme portaria nº 460, de 24 de outubro de 2018.

Acreditamos que a General Electric tem muito a contribuir para este esforço, não somente como fornecedora de equipamentos de alta tecnologia e serviços para toda a cadeia de geração e transmissão, mas também por meio de nossa experiência regulatória nos mais de 180 países em que atuamos.

Presente no Brasil há 99 anos, a GE tem equipamentos voltados à geração eólica, solar, hídrica, turbinas para geração térmica a gás e carvão, armazenamento com baterias e soluções híbridas, que respondem hoje por mais de um terço de toda a energia produzida no país.

Nesse sentido, gostaríamos de oferecer este documento como uma contribuição para a revisão do referido PDE 2027, nos seus diversos capítulos, bem como em relação às alternativas para a ponta do sistema.

Recomendamos que o PDE 2027 tenha caráter determinístico e garanta aderência entre o planejamento e a execução da expansão do sistema. Isso traria maior previsibilidade ao mercado, possibilitando à indústria melhores condições de planejamento, espaço para otimização, e ambiente propício ao surgimento de inovações.

O resultado desta evolução será tão mais crível e aderente à realidade do país, quão mais próxima estiver a Empresa de Planejamento Energético (EPE) dos agentes do setor elétrico durante o seu desenvolvimento. Transparência e publicidade serão fundamentais.

Atenciosamente,

Viveka Kaitila

CEO da GE do Brasil Ltda.



Contribuições da General Electric do Brasil ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

1.Térmica

1.1 Gás Natural

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (“PDE 2027”) contempla o aumento da fonte térmica a gás natural. É fundamental que esta iniciativa seja adequadamente vinculada ao Programa “Gás para Crescer”, mencionado no documento do PDE, principalmente no que tange às soluções de ponta. Estas exigirão uma sintonia muito fina com o novo desenho do setor de gás natural, especialmente nas questões referentes ao modelo de “take or pay”.

A cogeração a gás natural, sobretudo aquela conectada com a indústria, precisa figurar de forma relevante nos leilões de contratação de energia. Hoje, o cliente industrial tem acesso a preços mais convidativos no mercado livre para contratos de médio prazo. Esta energia gerada pela cogeração a gás, embora possa ser menos competitiva do que aquela no mercado livre, é ainda bastante competitiva quando comparada com os preços ofertados para as novas adições ao sistema.

Assim, para estimular a cogeração, é necessário o estabelecimento dos instrumentos adequados para que esta fonte participe do leilão, levando-se em conta suas características particulares de inflexibilidade.

Esta energia, embora mais cara do que aquela disponível no mercado livre – considerando-se o mix atual do sistema elétrico brasileiro –, é mais barata em comparação com os preços ofertados para as novas adições de energia ao sistema em leilão. Um veículo adequado, que permita a exportação da energia de cogeração para o sistema, e que capture este potencial nos leilões de compra de energia, poderá viabilizar diversos projetos de cogeração no país.

Em virtude da crescente adição de fontes de energia intermitentes na matriz energética brasileira, atenção deve ser dada ao aprimoramento dos formatos de remuneração de serviços ancilares a serem fornecidos por centrais termelétricas de alta eficiência de forma a incentivar novos entrantes, garantindo a segurança e confiabilidade do sistema integrado de fornecimento de energia elétrica.

O modelo atual de contratação de energia necessita revisão pois inibe a flexibilização do mix de geração elétrica impedindo a adição de tecnologias híbridas envolvendo



renováveis/armazenamento e geração termelétrica de ciclo combinado de alta eficiência. Soluções híbridas atingem o objetivo duplo de garantir segurança e confiabilidade do sistema integrado e ao mesmo tempo mantendo uma geração elétrica sustentável.

2. Hidráulica

O PDE 2027 contempla novamente uma série de projetos entre 70 a 150MW, de capacidade no Paraná, - Apertados, Ercilândia, Telêmaco Borba, Comissário -, já inseridos em leilões passados sem sucesso, ou devido a questões de viabilidade técnico econômica ou por questões de licenciamento ambiental, nossa sugestão caso se confirme a inserção destes projetos na Cesta de Ofertas de UHE, sejam revistos tanto com uma nova OPE, (tarifas a serem sugeridas), quanto a sua acessibilidade em obter Licença Ambiental.

Os Projetos acima como também os Projetos de Castanheira, Davinópolis e Itaocara II, deveriam ser categorizados pela sua flexibilidade de conexão à rede – empreendimentos que estão próximos às cargas (nas regiões Sul e Sudeste) devendo ser valorizados pela sua capacidade de disponibilizar energia sem perdas de transmissão. De fato este, ponto pode ser considerado como uma vantagem competitiva para a distribuição, como um Recurso Energético Distribuído (RED), tendo mais valor agregado e, portanto, uma avaliação de Tarifa mais atrativa para os investidores.

O potencial hidráulico deve ser explorado para projetos de grande porte, não só para ampliar a energia de base, mas também para fomentar a indústria de equipamentos, que é parte integrante da política industrial, garantindo que este setor permaneça sustentável e investindo em inovações tecnológicas. Além dos Projetos de Tabajara e Bem Querer já inclusos na Cesta de Ofertas de UHE e de São Luiz do Tapajós e Itapiranga também mencionado no PDE 2027, os projetos abaixo tiveram um avanço significativo na elaboração de seu EVTE, e deveriam estar contemplados em um plano de 10 anos para sua reativação.

Embora também tenha sido mencionado neste PDE 2027, a questões do uso de usinas reversíveis pouco foi feito no passado para este tipo de aproveitamento, entendemos que usinas com tecnologia Francis acima cem metros de quedas são candidatas a este tipo de estudo, além das mencionadas na tabela abaixo, que deveriam ser reestudadas com este foco temos ainda São Jeronimo no Paraná, já licitada no passado e hoje impedida na FUNAI, são candidatas a este tipo de tecnologia.



Tabela com EVTE iniciadas e interrompidas nos últimos anos

PROJETO NOME	POTENCIA (MW)	QUEDA (m)	TIPO TURBINA
Coaracy Nunes	200	23	Kaplan
Foz do Apiacas	234	41	Kaplan
Água Limpa	324	102	Francis
Torixoréu	405	108	Francis
Cachoeira dos Patos	528	33	Kaplan
Itapiranga	600	29	Kaplan
Santa Isabel	1.080	26	Kaplan
Salto Augusto Baixo	1.464	25	Kaplan
Marabá	1.846	14	Bulbo
Jatobá	2.250	16	Bulbo
São Simão Alto	3.501	52	Francis
São Luiz Tapajós	7.986	34	Kaplan

A modernização do parque hídrico existente poderá também trazer novos imponderáveis na oferta de energia, usinas como Itaipu e Tucuruí terão que ser modernizadas e/ou ampliadas, devendo fazer parte do processo de planejamento de longo prazo, tanto no estágio de “outage” para modernização como a entrada dos novos parâmetros pós modernização. Este estudo é muito importante a ser apreciado no planejamento a longo prazo tanto para a variação da oferta de energia como para o aumento da reserva de capacidade a ser inserido.

3. Renováveis

3.1 PCHs

A participação das PCHs na matriz energética brasileira deve ser ainda mais relevante, já que esta fonte, além de contribuir para o desenvolvimento energético, beneficia as comunidades em seu entorno, tem baixo impacto ambiental, e facilidade de conexão à rede sem necessidade de investimento em transmissão, por sua proximidade aos centros de carga, também consideramos esta fonte como sendo um Recurso Energético Distribuído (RED). O PDE 2027 já contempla um aporte maior nesta fonte, porém diante da riqueza de oportunidades no Centro Oeste e Sudeste esta fonte deveria receber maior atenção a curto prazo, pois tem um tempo de implantação menor, inversão de Capital baixo e disponibilidade de fomentar desenvolvimento humano regional bem como eliminação de perdas de transmissão.

A relevância do incremento de potência a ser adicionado pelo PDE 2027 pode também ser corroborado com a identificação dos aproveitamentos por região permitindo um planejamento



não só do acréscimo de energia a ser adicionado, bem como o ganho em ponta e permitindo a tarifação mais realista.

Continuamos a sugerir a ampliação da definição de PCH para até 50MW, a fim de permitir uma facilidade na obtenção das licenças e outorgas, atraindo mais investimentos e propiciando o desenvolvimento de novas tecnologias e produtos.

Além disso, é possível compensar o período de secas nas PCHs através da adição de painéis solares no reservatório, aumentando o fator de carga destas usinas e tornando-as híbridas, sem aumento da transmissão associada.

4. Alternativas para a ponta

Com relação ao tema de alternativas para atendimento à ponta de carga do sistema, ficamos satisfeitos em verificar que o tema foi contemplado nesta edição do PDE. Concordamos que o crescimento da geração através de fontes intermitentes, aliado à expectativa de vertimentos turbináveis em determinadas épocas do ano, confere ao sistema interligado nacional a oportunidade de utilização de fontes específicas para entregar energia somente durante a ponta de carga do sistema. Entretanto, ressaltamos alguns aspectos com relação ao tema.

Dentre as alternativas para atendimento à ponta, deve também ser considerada a utilização de tecnologias híbridas de geração de energia, como baterias conectadas diretamente a parques eólicos ou solares. A utilização desta tecnologia tem se demonstrado bastante eficaz justamente para atenuar os efeitos da intermitência, ou ainda alterar o perfil de geração de um determinado parque, de forma que a geração líquida se aproxime daquela mais adequada para atender à demanda de um determinado local do sistema, permitindo a utilização otimizada dos recursos energéticos existentes no país. Ainda, considerando-se que parte da justificativa para utilização destas alternativas refere-se à atenuação dos efeitos de fontes intermitentes, esta pode ser uma alternativa para já contemplar investimentos em armazenamento diretamente relacionados a projetos de geração com característica intermitente.

A necessidade de novos modelos de contratação das alternativas à ponta foi colocada de maneira pertinente no PDE. Entretanto, o tema necessita ser discutido de maneira mais aprofundada no texto, indicando alternativas. Mercados de capacidade vêm sendo extremamente profícuos em alguns lugares do mundo, como nos casos da Califórnia e Inglaterra. Mas em outros países, como a Austrália, os custos de energia vêm aumentando devido à modelagem inadequada das formas de remuneração destas tecnologias. No PDE 2027, está prevista a entrada dessas alternativas já a partir de 2021, ou seja, em apenas três anos, tempo muito curto frente à necessidade de criação de novos mecanismos de mercado para a correta monetização destes recursos pelos investidores.



Usinas hidráulicas reversíveis devem ser considerados neste segmento pois como as usinas híbridas as usinas reversíveis poderão permitir a flexibilidade de geração dando mais robustez ao sistema como um todo. Precisamos criar dentro do planejamento atual mecanismo que permitam remuneração deste sistema para criar para os Investidores oportunidades de desenvolvimento, se não iniciarmos agora a regulamentação e formatação da remuneração pouca robustez teremos para implementarmos a longo prazo desta alternativa.

Adicionalmente, em função da possibilidade de utilização das tecnologias híbridas supracitadas, arranjos específicos de mercado também devem ser considerados, como um mercado para os serviços auxiliares, entre outros. Deste modo, alternativas para estes mecanismos de mercado precisam ser colocadas neste momento, a partir da ótica do planejador, para que o mercado possa se preparar de maneira adequada.

Reforçamos também o nosso alinhamento com o PDE no sentido de que o planejamento mais adequado de fontes para atendimento à ponta virá somente com a utilização de modelos e ferramentas computacionais com discretização temporal horária. Desta forma, a representação das fontes de geração pode ser realizada considerando as características técnicas de cada uma das fontes no processo de planejamento. Conforme a descrição do PDE 2027, entendemos que o desenvolvimento destes modelos está no *roadmap* da Empresa de Planejamento Energético (EPE) para as próximas edições do Plano Decenal.

O PDE 2027 poderia contemplar de forma mais específica, conforme a Nota Técnica nº 026/2011, ampliações disponíveis em usinas em operação, como São Simão, 3 Marias, Porto Primavera, entre outras. Este potencial de ampliação é da ordem de 5GW, que, se utilizados em despacho de ponta, ou para suprir as ocasionais intermitências de outras fontes, permitiria maior flexibilidade ao sistema, pois estas usinas já se encontram conectadas ao Sistema Integrado Nacional (SIN). Desse modo, não haveria necessidade de novos investimentos em transmissão, tornando esta opção bastante competitiva, tanto em termos de custo – não há necessidade de construção de barragens – como em termos de tempo de implantação – apenas o prazo necessário para a construção dos equipamentos. Além destas ampliações, sugerimos também a iniciativa de motorizar os espaços disponíveis nas usinas, com o uso de novas máquinas.

Existe um espaço significativo na nova matriz elétrica para contratações de energia que correspondem a alternativas de ponta. É fundamental que o planejador indique de forma mais detalhada as características requeridas pelo Sistema Elétrico Brasileiro, em termos de tamanho dos projetos, tecnologia utilizada, sub-regiões contempladas, entre outros, de modo que os investidores possam desenvolver projetos adequados a estas necessidades.



Por fim, é importante considerar o potencial para uso de usinas híbridas PCH/Solar e Eólica/Solar, que permitiriam a regulação de fontes intermitentes, dando flexibilidade ao sistema sem aumento na transmissão.

Especificamente sobre o tema de sistemas de armazenamento de energia através de baterias, de fato trata-se de uma tecnologia relativamente nova em um mercado em expansão global. Entendemos que assim como ocorrido com as tecnologias de geração eólica e solar nos últimos 15 anos, as tecnologias de armazenamento de energia com baterias também sofrerão uma drástica redução de preço nos próximos 10 anos, horizonte de estudo do PDE, o que pode impactar de maneira significativa os cenários de expansão. Nossas estimativas são de que em um prazo de 5 anos, o preço de sistemas de armazenamento de energia com baterias deve sofrer uma redução próxima de 20%, chegando a 40% ao final do horizonte em questão. Apesar de não podermos ter certeza sobre estes valores, cremos que seja profícua a inclusão de um cenário alternativo onde se considera esta variação de preço ao longo do tempo, da mesma forma como foi realizado para o caso da tecnologia de geração solar.

5. Soluções Híbridas

Combinando múltiplas fontes de geração, sejam eólicas ou solares, e integrando estas com armazenamento de energia, seja na forma de baterias ou de armazenamento hidráulico, bem como um sistema de controle, as soluções híbridas podem ajudar a compensar a variabilidade natural das fontes de energia renovável, adicionando flexibilidade e estabilidade na rede, criando infra-estrutura de geração limpa e despachável, disponíveis quando e onde for necessário.

Por meio de seu portfólio de tecnologias de geração e soluções de armazenamento (Baterias e armazenamento hidráulico), combinado com seus controles híbridos e digitais, a GE possui todos os recursos necessários para oferecer uma solução híbrida renovável completa. A GE Renewable Energy criou um Centro de Excelência de Soluções Híbridas no início de 2018 para ajudar a aproximar tais soluções de nossos clientes e partes interessadas.

Durante o último ano, a equipe ganhou experiência trabalhando junto a clientes em todo o mundo para solucionar alguns dos desafios atuais do setor. Na Índia, o governo emitiu a Política Nacional Híbrida (Eólica-Solar) com o objetivo de promover grandes sistemas híbridos conectados à rede para garantir a melhor utilização da infraestrutura terrestre e de transmissão, além de obter melhor estabilidade da rede. Em sistemas com requisitos rígidos de rede, como Austrália e Japão, a integração do armazenamento de baterias pode permitir a integração de recursos renováveis adicionais, uma vez que permite um controle preciso e rápido das flutuações e variabilidade dos recursos. Finalmente, estamos apoiando os clientes



no projeto de plantas híbridas que integram energia eólica, solar e de armazenamento para atender a requisitos de carga específicos, tornando-os totalmente despacháveis.

Além da implementação em novos projetos a estratégia de Hibridização *in loco* pode ajudar parques eólicos existentes controlando a variabilidade da geração eólica uma vez que já fora verificado que o perfil diário de geração da solução híbrida, em varias áreas do Nordeste, é cerca de 20% mais “flat” do que a eólica pura. Tendo como efeito secundário o incremento do fator de capacidade da planta em questão, otimizando, assim, a estrutura financeira e de transmissão.

Com relação ao tema de alternativas para atendimento à ponta de carga do sistema, ficamos satisfeitos em verificar que o tema foi contemplado nesta edição do PDE. Concordamos que o crescimento da geração através de fontes intermitentes, aliado à expectativa de vertimentos turbináveis em determinadas épocas do ano, confere ao sistema interligado nacional a oportunidade de utilização de fontes específicas para entregar energia somente durante a ponta de carga do sistema. Entretanto, ressaltamos alguns aspectos com relação ao tema. Dentre as alternativas para atendimento à ponta, deve também ser considerada a utilização de tecnologias híbridas de geração de energia, como baterias conectadas diretamente a parques eólicos ou solares. A utilização desta tecnologia tem se demonstrado bastante eficaz justamente para atenuar os efeitos da intermitência, ou ainda alterar o perfil de geração de um determinado parque, de forma que a geração líquida se aproxime daquela mais adequada para atender à demanda de um determinado local do sistema, permitindo a utilização otimizada dos recursos energéticos existentes no país. Ainda, considerando-se que parte da justificativa para utilização destas alternativas refere-se à atenuação dos efeitos de fontes intermitentes, esta pode ser uma alternativa para já contemplar investimentos em armazenamento diretamente relacionados a projetos de geração com característica intermitente.

Adicionalmente, em função da possibilidade de utilização das tecnologias híbridas supracitadas, arranjos específicos de mercado também devem ser considerados, como um mercado para os serviços anciliares, entre outros. Deste modo, alternativas para estes mecanismos de mercado precisam ser colocadas neste momento, a partir da ótica do planejador, para que o mercado possa se preparar de maneira adequada.

6. Expansão da Transmissão

Sobre a expansão da transmissão, o PDE 2027 apresenta um planejamento bastante adequado para a transmissão no horizonte de estudo. Em contrapartida, entendemos que, dado o cenário global de desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia em diferentes aplicações (incluindo alternativas para a transmissão de energia), o PDE 2027 pode se beneficiar da apresentação de alternativas à expansão através de tecnologias de armazenamento de



energia com baterias. Em diversos países hoje, em especial na Europa, Estados Unidos e Austrália, mas abrangendo também países latino-americanos como Colômbia, e Chile, a expansão da transmissão também considera estas tecnologias como uma alternativa. O esforço do Ministério em estudar o caso de Roraima com a solução de baterias foi deveras interessante, e o mesmo deve ser estendido para outras regiões do país, não necessariamente isoladas do SIN.

Entendemos que o vetor de crescimento é, e deve continuar sendo, o crescimento dos sistemas através das linhas de transmissão. Entretanto, em situações específicas, como finais de linhas, regiões com restrições ambientais, grandes densidades urbanas, ou para a redução de picos de carga, os sistemas de armazenamento de energia com baterias podem ser uma solução viável e competitiva para tanto, desde que corretamente modelados para a aplicação em questão. Em especial, sistemas de baterias podem ser instalados e serem comissionados em um prazo inferior a 12 meses. Quando comparamos este tempo de comissionamento esperado com o de uma linha de transmissão, que é de 48 a 60 meses, verifica-se que em situações críticas, as baterias também podem ser uma alternativa para melhoria da confiabilidade em um curto período, podendo resolver questões sistemas em um prazo inferior às linhas de transmissão. Sendo assim, entendemos que as baterias também devem ser consideradas como alternativa à transmissão de energia elétrica.

São Paulo, 27 de novembro de 2018.

Elaboração: equipe de Energia da General Electric do Brasil Ltda.

São Paulo, 26 de novembro de 2018

Greenpeace Brasil
Rua Fradique Coutinho, 352
São Paulo - SP - 05416-000

Ao
Ministério de Minas e Energia

Ref.: Contribuições do Greenpeace Brasil para aprimoramento da proposta apresentada para o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2027

Seguindo o disposto na Portaria nº 460, de 24 de outubro de 2018, o Greenpeace Brasil apresenta os seguintes pontos para aprimoramento da proposta apresentada para o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2027:

Capítulo 1: PREMISSAS GERAIS

Mais uma vez, as premissas macroeconômicas apresentadas (página 21) precisam ser revistas. Em relação ao PDE 2026, houve um aumento na previsão de crescimento do PIB de 2,5 para 2,8% a.a., estimativa em desacordo com a análise econômica de outras instituições, notadamente do próprio Banco Central, cujo último Boletim Focus, publicado em 12 de novembro de 2018, indica uma projeção atual do PIB de 1,36% e 2,5% nos anos seguintes.

Outro problema do PDE é não considerar o cenário de 1,5°C ou mesmo 2°C, que exigirão mudanças drásticas nas matrizes energéticas - com esforços de transição para fontes limpas e renováveis - e no gerenciamento de demanda, com enfoque a medidas de eficiência energética.

Capítulo 3: GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA

Metodologia

O Modelo de Decisão de Investimento (MDI) sinaliza para os benefícios oferecidos por tecnologias de armazenamento para suprir, principalmente, requisitos de capacidade e flexibilidade. No entanto, a participação de baterias é subestimada, privilegiando-se as usinas termelétricas (UTES) a gás natural e a manutenção/requalificação de UTES a carvão no sistema. Nessa perspectiva, o Brasil se distancia da transição energética a uma matriz elétrica limpa e renovável – que consta como princípio da análise socioambiental do Plano.

UTES movidas a combustíveis fósseis

Carvão Mineral

Ainda que importante a perspectiva de retirada das UTEs movidas a óleo diesel e óleo combustível com contratos findados do sistema, vemos com preocupação o incremento do parque de usinas a carvão no país.

Além do anúncio da entrada em operação da UTE Pampa Sul em 2019, a exemplo do PDE 2026, o carvão aparece como alternativa a uma eventual indisponibilidade de gás natural - o que pode ser suprido por biomassa, por exemplo. Foi mantida, também, a expectativa de modernização do parque termelétrico a carvão, hoje ameaçado por contratos vincendo e altos índices de emissão de gases de efeito estufa (GEE), o que estenderia seu tempo de vida útil.

Entendemos que a inclusão do carvão mineral como fonte de energia elétrica deveria ser descartada do PDE, em linha com o movimento global de redução da participação da fonte - a maior vilã do setor elétrico mundial para as mudanças climáticas.

Gás Natural

A indicação de crescimento das termelétricas a gás natural está superestimada. Considera-se o incremento de 5.000 MW de térmicas (inflexíveis) na base - ciclo combinado, ligadas por longos períodos. Entendemos que uma matriz elétrica diversificada por fontes renováveis no Brasil não demandaria esta expansão em se considerando, inclusive, o crescimento de 2.600 MW da participação de bioeletricidade no decênio - biomassa (bagaço de cana e florestal) e a consideração, inédita em PDEs, de biogás para uso em eletricidade.

O Plano Decenal indica que o sistema precisará de fontes para complementação de capacidade - entre elas termelétricas flexíveis e tecnologias de armazenamento, como baterias e hidrelétricas reversíveis. No entanto, dos 13.200 MW de demanda de complementação, estima-se que 12.000 MW viriam de termelétricas a gás. Assim, o incremento de um total de 17.000 MW elevaria a participação do gás natural de 8% da capacidade instalada na matriz elétrica brasileira em 2018 para 16% em 2027. Em vias de comparação, a participação da fonte eólica - comprovadamente mais viável economicamente - está estimada em apenas 12% em 2027 (hoje também em 8%).

Energias renováveis

Segundo o PDE, a ampliação maciça da participação de eólicas na oferta de energia traz desafios como a necessidade de expansão de potência complementar. No entanto, uma matriz elétrica diversificada por fontes renováveis (eólica, solar, biomassa, PCHs) apresenta um fator de complementaridade importante que não condiciona seu crescimento ao incremento de termelétricas fósseis, como apresentado.



A projeção de crescimento significativo de fósseis, que está atrelada aos limites impostos pelo PDE ao crescimento das fontes eólica e solar, contradiz um dos principais aspectos associados à visão de expansão do Plano em que: *“Para o atendimento ao balanço mensal de energia, as fontes renováveis têm sido o principal recurso indicado. Isso está alinhado com a visão estratégica adotada na expansão, que prevê a manutenção de uma matriz elétrica limpa.”*

Ainda que se indique o mínimo de 1.000 MW/ano para uma expansão uniforme da fonte solar fotovoltaica, a determinação de um máximo de 2.000 MW/ano para esta e também para a fonte eólica a partir de 2023, é um fator limitador do crescimento das mesmas e, assim, da transição para uma matriz elétrica limpa para o Brasil.

No caso de solar, há um problema metodológico que afeta o parâmetro de competitividade econômica da fonte neste PDE: ainda que os preços adotados se encontrem em patamares inferiores aos adotados no PDE 2026, eles não refletem os valores declarados nos últimos leilões, que são ainda mais baixos. Subestimar-se a redução vertiginosa nos preços da energia solar fotovoltaica – tendência clara também no cenário internacional – faz a fonte perder o protagonismo que merece, principalmente em um país com um dos maiores potenciais solares do mundo.

Mesmo no cenário “avaliação da tecnologia solar fotovoltaica”, o mais otimista em termos de transição energética e combate às mudanças climáticas, a expansão de solar passa a 3.000 MW/ano – acima do teto do cenário referência – mas substitui parte da expansão eólica. Essa lógica de substituição deve ser superada por uma lógica de incremento e incentivo a fontes renováveis modernas devido ao caráter de complementaridade entre elas.

Recursos Energéticos Distribuídos (RED)

Os REC são representados no PDE muito pelos desafios que trazem ao sistema e pouco pelos benefícios que oferecem, como prover flexibilidade e eficiência por exemplo.

Faltam metodologias para representar adequadamente os REDs nos modelos e conseguir avaliar seus reais benefícios frente à geração centralizada. Falta uma modelagem endógena à geração distribuída (GD), que estimularia políticas de incentivo para tal. O modelo exógeno apresentado para GD, eficiência energética (EE) e veículos elétricos, os considera separadamente, sendo somados à projeção de carga e, assim, desconsidera os benefícios sistêmicos dessas opções.

Hidrelétricas

O aproveitamento hidrelétrico representa um elemento de ampliação significativa na oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, e devido à

perspectiva de retorno de grandes projetos na Amazônia, a iminência do retorno de ameaças de impacto negativo a povos indígenas e ecossistemas sensíveis é alarmante.

Tanto a presença da UHE Bem Querer/RR para compor a expansão da oferta no horizonte decenal quanto a clara ênfase dada à UHE São Luiz do Tapajós/PA – em prazo superior a 10 anos por interferir em terras indígenas – são questões que contradizem o conceito de sustentabilidade apontado como referência das análises do PDE (capítulo 10) ao considerar *“questões associadas à minimização dos impactos socioambientais na produção, geração e transmissão de energia e às discussões em âmbito nacional e internacional sobre mudança do clima.”*

Em termos de alinhamento às *discussões em âmbito nacional e internacional sobre mudança do clima*, a contradição se assenta no supramencionado protagonismo de fontes fósseis para geração de energia elétrica.

Voltando à questão do aproveitamento hidrelétrico, uma alternativa viável presente no plano é a aposta em PCHs e CGHs, localizadas majoritariamente (92%) nas regiões S, SE e CO. No total foram considerados 136 projetos, com expectativa de incremento de 2.050 MW na capacidade instalada até 2027. Vale lembrar que este aproveitamento deve ser mantido fora do grande bioma Amazônico e com responsabilidade socioambiental.

No que tange UHEs, contam 9 usinas no horizonte decenal, totalizando 1.898MW de potência, todas com estudo de viabilidade técnico-econômica em andamento. Vale ressaltar a problemática socioambiental, principalmente no caso da UHE Bem Querer/RR, com capacidade de 650 MW.

Ainda que não haja sobreposição de projetos hidrelétricos com terras indígenas (TI) no horizonte de 10 anos, é importante acrescentar ao PDE que não são apenas as TIs sobrepostas por empreendimentos as impactadas pelos mesmos. Em se considerando também Unidades de Conservação (UCs), apenas 2% do potencial hidrelétrico de médio e grande porte para expansão não interferem em áreas legalmente protegidas.

Propomos, assim, que os planos de construção de grandes empreendimentos energéticos em ambientes social e ambientalmente sensíveis como a Amazônia - como é o caso da UHE Bem Querer/RR e da UHE São Luiz do Tapajós/PA - sejam descartados do PDE 2027.

Capítulos 5 e 7: PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Petróleo e gás natural seguem concentrando a maior parte dos investimentos previstos para o decênio (até US\$ 406 bilhões em E&P), o que é incompatível com os esforços de descarbonização que o país deveria apresentar - especialmente após a ratificação do

Acordo de Paris e o mais recente relatório do IPCC, que trouxe cenários ainda piores caso não limitemos o aumento da temperatura global média em 1,5°C e cuja conclusão é basicamente “ou agimos ou será tarde demais”. Estes parâmetros foram subestimados pelo PDE e indicariam mais investimentos em fontes limpas e renováveis.

Outra iniciativa importante e urgente é suspender a abertura de novas fronteiras e a exploração em áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental. Vemos que as bacias do Solimões/AM e do Parnaíba/MA, respectivamente no coração e bordas da Amazônia Legal, integram os planos de expansão de exploração de petróleo e gás natural (P&GN). Entendemos que esta exploração deve ser retirada dos planos do governo e, consequentemente, do PDE.

Já nas Bacias da Foz do Amazonas/AP e do médio Amazonas/AM, onde o governo oferta blocos próximos a TIs e UCs, há a perspectiva de recuo de investimentos para a instalação de Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) em relação ao PDE 2026. Isso é positivo, o problema é a justificativa se assentar na inexistência ou baixa produção de gás natural nestas bacias no horizonte decenal, e não pelos problemas socioambientais derivados destas atividades em áreas sensíveis.

Segundo o Plano, *“no caso dos recursos não descobertos nem contratados, na área da União, prevê-se ainda que as áreas com restrição ambiental, ou seja, consideradas não aptas para atividades de E&P por instrumentos ambientais formais, têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões de produção”*. Ele não aponta, no entanto, quais são essas áreas, quais os critérios para a exclusão e porque não foram incluídos nessa classificação os blocos localizados na Bacia do Solimões, do Parnaíba, da Foz do Amazonas e do médio Amazonas, todas consideradas nos planos de expansão ainda que apresentem restrição ambiental.

A partir de 2023, considera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com apenas 2% da produção nacional em 2027. Na classificação RND-E, no entanto, constam áreas sensíveis social e ambientalmente na Amazônia já em oferta permanente (OP) e que compõem o plano de expansão energética. Entendemos que essa pequena participação e prescindibilidade, frente aos altos riscos socioambientais que oferecem, justifica a retirada da projeção de exploração de P&GN destas áreas do PDE e, consequentemente, da OP.

Ao contrário do PDE 2026, celebramos o fato de o atual relatório desconsiderar previsões de produção para os recursos não convencionais de gás natural, tendo em vista que a suspensão das atividades exploratórias se dão por restrições ambientais e regulatórias das mesmas.

Capítulo 8: OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Se, por um lado, os biocombustíveis trazem vantagens ambientais quando comparados aos combustíveis fósseis em termos de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e de poluentes, por outro, sua produção pode gerar impactos ambientais e sociais negativos no campo, como a conversão de ecossistemas naturais para produção de monoculturas, aumento da concentração de terra e riqueza na mão de poucos, êxodo rural, prejuízos severos a comunidades tradicionais e pequenos produtores rurais, entre outros. Essa importante ponderação não é feita no PDE.

Com relação ao biodiesel, a perspectiva é que haja aumento na demanda no próximo decênio. Desde março de 2018 está em vigor a mistura B10 (ou seja, adição de biodiesel ao diesel em 10%) e a perspectiva é que o B15 entre em vigor em 2025. Segundo a própria indústria da soja, principal insumo utilizado para produção de biodiesel no Brasil, a tecnologia capaz de aumentar a produtividade das culturas já está próxima ao seu limite, o que indica que um aumento na demanda por biodiesel implica em aumento na demanda por área para produção de soja. A soja é hoje um dos principais vetores de desmatamento no cerrado e vemos com grande preocupação os impactos que podem ser gerados a partir deste aumento na demanda, sem que medidas mitigatórias e restritivas eficazes sejam tomadas.

É importante garantir que os aumentos induzidos na demandas por biocombustíveis no Brasil não sejam orientados prioritariamente para favorecer setores do agronegócio brasileiro e não gerem mais externalidades negativas do que positivas ao final dos seus ciclos de vida. Se quisermos considerá-los como parte da matriz energética brasileira no horizonte decenal, que seja de forma transitória e que tragam reduções significativas em termos de emissões de GEE e poluentes.

Capítulo 9: EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Eficiência Energética

Segundo o PDE, medidas de eficiência energética (EE) em 2027 podem atingir o equivalente a 7% do consumo final energético de 2017. A energia conservada corresponderia a uma UHE Tucuruí (8,37GW). Esse cenário é pouco ambicioso, visto que com o avanços nas tecnologias da informação, redes inteligentes, medidas de gerenciamento da demanda, novas tecnologias de armazenamento, veículos elétricos, o crescimento da geração distribuída e demais medidas regulatórias, esse índice pode subir bastante. Segundo o relatório “Revolução Energética” publicado em 2016 pelo Greenpeace, ainda que em horizonte mais distante, é possível que em 2050 o Brasil tenha um ganho de 47% em eficiência energética.

Geração Distribuída

Neste PDE foi considerada para o Cenário Referência a aplicação de tarifa binômia para os novos micro e minigeradores a partir de 2020. Essa opção, no entanto, é questionável e insuficiente pelos seguintes motivos:

- A indicação de adoção da medida já em 2020 é preocupante uma vez que não se considera um período de adaptação gradual, de médio a longo prazo, para a mudança.
- Não é especificado se a adoção seria da tarifa binômia plena ou uma tarifa binômia que diferencie os consumidores por fase de atendimento e/ou faixa de consumo. Essa diferenciação afeta a projeção de crescimento de micro e minigeração distribuída (MMGD).

O impacto da adoção da tarifa binômia é mostrado de forma clara no Plano, o que é positivo. Do potencial de se atingir 21 GW em 2027, a medida restringe o crescimento de GD a 11,9 GW, com 1,35 milhão de adotantes. O problema é a EPE considerar apenas negativamente a perspectiva de crescimento acentuado de MMGD sob tarifa monômia, desprezando seus inúmeros benefícios socioambientais, econômicos e sistêmicos. Entre eles, o aquecimento do mercado solar fotovoltaico estimularia toda uma cadeia produtiva nacional e baratearia a aquisição de sistemas.

Ainda que considerada a tarifa binômia, a projeção supera a do PDE anterior. Isso se dá pelo crescimento do mercado em 2017 e 2018 ter sido muito acima do esperado. Nesse sentido perguntamos: por que não se manter, incentivar e considerar a MMGD como importante protagonista da expansão de oferta de energia elétrica no Brasil ao invés de apostar em fatores limitantes?

CONCLUSÃO

O crescimento da demanda futura de energia impõe desafios no planejamento, mas ele deve ser encarado como uma oportunidade para o melhoramento e limpeza da nossa matriz energética e o que se lê no PDE 2027 é o contrário. Falta uma visão mais ambiciosa.

ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 62/2018 – v1

Título: Consulta Pública Plano Decenal Expansão 2027.

Nome da Instituição: Lalcam-MA Engenharia e Serviços Ltda

Nome do Representante da Instituição: Luiz A M Amoroso

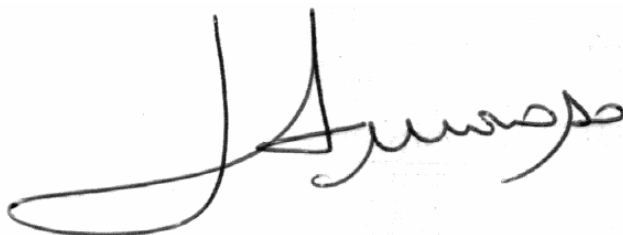
CONTRIBUIÇÃO:

As sugestões ao Plano Decenal apresentado sob a forma de minuta são as abaixo indicadas:

- a) O documento poderia ser mais conciso e indicar uma sugestão de diretrizes a serem estabelecidas pelo Poder Concedente (União), incluindo o acoplamento à política industrial;
- b) A matriz de referência para o Plano Decenal de Expansão subestima a geração UFV quanto a questão tecnológica;
- c) Invariavelmente os diferentes países estabelecem o eixo de expansão dentro do diapasão EOL – UFV;
- d) A questão do GN-GNL precisa ser melhor tratada, pois o documento indica expressiva elevação da importação de gás natural; entretanto não fundamenta adequadamente vis a vis a elevação da produção offshore.
- e) Também deve ser considerado os conflitos naturais do uso de GN-GNL flexível na geração frente ao Setor de Petróleo, e os custos de infra estrutura (ociosa) associados;
- f) A expansão tem sido tratada dentro do aspecto energético exclusivamente. Entretanto as necessidades impostas pelos requisitos operativos devem ser considerados na elaboração do plano de expansão;
- g) Fatalmente o critério de mensuração das fontes (sob aspecto econômico) considera a metodologia do ICB, que requer ajustes e melhorias para melhor representar o efetivo custo da fonte observados durante o período contratual.
- h) Deve ser feito um esforço no sentido de que os Planos Decenais sejam documentos de Estado e não de Governo, para que sua os cenários de expansão indicados sejam duradouros e críveis. Vale ressaltar os conteúdos contraditórios de versões anteriores do Plano Decenal quando observados dentro de uma visão temporal.

FUNDAMENTAÇÃO:

A fundamentação das contribuições acima estão em sintonia com as contribuições anteriormente encaminhadas no âmbito das Consultas MME 2018.



LALCAM-MA Engenharia e Serviços Ltda

Eng. Luiz A M Amoroso

Consulta Pública Plano Decenal de Expansão de Energia 2027

Comentários Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.

A Petrobras encaminha suas contribuições ao documento “Plano Decenal de Expansão de Energia 2027”, por meio da Consulta Pública nº 62, de 26/10/2018, promovida pelo Ministério de Minas e Energia.

Com relação ao Capítulo 3 - Geração Centralizada de Energia Elétrica, o PDE 2027 (página 59) considera que todas as termelétricas a óleo combustível e a óleo diesel serão retiradas do sistema nas datas de término de seus contratos. Nesse ponto, propõe-se que em cenários alternativos seja considerada a manutenção das usinas térmicas, que poderiam ser consideradas como mais uma ‘Alternativa de Ponta’, caso as demais não se tornem viáveis técnica e/ou economicamente.

Já para as usinas existentes movidas à gás natural, o PDE 2027 considera a manutenção destas no sistema. No entanto, na prática, com base no sinal fornecido pelo Poder Concedente, podem ocorrer desmobilizações de usinas existentes por falta de condições contratuais adequadas, aumentando a exposição ao risco de desabastecimento do Sistema Interligado Nacional - SIN. Mesmo que ocorram contratações de novos projetos para substituição das usinas existentes, há um fator de risco elevado que recai para o consumidor, podendo aumentar seu custo, visto que haverá necessidade de reinvestimento em infraestrutura (linhas de transmissão, gasodutos, etc), o que para as usinas existentes não seria necessário. Soma-se a isso um fator não incomum observado no Setor Elétrico Brasileiro que é o risco de atraso ou até mesmo frustração na implantação destes projetos contratados.

Apesar de indicada manutenção das usinas no PDE 2027, não faz sentido o Poder Concedente abrir mão de ativos que ainda possam contribuir para a segurança do Sistema Elétrico, realizando leilões de novos projetos para atendimento aos diversos atributos requeridos pelo Sistema. A Petrobras entende que mecanismos devem ser aprimorados para que a lógica do sinal a ser ofertado para o mercado deva ser único, além de permitir a competição unificada de novos projetos e usinas existentes de forma que os consumidores sejam beneficiados na contratação de usinas mais eficientes para o Sistema Elétrico.

Com relação aos estudos para contratação de potência, o PDE 2027 indica a necessidade de contratação de novos projetos para atendimento do atributo em questão. A Petrobras reforça a necessidade de valoração de demais atributos como a flexibilidade, redução de perdas, regulação de tensão e frequência, dentre outros que permitam a operação ótima e eficiente do parque gerador.

A Petrobras sugere ainda reduzir o período a ser utilizado no histórico das ENAs dos quatro subsistemas, que são utilizados nos modelos de planejamento e operação do setor elétrico. Verifica-se que as vazões estão em desacordo com as médias históricas atuais, especialmente no submercado Nordeste.

O Gráfico 3-10 exemplifica a participação das fontes de energia e capacidade, com base na média dos cenários históricos e o Gráfico 3-11 considerando cenários hidrológico

crítico. Sugere-se a inclusão da informação completa para atendimento aos meses do horizonte do Decenal, na forma de anexo.

Quanto ao comentário da pág.68 sobre a importância das hidrelétricas na modulação da oferta, permitindo acompanhar a curva de carga, sugerimos detalhar a evolução da capacidade de armazenamento das usinas hidroelétricas no cenário do PDE 2027 para que fosse possível avaliar seu papel nessa modulação.

Já o caso Alternativo 4 (pág. 75), menciona indexar o CVU ao IPCA para as usinas a gás do pré-sal. Isto representa um alto risco de desconexão do preço do gás com o seu custo de oportunidade, o que pode levar a um desincentivo à venda do gás para o setor elétrico. Além disso, o Gráfico 7-1 explicita um preço de disponibilização de gás com crescimento acima do IPCA, o que implicaria em prejuízo para o empreendimento.

No que se refere ao Capítulo 7 - Gás Natural, informamos que em 2018, houve ampliação da capacidade de regaseificação do terminal da Bahia de 14 milhões m³/d para 20 milhões m³/. Contudo, na pág. 166 este terminal é descrito ainda com a capacidade antiga.

Adicionalmente, parece que na projeção de preços do OC-ATE do Gráfico 7-1, não foi considerado o efeito da entrada em vigor da nova regulamentação que reduz o máximo teor de enxofre nos combustíveis marítimos (bunker) de 3,5% para 0,5% (IMO 2020 ou MARPOL 2020), a partir de janeiro de 2020, havendo a expectativa de forte desvalorização do OC ATE, dado o seu volume excedente.

No Capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis, destacamos para o etanol a previsão otimista do aumento de produtividade da cana, muito além do que tem sido observado nos últimos anos. Para o etanol de segunda geração o crescimento apresentado é otimista tendo em vista os problemas operacionais encontrados em todas as plantas comerciais em operação até o momento.

O crescimento apresentado para a bioeletricidade baseia-se em aproveitamento da palha para produção de energia, mas vale ressaltar que ainda não há nenhuma planta comercial se valendo desta fonte de energia. A dinâmica da palha na fornalha difere em muito em comparação ao bagaço, indicando serem necessárias adaptações e desenvolvimento de processos para seu aproveitamento. Outro aspecto a ser observado é o papel exercido pela palha como cobertura do solo preservando temperatura e humidade, desta forma a retirada da palha deverá ser limitada a períodos e regiões específicas.

Sugerimos a inclusão de um gráfico ou tabela mostrando a evolução do mix de matérias-primas para produção de biodiesel em cada ano do período decenal: percentuais e volume aberto por matéria-prima, e fundamentos justificando o ganho e a perda de espaço.

Quanto ao bioquerosene de aviação, o PDE 2027 contextualiza a entrada do CORSIA, mas poderia também fazer referência às metas indicativas do MME na proposta do Renovabio. Parece bastante razoável a projeção de 1% por sinalizar as dificuldades de produção comercial deste biocombustível neste horizonte de tempo. Contudo, não está claro o que impulsionará a entrada do 1% a partir de 2027, se é o CORSIA, se é a meta indicativa do Renovabio, se é a possibilidade de um mandato ou se a entrada de algum tipo de incentivo que torne sua produção economicamente viável.

Apesar da rota de hidrogenação ser a única madura, do PDE 2027 entende-se que a produção virá de uma combinação de rotas aprovadas pela ASTM. Contudo, o período decenal não parece razoável para que nenhuma outra rota atinja viabilidade.

O PDE 2027 não faz referência à avaliação do coprocessamento de óleos e gorduras com destilados médios em refinarias de petróleo para produção de bioqav pela ASTM. A rota não foi enquadrada na mesma norma ASTM que as apresentadas na tabela (Especificação de Querosenes Alternativos de Aviação - ASTM D7566), mas em outra diretamente na especificação do QAV-1 (ASTM D1655). A especificação brasileira de QAV-1 encontra-se em revisão e a ANP já propôs, em sua minuta, o reconhecimento da rota de coprocessamento, nos mesmos moldes aprovados pela ANP.

No Capítulo 9 - Eficiência Energética e Geração Distribuída chama a atenção a discrepância de informações entre o PDE 2026 e PDE 2027. Os dados disponibilizados do Gráfico 9-17 informam uma geração fotovoltaica de 1.328 GWh para uma capacidade instalada fotovoltaica de 9.722 MW em 2027, enquanto que no PDE 2026, para o ano de 2026, projetava-se uma geração de energia de 6.572 GWh (750 MW médios) para uma potência instalada fotovoltaica e solar de 3.884 MW.

Prezados,

Na página 127 do PDE 2027, o Gráfico 4-3 apresenta os investimentos em subestações. As subestações de 800 kV apresentam 13% de investimento. Já na Tabela 4-4, a qual mostra a estimativa da evolução física das subestações, não apresenta nenhum dado sobre as subestações de 800kV, o que é estranho, dado que existe uma expectativa de investimento. Poderia, por gentileza, realizar esse ajuste?

Obrigado.

**Consulta Pública MME nº 062/2018 sobre Plano Decenal de Expansão de Energia 2027
(PDE 2027)**

Proposta enviada por: SPIC Brasil

Data: Novembro, 2018

A geração de energia elétrica proveniente de fonte nuclear é considerada estratégica para o país, em razão da maior confiabilidade que pode trazer para o sistema. No entanto, seu desenvolvimento e implantação pressupõe planejamento de longo prazo. Embora a minuta do PDE 2027 não contemple a inserção de novas usinas nucleares após Angra 3 dentro do horizonte decenal, é essencial que o Brasil se planeje desde já para implementação de novas usinas, uma vez que a geração termelétrica nuclear poderá garantir o suprimento elétrico mais estável e constante para a demanda intensiva da região Sudeste.

Considerando a complexidade e os prazos para obtenção de licenças ambientais, bem como para construção e início da operação dessas usinas, recomenda-se a inclusão de novas usinas nucleares nos planos de expansão da geração.

O Brasil possui expertise e recursos naturais que viabilizam a implantação de novas usinas nucleares, uma vez que o país detém sexta maior reserva de urânio do mundo e tem a capacidade de fabricação do ciclo completo de combustível nuclear. Além disso, o país tem experiência de implantação e operação de usinas nucleares há mais de 40 anos, considerando as usinas Angra 1 e Angra 2.

Em estudos realizados pela EPE para os horizontes 2030 e 2050, estava prevista a construção de mais quatro usinas nucleares nas regiões Nordeste e Sudeste e, em estudos preliminares elaborados pela COPPE/UFRJ, a pedido da Eletronuclear, foram mapeados 40 sítios potenciais para abrigar novas usinas. Portanto, o Brasil dispõe de locais, mão de obra, experiência e capacidade de implantar novos projetos deste tipo.

Vale ressaltar que empresas multinacionais já manifestaram interesse em investir em projetos de energia nuclear no Brasil. Havendo regulamentação que permita o investimento de capital estrangeiro combinado com modelo de negócio sustentável e atrativo, empresas estrangeiras, sobretudo chinesas, podem viabilizar novos projetos ao trazer capital, tecnologia de reatores de 3ª geração, *know-how* de construção e gerenciamento de projetos.

Além disso, por já termos indústria de equipamentos nucleares de origem brasileira, o Brasil continuará com boa porcentagem de nacionalização dos novos projetos.

Com a retomada da economia brasileira, será essencial que a infraestrutura também possa acompanhar o ritmo de crescimento econômico do país, uma vez que o consumo de eletricidade aumentará gradualmente ano a ano.

A energia nuclear é a única fonte limpa e constante que independe de fatores climáticos para sua geração e possui fator de capacidade acima de 85% (segundo estudos de EPE).

Com a implantação de novas usinas nucleares no Sudeste, é possível garantir mais segurança ao suprimento da região onde está localizada a maior concentração de indústrias e de consumo.

Já para a região Nordeste, os novos projetos estruturantes desempenharão papel impulsionador para o crescimento econômico, desenvolvimento social e tecnológico, promovendo benefícios e impactos positivos.

Assim, entende-se que a energia nuclear pode ser considerada como uma das opções estratégicas e prioritárias para expansão da matriz elétrica brasileira dentro do horizonte decenal.

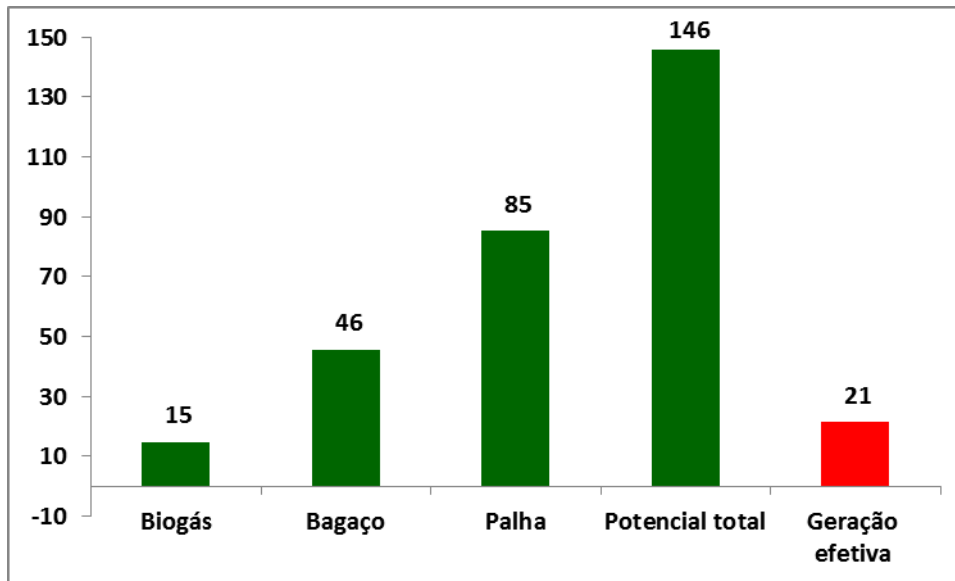
Excelentíssimo Senhor
WELLINGTON MOREIRA FRANCO
Ministro de Estado de Minas e Energia

Ref.: Consulta Pública nº 62/2018 relativa ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027

Excelentíssimo Senhor Ministro,

A União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA), principal associação representativa do setor sucroenergético brasileiro, com o intuito de contribuir para o planejamento energético nacional e o desenvolvimento das políticas públicas associadas, apresenta considerações sobre a minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027), conforme disposição nos itens a seguir.

1. No ano passado, a bioeletricidade ofertou 25 TWh para o Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo o setor sucroenergético responsável por 21 TWh deste total, representando sozinho 5% do consumo total de energia elétrica no país, chegando a quase 8% no auge da safra canavieira e do período seco e crítico do SIN.
2. Contudo, se houvesse o aproveitamento pleno da biomassa dos canaviais na safra passada, a bioeletricidade teria potencial técnico para chegar a 146 TWh, aproximadamente 7 (sete) vezes o volume ofertado ano passado, o que representaria mais de 30% do consumo de energia no SIN.
3. A estimativa deste potencial técnico da bioeletricidade é elaborada com base nos próprios coeficientes técnicos de geração para cada biomassa presente no setor sucroenergético e apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na minuta do PDE 2027, resultando na Figura abaixo.



Geração para a rede e potencial técnico de bioeletricidade sucroenergética para a rede elétrica, 2017 (TWh)

Fonte: UNICA (2018), dados básicos da EPE (minuta de PDE 2027) e CCEE (2018).

4. Desta forma, considerando a safra sucroenergética 2017/18, o potencial técnico da bioeletricidade sucroenergética para a rede foi aproveitado em somente 15% de seu total. Esse potencial de 146 TWh representa algo como quase 4 (quatro) usinas do porte de Belo Monte, mostrando as grandes oportunidades que temos para aproveitar melhor o potencial dessa fonte renovável e sustentável, a partir de uma biomassa já existente nos canaviais.
5. Todavia, de acordo com a minuta de PDE 2027, a bioeletricidade em geral ofertada para o SIN, partindo de 25 TWh em 2017, chegará a 38 TWh em 2027. A partir desta estimativa disposta no PDE 2027, podemos supor que o setor sucroenergético poderá representar uma oferta de bioeletricidade à rede de 32 TWh até 2027, um crescimento de pouco mais do que 1 TWh/ano.
6. Neste ritmo, levaremos quase 120 anos para aproveitar o potencial da bioeletricidade sucroenergética para a rede que existia em 2017, sem considerar o crescimento natural deste potencial ao longo do tempo, apenas pensando em aproveitar o que existe hoje nos canaviais.

7. Para a UNICA, é importante sermos mais ousados com relação ao aproveitamento desta fonte renovável estratégica para o setor elétrico, até por conta de sua relevância também para o sucesso do aumento de oferta de etanol previsto na minuta do PDE até 2027 e do Renovabio, uma política de Estado fundamental para a segurança energética, o estímulo ao etanol e a redução das emissões de gases de efeito estufa. Etanol e bioeletricidade são produtos coirmãos e sinérgicos no portfolio das usinas sucroenergéticas.
8. É necessário estimular uma contratação regular e crescente para a bioeletricidade e o biogás no setor elétrico brasileiro, através do fortalecimento do ambiente livre e de preços adequados nos leilões regulados, incorporando as externalidades da bioeletricidade e as características de cada projeto (retrofit; greenfield; aproveitamento da palha, do bagaço da cana e de outras biomassas; geração de biogás e biometano; projetos de eficiência energéticas nas usinas sucroenergéticas etc.).
9. Uma ponderação que possa justificar a timidez em relação à expansão da bioeletricidade no SIN talvez seja o custo efetivo da energia elétrica produzida pela biomassa em comparação às demais fontes, uma vez que o PDE busca garantir o suprimento de energia do SIN ao preço mais competitivo possível.
10. Neste sentido, é importante mencionar, e adicionar ao processo de Consulta Pública, documento recentemente preparado pela PSR e Instituto Escolhas que apresenta a competitividade entre as fontes considerando a valoração dos principais atributos de cada uma delas.¹
11. No citado documento procura-se externalizar de modo transparente o custo final para os consumidores, na intenção de que seus resultados representem ponto de partida para a discussão com relação à criação de uma nova metodologia de precificação das fontes nos leilões de energia elétrica ou nos leilões, de contratação de lastro para o sistema, e de uma proposta para o aperfeiçoamento do planejamento da expansão do parque gerador.

¹ O estudo completo está disponível online em: <http://escolhas.org/biblioteca/estudos-instituto-escolhas/>

12. De acordo com o estudo supracitado, a fonte renovável que apresenta o menor custo de investimento e operação para a sociedade, quando avaliados os serviços prestados para além da produção de energia propriamente dita, é justamente a geração a partir da biomassa localizada na Região Sudeste, onde também reside o grande potencial técnico da bioeletricidade, dado que a maior parte da cana-de-açúcar processada ocorre na Região Sudeste do país.²
13. Quando se considera também as fontes não renováveis no estudo em tela, a bioeletricidade na Região Sudeste tem excelente desempenho, apresentando o segundo menor custo de investimento e operação para a sociedade civil, um pouco atrás da geração a partir do gás natural liquefeito, em ciclo combinado inflexível no Sudeste.
14. Ou seja, além de vasto potencial de crescimento, a bioeletricidade apresenta um dos menores custos totais de todas as fontes de geração no país e o menor custo global dentre as fontes renováveis, desde que contemplados determinados atributos econômicos, geo-elétricos e ambientais.
15. Apesar do significativo conjunto de atributos apresentado pela bioeletricidade, no cenário de referência para os anos 2023 a 2027, previsto na minuta do PDE 2027, a expansão indicativa para a biomassa é de apenas 375 MW/ano, totalizando 2.250 MW, somente 5,7% da nova capacidade que será contratada até 2027.
16. Em termos de evolução anual de nova capacidade instalada, a fonte biomassa teve seu recorde no ano de 2010, com 1.750 MW, resultado de decisões de investimentos antes de 2008, quando o cenário era estimulante à expansão do setor sucroenergético. A fonte biomassa já chegou a representar 32% do crescimento anual da capacidade instalada no país, índice que poderá cair para apenas 1% em 2018 e 2% em 2019, e o baixo nível de contratação no ambiente regulado tem contribuído para isto.

² Na safra 2017/18, a Região Sudeste foi responsável por 66,4% do total de cana-de-açúcar processada no país, sendo o Estado de São Paulo sozinho responsável por 83,9% da cana-de-açúcar processada na Região Sudeste e 55,7% no país.

17. Contudo, novamente com um cenário mais positivo para o setor dos biocombustíveis, a partir da implementação do Renovabio, a expansão da bioeletricidade em meros 375 MW/ano – e isto apenas a partir de 2023 – é uma estimativa bastante tímida e que pouco contribui para consolidarmos uma estratégia conjunta (entre agentes públicos e privados) de reconhecimento do papel estratégico dos biocombustíveis e da bioeletricidade/biogás na matriz energética brasileira, tanto para a segurança energética quanto para mitigação de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa.
18. Além do mais, em uma retomada significativa da economia e do consumo energético, projetos de geração de rápida implementação serão exigidos, preferencialmente em energia renovável. Nesta linha, é importante frisar que, sobretudo a partir da década de 1970, foi construída uma cadeia produtiva da bioeletricidade genuinamente nacional e consolidada que permite a implantação de projetos de geração de forma relativamente bem mais rápida que as demais fontes de geração.
19. Por apresentar um significativo conjunto de atributos – econômicos, ge-elétricos e socioambientais –, entendemos que a bioeletricidade sucroenergética pode contribuir de forma mais condizente com seu potencial e as expectativas de incremento da produção de biomassa da cana-de-açúcar, fato que motiva pleitearmos, respeitosamente, a revisão da expansão prevista para a bioeletricidade sucroenergética na minuta do PDE 2027.
20. Certos de que teremos a melhor acolhida, colocamos desde já nossa equipe técnica à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais sobre as contribuições apresentadas, incluindo o agendamento de reuniões presenciais para discutir em mais detalhes o potencial de crescimento da bioeletricidade sucroenergética no horizonte do PDE 2027.

Cordialmente,

Elizabeth Farina

Presidente Executiva da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA)