

Consulta Pública Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**Comentários Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.**

A Petrobras encaminha suas contribuições ao documento “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026”, por meio da Consulta Pública nº 34, de 07/07/2017, promovida pelo Ministério de Minas e Energia.

Primeiramente, a Petrobras congratula o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética pela elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), instrumento de grande relevância para o processo de planejamento energético do Brasil. Neste sentido, as contribuições apresentadas pela Petrobras têm por objetivo contribuir para o refinamento das projeções e análises apresentadas no PDE 2026, participando, desta forma, da construção deste importante elemento no processo de formulação de políticas públicas e de tomada de decisão por agentes privados e novos investidores.

No que diz respeito ao Capítulo 2 - Demanda de Energia, a Petrobras sugere a apresentação de exercícios prospectivos que considerem impactos sobre o consumo de gás natural a partir da implantação do programa “Gás para Crescer”.

Adicionalmente, foi observado que a projeção de carga de energia elétrica do cenário de Referência, dado o seu cenário econômico, apresenta-se em linha com a projeção elaborada pela Petrobras no seu planejamento. Sugere-se, contudo, a elaboração de cenários para diferentes premissas de ganhos de eficiência e de participação da geração distribuída, conforme feito no cenário Alternativo para o crescimento econômico.

Quanto à demanda energética do setor industrial, o PDE destaca (página 30) que “ganham participação fontes¹ com menor impacto no que tange às emissões de gases de efeito estufa. O único grupo de fontes renováveis que perde espaço até 2026 é o de lenha e carvão vegetal”. Contudo, tem-se observado nos últimos anos uma maior penetração da biomassa no mercado industrial, principalmente, de cavaco de madeira de eucalipto. Esse energético está sendo considerado na lenha ou nas demais fontes (outras renováveis)? Se sim, justificar os fatores que levariam a inflexão desta tendência.

Com relação ao Capítulo 3 - Geração de Energia Elétrica, observa-se que, na página 58, o PDE destaca como premissa o “Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio com crescimento de 1% ao ano até 2020, de acordo com recomendação de uso para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e crescimento de 6% ao ano após 2021”. Sugere-se maiores esclarecimentos que justifiquem o crescimento de 6% no período após 2021, visto que até 2020 foi considerado 1% de crescimento e que a renegociação do Tratado de Itaipu será somente em 2023 (possibilidade de venda do excedente energético paraguaio para terceiros). Ademais, sugere-se acrescer alguma consideração sobre os possíveis impactos da revisão do Tratado de Itaipu após 2023.

Outro ponto importante é que, tanto no caso base quanto nas sensibilidades adotadas, as projeções de CMO trazem valores abaixo das estimativas de CME apresentadas na Nota Técnica da EPE anexa ao PDE 2026. Embora seja reconhecível a evolução da metodologia de cálculo do CME e a consideração das alternativas para ampliação da capacidade de potência, as curvas de CMO não parecem um bom indicativo de preços para os agentes.

Com relação à geração térmica, o PDE 2026 (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

¹ São elas: a eletricidade, os derivados da cana e as demais fontes, em especial a lixívia obtida no processo produtivo da celulose.

uma ‘Alternativa de Ponta’, caso as demais não se tornem viáveis técnica e/ou economicamente.

Quanto ao Armazenamento de Energia, dentro do tópico ‘3.3.1 Alternativas para ampliação da capacidade de potência’, na página 69, afirma-se a respeito dos sistemas de baterias para armazenamento de energia que “é esperado que os preços sofram uma queda expressiva nos próximos anos, caindo pela metade nos próximos 5 anos”. Mais adiante, no item ‘3.5.2.3 Caso 4: Expansão Considerando Redução do Custo de Investimento para Solar Fotovoltaica’, na página 87, não fica claro se essa redução de custo de bateria foi considerada, pois a análise aborda somente o custo do CAPEX para instalação do módulo fotovoltaico.

Adicionalmente, foi citada na página 89 uma Tabela 10 que apresentaria cenários de geração, porém a mesma não se encontra no documento². Sendo assim, propõe-se ajuste nesse ponto.

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.

Quanto ao Capítulo 5 - Produção de Petróleo e Gás Natural, a Petrobras sugere a apresentação de exercícios prospectivos que considerem outros fatores além dos apresentados no Box 5.1³, destacando-se (i) a regulação do mercado offshore no Brasil para o decênio, considerando o calendário de rodadas de licitação, diferentes regimes de contratação e níveis de exigências de conteúdo nacional; (ii) uma possível concorrência que o país enfrentará de outros atores, como o México e os EUA (Golfo do México), pelos investimentos das *International Oil Companies* no segmento offshore; (iii) o impacto de gastos requeridos para o descomissionamento de campos maduros offshore considerando uma situação de restrição de CAPEX; e (iv) diferentes taxas médias de declínio dos campos offshore.

Para o Capítulo 6 - Abastecimento de Derivados de Petróleo, a Petrobras observa que suas projeções para o mercado até o ano de 2026, horizonte do PDE, apontam para uma recuperação da demanda de derivados para os patamares observados em 2014. De forma complementar ao assinalado anteriormente, os volumes apresentados no PDE 2026 para a produção interna de diesel estão significativamente abaixo do esperado pela Petrobras. Da mesma forma, os balanços de QAV apresentados indicam a necessidade de importações do produto em patamar superior ao esperado.

Pelo lado da oferta e, considerando a entrada em operação da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em dezembro/2014, associada à busca de parcerias para a finalização de suas obras, conforme apresentado no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras para o período 2017-21, a Petrobras sugere que a EPE aprofunde seus estudos no que diz respeito à indicação de existência de espaço para a construção de novas refinarias até 2026⁴. Corroborando com a afirmação anterior, a disponibilidade de infraestrutura logística no país para a importação dos principais derivados, como complemento à produção local.

² A Tabela 10 que aparece na página 85 trata de data de entrada em operação de hidrelétricas.

³ O Box 5.1 (“e se houver atraso na entrada dos módulos destinados à produção do Pré-sal? Qual o impacto na produção de petróleo e de gás natural?”) apresenta um exercício do impacto na produção futura devido a atrasos na entrada em operação de novas UEPs em decorrência de complicações advindas do cumprimento de exigências de conteúdo local e de desafios tecnológicos.

⁴ Pag. 164 do documento em consulta pública: “O balanço dos principais derivados indica que o País deverá continuar como importador líquido, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, querosene de aviação (QAV) e óleo diesel A. Este fato sinaliza que haverá espaço para construção de novas refinarias até 2026, ainda que existam poucos investimentos projetados para o período.”

É apresentada no documento em consulta pública a indicação de implantação de novas unidades de hidrotreatamento em refinarias do Sistema Petrobras⁵. Sobre este ponto, a Petrobras esclarece que está permanentemente buscando alternativas para a otimização do seu parque de refino e, conseqüentemente, avaliando a realização de investimentos em suas unidades. No momento, a Petrobras está avaliando sua carteira de investimentos para o horizonte 2018-22.

Quanto às perspectivas de preços de petróleo e derivados, a Petrobras sugere a realização de exercícios de sensibilidade em um cenário de preços de petróleo mais baixos, considerando menores investimentos em projetos de produção de petróleo e diferentes taxas médias de declínio para os campos produtores *offshore*.

Outro ponto apresentado no Capítulo 6 diz respeito à introdução da nova especificação do bunker a partir de 2020, conforme proposto pela Organização Marítima Internacional. Considerando a relevância do tema para a indústria de refino, a Petrobras sugere a inclusão de análises quantitativas no PDE 2026, complementando as análises qualitativas já apresentadas.

No que se refere ao Capítulo 7 - Oferta de Gás Natural, a Petrobras considera otimista a visão apresentada sobre o volume de gás a ser importado da Bolívia frente às dificuldades já existentes para atendimento do mercado interno daquele país e demandas por importação do Brasil e Argentina. Diante do exposto, a Petrobras sugere a revisão dos números apresentados, podendo-se, inclusive, utilizar valores diferentes para os períodos até 2021 e após 2022, ou a realização de exercícios prospectivos que contemplem a visão apresentada. Quanto à importação de GNL, a Petrobras sugere a inclusão de exercício prospectivo que considere a desmobilização do terminal de Pecém para a atividade de regaseificação de gás natural.

No Capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis, a Petrobras sugere a inclusão de cenários alternativos para a oferta de etanol no Brasil no PDE 2026, partindo, particularmente, das incertezas advindas do mercado mundial de açúcar e da qualidade da cana de açúcar produzida no país. Ressalta-se que a oferta de açúcar por outras regiões, como Europa e Tailândia, e o ritmo de aumento de consumo com o crescimento econômico e urbanização de economias emergentes são variáveis que impactam diretamente o mercado internacional de açúcar e, conseqüentemente, a oferta de etanol no Brasil. Da mesma forma, há indefinições quanto à taxa de reforma dos canaviais nos próximos anos.

Em complemento ao exposto no parágrafo anterior, a Petrobras reforça que a construção de visões alternativas para a oferta de etanol, identificando os direcionadores de trajetórias distintas, é instrumento de suma importância na formulação de uma nova política de biocombustíveis para o país.

Ainda com relação à oferta de biocombustíveis, a Petrobras corrobora com as projeções apontadas no PDE 2026 para mandatos de biodiesel, ressaltando que essas são aderentes às suas projeções e estão alinhadas com as tendências mundiais, considerando a produção pelas rotas de transesterificação.

Adicionalmente, a Petrobras sugere uma revisão nos números apresentados para a demanda de gás natural no ano base do PDE (2016), além de outras pequenas verificações de consistência⁶.

⁵ Página 173 do documento em consulta pública: "Considerando especificações mais restritivas de qualidade para os combustíveis, como a redução do teor de enxofre do bunker, em 2020, a substituição gradativa de óleo diesel do tipo S500 por S10 e o fim da produção de óleo diesel do tipo S 1800 até 2026, notou-se nas simulações uma redução da carga processada no parque de refino, em especial na Reduc (RJ) e na RLAM (BA), nas quais se evidencia mais fortemente limitações na capacidade das unidades de hidrotreatamento (HDT) de derivados médios."

⁶ No gráfico 20 da página 36, cabe revisar a unidade mencionada (106 m³/d). Segundo dados do Boletim de Gás Natural, publicação do MME, o consumo total de gás natural em 2016 de 80,26 milhões m³/d, diferentemente dos 35,8 milhões m³/d apresentados. Da mesma forma, os dados divulgados no balanço de gás natural seco para o ano de 2016 estão diferentes dos dados divulgados no BEN 2017 (As principais diferenças estão no consumo final não energético, no setor energético e no industrial). Nos gráficos 22 e 23, para estar de acordo com os dados, a unidade a ser referenciada deveria ser GW médio.