

1. Introdução

A ABRACE Energia, associação setorial que representa os consumidores de energia do setor produtivo, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro – SEB, apresenta suas considerações sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034).

O documento em discussão, colocado à disposição de toda sociedade para debate, é um robusto documento que apresenta de forma transparente e objetiva os cenários para o atendimento energético do Brasil nesta próxima década. As referências, estudos preliminares e transparência do processo atribuem confiabilidade às considerações que foram apresentadas, enquanto as avaliações sobre importantes tópicos que impactam os sistemas energéticos agregam valor à análise pelos leitores e atores do mercado.

Por este motivo parabenizamos a sólida e bem documentada projeção da expansão e desenvolvimento do setor energético brasileiro realizado pela Empresa de Pesquisa Energética.

2. Capítulo 1: Premissas Sociodemográficas e econômicas

Conforme o relatório do PDE, a EPE adotou como premissa para o crescimento da população brasileira as informações que constam no estudo “Projeções da população: Brasil e unidades da federação”, de 2018, do IBGE, que tem como base o Censo de 2010. À época da elaboração do estudo, essa era a melhor informação disponível tendo em vista que ainda não havia sido publicada atualização com base no Censo de 2022.

Em agosto de 2024, foi publicada uma nova versão do documento de referência, com base no Censo de 2022, trazendo projeções consideravelmente diferentes da versão anterior. Por exemplo, para 2034, as estimativas atualizadas projetam que haverá 218,9 milhões de brasileiros, quase 10 milhões a menos do que a projeção traçada com base no censo de 2010. Essa diferença permeia as projeções de

demanda dos diversos energéticos neste PDE, tornando-as superestimadas, em maior ou menor grau.

Diante da nova informação, a ABRACE sugere que a premissa seja atualizada. Como aprimoramento para as próximas edições do PDE, sugerimos, ainda, que sejam elaboradas análises de sensibilidade para os setores de energia elétrica e gás natural a variações do crescimento populacional.

Quanto aos cenários econômicos propostos, percebe-se desalinhamento entre o cenário de referência e as expectativas de mercado, refletidas no último Relatório Focus¹, que, em diversos parâmetros, tais como crescimento do PIB, evolução da Dívida Líquida do Setor Público e taxa Selic, se assemelham ao cenário inferior do PDE.

Em princípio, este descompasso não é um grande problema, considerando que o PDE traz as perspectivas de expansão do setor energético pela ótica do governo, que pode ser mais otimista do que o mercado. No entanto, é importante fazer duas considerações a respeito dos cenários econômicos propostos: a primeira delas é que o cenário superior parece superestimado, tanto em comparação com o desempenho histórico dos diversos parâmetros quanto em relação às expectativas dos agentes; a segunda ponderação é que os impactos dos diferentes cenários econômicos não estão evidenciados em todos os capítulos, e que se essa informação fosse incorporada, o PDE poderia se tornar um instrumento ainda mais robusto para discussão com a sociedade.

Assim, como aprimoramento para as próximas edições do PDE, a ABRACE Energia sugere que os efeitos dos diferentes cenários econômicos sejam abordados em todos os capítulos do PDE.

3. Capítulo 3: Expansão da Geração centralizada

Um primeiro ponto que merece a devida importância e discussão é a atual defasagem entre a metodologia utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

¹ Relatório de 06/12/2024, disponível em <https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20241206.pdf>

para realizar a expansão do sistema e a utilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para operar a rede. Ou seja, o planejamento da expansão é feito de uma maneira e o planejamento da operação é realizado de maneira diferente, o que prejudica também a busca por uma expansão condizente com a realidade da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O problema tende a se agravar em 2025, em que se espera uma defasagem ainda maior, visto que será utilizada uma nova versão no NEWAVE a partir de janeiro de 2025, com alterações metodológicas importantes realizadas em 2024, como NEWAVE Híbrido e alteração da aversão ao risco, para cálculo do preço e para a operação do sistema, enquanto a EPE continuará com uma versão destoante. A principal justificativa trazida nas discussões das alterações metodológicas dos modelos computacionais, ocorridas no escopo da Consulta Pública MME nº 162/2024, é a questão do tempo computacional, visto que a EPE necessita de um NEWAVE que consiga rodar totalmente individualizado nos anos de interesse para os estudos realizados pela Empresa.

Cada vez mais vemos uma distância sendo criada entre o planejamento energético e perspectivas de expansão do sistema (EPE) e o planejamento da operação e formação de preço (ONS e CCEE). Como consequência, se planeja o sistema de uma maneira e se opera de outra. É evidente que essa diferença já existe e só vai aumentar ao passo que há esse descasamento entre as versões do NEWAVE utilizadas.

Acreditamos então que o maior esforço do próximo ciclo seja realmente compatibilizar os modelos utilizados pela EPE, ONS e CCEE para que estes sejam os mesmos e que consigamos reduzir a disparidade apontada.

Ainda no bojo metodológico, a busca por uma discretização maior, como horária ou semi-horária da contribuição das fontes para o suprimento de potência se mostra essencial para termos um modelo eficiente e mais próximo à realidade operativa. Com isso, teríamos uma apuração das necessidades de potência de acordo com a real contribuição de cada fonte para o sistema para suprir os requisitos de potência.

Assim, é necessária uma análise aprofundada da contribuição de cada fonte do sistema para o suprimento de potência, considerando seu perfil de disponibilidade de geração com granularidade horária e espacial para o atendimento da demanda de ponta do sistema.

Adentrando agora nos resultados do Cenário de Referência, corroboramos com o posicionamento da EPE de que a maior necessidade que o sistema vem e continuará demandando é de flexibilidade operativa, onde é necessário ter cada vez mais uma geração que seja totalmente flexível, com restrições técnicas baixas, para fazer com que essa geração seja capaz de entrar e sair do sistema rapidamente, ajudando em momentos específicos, ou outras ferramentas como Resposta da Demanda, como já vem sendo amplamente utilizado, ou tecnologias de armazenamento.

Com isso, uma contratação pautada em critérios econômicos, sem a geração compulsória pré-determinada por Lei, segue em direção à um parque gerador eficiente, com maior parcela renovável, com tecnologias de armazenamento coexistindo com Resposta da Demanda, suprimindo os atributos que realmente o Operador precisa, a flexibilidade ao invés de geração compulsória que só faz agravar o problema de sobreoferta de energia durante o período do dia, em que a geração solar está em alta produção, e aumentar as emissões de gases de efeito estufa, contribuindo negativamente para todos os acordos firmados pelo país perante às causas do clima.

Por fim, como uma contribuição para os próximos PDEs, seria interessante ter um Cenário de Sensibilidade que considere critérios locacionais para a inserção da geração determinada pelo Modelo de Decisão de Investimentos (MDI). Para que consigamos responder a seguinte questão: Existe a necessidade de inserção de potência flexível, porém, onde?

4. Capítulo 4: Expansão da Transmissão

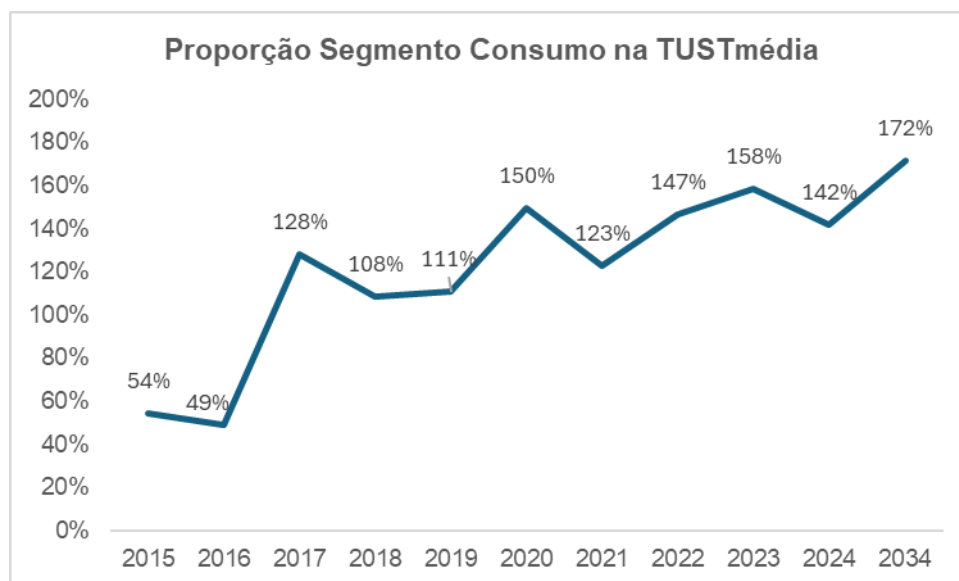
Com relação a contribuições ao Capítulo 4 do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034, dedicado ao tema de Transmissão, este aborda uma série de tópicos relevantes para o setor elétrico, incluindo ativos em final de vida útil regulatória,

resiliência da rede de transmissão, confiabilidade do sistema e outros aspectos estratégicos. No entanto, percebe-se que muitas dessas questões são expostas de forma descritiva, sem análises aprofundadas sobre os impactos para diferentes cenários e tecnologias. Considerando que o PDE se propõe a fomentar o debate com a sociedade, é essencial que ele traga estimativas de impactos e explore alternativas, de modo a subsidiar discussões mais qualificadas com os agentes do setor.

Um dos pontos centrais apresentados no capítulo é a perspectiva de expansão da rede de transmissão até 2034, com investimentos estimados em R\$ 128,6 bilhões no cenário de referência. Grande parte dessa expansão está relacionada à integração de projetos de geração renovável, especialmente solar e eólica, que juntos adicionam cerca de 38 GW de potência instalada até 2033. Contudo, ao analisar o comportamento recente da carga e a perspectiva de crescimento, observa-se que a demanda projetada não acompanha o ritmo de expansão da geração e, conseqüentemente, da transmissão. Essa discrepância se deve, em grande parte, ao movimento do mercado impulsionado pelo fim do desconto na TUST para renováveis, conforme previsto na Lei nº 14.120/2021, fenômeno conhecido como "corrida do ouro". Isso evidencia que muitos projetos foram motivados por vantagens tarifárias e não necessariamente por uma demanda real no sistema. Tal dinâmica gera preocupações quanto ao aumento da ociosidade na rede, reforçando a necessidade de um planejamento mais alinhado às demandas efetivas de energia.

Além disso, destaca-se a importância de discutir a alocação de custos dessa expansão, pois a partir do histórico da TUST e o previsto para 2034, percebe-se que a proporção entre a TUST média do segmento consumo e a TUST média do segmento geração tem aumentado de forma expressiva, passando de 54% em 2015 para 172% em 2034, conforme o Gráfico 1, a seguir.

Gráfico 1 – Proporção TUST média do segmento consumo sobre TUST média da geração



Fonte: Elaboração própria a partir dados da ANEEL e PDE 2034.

Essa evolução demonstra que a alocação atual não reflete adequadamente os agentes que geraram a necessidade de investimentos, penalizando desproporcionalmente os consumidores. Recomenda-se, portanto, que sejam analisados critérios mais eficientes para alocar os custos da expansão, garantindo que quem deu causa aos investimentos arque com a maior parte dos custos. Isso vai além da aplicação da regra de sinal locacional atualmente em vigor, sendo necessária uma revisão mais ampla para equilibrar os impactos tarifários. Cabe destacar que apenas o sinal locacional foi considerado para a alocação desses custos, assim essa análise deve ir para além dessa regra que está em vigor no setor.

Outro tema relevante é a interligação da região Norte ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa integração é essencial para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e os custos associados à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Contudo, o estudo não deixa claro se houve uma análise contratual das distribuidoras, considerando os contratos vigentes e seus prazos de encerramento com geradores locais. Tal análise é crucial para concatenar o término desses contratos com as obras de interligação, maximizando os benefícios econômicos e

operacionais para o sistema e a sociedade, de forma a refletir em uma redução da CCC para os consumidores.

Também merece atenção o tratamento dado à conexão de projetos de Data Centers e de Hidrogênio Verde (H2V) à rede básica. Embora o capítulo reconheça a importância desses setores, faltou explorar em maior profundidade como as mudanças nas regras de acesso à transmissão impactam a viabilidade de tais projetos, já que está em discussão para a revisão da regra junto ao regulador. Além disso, seria pertinente incluir uma análise sobre o nível de interação entre o planejador e os agentes interessados, considerando que essas interações são fundamentais para garantir a efetividade das ações propostas e a integração desses projetos ao sistema.

Por fim, no que tange à confiabilidade e resiliência da rede, o capítulo menciona o uso de tecnologias como dispositivos FACTS e a reversão do Bipolo Madeira como medidas para aumentar a qualidade do sistema. Entretanto, a percepção de qualidade relatada por consumidores associados à ABRACE aponta uma deterioração ao longo do tempo, evidenciando a necessidade de um debate mais robusto sobre os critérios de qualidade de energia. Assim, é importante que o PDE analise alternativas tecnológicas, apresentando os custos associados e os impactos esperados na qualidade do fornecimento. Dessa forma, o consumidor terá clareza sobre as opções disponíveis para melhoria da qualidade e poderá participar de forma mais ativa no debate regulatório.

5. Capítulo 5: Produção de Petróleo e Gás Natural

É possível verificar no PDE 2034, ao contrário de edições anteriores, uma aproximação entre as perspectivas de evolução para o crescimento anual da produção bruta e líquida, respectivamente 6% e 7% ao longo do decênio. No entanto, essa tendência não parece refletir em um maior aproveitamento do gás natural, uma vez que as “perdas” no processo produtivo, dentre as quais, em grande medida, incluem-se as taxas de reinjeção, continuarão elevadas ao longo do decênio (média próxima a 60%).

A análise do aproveitamento do gás natural produzido é um importante instrumento para direcionar sobre qual o papel esperado para este insumo no âmbito da política energética do país. Assim, a elaboração de cenários de sensibilidade para avaliar gargalos e barreiras operacionais e/ou regulatórias é estritamente necessária, ainda mais que por força do Decreto nº 12.153/2024 a EPE terá importante papel na realização do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano. Nesta acepção, era esperado que houvesse um casamento entre o planejamento das infraestruturas e das perspectivas do volume de gás natural produzido que poderá ser traduzido em oferta, de modo a sinalizar ações e políticas públicas que poderão ser adotadas para otimizar a produção de gás natural no país.

Como exemplo, citamos a análise de sensibilidade apresentada pela EPE que apenas inclui o Gás-hub para Mero, o qual foi mapeado para potencializar a produção de gás no programa Gás para Empregar. O PDE 2034 não considerou a produção potencial de reservas importantes e relevantes, por exemplo, Bacalhau Fase 2. Apesar da informação não estar explícita e não haver justificativas para essa premissa, parece que foi considerada a reinjeção total dos volumes produzidos, embora a exportação do gás deste campo tenha sido considerada no PIPE 2023. Apesar da reinjeção total ser um cenário possível, é importante considerar a efetividade das políticas públicas elaboradas, de forma a contabilizar todas as externalidades positivas advindos do aumento da oferta.

Ademais, há previsão para entrada de novas unidades de produção (UPs), precisamente 28, ao longo do decênio, que podem potencializar a produção de Búzios, partindo de módulos sem processamento para módulos com processamento e exportação de gás. Sob esta ótica, ressentimos de informações mais detalhadas dos efeitos que essas novas UPs terão sob a produção e, conseqüentemente, para a redução das taxas de reinjeção desse campo. Cenários de sensibilidade, neste sentido, também para outros campos, inclusive, poderiam demonstrar as particularidades e as dificuldades de produção de cada campo. Frisa-se que embora tenha sido considerado melhor aproveitamento para a produção do gás de Búzios, as taxas de reinjeção se matem altas, como nos níveis

atuais. Seria desejável que os próximos PDEs trouxesse maior detalhamento sobre as premissas e justificativas para as estimativas de reinjeções de gás natural.

Não podemos deixar de reforçar que, atualmente, há uma grande assimetria de informações em relação à produção de gás natural no Brasil, qual o nível de CO₂, quais as dificuldades para monetizar as reservas, quais campos não possuem escala para viabilizar infraestrutura de escoamento, dentre outros. Essas análises poderiam ser inseridas no PDE com o objetivo de reduzir essas assimetrias e permitir o entendimento do mercado para melhor contribuir com o planejamento integrado das infraestruturas que será realizado pela EPE nos próximos anos. Novamente citamos o campo de Bacalhau, que possui baixo percentual de CO₂, mas reinjeta toda a produção de gás da Fase 1, além de a Fase 2 não ter sido considerada e, sequer mencionada na expectativa deste PDE.

Em síntese, apesar de notarmos uma evolução análise e das premissas utilizadas no PDE 2034, reforçamos a necessidade de a EPE avaliar qual parcela da produção potencial de gás poderá ser ofertada ao mercado, por meio de cenários de sensibilidades que poderão traduzir as dificuldades que temos, hoje. A EPE cita que *“a volatilidade dos preços das ‘commodities’ de petróleo e do gás natural, principalmente em cenários de instabilidade geopolítica, faz com que as companhias busquem por oportunidades de negócios com redução de custos operacionais, alta produtividade e baixo risco exploratório”*. No entanto, como o Plano Decenal não traz cenários de acordo com as diferentes expectativas de patamares de preços internacionais do petróleo, enxergamos somente uma curva de produção “referência”.

Este tipo de exercício é estritamente importante em mercados voláteis como de gás natural e petróleo para traçar curvas consistentes com evoluções possíveis para a oferta e demanda em um mercado global, diretamente afetado por compromissos climáticos que podem alterar seu *status quo*. O mercado brasileiro de gás natural, apesar de ser regionalizado, é afetado pela produção de petróleo, tendo em vista

que grande parte das reservas brasileiras são associadas a este energético e o preço indexada a marcadores internacionais.

Ademais, vale a pena destacar um ponto muito importante levantado pela EPE, em relação ao declínio das atividades de exploração de campos de petróleo e gás no país. Nos últimos dez anos houve importante redução do número de perfurações de poços, precisamente 66%. A redução das atividades de exploração tem efeitos negativos sobre a produção de petróleo e gás nos próximos 5–7 anos e isso é demonstrado nesse plano decenal. Quando olhamos para o aumento da produção bruta e líquida no primeiro quinquênio percebemos um aumento anual de 11% e 10%, respectivamente. No segundo quinquênio, esse crescimento cai para 1% e 2% a.a.

Ou seja, há clara urgência em estabelecer uma estratégia para desenvolver as reservas e aumentar o potencial de produção de petróleo e gás no Brasil, de forma a revertermos esse cenário de queda na produção. A discussão, portanto, transcende em melhorar o aproveitamento de gás natural, mas inclui também mapear e desenvolver reservas que possam aumentar a oferta competitiva de gás ao mercado. Cada vez mais o gás natural se mostrará como um recurso estratégico não só para dar suporte a uma matriz elétrica cada vez mais renovável e intermitente, mas, a depender de seu custo, para auxiliar na descarbonização da indústria.

Neste sentido, citamos o aumento das atividades de perfuração de poços em campos *onshore*, a partir de 2021, após a decisão da Petrobras em desinvestir em campos maduros neste ambiente. A EPE cita que pequenos e médios produtores viram como oportunidade continuar o desenvolvimento desses projetos. Esse movimento proporcionou resultados positivos para o mercado de gás com a entrada de novos ofertantes em 2022. A diversificação da oferta levou à redução de preço, que apesar de marginal, aumentou a transparência e o entendimento sobre o funcionamento do mercado, antes desconhecido por meio de uma operação concentrada na Petrobras.

Contudo, não há neste PDE informações detalhadas sobre quais as expectativas de aumento da produção de gás natural, a partir de programas que têm sido desenvolvidos com o objetivo de aumentar o fator de recuperação desses campos. As estimativas foram disponibilizadas de forma agregada para petróleo + gás natural, em boe. Ter essas informações separadas pode contribuir para análises de resultados desses programas de revitalização, por exemplo, se estão sendo efetivos ou precisam ser melhorados. Assim, para os próximos PDEs recomendamos a disponibilização dos dados de forma desagregada, acrescida de análises de resultados da evolução da curva de produção, a partir dos benefícios concedidos, sempre que possível.

Por fim, em relação à análise da evolução dos indicadores de reserva/produção, seria também desejável que a EPE detalhasse a metodologia e as premissas utilizadas em seu cálculo. Para o gás natural, em específico, não ficou claro se o indicador assume uma perspectiva otimista ou pessimista. A EPE mencionou que a “estimativa apresentada assume como premissa que os volumes acrescidos à reserva estão associados a projetos de desenvolvimento dos campos que incluem a infraestrutura necessária para produção e escoamento do petróleo e gás natural”, não está evidente se poderia haver uma redução das taxas de R/P, considerando a viabilidade de novas rotas de escoamento que possa potencializar essa produção, por exemplo.

6. Capítulo 7: Gás Natural

Esse capítulo tem o objetivo de apresentar os resultados dos estudos referentes às projeções da oferta, de demanda, dos preços de gás natural, bem como dos projetos de infraestrutura para o gás natural no período entre 2024 e 2034.

Em relação à infraestrutura, o PDE 2034 destaca as rotas de escoamento da produção dos campos de Sergipe–Alagoas e Raia Manta e Pintada, além da Rota 3, já em operação. A produção esperada adicional a ser escoada por meio dessas rotas soma 52 MMm³/dia que estão previstas no PIPE 2023. No entanto, como já mencionado na nossa contribuição ao capítulo 5, ressen-te-se de maiores

informações em relação à produção e rota de escoamento para Bacalhau Norte neste plano indicativo.

A EPE parece ratificar neste PDE os projetos incluídos no PIPE 2023, mas não traz nenhuma explicação do motivo pelo qual foi desconsiderada a produção de Bacalhau Norte no horizonte decenal em análise e se poderá haver a exclusão desta rota, tendo em vista eventuais dificuldades para a monetização de suas reservas. Neste sentido, seria desejável esse esclarecimento para que haja maior transparência em relação às revisões de campos que estão em vias de entrar em operação ou têm grandes chances de sua produção ser postergada.

Em relação ao transporte notamos que não há um olhar integrado para os investimentos previstos, muitos deles incluídos no último PIG. É positivo que a EPE traga informações dos projetos em estudo para reforço e ampliação da malha de transporte de modo a comportar o aumento da oferta de gás nacional esperada, mas é fundamental que sejam feitas análises sistêmicas avaliando as diversas alternativas de investimentos propostas ou em avaliação pelas transportadoras.

Para ilustrar a nossa preocupação, citamos como exemplo a Ecomp de Itajuípe que tem o objetivo de corrigir o potencial gargalo na malha da TAG, hoje operacionalmente gerenciado por serviços de descongestionamento. No entanto, as razões para a realização deste investimento carecem de estudos mais detalhados em relação ao fluxo operacional, tendo em vista o perfil de demanda e oferta esperado para os próximos anos, além de uma análise consistente do custo-benefício de sua construção, em relação a alternativas que são adotadas atualmente.

Deste modo, o cruzamento do fluxo da oferta e demanda projetada com a movimentação do gás na rede de transporte deve ser criteriosamente avaliado, a partir de uma visão sistêmica, a fim de otimizar o uso dessa infraestrutura e reduzir o seu custo. Esperamos, portanto, um esforço da EPE, neste sentido, na elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano.

No que se refere à projeção do preço, ressentimos da ausência de maiores detalhes em relação às premissas para traçar a metodologia de projeção da curva de preço do petróleo internacional, além de a EPE não ter adotado cenários de sensibilidade, como já citado ao longo desta contribuição. Sob essa ótica, importa ressaltar a informação trazida pela EPE, a respeito da projeção dos preços de gás natural comercializado no Brasil para o horizonte decenal em análise:

[a] **projeção para o horizonte decenal se apoia** nas perspectivas dos estudos da EPE sobre a evolução da competitividade, a inclusão de novos agentes e novos investimentos. Com base **em projeções de preços internacionais de petróleo e de gás natural**, apoiadas em discussões sobre as **novas dinâmicas do mercado brasileiro, buscou-se elaborar estimativas de preços do gás natural nos pontos de entrega** (citygates) da malha integrada no horizonte até 2034. [g.n]

No entanto, a única curva de preço projetada para o PDE 2034 faz referência à manutenção do *status quo*: preços elevados, atrelados a marcadores internacionais, portanto, não competitivos para os próximos dez anos. Sem entrar no mérito da metodologia adotada pela EPE, mas concentrando-se no sinal de preço futuro indicado pelo planejador, o qual servirá de referência para as discussões e para o desenvolvimento de políticas públicas para esse setor, não consideramos somente necessário aplicar cenários de sensibilidade tendo em vista às diferentes projeções possíveis de Brent e Henry Hub para traçar curvas mais otimistas ou pessimistas, mas em construir no planejamento setorial um olhar mais estratégico e alinhado às discussões recentes no âmbito do programa Gás para Empregar. Há que se considerar, portanto, cenários de preço de gás nacional desatrelado de marcadores internacionais, mais aderente às políticas públicas para aumento da oferta e da demanda de gás.

A EPE realizou uma série de estudos robustos e detalhados, em que estima o patamar de preços necessário para o gás natural para destravar investimentos industriais, dentre eles no setor químico e de fertilizantes nitrogenados. Também, elaborou estudos para maior aproveitamento do gás natural, recomendando ações para reverter a trajetória crescente das taxas de reinjeção. No entanto, nos parece que tais estudos não foram considerados na formulação do PDE 2034.

Claramente, pelas informações disponibilizadas, há um enorme potencial de oferta para o próximo decênio, enquanto a demanda esperada de gás natural cresce a taxas muito inferiores à da produção nacional. O aumento da demanda é fortemente suportado pela expectativa de aumento das térmicas, em grande medida flexíveis. O pouco aumento esperado para a demanda firme, no entanto, parece superestimado, tendo em vista a curva histórica e a ausência de perspectiva de um preço mais competitivo para o gás natural comercializado no Brasil.

Neste sentido, traçar cenários de competitividade, a partir das análises elaboradas pela EPE, inclusive no âmbito do programa Gás para Empregar, é fundamental para reduzir as assimetrias em relação às barreiras e gargalos existentes na indústria do gás natural, sobretudo no que se refere aos elevados custos associados às infraestruturas. Como já exposto, cenários de competitividade podem ser considerados para quantificar as externalidades positivas para o país. Recomendamos, portanto, que nos próximos PDEs a EPE elabore esses exercícios para, em conjunto com o mercado, traçar diferentes curvas potenciais de demanda, a partir de cenários de preços competitivos de gás natural.

Ao nosso ver, tendo em vista o aumento esperado da produção nacional, parece incoerente manter o preço do gás brasileiro atrelado a indexadores internacionais, ao mesmo tempo em que está em curso um programa governamental para desenvolver esse mercado, com fortes objetivos em prol de preços mais competitivos, capazes de fomentar nova demanda. Ou seja, qual o efeito que as medidas propostas pelo programa Gás para Empregar poderá ter sob o preço de

gás natural nos próximos dez anos? As simulações desses estudos, discussões e propostas também deveriam constar de forma detalhada no PDE.

Reconhecemos os desafios envolvidos nessas projeções, que poderão ser atenuados com maior participação do mercado ao longo do processo de elaboração do plano decenal: partindo da construção da metodologia e das premissas que poderão ser utilizadas até a coleta de informações e mapeamento da oferta e demanda potenciais, a partir de cenários traçados. Isto é, deve-se permitir a participação do mercado ao longo do processo de elaboração do PDE e não apenas na análise final de seus resultados.

Para a demanda, a EPE considerou um aumento de 5% a.a. para o primeiro quinquênio e de 1% para o segundo quinquênio na malha integrada. Ambos os segmentos, térmico e não térmico, apresentam a mesma taxa de crescimento. No entanto, quando analisamos a demanda total, incluindo o sistema isolado, a participação térmica se eleva consideravelmente, assumindo uma taxa de crescimento de 8% a.a e 4% a.a. Em termos volumétricos o aumento da demanda térmica praticamente dobra em relação à demanda atual, um aumento de 67 milhões de m³/dia. Para o mercado não térmico, excluindo as refinarias, há expectativa de aumento de 15 milhões de m³/dia, crescimento absoluto de 35% em relação ao consumo atual.

Neste sentido, a perspectiva para a curva de crescimento da demanda muito superior à projeção do PIB, a qual já nos parece superestimada, tem efeito direto nas perspectivas para dimensionamento da infraestrutura necessária seja no setor de gás natural ou de energia elétrica. Para o gás natural há agravantes importantes a serem considerados, neste contexto, como a tendência cada vez maior de térmicas flexíveis na matriz, que impõe alguns desafios.

Talvez, o principal esteja relacionado à dificuldade dessa demanda flexível em ancorar a produção inflexível do gás associado do Pré-sal, na ausência de um mercado líquido e de ferramentas importantes para modular essa demanda, por exemplo, estocagem de gás. Neste sentido, o PDE poderia incluir os impactos



positivos que a estocagem poderia ter para prover a flexibilidade requisitada pelo sistema elétrico. Espera-se um aumento da produção líquida de 7% a.a e 10% a.a para o primeiro e segundo quinquênio, respectivamente. O aumento da demanda firme esperado para esse mesmo período é de 5% a.a. e 1% a.a. Ainda, cabe mencionar que a demanda média na malha integrada, com a inclusão das térmicas, crescerá também nestas taxas. Sendo assim, não ficou claro quais projetos poderão ancorar a produção estimada, já que, frisa-se, grande parte do aumento da oferta decorre da produção de gás associado ao petróleo, e se haverá dificuldades para que esse cenário mapeado pela EPE se concretize, em termos de volume, tendo em vista o alto preço do gás natural considerado.

Nesta acepção, para os próximos PDEs seria desejável que a EPE incluísse análises interativas entre a oferta e a demanda, não somente na realização do balanço, mas da factibilidade das condições do mercado para a concretização das projeções esperadas. Pelas informações disponibilizadas há alto grau de incerteza em relação ao cenário traçado no PDE. Nos parece que as premissas estão muito otimistas, ainda mais tendo em vista a manutenção dos preços nos patamares atuais e a dificuldade que a indústria enfrenta para desenvolver novos projetos associados a gás natural.

Para a oferta, além da produção nacional a qual já comentamos, a EPE também considera os volumes importados tanto da Bolívia como por meio dos terminais de GNL, novos e existentes. Particularmente, em relação à Bolívia, não estão claras as premissas utilizadas pela EPE para traçar a projeção de importação em 15 MMm³/dia entre 2024–28 e 10 MMm³/dia 2029–2033. Há grande incerteza em relação ao desenvolvimento das reservas bolivianas e se a produção neste país será suficiente para atender aos compromissos assumidos para exportação de gás ao Brasil e à Argentina, em que pese haver expectativas de autossuficiência para este último, devido à produção acelerada em Vaca Muerta.

Nota-se pelo histórico recente, que os volumes importados de gás da Bolívia pelo Brasil superaram pontualmente os 15 MMm³/dia e, na média, estão em torno de 14



MMm³/dia com grande expectativa de redução. Isso porque, recentemente houve a suspensão temporária do processo de oferta de capacidade da TBG pela ANP (Ofício nº 517/2024/SIM-CAT/SIM/ANP-RJ), em razão de *relevante discrepância entre o cenário de referência estimado e o efetivo conjunto de solicitações de capacidade na etapa de MI* (Manifestação de Interesse). O cenário de referência utilizado pela TBG para 2025 foi de 14 MMm³/dia para o ponto de entrada EMED Corumbá.

A redução dos volumes bolivianos sem a contrapartida de entrada do gás Argentino por essa rota irá, muito provavelmente, reverter o fluxo operacional no sistema integrado de transporte. Portanto, validar esse cenário é muito importante para a elaboração do PIG, além de ser estritamente relevante em termos de análise de oferta no curto prazo, já que a oferta da Bolívia ainda é importante para o atendimento da demanda de gás brasileira.

Caso a redução das importações sejam substanciais como qualitativamente informada pela ANP, qual o impacto terá à oferta? Haverá necessidade de reverter o fluxo operacional do transporte no curto prazo? O gás escoado pela Rota 3 será suficiente para repor essa redução? Ou, teremos que compensar por meio do aumento da importação de GNL?

Ademais, para a oferta e demanda adicionais, apresentadas no cenário de sensibilidade (Box 7.4) também seria desejável que a EPE detalhasse a metodologia utilizada, uma vez que não ficou claro qual o preço do gás natural considerado para estimular o aumento projetado de até 30 milhões de m³/dia adicionais em 2034 (demanda adicional Gás para Empregar). Não conseguimos contribuir nesse sentido, pela ausência de mais informações e detalhes metodológicos.

Por fim, em relação às simulações para a malha integrada, partindo de uma visão de demanda que nos parece bastante otimista, a EPE conclui:

- Para a malha Nordeste, *o somatório das ofertas potenciais é superior ao das demandas máximas projetadas para o período*. Haveria apenas restrição em 2025, devido ao descomissionamento do Terminal de Pecém/CE. No entanto,

não está claro qual o efeito da conexão do Terminal de Sergipe e dos investimentos no GASFOR II, já em execução. Ademais, a EPE informa que para possibilitar a injeção da produção esperada na Bacia do SEAL seria necessária expandir diversas infraestruturas, especialmente no sentido de facilitar o escoamento desta produção em direção ao norte da malha a partir de seu ponto de entrada. No entanto não informa quais das infraestruturas constantes no PIG seriam necessárias tendo em vista esse novo cenário.

- Malha Sudeste: segundo a EPE, a manutenção da capacidade de processamento de Caraguatatuba seria necessária para reduzir as restrições ao escoamento do gás do Rio de Janeiro em direção à São Paulo. Do contrário, haveria a necessidade de investir em estações de compressões e duplicações de gasoduto para reforçar a rede Sudeste. Em que pese a EPE fazer referência ao PIG, seria desejável que indicasse quais investimentos seriam necessários, no contexto da demanda projetada neste PDE para tornar mais claros os exercícios de simulação das redes e evitar a circularidade das informações. Isto é, qual plano serve de base para a elaboração do outro. Ainda, cabe mencionar que alguns investimentos parecem ser concorrentes a outros. Neste caso, seria desejável que a EPE indicasse quais seriam mais efetivos.
- Malha Centro–Oeste/SP/Sul: necessidade de investimentos em ampliações ou deslocamentos de estações de compressão para atendimento do trecho sul do Gasbol, considerando o cenário de despacho máximo das UTEs ali localizadas, em operação simultânea com o Polo Petroquímico de Triunfo/RS, mesmo com a operação do Terminal TGS/SC. Essa adaptação nos compressores também seria necessária, em caso de reversão do fluxo com a redução da importação de gás da Bolívia.

Diante do exposto, reforçamos a necessidade de conjugar as projeções de investimentos com os cenários de oferta e demanda traçados em uma visão sistêmica da operação da rede de gasodutos integrada.

7. Capítulo 11: Transição Energética

O capítulo 11 traz importantes discussões a respeito das barreiras associadas à entrada de novas tecnologias, como o hidrogênio, no sistema energético brasileiro. A seção 11.3.1.8 abordou os desafios a serem enfrentados para a incorporação desse gás renovável na matriz energética, sobretudo no que tange as rotas tecnológicas de produção de hidrogênio de baixo carbono e seus custos econômicos e ambientais. Entretanto, é preciso dar importância aos desafios da integração do hidrogênio na matriz nacional levando em conta as características de seu uso, o desenvolvimento da demanda e a infraestrutura necessária para a conexão da produção ao consumo.

Para além das possibilidades geradas pela produção de hidrogênio verde por meio da ampliação da conexão das fontes solar e eólica ao SIN, observa-se que a perspectiva da produção e utilização de hidrogênio *in loco* não foi explorada neste documento. Tendo em vista a incipiência da produção de hidrogênio no país, ainda em estado de desenvolvimento de projetos em 2024 – ano de início do horizonte temporal deste estudo, há de se considerar que sua produção deve ocorrer de forma muito gradativa nos próximos dez anos, e o consumo, por sua vez, deve se concentrar nas plantas de produção ou em regiões muito próximas aos *hubs* de produção.

Verifica-se que os projetos de descarbonização que vêm sendo desenvolvidos pelas indústrias interessadas no hidrogênio de baixo carbono consideram a produção dentro de seus *sites*, aproveitando das fontes renováveis de suas próprias matrizes energéticas, como parques solares próprios e fontes de biomassa já utilizadas em suas plantas industriais. Ou seja, consideram a produção e uso *in loco*.

Quando se observa a perspectiva da produção de hidrogênio de baixo carbono a partir do aperfeiçoamento das rotas tecnológicas que utilizam o gás natural, a lógica de produção e uso *in loco* também vem à tona. A produção do hidrogênio por meio da reforma a vapor do gás natural com captura de carbono seria mais facilmente aplicada nas refinarias, onde o hidrogênio de baixo carbono produzido nas Unidades

de Produção de Hidrogênio aprimoradas poderia ser utilizado como matéria-prima renovável para os demais processos petroquímicos que ocorrem nas outras unidades do site de refino.

O mesmo processo poderia ocorrer em indústrias do setor petroquímico consumidoras de gás natural que investirem na tecnologia de captura de carbono. De forma semelhante, a produção de hidrogênio de baixo carbono a partir da pirólise do gás natural já vem sendo instalada em regiões muito próximas à demanda por hidrogênio e negro de fumo, seu subproduto, de modo a aumentar o valor econômico da produção e reduzir custos de infraestrutura.

Além de avaliar as perspectivas associadas à produção e uso local do hidrogênio no horizonte deste decênio, é importante considerar a demanda nacional pelo energético frente à sua oferta. Os projetos em desenvolvimento e aqueles estudados como *case* por esta empresa somente consideram as prospecções de oferta de hidrogênio, sem direcionar uma análise estratégica sobre sua demanda. Nesse sentido, é preocupante que as análises de oferta de hidrogênio sejam realizadas considerando, de forma majoritária, a ótica da exportação do energético, e não a ótica do atendimento e desenvolvimento do mercado nacional.

Entende-se que o direcionamento da oferta à demanda da indústria nacional seria capaz de promover o desenvolvimento de cadeias de produção e consumo regionais, ampliar participação da fonte na matriz nacional e agregar valor ao mercado brasileiro. Dessa forma, sugere-se que esta perspectiva possa ser incorporada em futuras análises e nos planejamentos desta empresa sobre a oferta de hidrogênio.

Outro importante desafio que não pode ser desconsiderado é a infraestrutura utilizada para conectar a oferta ao consumo de hidrogênio. Observa-se que não houve aprofundamentos sobre o desenho logístico da utilização do energético no país. Com a possibilidade da movimentação dutoviária oferecida pelo Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, é de suma importância que estudos

sejam conduzidos a fim de determinar a factibilidade e a viabilidade do uso dessas infraestruturas em médio e longo prazo.

Para mais, o direcionamento desta empresa sobre a viabilidade da movimentação dutoviária é essencial para definir sob qual modelo a movimentação do hidrogênio por condutos deve ocorrer no país: em mistura ao gás natural e biometano, por meio do uso da infraestrutura de gasodutos existente, ou de forma exclusiva, por meio da construção de “hidrodutos” específicos. Essa definição é de suma importância para o alinhamento das expectativas sobre o desenvolvimento do hidrogênio para o próximo decênio e para as delimitações de responsabilidades dos agentes envolvidos na regulamentação e nas atividades econômicas oriundas do modelo.