

EDITORIAL

Considerações preditivas sobre o setor energético brasileiro: o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026)

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) pode ser definido como um documento informativo voltado para a sociedade, fornecendo uma prospecção das perspectivas do governo para a expansão do setor energético como um todo. Sua autora, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), trabalha com um horizonte de 10 anos e com base nas dimensões econômica, estratégica e social.

Para o período considerado no PDE 2026, espera-se que a economia brasileira, estimulada por melhores resultados da economia mundial e pela existência de capacidade ociosa no país, tenha uma retomada de desempenho a partir do fim do primeiro quinquênio. Na sequência, o PDE estima os impactos da atividade econômica na demanda por energia e como a oferta de energia pode ser expandida a fim de satisfazê-la.

Nesse compêndio, a **FGV Energia** tratou os setores energéticos como segmentados no PDE, de forma a não só contextualizá-los, mas a analisá-los construtivamente, por entender que a disseminação do conhecimento e o planejamento de longo prazo são imperativos para o progresso técnico-científico, os ganhos de competitividade e, por conseguinte, o desenvolvimento econômico e o bem-estar social do país. A análise dos setores será detalhada a seguir.

1. SETOR ELÉTRICO

O PDE visa apontar uma estratégia de expansão do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas de modo a garantir o suprimento de energia no horizonte decenal. O documento não deve ser encarado como um plano estático e normativo pois suas projeções e indicações de expansão de energia são elaboradas sob um elevado grau de incerteza.

Esta edição apresentou grandes avanços metodológicos. Pela primeira vez, a evolução do parque

gerador foi definida a partir do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI)[1]. Com a adoção do MDI, o custo marginal de expansão (CME) passa a ser um subproduto do processo de planejamento, e não mais um dado de entrada do modelo. O CME é uma variável importante para o planejamento do setor elétrico, pois representa o custo de atender uma unidade adicional de demanda futura de energia e potência. Outro importante avanço foi a adoção de cenários alternativos de expansão, que consideraram, dentre outros, maior crescimento da economia ao longo do período, redução do custo de investimento para implementação de geração fotovoltaica centralizada e aumento de restrições para expansão de UHE.

Algumas limitações, no entanto, ainda se fazem claras. Conforme aponta o próprio plano, os modelos atualmente empregados no planejamento são incapazes de capturar características operacionais do sistema. Fatores como a variabilidade da geração de fontes não despacháveis, restrições operativas das térmicas e possíveis falhas dos elementos do sistema não são considerados. Um sistema com precificação horária será adotado na operação a partir de 2019, o que permitirá a remuneração mais adequada de fontes flexíveis e o desenvolvimento de mecanismos de resposta pela demanda, que devem se mostrar como opções ao atendimento à demanda de ponta. Para que se tenha um planejamento mais adequado, portanto, é preciso adotar modelos mais próximos da realidade operativa.

Do ponto de vista da demanda, o PDE 2026 continuou com a perspectiva de eletrificação crescente[2]. O plano estima que a demanda por eletricidade apresente crescimento médio anual de 3,5% a.a. ou 2.700 MW médios/ano[3]. As classes que mais contribuirão com este crescimento serão a comercial, residencial e agropecuária. Considerou-se que a demanda máxima apresenta a mesma taxa de crescimento da carga de energia, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte. É prevista ainda uma queda da intensidade energética da economia devido a ganhos de eficiência.

Com relação aos resultados apresentados, além da parcela já contratada, no cenário de referência são previstos investimentos da ordem de R$ 174,5 bilhões entre 2020 e 2026 para o suprimento da carga nos ambientes regulado e livre. Esse cenário resultou em um CME de R$ 217,00/MWh. Foi indicada uma expansão de 39,7 GW na capacidade instalada, dos quais 29,8% relativo a usinas eólicas, 17,6% a usinas solares, 8,1% a térmicas à biomassa, 7,1% a usinas hidráulicas (UHEs, PCHs e CGHs), 6,7% a térmicas a combustíveis fósseis e 30,7% a alternativas para atendimento de demanda de ponta.

1 A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPE-DEE-RE-028/2017.

2 No horizonte do PDE 2026, a EPE considera que essa eletrificação crescente não será significativa no setor de transportes. A princípio, a entrada de veículos elétricos no país será reduzida devido a uma série de variáveis como dificuldades de entrada no mercado, elevados preços desses veículos no país, a preferência do consumidor por carros maiores na mesma faixa de preço e o descarte e reciclagem de baterias. Além disso, a maioria dos veículos elétricos que efetivamente vierem a entrar no mercado nacional no período serão híbridos *flex*, que não demandam muita eletricidade da rede elétrica.

3 Já abatida a parcela adotada de geração distribuída.

Para a transmissão, o PDE 2026 indica uma expansão de 135.000 km de linhas de transmissão em 2016 para 197.000 km em 2026, resultando em investimentos da ordem de R$ 119 bilhões, sendo R$ 78 bilhões em linhas de transmissão e R$ 41 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. É esperado o aumento do consumo e da participação do subsistema Norte na carga do SIN, devido à interligação do sistema de Boa Vista. O subsistema Nordeste também deve aumentar sua participação na carga total, ao passo que Sudeste/Centro-Oeste e Sul tendem a reduzi-la. Sendo assim, a expansão das linhas de transmissão se mostrará primordial para o balanço energético e para o aumento da flexibilidade no Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Por fim, cabe destacar a importância das alternativas de ponta para manter a segurança de abastecimento do setor elétrico. Fontes alternativas respondem por 30% da geração indicada pelo cenário de referência, o que exigirá a presença de fontes despacháveis capazes de absorver sua variabilidade e fornecer flexibilidade operativa. Dentre as opções de tecnologias para atendimento à ponta, o PDE 2026 destaca as termelétricas de partida rápida, motorização adicional em UHE, usinas hidrelétricas reversíveis, gerenciamento pelo lado da demanda e armazenamento de energia em baterias. Fontes com esse propósito tendem a ser despachadas por pouco tempo, mas começarão a se fazer necessárias a partir de 2021. O modelo atual de contratação por energia não é capaz de remunerar adequadamente por esses serviços e precisará, portanto, ser revisto.

2. GÁS NATURAL

No tocante às projeções de oferta de gás natural, adicionalmente às instalações previstas no PDE 2026, é esperada a construção de um terminal de regaseificação no Porto do Açu, com capacidade de regaseificação de até 42MMm³/dia, 14MMm³/dia já com licença ambiental. Embora o potencial licenciado seja inicialmente direcionado ao atendimento às duas usinas hidrelétricas pertencentes ao mesmo projeto da Prumo Logística, sem previsão de infraestrutura para conexão à malha integrada, o Porto do Açu encontra-se localizado na nova Zona de Processamento de Exportações (ZPE), com potencial de atrair empresas exportadoras que utilizem gás natural como matéria prima, onde o excedente de capacidade de regaseificação poderia ser utilizada para suprir a demanda de novos empreendimentos industriais a serem instalados na região. Dessa forma, a entrada em operação do terminal de regaseificação do Porto do Açu tem o potencial de impactar não apenas a oferta de gás importado potencial, mas também de provocar um aumento na demanda industrial por gás natural.

Com potencial de alavancar a oferta de gás natural nacional no país nos próximos anos e dar ânimo ao desafio à monetização do gás do pré-sal, após paralização por cerca de três anos na construção da UPGN do COMPERJ – fazendo com que a refinaria não fosse considerada no PDE 2026 – as obras da refinaria serão retomadas. Com previsão de início de operação para 2020, a unidade será responsável pelo processamento de 21 MMm³/dia de gás natural do pré-sal da Bacia de Santos, que será escoado pelo gasoduto Rota 3. O gasoduto, que conta com cerca de 307 quilômetros em trecho marítimo e 48 quilômetros terrestre, e que já recebeu as licenças do IBAMA em 2016, gera impacto nas projeções de expansão da malha de gasodutos que tem o potencial de destravar consumo do energético no país. Para se ter ideia do impacto potencial, os Rota 1 e 2 juntos escoam 23 MMm³/dia.

Em relação ao consumo final de gás natural no setor de transportes, a competitividade do GNV, que vem melhorando desde a chegada da tecnologia da Geração 5 em 2010, e mais expressivamente a partir do final de 2015 com a mudança de preços dos combustíveis líquidos da Petrobras, parece ter destravado ainda mais a partir do segundo semestre de 2017. Os aumentos consecutivos do preço dos combustíveis líquidos pela Petrobras desencadearam um aumento considerável no número de conversão para GNL. Levando em consideração que o consumo de gás natural teve aumento de 9,0% na média de 2017, ao se comparar com a média de 2016, é esperado que a não consideração do aumento da competitividade do gás natural no segmento de transporte tenha levado a uma subestimação da demanda automotiva por essa fonte. Esse consumo, que está projetado no PDE 2026 para 5,5MMm³/dia em 2021 e 5,9 MMm³/dia em 2026, já alcançou 5,4MMm³/dia na média de 2017, tendo esse consumo atingido 6,1MMm³/dia em dezembro de 2017.

3. PETRÓLEO

Segundo as projeções do PDE, a produção sustentada de petróleo – a partir de reservas – deverá atingir os maiores volumes em 2024, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, em especial os campos de Búzios e Atapu, com previsão de entrada em produção em 2018 e 2019, respectivamente.

As maiores contribuições para a produção total no período decenal permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total. Mesmo havendo um programa em vigor do governo voltado para a reativação da produção *onshore* – REATE – o PDE não considerou um aumento expressivo da participação desse contingente.

Segundo a EPE, problemas associados à crise econômica no setor de petróleo e gás natural, bem como dificuldades de cumprimento das exigências sobre Conteúdo Local e soluções tecnológicas para os projetos de Libra com elevado índice de CO_2, apontam que poderá haver atrasos, entre 1 e 3 anos, na entrada dos módulos destinados às produções do pré-sal, Cessão Onerosa e Partilha da produção. Adicional a todos esses atrasos mencionados pelo PDE, pode-se agregar as questões de licenciamento ambiental que seguem como fortes impeditivos ao desenvolvimento do setor.

O PDE menciona que a contribuição do pré-sal representa cerca de 40% da produção brasileira total de petróleo e 47% da produção de gás natural, mas esses números já são sabidamente superiores a isso. Segundo a EPE, esta participação do pré-sal tende a aumentar ainda mais nos próximos anos com a priorização da exploração e produção além de medidas de redução de custos operacionais, somada a baixa expectativa de novos projetos em outros ambientes. Tais conclusões corroboram com a divulgada estratégia da Petrobras de focar majoritariamente no pré-sal e seus poços de alta produtividade.

Nos próximos cinco anos, dos dezenove projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021, dezesseis são voltados para extração no pré- sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa. Deste modo, o pré-sal responderá por parcela

significativa (cerca de 74%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 20%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 6%, se tanto. Vale destacar que o PDE não menciona o incremento da atividade exploratória em nenhuma das demais bacias brasileiras.

4. BIOCOMBUSTÍVEIS

Em relação aos biocombustíveis, o documento da EPE contém as projeções da oferta e da demanda de etanol e de biodiesel, já considerando em suas análises os sinais positivos advindos do RenovaBio. O programa, lançado no final de 2016, se tornou um projeto de lei, sancionado em dezembro de 2017. Tal movimento sinaliza o avanço da iniciativa no governo, o que torna acertada a decisão de considerá-lo nas projeções. Apesar da publicação não deixar claro a partir de que ano as análises incluem os efeitos do RenovaBio, estes somente serão sentidos após a sua entrada em vigor, o que deve ocorrer em 2020.

As projeções consideram a expansão da oferta de etanol, a partir de diversas premissas, entre elas a do aumento de produtividade da produção de cana-de-açúcar em 1,4% ao ano e da maior destinação da cana para a produção de etanol, saindo de 55%, em 2016, para 60%, em 2026. Tais projeções podem ser consideradas otimistas, uma vez que o alto endividamento das empresas do setor tem afetado o investimento na renovação de canaviais e nos tratos culturais, resultando na queda da produtividade. Além disso, a destinação da cana depende do mercado de açúcar e, em 2017, por exemplo, os preços internacionais dessa *commodity* foram determinantes para a redução do percentual da cana destinado ao etanol. Ainda que a melhoria dos índices relacionados à produção da cana ocorra de forma mais lenta do que o projetado pela EPE, existem fortes indícios de ganhos nesse sentido, em função de novas tecnologias, entre elas o etanol de segunda geração. O documento sinaliza que o etanol hidratado ocupará parte do espaço da gasolina na demanda de veículos leves, levando a um aumento de 7,2% ao ano do consumo final do biocombustível e queda de 3,1% ao ano no caso do anidro, em função da redução da demanda por gasolina. Espera-se que um cenário desse tipo, com o aumento da competitividade do etanol frente à gasolina, passe a se configurar somente com a entrada do RenovaBio, ou seja, após 2020.

No caso do biodiesel, as projeções da EPE preveem um aumento progressivo do teor de biodiesel, indo de 10%, em 2018, a 15%, em 2025 (o teor de 11% aparece algumas vezes no documento, mas adotamos como correto o valor mais provável de 15%). O entendimento dos produtores de biodiesel é basicamente o mesmo, mas existe possibilidade de antecipação do B15, assim como ocorreu com a entrada do B10, em função da tendência de crescimento da demanda por óleo diesel e, também, da sua importação.

5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

No PDE 2026, energia conservada é definida como a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base, 2016. Em 2026, a eficiência energética projetada pode atingir 17 milhões de tep (tonelada equivalente de petróleo), equivalendo a 7% do consumo final energético do Brasil em 2015.

Quanto à energia elétrica, projeta-se que, em 2026, 32 TWh serão conservados, valor correspondente a 4% da demanda elétrica em 2025. Na Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira, submetida quando da adesão ao Acordo de Paris na COP 21, o Brasil se comprometeu a realizar 8% de economia de energia no setor elétrico em 2025. Para justificar essa diferença de valores, o PDE explica que a NDC foi formulada tendo como ano-base 2013, de forma que a troca de lâmpadas incandescentes no período 2013-2016, ano de elaboração do PDE, não foi considerada. Quando essa política é considerada, chega-se ao valor estipulado na NDC.

Embora essa economia de energia seja significativa, o planejador deve considerar os benefícios de ampliar ainda mais a meta de eficiência energética nacional. Eficiência energética significa realizar o mesmo, ou mais, serviço energético com menor quantidade de energia[4]. A expansão da capacidade de geração nacional por meio da promoção de medidas de eficiência energética tem potencial de ser menos dispendiosa que a realização de investimentos em novas fontes de geração.

Quanto ao setor de transportes, o PDE afirma que, somente com melhorias tecnológicas e da intensidade do uso de cada modal, o setor realiza ganhos de eficiência da ordem de 7% em 2026. Entretanto, uma abordagem mais abrangente para promover a eficiência energética neste setor poderia incluir ações que visam afetar o lado da demanda de transportes[5].

Em relação ao setor residencial, o PDE destaca que a eletricidade é a fonte que mais contribuirá para a conservação de energia nos domicílios entre 2016 e 2026. Por exemplo, chuveiros elétricos nas residências serão gradualmente substituídos por aquecedores de água que utilizam gás natural. Entretanto, a fim de evitar aumento das emissões de gases de efeito estufa, aquecimento solar de água poderia ser priorizado como alternativa. Essa e outras questões, como realização de retrofits para promoção da eficiência energética em edificações, não são mencionadas no PDE. Em um box ao final do capítulo de eficiência energética do plano, os desafios na realização de ações para sua promoção são listados, mas não há, contudo, indicações de como superar esses desafios.

6. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

O PDE afirma que o setor energético brasileiro já contribui pouco para as emissões de gases de efeito estufa nacionais e que as emissões oriundas do SIN previstas no PDE representariam menos de 3% do total que o Brasil deve emitir em 2025. Para o setor energético, então, se propõe que a participação de fontes renováveis se mantenha elevada na matriz. Entretanto, um esforço maior pode ser buscado, principalmente ao se ponderar que as metas das NDCs não serão suficientes para se cumprir o Acordo de Paris[6]. Dessa forma, como muito provavelmente a NDC brasileira será revista em um futuro próximo, seguindo as diretrizes de aumento da ambição das NDCs proposta

4 PDE 2026, EPE, 2017.

5 Para uma maior discussão de como a eficiência energética no setor de transportes pode ser promovida com iniciativas do lado da demanda, vide: Roitman, Tamar, Coluna Opinião FGV Energia, Fevereiro 2018.

6 O objetivo central do Acordo de Paris é manter a elevação da temperatura média global, em relação aos níveis pré-industriais, abaixo dos 2 graus Celsius e o mais próximo possível de 1,5 graus Celsius. Os atuais planos nacionais de ação climática conhecidos como Contribuições Nacionais Determinadas (NDCs) ficam aquém desse objetivo. (https://cop23.unfccc.int/news/presidencies-outline-the-talanoa-dialogue-process-0).

pela UNFCCC , para os próximos PDEs, o planejador já pode começar a traçar um aumento da participação das fontes renováveis na matriz. No box 11.1, "Caminhos Flexíveis para a Matriz Energética", essa possibilidade é conjeturada.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Plano Decenal de Energia é um importante instrumento para o planejamento energético de longo prazo nacional. Por meio dele é assinalada a continuidade das políticas públicas para o setor, contribuindo para a segurança institucional e, consequentemente, de investimentos na área energética. Com a elaboração desse breve texto de análise do PDE, a **FGV Energia** busca também contribuir para a discussão do planejamento energético nacional, fundamental para o desenvolvimento do nosso país.

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getulio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia.