

Consulta Pública MME #119/2022

Considerações sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031

A contribuição discute o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) com principais considerações apresentadas no sumário executivo e detalhamento do conteúdo em 4 seções (Premissas Gerais e Demanda de Energia, Geração Centralizada e Distribuída de Energia, Transmissão de Energia e Gasodutos, Oferta e Demanda de Petróleo, Gás Natural, Derivados e Biocombustíveis).

Sumário Executivo:

O Plano Decenal de Expansão de Energia de 2031 (PDE 2031) é o documento elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o objetivo de indicar as perspectivas de expansão do setor de energia no horizonte de dez anos sob a ótica do governo.

A versão de 2031 em consulta pública trouxe alguns aprimoramentos, com destaque para (i) a introdução de metodologia de restrições operativas – dado que o país enfrenta uma sequência de períodos com volume de chuvas (do jargão setorial energia natural afluyente) abaixo da média histórica com consequências para o planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro, (ii) análise comparativa de taxas interna de retorno (TIR) de diferentes fontes para Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), (iii) uma análise de sensibilidade de maior produção de gás natural onshore pela extensão da vida dos campos e maior fator de recuperação, e (iv) um capítulo sobre o hidrogênio, que resumiu muito bem o estágio de desenvolvimento da fonte, o histórico de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) no Brasil e a competitividade de diversas alternativas de produção (as cores do hidrogênio) incluindo preços equivalentes em US\$/MMBTU.

A despeito do preciso diagnóstico dos desafios do setor energético, o PDE 2031 continua falho em apresentar soluções que possam garantir a confiabilidade e segurança do suprimento de energia elétrica. Mantém um foco exacerbado no componente E (de ambiental) da sigla ESG em detrimento ao S de social, sem uma análise mais aprofundada do impacto para custos sistêmicos de maior penetração das fontes renováveis. Isso acaba reduzindo a reserva girante do sistema, aumentando a dependência de variáveis exógenas no suprimento de energia, a volatilidade dos preços de curto prazo e conseqüentemente as tarifas de eletricidade para o consumidor final. Além disso, o viés do planejamento permanece concentrado exclusivamente no atributo preço e não em todos os demais atributos e impactos diretos e indiretos que cada fonte de energia traz para a operação do sistema.

Antes de apresentar as principais divergências em relação ao PDE 2031, destacaríamos a ausência de um viés energético para a matriz brasileira e, particularmente, para as vocações naturais do país principalmente no segmento de bioenergia. Sem entrar no mérito da importância da introdução de geração eólica offshore ou mesmo o hidrogênio, a busca de se encontrar soluções baseadas na natureza e exemplos de economia circular para contribuir ao processo de descarbonização precisa ser contextualizada de maneira locacional. A natureza do hemisfério sul não é a mesma do hemisfério norte. A disponibilidade de terras para construção de eólicas e usinas solares onshore em países emergentes não é a mesma do que em países desenvolvidos. Importar rotas de transição energética sem respeitar as vocações naturais do país – que nesse caso são muito abrangentes em termos de fontes primárias de energia no Brasil – pode levar a maiores custos de transição e maior desigualdade de renda para a população.

Principais divergências:

- 1) Cálculo do Custo Marginal de Expansão:** chama a atenção a ausência de comentários sobre revisão de taxa de desconto utilizadas nos modelos, mesmo com o expressivo aumento da taxa Selic de 2,0% (janeiro de 2021) para 10,75% (fevereiro de 2022). As premissas de capex para construção de novas usinas eólicas e solares onshore não parecem refletir (i) o efeito da pandemia e os gargalos na cadeia logística global com impactos nos custos de fretes e disponibilidade de materiais (exemplo vidro para painéis solares), (ii) o efeito de maior expansão global de renováveis para a cadeia de suprimentos / commodities impactando no balanço de oferta e demanda (exemplo cobre, alumínio, aço, polisilício), e (iii) o gradual repasse de maiores custos de mão de obra vide processo de realocação de

cadeias de produção para próprios países (versus maiores níveis de outsourcing) e escassez de mão de obra que tem contribuído para o processo inflacionário de economias desenvolvidas.

- 2) Rodada Livre vs. Cenário de Referência:** não é correta a afirmação de que a expansão livre acarretaria menores custos de investimento e de operação quando comparada à expansão de referência. Pelo contrário, a expansão livre exacerbaria os riscos de atendimento da demanda com maior parcela de fontes não despacháveis e dependência do clima, aumentaria a volatilidade de preços devido à intermitência das renováveis e prevalência de termelétricas totalmente flexíveis com contratos de curto prazo e maiores custos de transmissão devido aos baixos fatores de carga quando comparado a plantas despacháveis com fatores de geração entre 75% e 92%. Do ponto de vista do risco de operação do sistema, a configuração livre ainda amplia o risco de descasamento no prazo de construção de linhas de transmissão em relação a usinas eólicas e solares, além de não aproximarem a geração de energia da carga, o que possibilitaria menores custos para garantir a confiabilidade do sistema e menores perdas de operação.
- 3) Efeito positivo da introdução de maior parcela de fontes despacháveis:** O efeito da introdução de 9,4 GW de nova capacidade despachável no PDE 2031 vs. PDE 2030 fruto principalmente dos 8,0 GW previstos pela lei #14.182/21, além de viabilizarem a monetização do gás natural associado do Pré-Sal contribui tanto para o aumento da confiabilidade do suprimento quanto para a redução das tarifas dos consumidores finais. Essa redução é oriunda principalmente: (i) pelo menor volume de investimento em linhas de transmissão em relação ao cenário de expansão livre, (ii) menor despacho fora da ordem de mérito dada a previsão de inflexibilidade mínima de 70% da oferta a gás natural – que atende às necessidades de monetização do gás do pré-sal, (iii) menores custos com combustíveis (CVU) em função da substituição de usinas despacháveis a óleo diesel e óleo combustível com custos de despacho entre R\$1.400 e R\$2.600/MWh por usinas a gás natural com preços-teto de R\$370-420/MWh, e (iv) menores custos operativos do sistema devido à aproximação da geração à carga, dado o aspecto locacional das termelétricas a gás natural.
- 4) Necessidade de recalibrar modelos de planejamento e operação:** embora reconheçamos os menores custos atrelados a retrofit e/ou repotenciação de usinas, a sinalização do modelo de que os custos marginais de expansão ficariam entre R\$52,66/MWh e R\$90,38/MWh (ou US\$10,13 a US\$17,38/MWh) na expansão indicativa do PDE 2031 vs. R\$106,0/MWh e R\$187/MWh (ou US\$21,63 a US\$38,16/MWh) no PDE 2030 evidencia a necessidade de recalibrar os modelos de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.
- 5) Papel exacerbado de fontes intermitentes na expansão da geração distribuída:** maior quantidade de sistemas distribuídos com mais de 90% de fontes intermitentes (solar) versus o condomínio centralizado que é o Sistema Interligado Nacional, gera maiores custos com planejamento e operação de rede e maior a preocupação em garantir a segurança do abastecimento sem interrupções, sobrecargas, desligamentos involuntários. Assim como na expansão centralizada, a expansão da distribuída também se beneficiaria significativamente se contemplasse um maior equilíbrio entre oferta intermitente e oferta despachável, em particular considerando uma expansão mais significativa do biogás.
- 6) Descompasso entre investimentos em transmissão e gasodutos:** o PDE ainda carece de uma análise aprofundada sobre a possibilidade de diferimento de investimentos em

transmissão por intermédio da compensação da expansão de renováveis intermitentes com plantas despacháveis com maior fator de geração e com instalação próxima a centros de carga. Em função de impactos das adversidades climáticas nas redes áreas de transmissão, estudos devem ser realizados com o objetivo de aprofundar do ponto de vista técnico e operacional a necessidade de investimentos em enterramento de redes para reduzir a influência de intempéries climáticas e aumentar a qualidade, bem como uma visão holística entre investimentos de expansão de malha subterrânea de transmissão vs. malha de gasodutos. É notória a discrepância no volume de investimentos projetados para linhas de transmissão em relação a gasodutos. O PDE 2031 projeta somente 221km de novos gasodutos de transporte até 2031, o que levaria a rede atual de 9.409km para 9.630km ao final do decênio. Essa expansão corresponde a 0,7% da previsão de aumento em linhas de transmissão no mesmo período. Em relação ao volume de investimentos, conforme capítulo 7, a previsão é de R\$8,87bn divididos em 4 projetos vs. R\$100,7bn no caso de linhas e subestações de transmissão.

- 7) Frustrações de Receita com Reinjeção e Parcela de Importação de GNL no planejamento:** a curva de produção líquida de GN da EPE não assume grandes alterações nos anos iniciais (2022-2025), concentrada em patamares de 64~68 MM m³/dia. Entretanto, é importante mencionar que a Rota 3, que deve iniciar sua operação no ano de 2022, conta com uma capacidade de escoamento de 18,3 MM m³/dia e 21,0 MM m³/dia de processamento, viabilizando volumes maiores de gás natural a partir de 2023. Dessa forma, acreditamos que a curva de produção líquida da EPE subestima os níveis de produção que podem ser alcançados a partir da produção nacional. A diminuição dos níveis de reinjeção nos principais campos produtores na bacia offshore (Tupi, Búzios e Sapinhoá) levaria o patamar de reinjeção médio a 30-35% vs. 45,5% reportado em 2021, resultando em incrementos de 14,0 a 20,7MM m³/dia na produção líquida de GN com eliminação de gargalos de escoamento e processamento. A possibilidade de maior produção nacional para atender a demanda de gás doméstica possibilitaria uma redução no volume de importação de GNL e/ou gás natural da Bolívia e impactos duplamente positivos para arrecadação de receitas: (i) o menor volume de reinjeção com a solução do gargalo de escoamento e processamento implicaria receitas adicionais para governo entre R\$5-8bn anuais referentes a royalties e participações especiais, e (ii) maior parcela de produção doméstica em detrimento a importações levaria a impacto positivo na balança comercial brasileira.

Frustração de Receitas - R\$bn	Limite Inferior				Cenário Base				Limite Superior			
	I (2022)	II (2023)	III (2024-31)	Total	I (2022)	II (2023)	III (2024-31)	Total	I (2022)	II (2023)	III (2024-31)	Total
% demanda GN por importações - EPE	27,7%	31,2%	19,8%	26,2%	27,7%	31,2%	19,8%	26,2%	27,7%	31,2%	19,8%	26,2%
% demanda GN por importações - CBIE	28,7%	21,9%	11,4%	20,6%	28,7%	21,9%	11,4%	20,6%	28,7%	21,9%	11,4%	20,6%
Referência de Gás (US\$/Mmbtu)	7,0	6,5	6,0	6,5	8,5	8,0	7,0	7,8	10,0	9,5	8,0	9,2
Gastos com importação GNL vs. CBIE	-0,4	4,1	37,7	41,3	-0,5	5,0	43,9	48,4	-0,6	6,0	50,2	55,6
Frustração Royalties / PE vs. CBIE	5,1	4,7	35,0	44,8	6,8	6,4	44,8	58,0	8,1	7,7	51,8	67,6
Frustração de receitas no decênio	4,7	8,8	72,6	86,1	6,3	11,4	88,7	106,4	7,5	13,7	102,1	123,2
% Investimentos NMG - R\$117,6bn				73%				90%				105%
Frustração anualizada - R\$bn		8,6				10,6				12,3		

ÍNDICE

Sumário Executivo:	2
1. Premissas Gerais e Demanda de Energia	7
Consumo de Eletricidade	7
2. Geração Centralizada e Distribuída de Energia Elétrica	9
Expansão Indicativa de Geração de Energia Elétrica Centralizada – Cenário de Referência (PDE 2031)....	12
Custos Marginais de Expansão (CME)	15
Expansão Indicativa da Geração Distribuída – PDE 2031	16
3. Transmissão de Energia Elétrica e Gasodutos	19
4. Oferta e Demanda de Petróleo, Gás Natural, Derivados e Biocombustíveis	26
Produção de Petróleo e Gás Natural	26
Preços de Petróleo e Gás Natural	29
Cenário de Demanda de Gás Natural	30
Oferta de Derivados e Biocombustíveis	33
Cenários de oferta e demanda de gasolina	34
Cenários de oferta e demanda de etanol e açúcar	36
Cenários de oferta e demanda de diesel.....	38
Cenários de oferta e demanda de biodiesel	39

Lista de Figuras:

- Figura 1 – Premissas Gerais e Consumo de Eletricidade – EPE vs CBIE
- Figura 2 – Evolução da Carga de Energia Elétrica 2019-2030E – EPE vs CBIE
- Figura 3 – Evolução da Tarifa Residencial – R\$/MWh – 2013-2021A (ANEEL)
- Figura 4 – Expansão Indicativa de Geração – Rodada Livre – 2023-2031E (EPE)
- Figura 5 – Expansão Indicativa de Geração Centralizada – MW – PDE 2031 x 2030 (EPE)
- Figura 6 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW - 2007 – 2031E (ANEEL, ONS, EPE)
- Figura 7 – Evolução da Capacidade Térmica – MW – 2021A – 2031E vs. 2030E (PDE)
- Figura 8 – Expansão Indicativa de Geração – Referência – 2023-2031E (EPE)
- Figura 9 – Estimativas de Custos Marginais de Expansão – GN (CBIE Advisory)
- Figura 10 – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – 2019 (EPE)
- Figura 11 – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020 + Consolidado (EPE)
- Figura 12 – Tarifas Iniciais (P0) de Novos Gasodutos (CBIE Advisory)
- Figura 13 – Produção de Petróleo – 2022-2031 – PDE x CBIE
- Figura 14 – Produção Bruta de Gás Natural – 2022-2031 – PDE x CBIE
- Figura 15 – Produção Líquida de Gás Natural – 2022-2031 – com restrição de infraestrutura
- Figura 16 – Produção Líquida de Gás Natural – 2022-2031 – sem restrição de infraestrutura
- Figura 17 – Projeções de Preços de Petróleo e GN (Henry Hub) – 2022-2025 (CBIE)
- Figura 18 – Demanda (Malha Integrada) 2021-2031E – MMm3/dia (EPE)
- Figura 19 – Estimativa de Impacto de Frustração de Receitas via Reinjeção e % de Importações para atender demanda doméstica (CBIE Advisory)
- Figura 20 – Percentual de Reinjeção e Conteúdo de CO2 – Dados Médios 2021 (ANP)
- Figura 21 – Oferta e demanda de gasolina 2022-31E – '000 m3/dia
- Figura 22 – Evolução das Vendas de Combustíveis líquidos – 2011-2021A (ANP)
- Figura 23 – Oferta de etanol total 2022-31E – bilhões de litros
- Figura 24 – Oferta de açúcar 2022-31E – milhões de toneladas
- Figura 25 – Oferta e demanda de diesel 2022-31E – '000 m3/dia
- Figura 26 – Evolução do consumo de biodiesel 2022-31E – bilhões de litros

1. Premissas Gerais e Demanda de Energia

O primeiro capítulo do PDE apresenta as premissas gerais (sociodemográficas e econômicas) para o Brasil e para o mundo. Como tais premissas interferem no cenário de demanda, nós apresentamos brevemente considerações sobre as estimativas utilizadas.

Em relação ao crescimento populacional, a EPE estima uma desaceleração no crescimento da população brasileira para 0,6% a.a. vs. uma média histórica de 2008 a 2021 de 0,8% a.a. De fato, existe uma inclinação negativa no crescimento populacional ao longo da última década passando de 1,0% a.a. (2008 a 2010) para 0,9% (2011 a 2015) e 0,7% entre 2016 a 2019. A pergunta que fica é se esse perfil não guarda em alguma medida relação com o desempenho econômico na última década (2011 a 2020) cujo crescimento médio anual alcançou 0,3% a.a. Como o cenário projetado para a década é de crescimento do PIB ao redor de 3,0%, uma análise do efeito renda via recuperação da atividade econômica seria oportuna.

As premissas de crescimento econômico do Brasil no PDE são de 2,8% a.a. entre 2021-2026 e de 3,0% a.a. entre 2026-2031 em linha com as premissas do PDE 2030.

Abaixo apresentamos nossas análises acerca dos principais pontos percorridos pelo capítulo sobre Demanda de Energia.

Consumo de Eletricidade

Abaixo apresentamos as principais premissas da EPE para consumo de eletricidade com detalhamento por classe, bem como projeções de elasticidade de consumo renda, evolução da população e carga de energia no decênio vs. nossas estimativas.

Figura 1 – Premissas Gerais e Consumo de Eletricidade – EPE vs CBIE

	PDE 2031	CBIE Advisory
PIB (2022-31)	2,9%	3,0%
Elasticidade consumo eletricidade	1,2x	1,15x
População - 2031	226.300	226.582
Crescimento por segmento (2021-31E)	PDE 2031	CBIE Advisory
Residencial	3,3%	3,5%
Comercial	4,2%	4,0%
Industrial	2,4%	4,0%
Demanda Total	3,5%	3,6%

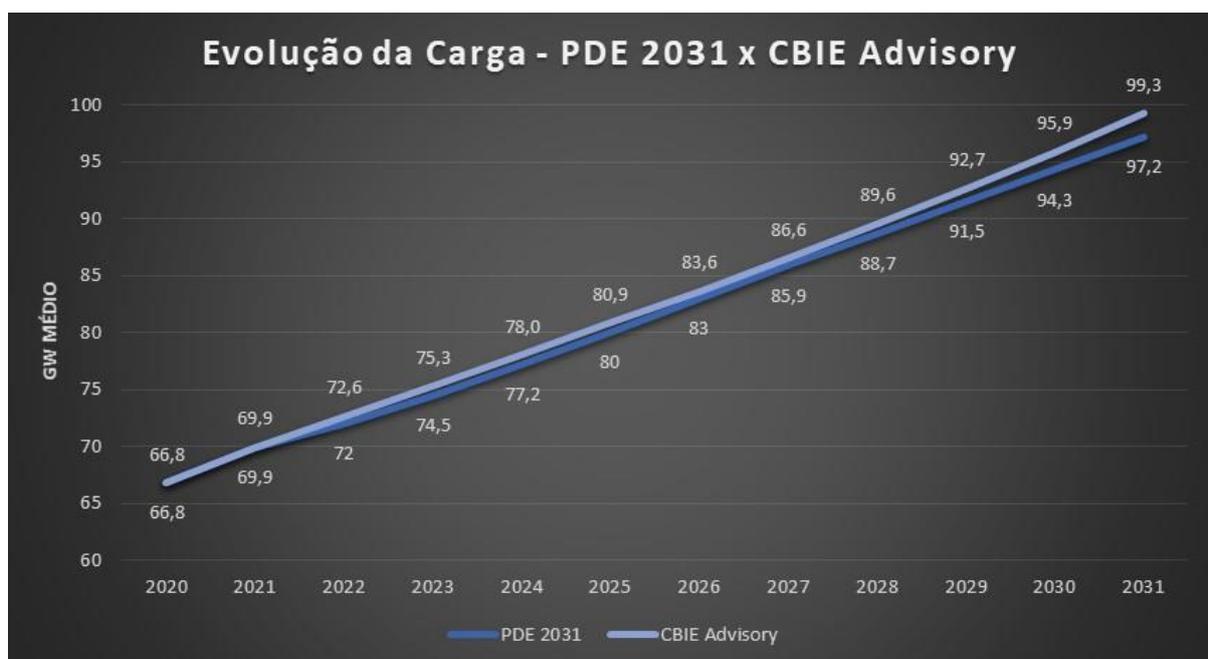
Residencial: Projetamos consumo de eletricidade nas residências crescendo em média 3,5% a.a. entre 2021 e 2031 versus 3,3% no caso da EPE. Embora reconheçamos os efeitos positivos de eficiência energética apontados pela EPE, como por exemplo, o gradual aumento no uso de iluminação por lâmpadas LED em substituição às incandescentes ou fluorescentes, nós consideramos que o efeito das altas temperaturas decorrentes do aquecimento global continuará a exercer pressão positiva de consumo via maior penetração de equipamentos de ar condicionado nas residências (quantidade), bem como número de horas utilizadas ao longo do ano (frequência). A EPE reconhece essa possibilidade no documento (juntamente com possível maior penetração de máquinas de lavar roupa nos domicílios brasileiros) e também menciona a questão do home office (maior tempo em casa no biênio 2020-21) e o efeito temperatura para uso do ar-condicionado, mas não reflete essas considerações nas estimativas. Portanto alcançamos um consumo per capital residencial no final do ciclo de 199 vs. 196 no PDE 2031 e achamos que nossas estimativas são conservadoras.

Industrial: Em relação ao consumo de eletricidade na indústria, nós estimamos um crescimento médio de 4,0% entre 2021 e 2031 acima das estimativas do PDE (+2,4% a.a.). A principal razão reflete uma visão mais otimista da expansão de indústrias eletrointensivas (mineração, fertilizantes nitrogenados, petroquímica, papel e celulose, cerâmica, etc) como reflexo da interiorização do gás natural no interior do Brasil, conforme contemplado pela lei #14.182/21 que possibilitará a expansão ou desenvolvimento de tais indústrias de base com maior velocidade em função de preços mais competitivos de gás natural e novos gasodutos de transporte interconectando a incipiente malha existente. Dessa forma, mesmo reconhecendo os efeitos positivos de eficiência energética devido aos esforços de descarbonização e maior utilização de fontes renováveis no atendimento das necessidades energéticas de tais indústrias, nós contemplamos um efeito base diferente via maior expansão do parque industrial no território nacional.

Comercial: No caso do consumo comercial somos mais conservadores do que a EPE e projetamos aumento no consumo de eletricidade de 4,0% a.a. entre 2021 e 2031 vs. 4,2% no caso da EPE. Os principais motivos sendo: (i) o avanço do e-commerce em proporção ao total de vendas reduzindo fluxo de lojas físicas em shopping centers e estabelecimentos comerciais, (ii) o efeito mais significativo de eficiência energética via iniciativas como instalação de painéis solares, substituição de geradores a diesel por gás natural para reduzir consumo de eletricidade, e (iii) maior peso relativo de delivery para refeições vs. cenário pré-pandemia (devido à mudança no esquema de trabalho contemplando estruturalmente uma maior parcela de trabalho remoto em home office).

Do ponto de vista da carga do sistema, nossas projeções estão alinhadas com as do PDE, dada a elasticidade de consumo e estimativas de crescimento da atividade econômica mencionadas anteriormente. O gradual descolamento em nossas projeções a partir de 2027 reflete o efeito combinado de maior consumo residencial e industrial vs. projeções do PDE 2031.

Figura 2 – Evolução da Carga de Energia Elétrica 2020-2031E – EPE vs CBIE



2. Geração Centralizada e Distribuída de Energia Elétrica

Antes de apresentar as considerações sobre a expansão indicativa da oferta de geração tanto centralizada quanto distribuída no PDE, a EPE discorre sobre seu Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) que, juntamente com considerações sobre o modelo Newave para simulação e planejamento da operação e a ferramenta de Balanço de Potência desenvolvida pela EPE, ancoram a expansão indicativa da oferta no decênio.

Como novidade, o documento trouxe uma análise das restrições operativas em função de afluência inferiores à média histórica em diversas bacias hidrográficas, em particular nos reservatórios do subsistema Sudeste / Centro-Oeste que representam 70% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa análise endereça uma de nossas preocupações manifestada na Contribuição Pública do PDE 2030 (Consulta Pública #101/2020) e incorporada no Relatório Especial #002¹. Apesar da importante consideração de calibragem da oferta disponível hidrelétrica nos modelos de planejamento e operação, o MDI da EPE ainda não revisitou satisfatoriamente a premissa de que redundância de capacidade de transmissão e intercâmbio de energia entre subsistemas com oferta marginal ancorada em eólicas e solares e reservatórios hidrelétricos seja suficiente para garantir a segurança e confiabilidade do setor elétrico com menores custos para consumidor final.

Em outras palavras, uma melhor compreensão de que há menos água nos reservatórios e portanto a oferta firme de hidrelétricas permanece estruturalmente menor do que prevista pelos modelos matemáticos deveria apontar para maior expansão de recursos despacháveis, ou reservatórios equivalentes, e não um aumento na redundância de linhas de transmissão e de oferta de fontes intermitentes que não restauram a confiabilidade do suprimento devido ao menor nível de afluências, como a verificada na rodada livre de expansão.

Do ponto de vista da modelagem da expansão, base para cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME) do sistema, chama a atenção a ausência de comentários sobre revisão de taxa de desconto utilizadas nos modelos, mesmo com o expressivo aumento da taxa Selic de 2,0% (janeiro de 2021) para 10,75% (fevereiro de 2022). Adicionalmente, as premissas de capex para construção de novas usinas eólicas e solares onshore não parecem refletir (i) o efeito da pandemia e os gargalos na cadeia logística global com impactos nos custos de fretes e disponibilidade de materiais (exemplo vidro para painéis solares), (ii) o efeito de maior expansão global de renováveis para a cadeia de suprimentos / commodities impactando no balanço de oferta e demanda (exemplo cobre, alumínio, aço, polissilício), e (iii) o gradual repasse de maiores custos de mão de obra vide processo de realocação de cadeias de produção para próprios países (versus maiores níveis de outsourcing) e escassez de mão de obra que tem contribuído para o processo inflacionário de economias desenvolvidas.

Em artigo publicado em dezembro de 2021², a Agência Internacional de Energia (IEA) destacou que o aumento dos custos com materiais e frete desde o início de 2021 levou a incrementos de 10 a 25% no custo de desenvolver usinas eólicas e solares, revertendo-se uma tendência de queda desde 2018 em razão de aprimoramentos tecnológicos. Mais recentemente (fevereiro de 2022), matéria

¹ CBIE Advisory. Relatório Especial #002. “Considerações sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030”, página 16. Janeiro 2021.

² IEA. “What is the impact of increasing commodity and energy prices on solar PV, wind and biofuels”, December 1st, 2021.

do valor econômico comentando relatório da Goldman Sachs sobre metais / commodities destacou a preocupação com a dificuldade da oferta acompanhar o ritmo da demanda que colocou uma série de commodities essenciais para a indústria em situação de *backwardation* (operadores e consumidores pagam grande ágio pelo fornecimento imediato de mercadorias). Especificamente no caso do alumínio, o desbalanço entre oferta e demanda poderia levar a cenário de esgotamento de estoques até 2023.

A IEA alertou em relatório de maio de 2021³ que a transição energética para maior penetração global de fontes renováveis vai gerar um gigantesco aumento na demanda de minerais utilizados pelo setor. Minerais como lítio, níquel, cobalto, manganês e grafite são cruciais para performance, longevidade e densidade energética de baterias. Elementos raros da terra são essenciais para turbinas eólicas e motores elétricos. Redes de eletricidade necessitam de enorme volume de cobre e alumínio, com o cobre sendo a pedra angular de todas as tecnologias do setor elétrico.

Segundo o documento, a análise de políticas energéticas globais sugere que a demanda de tais minerais está caminhando para dobrar até 2040. Caso houvesse um esforço coordenado de alcançar as metas do acordo de Paris (temperaturas subindo bem abaixo de 2 graus celsius), essa demanda quadruplicaria até 2040. No cenário do mundo alcançar globalmente a meta de Net Zero em 2050, a demanda por tais minerais aumentaria 6x em relação aos patamares atuais. Paralelamente, do lado da oferta, os volumes atuais e planos de investimentos futuros estão abaixo das necessidades previstas pela transição energética, aumentando-se o risco de uma transição energética mais lenta ou mais cara.

O argumento do aumento nos custos não é circunscrito ao segmento de renováveis, pois o ciclo de alta de commodities afeta toda a economia, mas chamou a atenção o fato do relatório não tratar de tais efeitos, bem como do aumento da taxa de juros nas estimativas de custo marginal de expansão que, pelo contrário reduziram se significativamente em relação ao PDE 2030, como tratado mais adiante.

Projetos recentes de usinas eólicas e solares, com contratos assinados ao longo do segundo semestre de 2021, apontaram para capex entre R\$5,0 a 5,5mn / MW instalado, ainda não refletindo integralmente as consequências dos efeitos inflacionários citados anteriormente.

Além das considerações sobre custos de implementações de projetos, os modelos de expansão de geração permanecem excessivamente pautados pelo atributo preço e não na totalidade dos atributos e considerações dos custos de operação e manutenção do setor elétrico brasileiro e confiabilidade do suprimento.

Reflexo disso é a comparação da expansão indicativa na rodada livre em relação ao cenário de referência. Na rodada livre, "(...) a expansão ótima sob a perspectiva puramente de mercado é composta essencialmente por fontes renováveis com contribuição para energia, sendo complementada, sobretudo para atendimento do suprimento de potência, por termelétricas sem parcela de geração compulsória, assim como resposta da demanda e modernização de UHE (...)".

Ou seja, na rodada livre, a expansão indicativa do sistema (ex resposta da demanda) implicaria um aumento de capacidade de 49.263 MW – 21,9% superior à capacidade no cenário de referência – dos quais 4.300 MW (8,7%) de repotenciação de usinas hidrelétricas existentes (sem contribuição em energia, somente potência), 19.300 MW (39,2%) de usinas intermitentes eólicas e solar com fatores de geração médios entre 30-45% e 22.475 MW (45,6%) de usinas termelétricas a gás natural

³ IEA. "The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions", May 2021.

totalmente flexíveis, que não são alternativas para monetizar o gás natural associado do Pré-Sal que responde atualmente por 70% e até o final da década 80% de toda produção nacional.

Portanto, além de privilegiar a importação de gás em detrimento à produção nacional, que gera royalties, participações especiais e receitas fiscais para a União, estados e municípios causa impacto negativo na balança comercial brasileira pela maior participação relativa de importações no atendimento da demanda doméstica.

Adicionalmente, a prevalência de fontes não despacháveis nesse cenário corrobora com o cenário de maior dependência do atendimento da demanda por variáveis exógenas da natureza, o que tem causado historicamente custos significativos para consumidores cativos e maior despacho térmico fora da ordem de mérito para compensar afluições abaixo da média histórica, além de suscitar maior necessidade de investimentos em transmissão – rubrica que mais contribuiu em termos relativos com o aumento da conta de luz de 2013 a 2021, juntamente com encargos de energia (subsídios e cobertura dos custos para prover segurança energética).

Figura 3 – Evolução da Tarifa Residencial – R\$/MWh – 2013-2021A (ANEEL)

Tarifa Média de Aplicação Residencial	2013A	2014A	2015A	2016A	2017A	2018A	2019A	2020A	2021A	Variação 2021x2013	Variação anual	Aumento em termos reais*
R\$/MWh - antes de tributos	300,2	354,4	462,8	456,0	477,5	548,3	557,2	575,1	622,6	107,4%	9,5%	3,5%
Geração	137,4	176,5	202,7	179,2	201,0	242,1	251,1	241,0	254,1	84,9%	8,0%	1,9%
Perdas	30,0	39,1	44,2	41,3	45,5	55,1	57,3	54,5	56,1	87,0%	8,1%	2,1%
Transmissão	8,3	11,8	13,9	12,2	30,2	32,3	30,6	39,1	43,6	425,3%	23,0%	17,0%
Distribuição	105,9	110,1	117,6	128,5	133,1	148,7	157,9	171,0	194,4	83,6%	7,9%	1,8%
Encargos	17,9	18,1	84,8	94,5	68,8	70,1	60,3	71,7	100,7	462,6%	24,1%	18,0%
Outros	0,7	-1,2	-0,4	0,3	-1,1	0,0	0,0	-2,2	-26,3			

*Considera inflação média anualizada medida pelo IPCA no período de 6,1% a.a.

Além disso, a previsão de térmicas totalmente flexíveis também contribui com maiores custos para o consumidor, pois possuem custos de combustíveis (CVU) significativamente superiores às inflexíveis e dada a imprevisibilidade do despacho, uma maior necessidade de contratos interruptíveis de maior volatilidade e maiores custos em relação a contratos firme de longo prazo.

Dessa forma, não é correta a afirmação de que a expansão livre acarretaria menores custos de investimento e de operação quando comparada com a expansão de referência. Pelo contrário, a expansão livre exacerbaria os riscos de atendimento da demanda com maior parcela de fontes não despacháveis e dependência do clima, aumentaria a volatilidade de preços devido à intermitência das renováveis e prevalência de termelétricas totalmente flexíveis com contratos de curto prazo e maiores custos de transmissão devido aos baixos fatores de carga quando comparado a plantas despacháveis com fatores de geração entre 75% e 92%. Do ponto de vista do risco de operação do sistema, a configuração livre ainda amplia o risco de descasamento no prazo de construção de linhas de transmissão em relação a usinas eólicas e solares, além de não aproximarem a geração de energia da carga, o que possibilitaria menores custos para garantir a confiabilidade do sistema e menores perdas de operação.

Figura 4 – Expansão Indicativa de Geração – Rodada Livre – 2023-2031E (EPE)

Fontes	Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW) - Cen. Exp. Livre											Investimento até 2031 (R\$ MM)
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total	%	
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0
Biomassa	0	0	0	0	0	35	35	35	35	140	0,3%	840
RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0
Fotovoltaica	0	0	0	500	500	1.700	1.700	1.700	2.500	8.600	17,5%	27.280
Eólica	0	500	500	0	500	1.700	2.500	2.500	2.500	10.700	21,7%	44.260
PCH + CGH	0	300	300	300	300	300	300	300	300	2.400	4,9%	14.500
UHE	0	0	0	121	1.280	1.214	1.381	302	650	4.948	10,0%	14.260
GN Flexível	415	2.349	1.036	7.214	2.915	2.757	1.095	2.520	2.174	22.475	45,6%	72.443
GN Inflexível	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0
Total	415	3.149	1.836	8.135	5.495	7.706	7.011	7.357	8.159	49.263	100,0%	173.583
Renovável	0	800	800	921	2.580	4.949	5.916	4.837	5.985	26.788	54,4%	101.140
Não Renovável	415	2.349	1.036	7.214	2.915	2.757	1.095	2.520	2.174	22.475	45,6%	72.443

Expansão Indicativa de Geração de Energia Elétrica Centralizada – Cenário de Referência (PDE 2031)

Fruto da lei #14.182/21, a expansão indicativa no cenário de referência apresentou melhora substantiva em relação ao PDE 2030, conforme figura abaixo.

Figura 5 – Expansão Indicativa de Geração Centralizada – MW – PDE 2031 x 2030 (EPE)

2021A-2031E	MW	%	2020A-2030E	MW	%
Total fontes renováveis	27.324	66,8%	Total fontes renováveis	29.588	91,9%
Hidrelétrica (incluindo PCH, CGH)	8.536	20,9%	Hidrelétrica (incluindo PCH, CGH)	6.774	21,0%
Eólica	10.737	26,2%	Eólica	16.360	50,8%
Solar	5.956	14,6%	Solar	5.327	16,5%
Biomassa + Biogás	2.095	5,1%	Biomassa + Biogás	1.127	3,5%
Total fontes não renováveis	13.610	33,2%	Total fontes não renováveis	2.620	8,1%
Gás Natural	16.487	40,3%	Gás Natural	7.678	23,8%
Nuclear	2.405	5,9%	Nuclear	1.405	4,4%
Carvão	-1.272	-3,1%	Carvão	-2.322	-7,2%
Óleo Combustível (OC)	-3.355	-8,2%	Óleo Combustível (OC)	-3.486	-10,8%
Óleo Diesel (OD)	-655	-1,6%	Óleo Diesel (OD)	-655	-2,0%
Total	40.934	100,0%	Total	32.208	100,0%

Conforme figura 5, a parcela da expansão indicativa por fontes renováveis passou de 91,9% da oferta no PDE 2030 para 66,8% no PDE 2031, embora do ponto de vista absoluto a redução foi de somente 2.264 MW (5,5% da expansão indicativa). O aumento na parcela não renovável é explicado principalmente pelos 8,0 GW de oferta inflexível a gás natural decorrente da Lei #14.182/21, a adição de uma nova usina nuclear de 1.000 MW ao final do período e o retrofit de 1.400 MW de termelétricas a carvão no subsistema sul.

Com exceção da expansão nuclear, os 9,4 GW de nova capacidade despachável contribuem tanto para o aumento da confiabilidade do suprimento quanto para a redução das tarifas dos consumidores finais. Essa redução é oriunda principalmente: (i) pelo menor volume de investimento em linhas de transmissão em relação ao cenário de expansão livre, (ii) menor despacho fora da ordem de mérito dada a previsão de inflexibilidade mínima de 70% da oferta a gás natural – que atende às necessidades de monetização do gás do pré-sal, (iii) menores custos com combustíveis (CVU) em

função da substituição de usinas despacháveis a óleo diesel e óleo combustível com custos de despacho entre R\$1.400 e R\$2.600/MWh por usinas a gás natural com preços-teto de R\$370-420/MWh, e (iv) menores custos operativos do sistema devido à aproximação da geração à carga, dado o aspecto locacional das termelétricas a gás natural.

Do ponto de vista de emissões de gases de efeito estufa, é importante mencionar que a retirada indicativa de 16.560 MW do sistema entre 2022 e 2031, com a previsão de retrofit de 8.200 MW, portanto uma saída líquida 8.360 MW é substituída por 9.000 MW de termelétricas a gás natural e nuclear, com emissões nulas (nuclear) ou sensivelmente inferiores (gás natural) quando comparadas às usinas a óleo diesel e combustível.

E, embora a substituição destas fontes despacháveis por fontes intermitentes acarretaria menores emissões (atendendo o critério E da sigla ESG), a consequência seria maiores custos para o consumidor final. Logo, comprometendo o S de Social via maiores tarifas para o consumidor cativo, o que tem sido a tônica desde 2013 contribuindo para maior desigualdade de renda no país. Portanto, dependendo do grau de desenvolvimento de cada país, a velocidade de transição energética precisa equilibrar adequadamente as preocupações sociais com as ambientais.

No caso do Brasil, país emergente e com matriz elétrica e energética 3x mais renovável que a média global, as preocupações com o S deveriam vir em primeiro lugar (sigla SEG), particularmente levando-se em consideração que atualmente (2021) o país, juntamente com a Alemanha, possui a maior tarifa de eletricidade do mundo.

Figura 6 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW - 2007 – 2031E (ANEEL, ONS, EPE)

Capacidade instalada (MW)										
Fonte	2007A		2021A		2031E (PDE)		2030E (PDE)		Delta	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	2031x2030	%
Hidrelétrica (incl. PCH, CGH)	82.083	82,9%	114.430	64,0%	124.269	56,5%	122.282	59,8%	1.987	12,7%
Térmica	14.743	14,9%	37.555	21,0%	50.666	23,0%	38.054	18,6%	12.612	80,6%
Nuclear	2.007	2,0%	1.990	1,1%	4.395	2,0%	3.395	1,7%	1.000	6,4%
Eólica	219	0,2%	20.177	11,3%	30.336	13,8%	32.230	15,8%	-1.894	-12,1%
Solar	0	0,0%	4.557	2,5%	10.383	4,7%	8.436	4,1%	1.947	12,4%
Total	99.051	100,0%	178.709	100,0%	220.049	100,0%	204.397	100,0%	15.652	100,0%

Figura 7 – Evolução da Capacidade Térmica – MW – 2021A – 2031E vs. 2030E (PDE)

Evolução térmicas (MW) - PDE 2031 x 2030						
Fonte	2021A	2031E	Delta	2030E	Delta	%
Gás Natural	15.722	32.208	16.486	22.005	10.203	80,9%
Biomassa + Biogás	14.329	16.425	2.096	15.066	1.359	10,8%
Carvão	3.017	1.745	-1.272	695	1.050	8,3%
OC	3.355	0	-3.355	0	0	0,0%
OD	943	288	-655	288	0	0,0%
Total	37.366	50.666	13.300	38.054	12.612	100,0%

A comparação da matriz elétrica ao final do decênio apresenta um aumento nas fontes despacháveis, mas preservação do seu perfil predominantemente renovável. A parcela renovável em 2031

alcançaria 75,0% vs. 77,9% em 2021 e 79,7% no PDE 2030. Essa redução de 470bp no percentual renovável em relação ao cenário indicativo em 2030 possui a contrapartida de aumentar a confiabilidade do suprimento de energia elétrica, diferir investimentos em linhas de transmissão, reduzir o despacho fora da ordem de mérito e a volatilidade do PLD, capear o custo do despacho térmico em patamares significativamente inferiores aos atuais, reduzir as emissões de GEE em relação à matriz elétrica existente e menores tarifas para os consumidores cativos que representam 86,6% dos 88,3 milhões de consumidores ao final de 2021.

O próprio documento na seção que discute os custos marginais de operação e expansão reconhece que os custos marginais de operação de energia entre 2026 e 2031 reduziram 50% no cenário de referência quando comparado ao cenário livre em função do maior percentual de parcela inflexíveis (com custos menores) vs. o cenário de rodada livre em que a totalidade da expansão a gás natural se dá por plantas totalmente flexíveis. Além disso, também reconhece adequadamente que o cenário de referência permite distribuir melhor no território brasileiro as fontes de energia despacháveis e com isso reduz a necessidade de intercâmbios entre regiões e, conseqüentemente, otimizando a rede e diferindo investimentos em novas linhas de transmissão.

O erro do documento é quando menciona o custo global e compara as fontes intermitentes de CVU nulo com as fontes despacháveis com CVU positivo dizendo que os menores custos de operação de energia seriam mais do que compensados com os maiores custos de combustíveis. Essa comparação novamente se concentra no atributo preço e não em todos os atributos da fonte e dessa forma desconsidera os impactos indiretos da inclusão de reservatórios equivalentes, como preservar maior volume de água nos reservatórios, reduzir despacho fora da ordem de mérito, capear o despacho térmico em patamares de preço significativamente inferiores aos atuais, reduzir as emissões em relação as despacho de usinas a óleo diesel e óleo combustível, reduzir necessidade de investimento em linhas de transmissão, aproximar a geração da carga, otimizar a operação da rede, reduzir perdas e, conseqüentemente reduzir os custos de operação do sistema vs. o cenário da expansão livre. A insistência em comparar fontes não despacháveis com despacháveis e olhar somente os custos marginais de expansão de energia sem a avaliação global dos efeitos positivos para a confiabilidade e segurança energética é contraproducente e corrobora para perpetuar os cenários de aumentos da conta de luz do mercado cativo recorrentemente acima da inflação.

Finalmente em relação aos custos marginais de expansão, embora reconheçamos os menores custos atrelados a retrofit e/ou repotenciação de usinas, a sinalização do modelo de que os custos marginais de expansão ficariam entre R\$52,66/MWh e R\$90,38/MWh (ou US\$10,13 a US\$17,38/MWh) na expansão indicativa do PDE 2031 vs. R\$106,0/MWh e R\$187/MWh (ou US\$21,63 a US\$38,16/MWh) no PDE 2030 evidencia a necessidade de recalibrar os modelos de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro. Dado o aumento nos custos de capital, o processo inflacionário global, o ciclo de alta de commodities, o aumento nos custos de materiais e equipamentos, os gargalos da cadeia logística global impactando sobremaneira nos custos de fretes (e que devem perdurar ao menos até 2023), as referências atualizadas de capex para desenvolvimento de projetos eólicos e solares e a desvalorização cambial de 6,0% considerada pela EPE de um plano para o outro, não é razoável projetar custos marginais de expansão em USD 53% a 55% inferiores. Além de não ser factível assumir CME entre US\$10 a 17/MWh como referência de LCOE (Levelized Cost of Electricity) para o sistema elétrico brasileiro, a despeito das vantagens comparativas e abundância de fontes primárias de energia do país.

Figura 8 – Expansão Indicativa de Geração – Referência – 2023-2031E (EPE)

Fontes	Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW) - Cen. Referência										Investimento até 2031 (R\$ MM)	
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total	%	
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	1.000	1.000	2,5%	25.800
Carvão	0	0	0	0	0	350	350	350	350	1.400	3,5%	14.420
Biomassa	0	0	0	0	80	80	80	80	80	400	1,0%	1.200
RSU	0	0	0	50	50	50	50	50	50	300	0,7%	6.900
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	500	500	1.700	2.700	6,7%	8.160
Eólica	0	0	0	0	0	344	500	1.700	1.800	4.344	10,7%	17.537
PCH + CGH	0	300	0	400	400	400	400	400	400	2.700	6,7%	16.900
UHE	0	0	0	426	975	1.214	1.381	302	650	4.948	12,2%	14.260
GN Flexível	415	2.349	1.036	6.282	1.231	55	533	1.523	1.199	14.623	36,2%	44.178
GN Inflexível	0	0	0	1.000	2.000	3.000	1.000	1.000	0	8.000	19,8%	42.400
Total	415	2.649	1.036	8.158	4.736	5.493	4.794	5.905	7.229	40.415	100,0%	191.755
Renovável	0	300	0	876	1.505	2.088	2.911	3.032	4.680	15.392	38,1%	64.957
Não Renovável	415	2.349	1.036	7.282	3.231	3.405	1.883	2.873	2.549	25.023	61,9%	126.798

Custos Marginais de Expansão (CME)

Na figura abaixo detalhamos os custos marginais de expansão para termelétricas a GN, modalidades ciclo aberto e combinado, com origem de suprimento offshore nacional (pré-sal), onshore e offshore importado (GNL) para três cenários de retorno distintos (em termos reais e alavancados). Importante mencionar que os custos marginais projetados consideram tanto os custos variáveis de cada fonte (CVU) quanto a receita fixa.

Figura 9 – Estimativas de Custos Marginais de Expansão – GN (CBIE Advisory)

Fonte	CME - R\$/MWh		
	PV8	PV10	PV12
1. Gás Natural - Onshore - Ciclo Combinado (inflexível)	233,2	240,7	248,4
1. Gás Natural - Onshore - Ciclo Aberto (flexível)	294,9	302,4	310,1
2. Gás Natural - Pré-Sal - Ciclo Combinado (inflexível)	364,7	379,1	394,9
2. Gás Natural - Pré-Sal - Ciclo Aberto (flexível)	461,0	473,3	486,7
3. GNL - Ciclo Combinado (inflexível)	519,3	530,7	543,4
3. GNL - Ciclo Aberto (flexível)	700,5	708,7	718,0

Como esperado, as referências de preço para termelétricas inflexíveis a ciclo combinado são inferiores às termelétricas a ciclo aberto pela maior eficiência (menor consumo de GN). Assumindo-se níveis de retorno alvo (hurdle rates) entre 8% (em linha com o MDI da EPE) e 12% em termos reais alavancados, o custo marginal de expansão de gás de origem onshore seria entre R\$233 e R\$310/MWh, enquanto a oferta doméstica offshore equivaleria a preços na termelétrica entre R\$365 e R\$487/MWh.

No caso do custo marginal onshore, os valores não contemplam os custos com transporte de gás natural e distribuição. Com base em nossos modelos de gasodutos de transporte que assumem custos entre US\$1,42-1,76/MMBTU e de distribuição entre US\$0,30-0,40/MMBTU, os valores na termelétrica incluindo tais custos ficariam entre R\$287 e R\$316/MWh (ou 21% menores em relação às referências offshore).

Expansão Indicativa da Geração Distribuída – PDE 2031

Em relação aos Recursos Energéticos Distribuídos apresentamos nossos comentários em relação às projeções do aumento de oferta de micro e minigeração distribuída (MMGD). A EPE inicia a seção sobre MMGD comentando os efeitos da lei #14.300/22 que buscou (i) reduzir ao longo do tempo os subsídios para expansão da micro e mini geração distribuída, sem a qual os custos para os consumidores cativos alcançariam patamares exorbitantes, o que foi chamado de espiral da morte, assim como (ii) a manutenção dos subsídios para projetos existentes e novos que sejam aprovados até 12 meses após a promulgação da lei (portanto até 6 de Janeiro de 2023) e entrem em operação em até 48 meses. Esses subsídios permanecerão onerando o mercado cativo de energia elétrica até 2045.

Como efeito da lei e da distorção alocativa de custos do sistema entre consumidores cativos e livres, a expansão da MMGD vem ocorrendo de maneira exponencial e o prazo de encerramento da fruição dos subsídios a partir de Janeiro de 2023 acarretou uma corrida contra o tempo para homologação de novos projetos com atualmente mais de 180 GW – o equivalente ao total de capacidade instalada do país ao final de 2021 – em projetos solicitando parecer de acesso junto ao ONS para destravar a fase de desenvolvimento.

Essa velocidade de expansão e backlog de projetos tem trazido dificuldades no planejamento e operação da rede de transmissão brasileira e gargalos futuros de capacidade de transmissão, dada a diferença temporal de construção de linhas e subestações de transmissão (3 a 5 anos) versus implementação de projetos MMGD (2 a 3 anos). Adicionalmente, como discutido no relatório sobre considerações do PDE 2030, uma maior quantidade de sistemas distribuídos com mais de 90% de fontes intermitentes (solar) versus o condomínio centralizado que é o Sistema Interligado Nacional, gera maiores custos com planejamento e operação de rede e maior a preocupação em garantir a segurança do abastecimento sem interrupções, sobrecargas, desligamentos involuntários.

Portanto, assim como na expansão de geração centralizada, a expansão da distribuída também se beneficiaria significativamente se contemplasse um maior equilíbrio entre oferta intermitente e oferta despachável, em particular considerando, por exemplo, uma expansão indicativa mais significativa do biogás.

O potencial de biogás está presente em todo o território nacional, é uma fonte limpa e despachável e conta com inúmeros benefícios indiretos, como: (i) redução das emissões de metano na atmosfera (25x mais geradoras de efeito estufa do que o CO₂), (ii) produção de biocombustíveis para substituição de frota de veículos médios e pesados e máquinas agrícolas movida a diesel, (iii) produção de biofertilizantes para reduzir a dependência do Brasil de importação de mais de 95% de sua demanda doméstica, (iv) promoção da geração por resíduos sólidos urbanos, eliminando-se gradativamente as emissões dos aterros municipais, e (v) diferir investimentos em linhas de transmissão ao aproximar a geração da carga e distribuir a geração em todo o território nacional (maior fator de capacidade e encurtamento de distâncias para construção de novas linhas de transmissão além de otimização da utilização de barramentos existentes para escoar a geração de energia elétrica).

O biogás pode cumprir o papel descentralizado de provedor de inércia, resiliência e segurança do sistema de forma complementar à expansão fotovoltaica na geração distribuída. Dessa maneira e com base nas projeções de volume de produção de biogás, há de se revisar as projeções da expansão de geração distribuída. A configuração indicativa está considerando de forma exacerbada

e isolada o atributo preço sem ponderar os outros atributos e os benefícios complementares para a lavoura e pecuária da produção de biogás, como detalhado anteriormente.

Analisando a expansão indicativa do PDE 2031 em relação ao PDE 2030, a EPE contemplou um aumento significativo na capacidade de geração distribuída entre 27 e 47 GW até 2031 (sendo 37,2 GW no cenário de referência) vs. uma expansão de 16,8 GW a 24,5 GW no plano anterior (+60,7% a +91,8% de aumento relativo).

O PDE 2031 manteve novamente a prevalência da oferta solar distribuída para 91,3% da expansão até 2031 e somente 7,4% oriunda de fontes termelétricas despacháveis. Como apontado anteriormente, essa projeção exacerba o atributo preço no cômputo da oferta indicativa e ignora os efeitos positivos diretos e indiretos advindos de uma expansão mais balanceada entre fontes intermitentes e despacháveis.

Por mais que a EPE tenha feito uma comparação de custos de implementação e níveis de retorno entre diversas fontes de geração distribuída, novamente a análise é estática em relação aos custos de implementação. Caso fossem ponderados os demais benefícios e subprodutos advindos de uma maior produção de biogás de diversas fontes, bem como o efeito do maior fator de capacidade e confiabilidade no diferimento de investimentos em transmissão e otimização da operação da rede, certamente o peso relativo da oferta a biogás seria maior vs. o cenário contemplado pela EPE.

Tais externalidades positivas seriam multissetoriais abarcando os setores de transporte, agronegócio, biofertilizantes, maquinário agrícola, irrigação, gestão de resíduos sólidos, dentre outros, com redução expressiva no nível de emissões do ponto de vista integrado energético.

Por isso que continuamos a ressaltar a importância de o planejamento energético do governo ser realizado de maneira holística e contemplando os setores / ministérios de infraestrutura, desenvolvimento regional, ciência e tecnologia, agricultura, pecuária e abastecimento, bem como as agências reguladoras dos transportes aquaviários, terrestres, aeroviário, das águas e saneamento básico, Embrapa, entre outras, para melhor calibrar a expansão indicativa. Dessa maneira, respeitar-se-iam as vocações naturais e regionais do país, os benefícios de economia circular da liderança do Brasil na indústria de bioenergia, os benefícios de uma maior dispersão da oferta de energia de base em todo o território, redução de desigualdades regionais e sociais no país, reversão do processo de desindustrialização em curso, maior redução de emissões de CO₂ e CH₄ na cadeia de transportes, na indústria e no setor elétrico.

Nota-se um avanço no texto dessa visão multissetorial e interação entre ministérios, porém se não há contrapartida efetiva no planejamento da expansão indicativa, esse avanço não se traduz em resultados pragmaticamente.

Políticas públicas podem forçar esse melhor arranjo do planejamento energético, como o exemplo da lei #14.182/21, mas não há impedimento que o processo de planejamento seja aprimorado de maneira infralegal e proativa com uma maior articulação entre os setores previamente citados, bem como com a iniciativa privada e de maneira ampla e diversificada, prevenindo-se de uma visão monotemática de privilégio de fontes, bem como do peso relativo da eletrificação da economia vs. uso mais ampliado de biocombustíveis, como o único desenho possível da matriz energética nacional.

Iniciativas de economia circular com soluções baseadas na natureza precisam refletir que a natureza não é a mesma em todos os países. A natureza do hemisfério sul é completamente distinta do hemisfério norte.

Portanto a transição energética precisa respeitar as vocações naturais de cada país no seu planejamento e sempre buscar um equilíbrio de fontes para garantir a segurança e, caso possível, a independência energética, além de se equilibrar os compromissos ambientais com os sociais em particular nos países emergentes, como o caso do Brasil. A ausência de uma visão local que contemple as vocações naturais de cada país pode contribuir para aumentar ainda mais as desigualdades de renda globais e uma transição energética com maiores custos ou menor velocidade para a sociedade (como vários exemplos recentes apontam).

3. Transmissão de Energia Elétrica e Gasodutos

Neste capítulo concentramos os comentários referentes aos capítulos do PDE 2031 de número 4 (Transmissão de Energia Elétrica), e parcela do conteúdo do capítulo 7 (Gás Natural) referente às considerações sobre expansão de malha de gasodutos. O restante do conteúdo do capítulo 7 do PDE 2031 está contemplado nos capítulos 2 e 4 deste relatório.

O capítulo de transmissão de energia trouxe discussões sobre tecnologia e alternativas de armazenamento para balancear o sistema em face da expansão cada vez mais pronunciada de fontes não despacháveis na matriz. Trouxe luz também às discussões sobre sinal locacional, buscando-se gradativamente reduzir o peso da tarifa selo em favor de maior componente locacional na definição de tarifas do uso da rede de transmissão de energia. Discorreu também sobre a importância de maior celeridade no processo de licenciamento e pré-viabilidade de linhas de transmissão e subestações dado o descompasso no prazo de construção destas em relação às plantas eólicas e solares.

De acordo com o PDE 2031 são projetados R\$100,7bn em investimentos em expansão da rede com 33.633km de novas linhas de transmissão e subestações de maneira que até o final do decênio espera-se alcançar a marca de 208.907 km de extensão.

Não se discute a importância do sistema de transmissão, bem como a interligação de sistemas isolados do ponto de vista de otimização do despacho elétrico. Em especial, a maior penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira pressupõe investimentos complementares em transmissão e, particularmente no caso da variabilidade da geração de eólicas e solares, a instalação progressiva de compensadores síncronos na rede.

Todavia, em que se pese a redundância de rede como instrumento de assegurar a confiabilidade de controle de sistemas elétricos, cumpre-se destacar dois fatores: (i) os impactos de maior penetração de sistemas distribuídos e maior percentual de fontes não despacháveis nos custos e gestão do sistema elétrico brasileiro, e (ii) os impactos das mudanças e adversidades climáticas nas redes áreas de transmissão e subtransmissão.

Com relação ao primeiro fator, o PDE ainda carece de uma análise aprofundada sobre a possibilidade de diferimento de investimentos em transmissão (do inglês T&D deferral) por intermédio da compensação da expansão de renováveis intermitentes com plantas despacháveis com maior fator de geração e com instalação próxima a centros de carga. O foco exclusivo em avaliar estratégias de armazenamento, como baterias ou futuramente o hidrogênio, além dos efeitos positivos de complementação de geração oriundos da hibridização de usinas (como eólicas e solares) precisa ser revisitado para também contemplar uma análise de custos sistêmicos que advém do maior grau de intermitência da matriz (o diagnóstico é apresentado, mas ainda não há uma análise quantitativa).

Outro aspecto a ser apontado é a excessiva concentração da construção de novas usinas eólicas na região nordeste. De 2009 a 2019, do total de 19.590,2 MW de capacidade leiloada, 17.779,3 MW (90,8%) foi de projetos no Nordeste, com maiores distâncias a centros de carga do país. Essa concentração levou à necessidade de construção de maior quantidade de linhas de transmissão e de maior extensão, além de compensadores síncronos para controlar a alta volatilidade da geração, com custos significativos para o consumidor cativo que vem suportando de maneira desproporcional os custos de confiabilidade e segurança energética do sistema, como aponta a evolução do componente transmissão das tarifas residenciais dos consumidores finais nos últimos 10 anos.

Além disso, como os custos de transmissão são socializados com os consumidores cativos de todos os quatro subsistemas elétricos do país, acaba-se gerando indiretamente um subsídio para a contínua expansão da fonte na região em detrimento a uma maior dispersão de projetos nas demais regiões e estados do país. Obviamente que questões técnicas e econômico-financeiras como a velocidade e intensidade e ventos sempre serão prerrogativas-chave para a definição dos locais de instalação de usinas, mas para demais estados que possuam potencial semelhante e que estão próximos a centros de carga, o binômio custo de transmissão e custo marginal da fonte poderiam se mostrar mais competitivos revisitando-se as consequências da atual concentração regional para custos e operação do sistema elétrico brasileiro. Uma possibilidade seria alocar maior parcela dos custos diretos e indiretos de transmissão do sistema para o subsistema com sobreoferta de capacidade de forma a reduzir o efeito do subsídio mencionado anteriormente. É um assunto bastante complexo, mas que deveria ser contemplado nas discussões sobre sinal locacional e alocação de custos sistêmicos no setor.

Essa lógica de diferimento de custos de transmissão que desonera ou reduz a velocidade do aumento de tarifas de consumidores finais é fundamental. Os R\$100,7bn de investimentos previstos com transmissão equivalem com base nas receitas de R\$201,0bn de fornecimento de energia elétrica até Novembro de 2021 (ANEEL), um aumento de 50,1% nas tarifas em 10 anos, (ou 5,0% a.a.). Logicamente que esses montantes não seriam reduzidos para zero, pois não há escoamento de geração sem transmissão, porém haveria espaço para redução nos montantes indicativos.

Um exemplo é a lei #14.182/21. O documento menciona que não foi possível estimar os impactos da lei para as considerações sobre necessidade de investimentos em transmissão por não terem sido definidos os locais de instalação das termelétricas inflexíveis.

Todavia, a lei é bastante explícita nas regiões, considerações sobre capitais e origem do suprimento do gás natural, o que permite uma análise prévia de definição de locais para instalação de tais usinas avaliando os barramentos existentes que possuem capacidade de escoamento remanescente de geração de energia elétrica. Desse modo, evitar-se-ia a construção de novas linhas de transmissão e aumentaria a confiabilidade operacional do SIN, uma vez que ao construir usinas próximas ao centro de carga – como o setor foi originalmente formulado com distâncias máximas de 600km – reduz-se perdas de transmissão, aumenta-se a parcela de geração de base o que corrobora com menor oscilações de geração ao longo do tempo e possibilita garantir a segurança do abastecimento com custos significativamente inferiores às alternativas de armazenamento atuais.

Em relação ao segundo fator acreditamos que estudos devem ser realizados com o objetivo de aprofundar do ponto de vista técnico e operacional a necessidade de investimentos em enterramento de redes para reduzir a influência de intempéries climáticas e aumentar a qualidade, bem como uma visão holística entre investimentos de expansão de malha subterrânea de transmissão vs. malha de gasodutos. É notória a discrepância no volume de investimentos projetados para linhas de transmissão em relação a gasodutos.

O PDE 2031 projeta somente 221km de novos gasodutos de transporte até 2031, o que levaria a rede atual de 9.409km – que não sofreu nenhum aumento desde 2013 – para 9.630km ao final do decênio. Essa expansão corresponde a 0,7% da previsão de aumento em linhas de transmissão no mesmo período. Em relação ao volume de investimentos, conforme capítulo 7, a previsão é de R\$8,87bn divididos em 4 projetos vs. R\$100,7bn no caso de linhas e subestações de transmissão.

As tragédias recentes na Bahia, Minas Gerais, Tocantins, São Paulo e Petrópolis no Rio de Janeiro são tristes exemplos do efeito das adversidades climáticas cada vez mais frequentes e intensas

devido ao aquecimento global. E segundo especialistas meteorológicos, esses eventos adversos climáticos devem se repetir, o que aumenta a responsabilidade de gestores públicos e a iniciativa privada de prover soluções para preservar vidas e dar maior segurança para a população, em particular a mais carente.

A possibilidade de enterramento de redes de transmissão e distribuição é um exemplo de preservar o suprimento elétrico em situações de intempéries, como incidência de descargas elétricas, quedas de árvores, enchentes, deslizamentos de terra, queimadas, ventos de alta velocidade, contribuindo-se para redução de perdas do sistema, bem como manutenção corretiva face a incidentes de desligamentos de rede.

O fato da rede brasileira ser predominantemente aérea a torna mais suscetível a ocorrências / intempéries climáticas.

E quando se fala de enterramento de redes é fundamental que, além de se cogitar a competição em leilões de transmissão com alternativas de armazenamento como baterias, que também se aprofunde nas análises de competição da construção de gasodutos vs. linhas de transmissão do ponto de vista de custos operacionais do sistema.

As principais diferenças entre linhas de transmissão e gasodutos de transporte são:

- Custos de implementação de gasodutos são superiores às linhas de transmissão aéreas, pela lógica de rede enterrada (redes subterrâneas possuem custos mais altos do que aéreas).
- Volume de perdas de gasodutos é bastante inferior ao de linhas de transmissão. Enquanto no caso de linhas de transmissão as perdas podem alcançar entre 3,0% e 4,5%, o volume de perdas de gasodutos não ultrapassa historicamente 0,6%.
- Os indicadores de qualidade de gasodutos são superiores às redes aéreas pela menor incidência de intempéries como queda de árvores, descargas elétricas, tufões e furacões, portanto ensejando menores custos de manutenção corretiva em relação às linhas de transmissão.

O artigo 4º da Lei #10.847/04, inciso XII, estabeleceu a competência da EPE para "(...) elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil". Nesse contexto, por intermédio do Decreto 7.382/10 que regulamentou a Lei do Gás #11.909/09, a EPE introduziu no planejamento energético o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT, que foi substituído pelo Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) e pelo Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE) a partir de outubro/novembro de 2019.

Portanto é atribuição da EPE no desenho da matriz energética brasileira ponderar qual a configuração de rede que possibilita o desenvolvimento do mercado de gás natural, bem como a segurança do suprimento de energia elétrica.

Fundamental que ao avaliar os custos com implementação de gasodutos, que a análise seja integral, não somente um comparativo de custos de rede enterrada que certamente são maiores que redes aéreas, mas qual o volume de investimento que pode ser diferido em linhas de transmissão com a interiorização e dispersão da oferta despachável de energia em todo o território nacional. Certamente que a ponderação de (i) aproximação da geração da carga, reduzindo-se a distância e volume de investimentos em transmissão, (ii) aumento no fator de geração que também reduz a necessidade de novos investimentos de transmissão quando comparados a fontes intermitentes, (iii) redução de perdas e de custos sistêmicos com otimização da operação da rede, e (iv) preservação

de mais águas no reservatórios hidrelétricos estruturalmente corrobora para um cenário de custos globais bem mais competitivo do que a simples comparação direta pressupõe.

No que tange a projetos de gasodutos que não foram incluídos na expansão indicativa do PDE 2031, a edição original do relatório PIG de outubro de 2019 apresentou 11 trajetos de gasodutos de transporte totalizando 1.969km de extensão e 124,9MMm³/dia de capacidade de transporte, com capex projetado de R\$17,0bn. A figura abaixo detalha os 11 trajetos contemplados no plano.

Figura 10 – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – 2019 (EPE)

#	Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m ³ /dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$m)	Capex / km (R\$m)	Capex / km (US\$m)	Capex / pol.km (US\$k)
A	São Carlos (SP) - Brasília (DF)	7,4	893,0	19,0	7.138,6	8,0	2,1	109,0
B	Siderópolis (SC) - Porto Alegre (RS)	3,5	249,0	16,0	1.819,3	7,3	1,9	118,3
C	Uruguaiana (RS) - Triunfo (RS)	15,0	594,0	24,0	4.634,3	7,8	2,0	84,2
D	Porto Sergipe - Catu Pilar (SE)	10,0	23,3	18,0	275,7	11,8	3,1	170,3
E	Porto Central - GASCAV (ES)	14,0	15,0	20,0	288,2	19,2	5,0	248,9
F	Porto do Açu (RJ) - GASCAV (ES)	10,0	45,5	18,0	355,4	7,8	2,0	112,4
G	Porto de Itaguaí - GASCAR (RJ)	15,0	35,5	24,0	541,8	15,3	4,0	164,8
H	Cubatão - GASAN (SP)	15,0	19,7	20,0	538,3	27,3	7,1	354,0
I	Terminal Gás Sul (SC) - GASBOL	15,0	31,0	20,0	314,3	10,1	2,6	131,4
J	Terminal Imbituba (SC) - GASBOL	14,0	45,0	20,0	950,7	21,1	5,5	273,7
K	Mina Guaíba - Triunfo (RS)	6,0	18,0	16,0	199,9	11,1	2,9	179,9
	Total	124,9	1.969,0	20,2	17.056,5	8,7	2,2	110,9

Cumpra-se destacar que a edição original do PIG trouxe poucas alternativas novas de trajetos, pois os três primeiros projetos que concentraram 88,2% da expansão avaliada, ou 1.736km, eram projetos já com licenciamento ambiental prévio e que aguardam destravamento de nova oferta de gás para serem viabilizados.

Em novembro de 2020, a EPE publicou a edição de 2020 do PIG (PIG 2020) que adicionou 4.380km de novos trajetos de gasodutos de transporte e que foi elaborada com a lógica de ancoragem de atração de investimentos dos novos gasodutos em projetos termelétricos e demanda de distribuidoras de gás canalizado que, mundialmente correspondem a 70-90% da demanda de gás natural. A figura abaixo detalha os novos trajetos incorporados na edição de 2020 do PIG, bem como a consolidação dos gasodutos indicativos de ambos os planos.

Figura 11 – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020 + Consolidado (EPE)

#	Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m3/dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$mn)	Capex / km (R\$mn)	Capex / km (US\$mn)	Capex / pol.km (US\$K)
A	Chimarrão - Penápolis (SP) - Canoas (RS)	8,0	1.168,0	20,0	11.858,0	10,2	2,0	97,7
B	Chimarrão - Bilac (SP) - Santa Maria (RS)	8,0	1.237,0	20,0	12.390,0	10,0	1,9	96,4
C	Presidente Kennedy (ES) - São Brás do Suaçuí (MG)	12,0	332,0	20,0	3.880,0	11,7	2,2	112,5
D	Santo Antônio dos Lopes (MA) - Caucaia (CE)*	8,0	684,0	20,0	6.159,0	9,0	1,7	86,6
E	Santo Antônio dos Lopes (MA) - São Luís (MA)*	7,0	282,0	20,0	3.840,0	13,6	2,6	131,0
F	Santo Antônio dos Lopes (MA) - Barcarena (PA)*	8,0	677,0	20,0	5.851,0	8,6	1,7	83,2
	Total	51,0	4.380,0	20,0	43.978,0	10,0	1,9	96,6

#	Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m3/dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$mn)	Capex / km (R\$mn)	Capex / km (US\$mn)	Capex / pol.km (US\$K)
A	Chimarrão - Penápolis (SP) - Canoas (RS)	8,0	1.168,0	20,0	11.858,0	10,2	2,0	97,7
B	Chimarrão - Bilac (SP) - Santa Maria (RS)	8,0	1.237,0	20,0	12.390,0	10,0	1,9	96,4
C	Presidente Kennedy (ES) - São Brás do Suaçuí (MG)	12,0	332,0	20,0	3.880,0	11,7	2,2	112,5
D	Santo Antônio dos Lopes (MA) - Caucaia (CE)*	8,0	684,0	20,0	6.159,0	9,0	1,7	86,6
E	Santo Antônio dos Lopes (MA) - São Luís (MA)	7,0	282,0	20,0	3.840,0	13,6	2,6	131,0
F	Santo Antônio dos Lopes (MA) - Barcarena (PA)*	8,0	677,0	20,0	5.851,0	8,6	1,7	83,2
A	São Carlos (SP) - Brasília (DF)	7,4	893,0	19,0	7.138,6	8,0	2,1	109,0
B	Siderópolis (SC) - Porto Alegre (RS)	3,5	249,0	16,0	1.819,3	7,3	1,9	118,3
C	Uruguaiana (RS) - Triunfo (RS)	15,0	594,0	24,0	4.634,3	7,8	2,0	84,2
D	Porto Sergipe - Catu Pilar (SE)	10,0	23,3	18,0	275,7	11,8	3,1	170,3
E	Porto Central - GASCAV (ES)	14,0	15,0	20,0	288,2	19,2	5,0	248,9
F	Porto do Açu (RJ) - GASCAV (ES)	10,0	45,5	18,0	355,4	7,8	2,0	112,4
G	Porto de Itaguaí - GASCAR (RJ)	15,0	35,5	24,0	541,8	15,3	4,0	164,8
H	Cubatão - GASAN (SP)	15,0	19,7	20,0	538,3	27,3	7,1	354,0
I	Terminal Gás Sul (SC) - GASBOL	15,0	31,0	20,0	314,3	10,1	2,6	131,4
J	Terminal Imbituba (SC) - GASBOL	14,0	45,0	20,0	950,7	21,1	5,5	273,7
K	Mina Guaíba - Triunfo (RS)	6,0	18,0	16,0	199,9	11,1	2,9	179,9
	Total	175,9	6.349,0	20,1	61.034,5	9,6	1,9	92,2

Ou seja, ao todo a EPE analisou 6.350km de novos gasodutos, o equivalente a 67,5% da malha existente de 9.409km, que levaria o país a alcançar 15.759km de malha de gasodutos, em linha com a malha existente no México, patamar ainda muito tímido em relação as perspectivas de aumento na produção de gás natural do Brasil, bem como o potencial de biogás até o final do decênio.

Em relação a esse ponto, um ranking de 93 países elaborado pela Central de Inteligência Americana (CIA) apontou que o Brasil possui 1km de gasoduto de transporte para cada 905km² de área, ficando apenas na 91ª posição, a frente somente do Afeganistão (939) e África do Sul (943). A análise da malha das 10 maiores economias do mundo aponta para a existência de 1km de gasodutos para cada 72,8km² de área, enquanto os 5 países de mesmo porte territorial em relação ao Brasil (Estados Unidos, China, Rússia, Austrália e Canadá) apresentam 1km de gasoduto para cada 115,2km² de área, portanto 8 a 12x superior ao caso brasileiro.

Espera-se que o planejamento contemplado pelos planos indicativos de gasodutos de escoamento, unidades de processamento e gasodutos de transporte sejam contemplados no PDE para atender não somente às necessidades da Lei #14.182/21 – cujo processo de consulta a agentes no âmbito do PIG 2022 está previsto para se iniciar em Março de 2022 e com consulta pública até Agosto de 2022 – mas também os efeitos positivos da possível interconexão das malhas de gasoduto em todo território nacional, replicando-se o que ocorreu com a rede básica de transmissão de energia elétrica.

A análise de construção de novos gasodutos de transporte que permitiram interconectar as malhas da TBG, TAG e NTS poderia avaliar a otimização da capacidade ociosa de Unidades de Processamento e Tratamento de Gás Natural (UPGNs) existentes, diferindo-se a necessidade de investimentos em novas unidades.

A título de exemplo, avalia-se como oportuna a possibilidade de novos gasodutos indicativos conforme abaixo:

- **Trecho Norte Capixaba (ES) – Belo Horizonte (MG):** distância semelhante ao traçado Sul Capixaba (ES) – São Brás do Suaçuí, porém com menos interferências ambientais
- **Trecho Belo Horizonte (MG) – Goiás (GO):** acompanhando traçado de ferrovia.

Com a entrada em operação da Rota de Escoamento 3 em 2022 e considerando volumes de processamento decrescentes em UPGNs como no caso de Cacimbas (ES) possibilitar-se-á (i) a criação de Hub de escoamento de GN com tratamento conjunto das 3 rotas de escoamento offshore, (ii) o modelo de entrada e saída permitindo via interligação das malhas da TBG, TAG e NTS, a otimização do fluxo nos pontos de entregas existentes e novos e atendendo demanda consolidada Sudeste-Centro-Oeste, e (iii) a criação do operador nacional do sistema de transporte de gás natural.

Em relação aos custos com desenvolvimento de novos gasodutos de transporte contemplados no PIG 2020 e filtrados para as regiões cobertas pela Lei #14.182/21, nossos modelos apontam para patamares entre US\$1,42 e US\$1,77/MMBTU a serem adicionados aos custos com molécula de gás natural para atendimento das novas termelétricas a gás natural e demanda de distribuidoras estaduais.

Figura 12 – Tarifas Iniciais (P0) de Novos Gasodutos (CBIE Advisory)

Gasoduto (trajeto)	Tarifa (R\$/m ³)			Tarifa (US\$/MMBTU)			Tarifa Trecho (US\$/MMBTU)		
	I (7.27%)	II (8.50%)	III (9.25%)	I (7.27%)	II (8.50%)	III (9.25%)	I (7.27%)	II (8.50%)	III (9.25%)
Presidente Kennedy (ES) - São Brás do Suaçuí (MG)	0,3519	0,4041	0,4374	1,7799	2,0441	2,2126	1,7799	2,0441	2,2126
Santo Antônio dos Lopes (MA) - Caucaia (CE)*	0,8379	0,9622	1,0416	4,2381	4,8671	5,2684	2,1191	2,4336	2,6342
Santo Antônio dos Lopes (MA) - São Luís (MA)*	0,5970	0,6856	0,7422	3,0198	3,4680	3,7540	1,5099	1,7340	1,8770
Santo Antônio dos Lopes (MA) - Barcarena (PA)*	0,7960	0,9141	0,9895	4,0261	4,6237	5,0049	2,0131	2,3119	2,5025
São Carlos (SP) - Brasília (DF)	1,0499	1,2058	1,3052	5,3107	6,0989	6,6018	0,4661	0,5352	0,5794
Porto Sergipe - Catu Pilar (SE)	0,0375	0,0431	0,0467	0,1899	0,2181	0,2361	0,1899	0,2181	0,2361
Porto Central - GASCAV (ES)	0,0224	0,0257	0,0278	0,1132	0,1301	0,1408	0,1132	0,1301	0,1408
Porto do Açú (RJ) - GASCAV (ES)	0,0386	0,0444	0,0480	0,1954	0,2244	0,2429	0,1954	0,2244	0,2429
Porto de Itaguaí - GASCAR (RJ)	0,0393	0,4520	0,0489	0,1989	0,2284	0,2437	0,1989	0,2284	0,2437
Cubatão - GASAN (SP)	0,0448	0,0448	0,4850	0,2267	0,2267	0,2454	0,2267	0,2267	0,2454
Média	0,7782	0,8984	0,9702	3,9362	4,5202	4,8928	1,4206	1,6312	1,7657

* bidirecionais

No cômputo das tarifas de novos investimentos em gasodutos, nós consideramos a metodologia de cálculo de Receita Máxima Permitida e qual seria a tarifa inicial que, levando-se em conta os custos de investimento (capex) e custos de operação (opex) no horizonte de 30 anos gerariam o retorno regulatório-alvo de 8,50% a.a. em termos reais (cenário base). A base de ativos inicial considerada no modelo de novos projetos é igual ao CAPEX estimado para a construção da infraestrutura dividido pelo período entre 2 a 4 anos (já considerando-se prazo de até 12 meses para obtenção de licença ambiental de instalação), tempo estimado para a construção dos gasodutos a depender de suas dimensões.

Para referências de depreciação, utilizamos uma taxa de 3,5% dado que, conforme mencionado acima, a vida útil média dos gasodutos é de 30-35 anos. A taxa de reinvestimento em imobilizados considerada foi de 25% em relação a depreciação anual.

As tarifas apresentadas na tabela abaixo foram calculadas com base numa taxa de WACC regulatório de 8,50%, sendo que também estimamos a tarifa para um WACC regulatório de 7,25% (limite inferior) e 9,25% (limite superior). O WACC regulatório de 7,25% tem como base o WACC utilizado

na revisão tarifária da TBG em 03/12/2020. O WACC de 8,50% foi utilizado com base no aumento de custo de capital de terceiros da ordem de 200 a 250 bps desde a revisão tarifária, enquanto o limite superior de 9,25% contempla aumentos tanto no custo de capital próprio como de terceiros.

O desafio do planejamento integrado energético é refletir uma maior parcela dos projetos de escoamento, transporte, UPGNs e Hubs atualmente apresentados como cenário de sensibilidade para Novo Mercado de Gás como previstos na expansão indicativa da EPE, de maneira que a competição entre novas linhas de transmissão vs. novos gasodutos, considerando todos os atributos e consequências sistêmicas possam estar melhor representadas no desenho da matriz energética nacional.

4. Oferta e Demanda de Petróleo, Gás Natural, Derivados e Biocombustíveis

Neste capítulo concentramos os comentários referentes aos capítulos do PDE 2031 de número 5 (Produção de Petróleo e Gás Natural), 6 (Abastecimento de Derivados de Petróleo) e 8 (Oferta de Biocombustíveis).

Produção de Petróleo e Gás Natural

- **Petróleo:** Projeções apontam 5,2mbpd de produção de petróleo em 2031 (vs. 5,3mbpd no PDE 2030), com Pré-Sal (em particular Búzios, Tupi, Mero, Sépia e Atapu) respondendo por 70% da produção ao final do decênio
- **Gás Natural:** Produção bruta de 277MMm³/dia e 136MMm³/dia de produção líquida de GN (vs. respectivamente 276MMm³/dia e 140MMm³/dia no PDE 2030), dos quais 88% oriunda de recursos associados ao petróleo e 70% do pré-sal

O PDE atualizou a curva de produção líquida de gás natural alcançando-se menor produção em 2025 de 66MM m³/dia (vs. 74MM m³/dia no PDE 2030) e 136MM m³/dia ao final do período (vs. 140MM m³/dia no PDE 2030). Essa diminuição se dá em função, em grande parte, dos altos índices de reinjeção considerados para produção offshore para redução do teor de CO₂.

Importante ressaltar que a curva de produção líquida estabelecida pela EPE não assume grandes alterações nos anos iniciais (2021-2025), concentrada em patamares de 64~68 MM m³/dia. Entretanto, é importante mencionar que a Rota 3, que deve iniciar sua operação no ano de 2022, conta com uma capacidade de escoamento de 18,3 MM m³/dia e 21,0 MM m³/dia de processamento, viabilizando volumes maiores de gás natural a partir de 2023. Dessa forma, acreditamos que a curva de produção líquida da EPE subestima os níveis de produção que podem ser alcançados a partir da produção nacional.

Além disso, no box de Análise de sensibilidade para aumento da produção líquida de gás natural no horizonte do PDE 2031 (box 5.1), a EPE prevê a oferta de gás líquida no ano de 2031 poderia passar de 136MM m³/dia para 149 MM m³/dia (+13,0 MM m³/dia) caso os níveis de reinjeção em algumas unidades da Bacia de Santos fossem reduzidas e houvesse maior infraestrutura de escoamento/processamento. Ressaltamos que, conforme nossas estimativas, a diminuição dos níveis de reinjeção nos principais campos produtores na bacia offshore (Tupi, Búzios e Sapinhoá) levaria o patamar de reinjeção médio a 30-35% vs. 45,5% reportado em 2021, resultando em incrementos de 14,0 a 20,7MM m³/dia na produção líquida de GN assim que o gasoduto de escoamento (Rota 3) e o gasoduto Itaboraí-Guapimirim entrem em operação entre 2022 e o primeiro semestre de 2023.

Adicionalmente, a possibilidade de maior produção nacional para atender a demanda de gás doméstica possibilitaria uma redução no volume de importação de GNL e/ou gás natural da Bolívia e impactos duplamente positivos para arrecadação de receitas: (i) o menor volume de reinjeção com a solução do gargalo de escoamento e processamento implicaria receitas adicionais para governo entre R\$5-8bn anuais referentes a royalties e participações especiais, e (ii) maior parcela de produção doméstica em detrimento a importações levaria a impacto positivo na balança comercial brasileira.

A EPE considerou a capacidade integral do gasoduto Brasil-Bolívia de 30,08MM m³/dia na oferta indicativa de gás natural vinculando-se a novos volumes da Bolívia ou cessão de capacidade para

outros fornecedores. Segundo a TBG, o volume contratado com a Bolívia que em 2021 alcançou média de 20MMm³/dia reduzirá para 13,0MMm³/dia a partir de 2022 e 7,0MMm³/dia em 2031.

A reserva de gás da Bolívia possui somente 8 anos de vida útil e a ausência de investimentos nos últimos anos tem levado à impossibilidade de assinatura de contratos firme de longo prazo e condicionando tal possibilidade somente àqueles fornecedores dispostos em investir para destravar mais reservas no país.

Logo, para que o Brasil possa caminhar gradativamente para ter menor parcela do mercado e da formação de preços domésticos via importação a EPE deveria contemplar nas projeções uma substituição dos volumes de importação por maior parcela de produção doméstica em razão da entrada em operação da Rota 3 e da UPGN de Itaboraí.

Figura 13 – Produção de Petróleo – 2022-2031 – PDE x CBIE

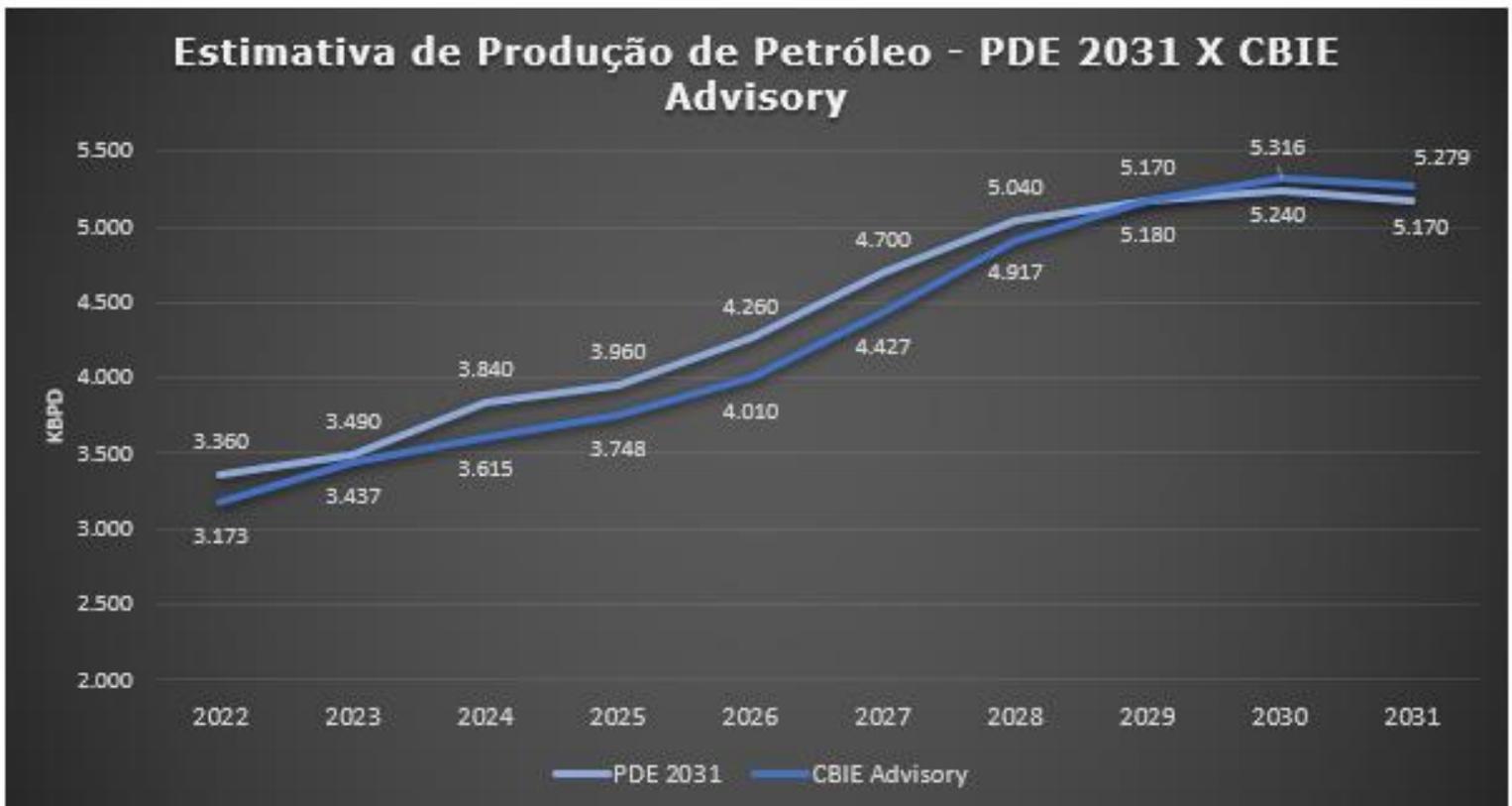


Figura 14 – Produção Bruta de Gás Natural – 2022-2031 – PDE x CBIE

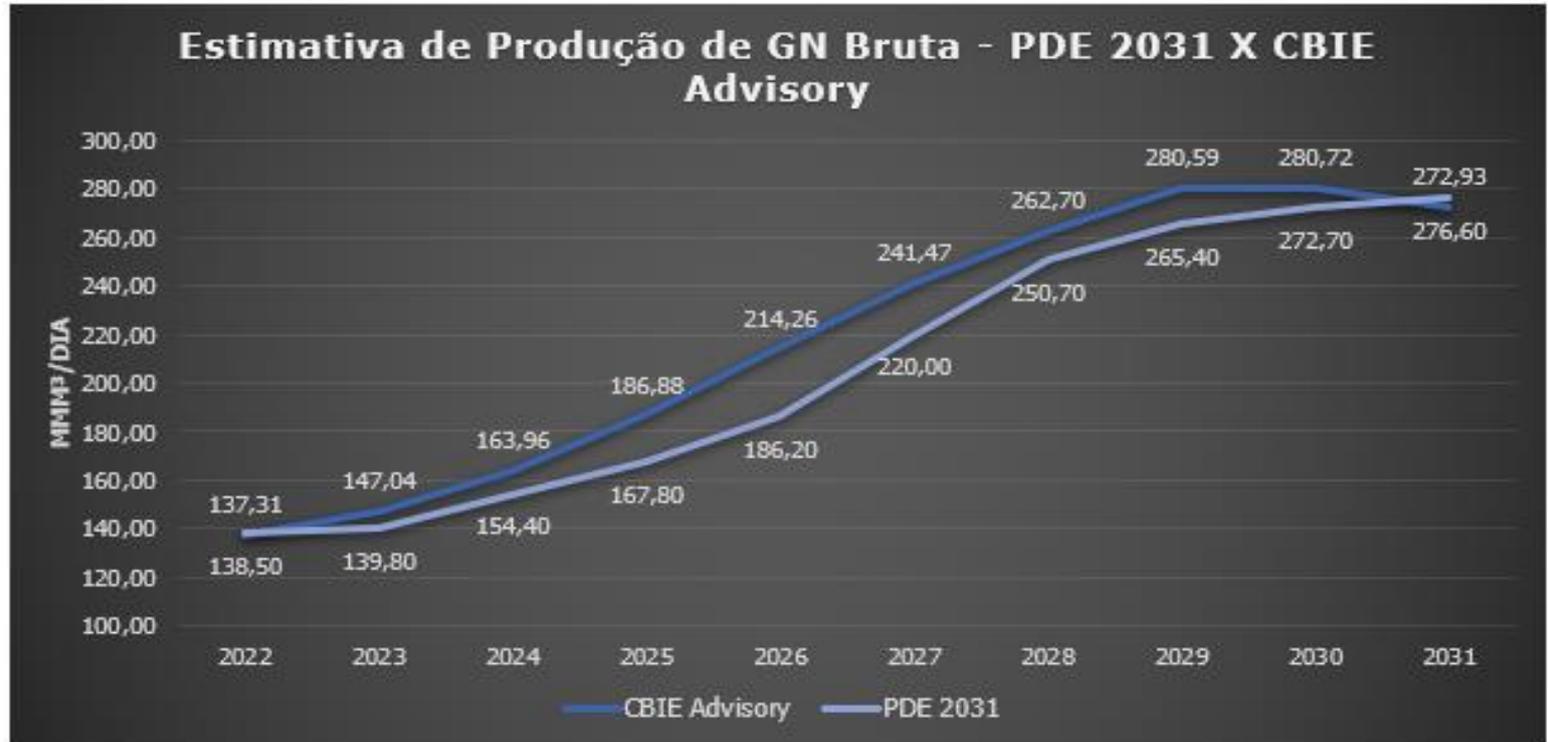


Figura 15 – Produção Líquida de Gás Natural – 2022-2031 – com restrição de infraestrutura

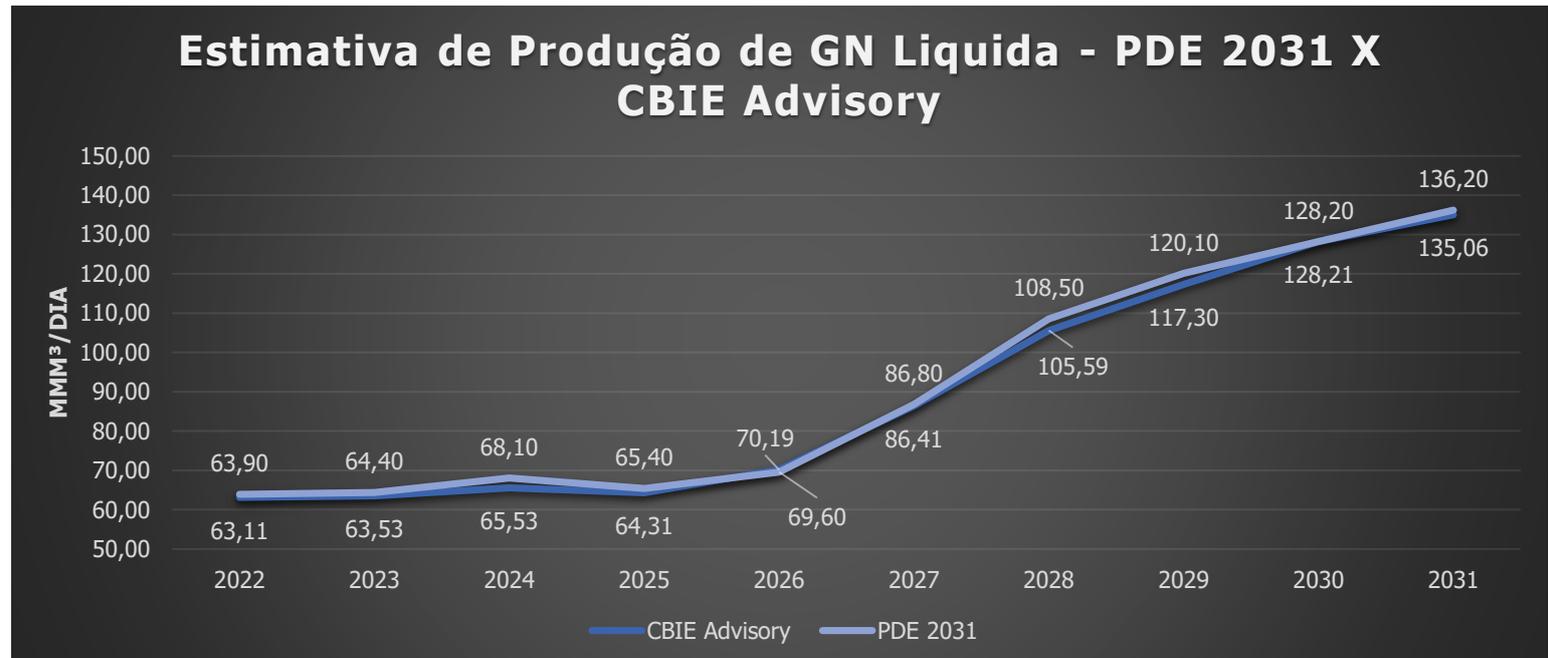
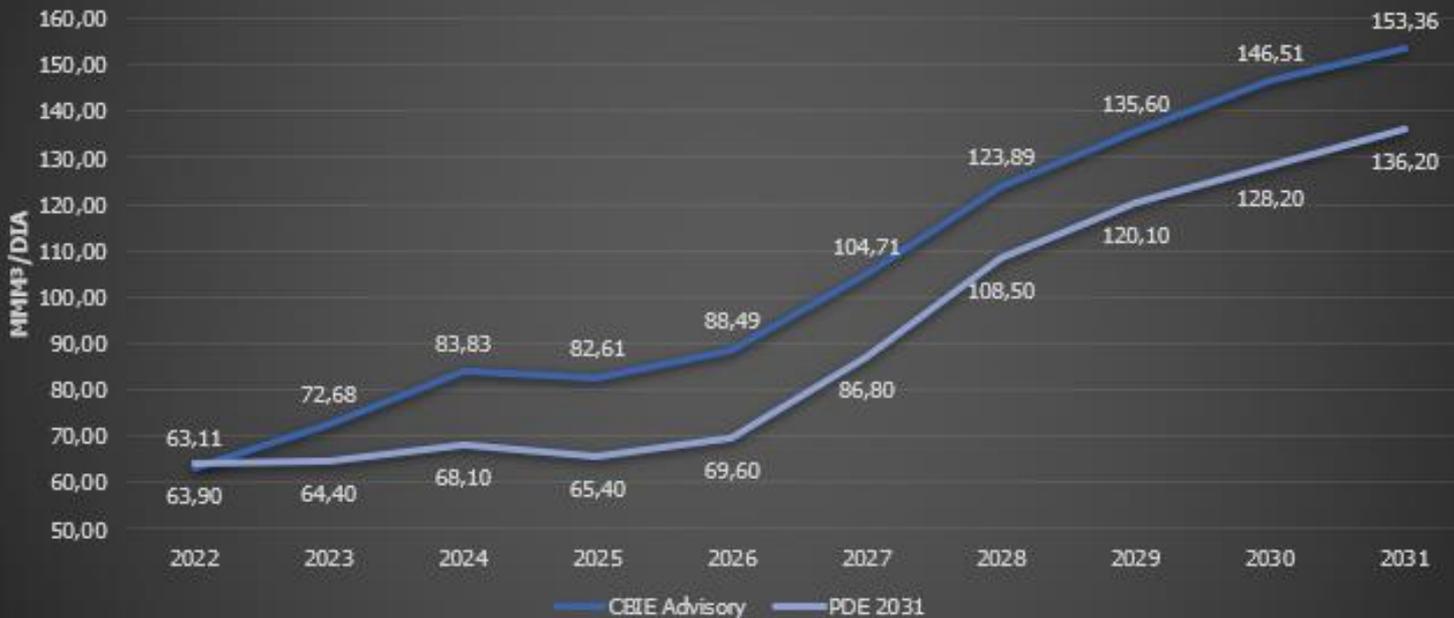


Figura 16 – Produção Líquida de Gás Natural – 2022-2031 – sem restrição de infraestrutura

Estimativa de Produção de GN Líquida - PDE 2031 X CBIE Advisory (Sem restrições)



Preços de Petróleo e Gás Natural

Em seu capítulo sobre Preços internacionais de petróleo e derivados, a EPE prevê redução dos preços de petróleo para 2022, especialmente por conta da expectativa de aumento da oferta pela Opep+ e Estados Unidos, estimando preços de Petróleo que variam de US\$62/bbl em 2022 a US\$80/bbl ao final do período. Em nossa opinião, consideramos que as referências de curto e médio prazo estão depreciadas. Acreditamos que os preços de petróleo ao longo do ano de 2022 deverão apresentar patamares elevados levando-se em consideração: (1) o novo ciclo de commodities em função da retomada de atividade econômica pós-pandemia; (2) crescimento acelerado do consumo pós vacina (em particular nos países que respondem por 35% da demanda – EUA e China); (3) tensões geopolíticas na Europa, como o caso recente das relações entre Rússia e Ucrânia; (4) efeitos inflacionários causados pelos gargalos da cadeia logística global (em particular nos fretes); e (5) dificuldades por parte da OPEP+ de atender a meta de aumentos de 400 mil barris dia na oferta de curto prazo. Projetamos preços médios de petróleo Brent de US\$94/bbl em 2022 e inflação norte-americana de 3,6%/3,0%/2,5%/2,5% em 2022/2023/2024/2025 em diante.

Em relação ao gás natural, os comentários sobre preços internacionais no pós-pandemia assumem que os preços de GNL já se encontram recuperados devido aos altos índices de demanda global e recomposição de estoques na Europa, além de admitirem que os preços seguirão em patamares elevados no curto prazo, levando-se em consideração o aumento acelerado da demanda por GN, principalmente por Estados Unidos e China, e gargalos no lado da oferta e armazenamento de GNL.

Em nossa visão, dado que projetos de aumento de capacidade em terminais de GNL foram postergados devido aos baixos índices de demanda vistos no início da pandemia, o alto crescimento

da demanda no pós-pandemia e a crise energética na Europa contribuíram para a rápida recuperação do preços de gás natural, que devem se manter elevados até que haja aumento na capacidade de exportação e produção em países chave como Qatar, Malásia, Rússia e EUA, assim como gradual normalização na cadeia logística global.

Dado o cenário descrito acima (pressão positiva por parte da demanda e gargalos de oferta), espera-se preços médios de Henry Hub na casa de US\$4,5-5,0/MMBTU para 2022 (vs. US\$4,0/MMBTU em 2021). O efeito negativo do processo inflacionário global e aperto monetário para atividade econômica, assim como gradual relaxamento dos gargalos da cadeia logística global previstos para o segundo semestre de 2023 devem levar a menores preços médios de Henry Hub retomando o patamar de US\$4,0-4,5/MMBTU ao longo de 2023. Em 2024, quando grande parte dos projetos de expansão estão previstos para entrar em operação, projetamos normalização no cenário de preços Henry Hub com cotação de US\$3,5/MMBTU e US\$3,0-3,5/MMBTU a partir de 2025 em diante, em linha com patamares históricos de US\$1,6-3,0/MMBTU.

Em relação aos preços no mercado doméstico, o documento traz pouca granularidade apresentando somente curvas de preços médios projetados ao consumidor industrial em cenários inferior, referência e superior de US\$9,4-9,6/MMBTU, US\$12,4-13,0/MMBTU e US\$13,6-16,6/MMBTU, respectivamente, que sugerem somente uma comparação de picos e pisos históricos no mercado nacional.

Com base em nossos modelos de breakeven para monetização de reservas de gás natural, bem como para construção de novos gasodutos de transporte (conforme discutido no capítulo anterior) projetamos preços médios (all-in) de gás natural com recursos oriundo do Pré-Sal entre US\$6,0-8,0/MMBTU antes de impostos e entre US\$4,0-6,0/MMBTU para recursos onshore, portanto com espaço significativo para redução de preços vs. os preços médios de US\$11-13/MMBTU para clientes industriais e US\$16-19/MMBTU para clientes comerciais antes de impostos.

Para que esse cenário se materialize é fundamental que o planejamento ancore a demanda de gás natural nos setores que representam entre 70-90% da demanda (termelétricas e distribuidoras estaduais) de forma a atrair os investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento e transporte equivalentes ao aumento projetado de oferta no médio e longo prazo.

Figura 17 – Projeções de Preços de Petróleo e GN (Henry Hub) – 2022-2027 (CBIE)

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E
Petróleo - Brent (média) - US\$/bbl	70,95	94,00	86,00	75,00	72,30	64,90	66,30
GN - Henry Hub (média) - US\$/MMBTU	3,9	4,5-5,0	4,0-4,5	3,0-3,5	3,0-3,5	3,0-3,5	3,0-3,5

Cenário de Demanda de Gás Natural

O PDE 2031 apresentou os cenários de demanda potencial de gás natural no capítulo 7 do documento separando as análises para demanda não termelétrica – que consolida os segmentos residencial, industrial, comercial, transporte (GNV), refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENs) e gás de uso do sistema – e termelétrica.

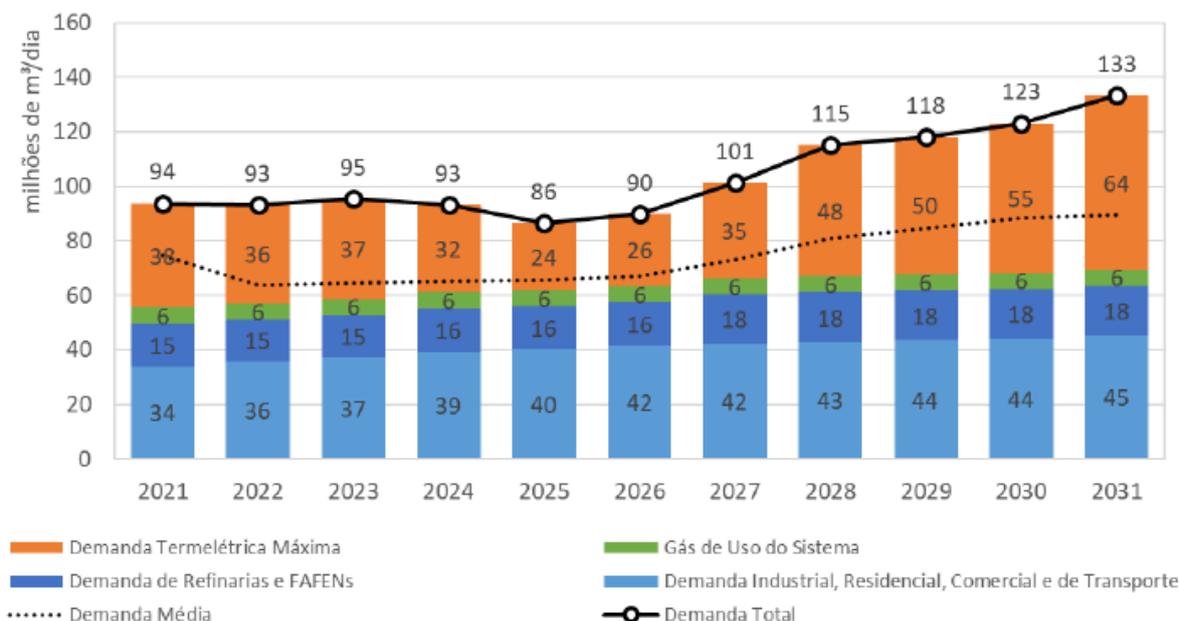
Em relação à demanda de fábrica de fertilizantes, o documento incorporou os efeitos do arrendamento das FAFENs da Bahia e de Sergipe considerando a projeção do consumo de gás no limite da capacidade de cada planta. Além disso, manteve no cenário de referência a fábrica do Paraná hibernada (com possibilidade de cenário superior de retorno a operação a partir de 2024),

mas adicionou o consumo previsto de 2,3MMm³/dia da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN) a partir de 2027 com a conclusão da venda do projeto em Três Lagoas (MS) para grupo russo Acron.

No caso da demanda termelétrica foi considerada a retirada de capacidade líquida de retrofit de plantas a gás natural, os 5,5 GW de projetos em desenvolvimento com entrada em operação entre 2021 e 2025 e a expansão indicativa (em particular os 8 GW previstos pela Lei #14.182/21 que demandarão entre 31-33MMm³/dia de consumo).

Dada a ausência de previsão de aumento no consumo de gás de uso do sistema no documento, as projeções de demanda da malha integrada consideram um aumento de 3,0MMm³/dia na demanda de FAFENs ao longo do decênio aparentemente abaixo da capacidade integral das plantas arrendadas + UFN Três Lagoas de 4,8 a 5,3MMm³/dia e volume de demanda remanescente (termelétrica e não termelétrica) de 72MMm³/dia em 2021 para 109MMm³/dia, conforme abaixo.

Figura 18 – Demanda (Malha Integrada) 2021-2031E – MMm³/dia (EPE)



Cumpra-se destacar que os dados de demanda da malha integrada do Boletim do MME de novembro⁴ apontam para demanda média não termelétrica de 50,1MMm³/dia (vs. 40MMm³/dia no PDE) e termelétrica de 31,5MMm³/dia (vs. 38MMm³/dia no PDE).

As reduções de consumo termelétrico entre 2024 e 2026 refletem a retirada de capacidade do sistema e o aumento de 31MMm³/dia entre 2027 os efeitos da Lei #14.182/21.

No balanço da oferta e demanda da malha integrada do Brasil, a EPE considerou o limite de capacidade do gasoduto Brasil-Bolívia de 30,08MMm³/dia – a despeito dos comentários anteriormente mencionados sobre a vida útil das reservas do país e carência de investimentos de E&P – e dos terminais de GNL de 57MMm³/dia. Essa análise estática de oferta potencial desprovida de uma avaliação econômico-financeira da prevalência de 48,9% a 66,4% da oferta oriunda de

⁴ MME. “Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Novembro de 2021”, nº177, página 3.

importação (vs. 47,2% em 2021) vs. maior parcela de produção doméstica não atende à prerrogativa da EPE de elaborar planos para desenvolver a indústria de gás natural no Brasil.

Do ponto de vista econômico-financeiro desenvolvemos uma análise de sensibilidade para estimar os impactos negativos oriundos de (i) maior parcela de reinjeção de gás natural devido a gargalos de infraestrutura de escoamento e processamento, e (ii) maiores gastos com importação de GNL para atender a demanda doméstica (devido a diferença entre as curvas de produção líquida).

Os três cenários consideraram volume de importação da Bolívia limitados aos contratos legados e a diferença para atender a demanda para a malha integrada sendo coberta por importação de GNL. Em relação a preços de importação assumimos a seguinte curva:

Limite Inferior: US\$7,0/6,5/6,0/MMBTU para 2022/23/24 em diante

Cenário Base: US\$8,5/8,0/7,0/MMBTU para 2022/23/24 em diante

Limite Superior: US\$10,0/9,5/8,0/MMBTU para 2022/23/24 em diante

A figura abaixo resume os impactos negativos para o decênio. A frustração de receitas com royalties e participações especiais (PE) variou em média entre R\$4,5 e 6,8bn / ano, enquanto os maiores gastos relativos com importação de GNL vs. nossas estimativas variaram entre R\$4,1 e 5,6bn / ano. Portanto, o efeito combinado é de R\$8,6 a 12,3bn de frustrações de receitas anuais, ou R\$86,1 a 123,2bn no decênio (2022-31).

O volume acumulado de frustração de receitas no período corresponde entre 73% e 105% do total de investimentos indicativos no cenário Novo Mercado de Gás de R\$117,6bn.

Figura 19 – Estimativa de Impacto de Frustração de Receitas via Reinjeção e % de Importações para atender demanda doméstica (CBIE Advisory)

Frustração de Receitas - R\$bn	Limite Inferior				Cenário Base				Limite Superior			
	I (2022)	II (2023)	III (2024-31)	Total	I (2022)	II (2023)	III (2024-31)	Total	I (2022)	II (2023)	III (2024-31)	Total
% demanda GN por importações - EPE	27,7%	31,2%	19,8%	26,2%	27,7%	31,2%	19,8%	26,2%	27,7%	31,2%	19,8%	26,2%
% demanda GN por importações - CBIE	28,7%	21,9%	11,4%	20,6%	28,7%	21,9%	11,4%	20,6%	28,7%	21,9%	11,4%	20,6%
Referência de Gás (US\$/Mmbtu)	7,0	6,5	6,0	6,5	8,5	8,0	7,0	7,8	10,0	9,5	8,0	9,2
Gastos com importação GNL vs. CBIE	-0,4	4,1	37,7	41,3	-0,5	5,0	43,9	48,4	-0,6	6,0	50,2	55,6
Frustração Royalties / PE vs. CBIE	5,1	4,7	35,0	44,8	6,8	6,4	44,8	58,0	8,1	7,7	51,8	67,6
Frustração de receitas no decênio	4,7	8,8	72,6	86,1	6,3	11,4	88,7	106,4	7,5	13,7	102,1	123,2
% Investimentos NMG - R\$117,6bn				73%				90%				105%
Frustração anualizada - R\$bn	8,6				10,6				12,3			

Dada a materialidade dos impactos potenciais devido aos gargalos de infraestrutura e previsão de manutenção de parcela mais significativa da demanda doméstica atendida por importações é fundamental que a EPE aprofunde os estudos sobre níveis de reinjeção da produção offshore brasileira, bem como nas projeções de preços de gás importado (GNL e Bolívia) vs. breakevens de produção de gás nacional (onshore e offshore) para desenhar oferta potencial mais aderente com as projeções de aumento de produção de gás natural no Brasil até o final do decênio.

Outro ponto relevante do debate de incentivo a maior produção nacional vs. importação se dá no âmbito da empresa do governo Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) responsável por monetizar o petróleo e gás do regime de partilha de produção por parte do país. O maior volume de importação além de acarretar custos significativamente superiores aos custos de produção nacional – em particular dada a crise energética global, tensões geopolíticas ocidente e oriente e hiato de entrada em capacidade significativa de novos terminais de GNL antes de 2024 – ainda compromete a geração de receitas da PPSA com menores volumes de gás disponível para venda, como vem ocorrendo particularmente

pelos patamares de reinjeção dos campos de Búzios e Sapinhoá que estão entre os três maiores campos produtores de gás no país juntamente com o campo de Tupi. A consideração de tais impactos para a PPSA extrapolaria materialmente a faixa de R\$86,1 a 123,2bn de impactos estimados até o final do decênio.

Figura 20 – Percentual de Reinjeção e Conteúdo de CO2 – Dados Médios 2021 (ANP)

Offshore (Mar)	Tipo do contrato	Formação	GN total (Mm3/d)	Reinjeção	%	CO2 (Mm3/d)	%
1. Tupi (PBR 65%/Shell 25%/Petrogal 10%)	Concessão / CO	Pré-Sal	43,99	21,94	49,9%	4,19	9,5%
2. Búzios (PBR 100%)	Cessão Onerosa (CO)	Pré-Sal	21,88	19,16	87,6%	3,59	16,4%
3. Sapinhoá (PBR 45%/BG 30%/Repsol-Sinopec 25%)	Concessão / Partilha / CO	Pré-Sal	9,45	4,20	44,5%	1,68	17,8%
4. Jubarte (PBR 100%)	Concessão	Pré-Sal	4,27	0,00	0,0%	0,00	0,0%
5. Mexilhão (PBR 100%)	Concessão	Pós-Sal	4,51	0,00	0,0%	0,00	0,0%
6. Roncador (PBR 100%)	Concessão	Pré-Sal	3,95	0,00	0,0%	0,00	0,0%
7. Manati (Enauta 45%/PBR 35%/ GP 10%/ PetroRio 10%)	Concessão	Pós-Sal	3,28	0,00	0,0%	0,00	0,0%
8. Atapu (PBR 30%/Total 28%/Petronas 21%/QP 21%)	Cessão Onerosa (CO)	Pré-Sal	3,27	2,90	88,7%	0,80	24,5%
9. Lapa (PBR 45%/BG 30%/Repsol-Sinopec 25%)	Concessão	Pré-Sal	2,03	1,99	98,1%	0,76	37,4%
10. Sururu (PBR 42,5%/Shell 25%/Total 22,5%/Galp 10%)	Concessão	Pós-Sal	1,69	1,83	108,7%	0,29	17,0%
11. Mero (PBR 40%/Shell 20%/Total 20%/CNPC-CNOOC 20%)	Partilha	Pré-Sal	1,43	1,23	86,5%	0,57	40,1%
12. Sépia (PBR 52,5%/Shell 25%/Total 22,5%)	Cessão Onerosa (CO)	Pré-Sal	0,91	0,39	43,2%	0,09	10,2%
% do total Offshore			90,7%	98,3%			11,9%
Onshore (Terra)							
13. Urucu (PBR 100%)	Concessão	Convencional	13,60	5,97	43,9%	0,00	0,0%
14. Socorro (PBR (100%))	Concessão	Convencional	0,27	0,27	97,8%	0,00	0,0%
15. Arara Azul / Araracanga (100%)	Concessão	Convencional	0,48	0,06	13,0%	0,00	0,0%
16. Eneva	Concessão	Convencional	6,15	0,00	0,0%	0,00	0,0%
% do total Onshore			89,6%	100,4%			0,0%
% do total de reinjeção			90,5%	98,5%			9,9%

Essa prerrogativa de revisitar a parcela de produção nacional no atendimento da demanda doméstica, além de evitar os impactos negativos mencionados anteriormente, ainda possibilitará que parcela maior da formação de preços de gás natural no Brasil se dê na lógica gas-gas (ou seja, com maior peso de referências locais de gás natural em detrimento ao mercado global) reduzindo o impacto de preços internacionais no mercado brasileiro.

Oferta de Derivados e Biocombustíveis

Abaixo demonstramos os cenários de oferta e demanda de derivados e biocombustíveis comparados com os cenários do PDE 2031.

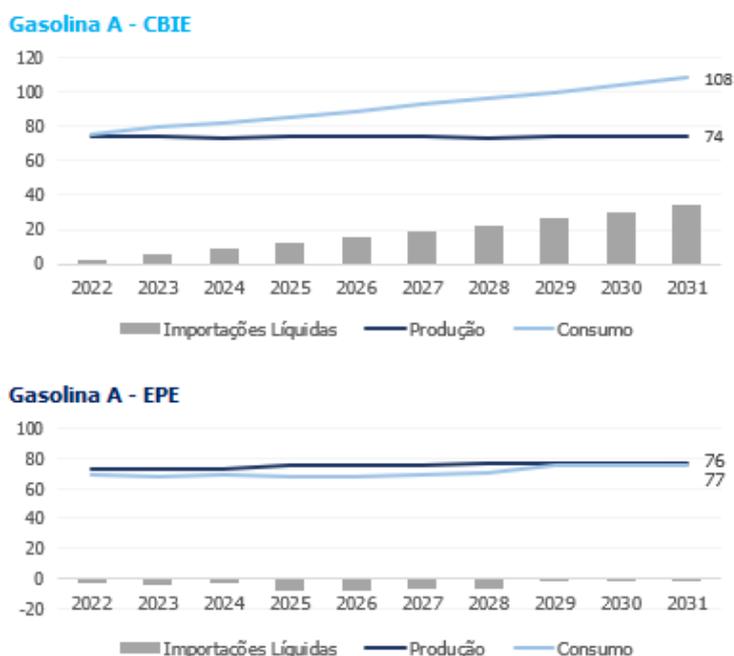
Para todos os cenários discutidos, nós assumimos as seguintes premissas macro:

- Crescimento de PIB 2022/23/24: 0,3%/2,0%/3,0%
- Elasticidade de consumo de 1,5x em relação à atividade econômica
- Preços de Petróleo Brent 2022/23/24 (Preços médios) em US\$/bbl: 94,0/86,0/75,0
- Preços de Açúcar 2022/23/24 (média) em US\$/lb: 18,14/17,30/16,81
- Inflação (IPCA) 2022/23/24: 6,00%/3,50%/3,50%
- Tx câmbio (final de período) 2022 em diante: R\$5,30/USD + diferencial de inflação

Cenários de oferta e demanda de gasolina

No cenário de oferta e demanda de gasolina, nós estimamos uma retração de 3,7% após volumes recordes de vendas registrados no ano de 2021, alcançando 27,6 bilhões de litros (vs. 28,7 em 2021). A demanda pelo combustível deve apresentar retração devido ao tímido desempenho econômico que o país deve apresentar e aos efeitos dos altos preços de petróleo sobre os combustíveis no mercado brasileiro. O país deve apresentar crescimento médio de 4,0% a.a ao longo do decênio, atingindo 39,4 bilhões de litros em 2031.

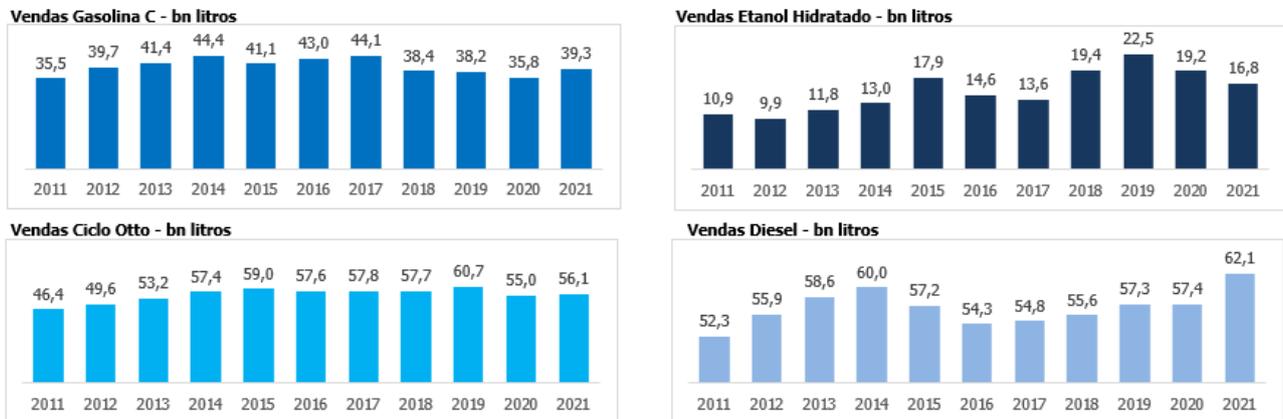
Figura 21 – Oferta e demanda de gasolina 2022-31E – '000 m³/dia



Conforme gráficos acima, estima-se no cenário base que o Brasil permanecerá importador líquido de gasolina, com 31,7% do consumo projetado em 2031 sendo atendido por importações vs. -1,2% no cenário da EPE.

A EPE assume que o consumo de gasolina não deverá retornar aos níveis de 2019 antes de 2031, tendo como premissa o comportamento da demanda por combustíveis do Ciclo Otto, considerado negativo, e da expectativa de maior oferta de etanol hidratado. Ainda de acordo com o PDE 2031, o consumo de Gasolina A deve variar entre 68 e 77 mil m³/dia ao longo do decênio, apresentando taxa de crescimento negativa de 0,2% a.a no período, expectativa bem abaixo de nossas projeções. Consideramos as premissas adotadas pela EPE como excessivamente conservadoras, pois ainda não enxergamos mudanças estruturais no consumo de combustíveis do Ciclo Otto (Gasolina C + Etanol hidratado).

Figura 22 – Evolução das Vendas de Combustíveis líquidos – 2011-2021A (ANP)



Conforme demonstrado no gráfico, o consumo de combustíveis do Ciclo Otto, apesar dos altos preços registrados ao longo de todo ano de 2021, apresentou crescimento, superando em 11,7% os números observados em 2020. Além disso, vale ressaltar que as vendas totais de gasolina C já superaram os níveis de 2019 e, apesar do decréscimo de consumo de Gasolina A projetado para o ano de 2022, os patamares de vendas ainda se manterão próximos aos observados em 2019, em 37,8bn de litros estimados para 2022 ante 38,1 verificados em 2019 (Δ -0,07%).

Ainda que seja projetada maior oferta de etanol ao longo do decênio, acompanhamos a mudança no perfil de consumo de combustíveis com maior cautela, dado que a dinâmica dos preços de combustíveis, por vezes, leva o consumidor a preferir a gasolina. No ano de 2021 os preços médios de Gasolina C nos postos atingiram R\$5,769/L, enquanto os preços médios de Etanol hidratado atingiram R\$4,348/L no mesmo período, representando pouco mais de 75% do preço da gasolina, inclinando o consumidor a preferir gasolina. Dado que assumimos preços de petróleo estabilizados no longo prazo na casa de US\$65,0/bbl e preços de açúcar mais altos, influenciando no preço do etanol, consideramos que a gasolina ainda representará, nesse decênio, importante fonte de combustível e que seu consumo não deve ser subestimado. Importante ressaltar que a produção de etanol está condicionada a produção de cana-de-açúcar, e, conforme mencionaremos mais a frente, o cultivo de cana vem perdendo espaço para plantações de outras culturas, como a soja. Outro ponto a ser considerado são as mudanças climáticas estruturais pela qual o país vem passando, principalmente em seu regime de chuvas, impactando nos níveis de produtividade da lavoura e, por consequência, nos níveis de produção de etanol. Conforme pudemos acompanhar no decorrer da última safra, o país apresentou uma das maiores quebras de safra da história, resultando na menor moagem de cana-de-açúcar dos últimos 10 anos, assim como a menor produção de etanol desde 2017. Dessa forma, a gasolina pode oferecer maior segurança de abastecimento quando comparada ao etanol.

Outro ponto que poderia justificar uma gradual redução no consumo de gasolina seria uma maior penetração de veículos elétricos na frota brasileira. Todavia, mesmo considerando que a frota atual de veículos leves movida a combustíveis fósseis e etanol de 58 milhões não sofresse nenhum aumento até 2031 e que a meta do programa Rota 2030 de 2,0 milhões de veículos elétricos fosse cumprida, veículos elétricos representariam somente 3,4% do total de veículos no país, portanto não sinalizando impacto material de deslocamento de consumo de combustíveis fósseis e etanol até o final do período.

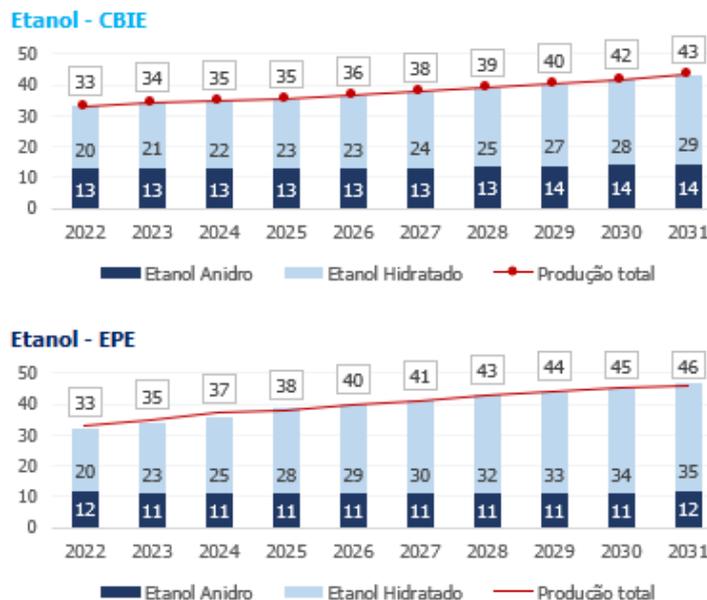
Além dos dados de consumos fornecidos pela ANP e análise conjuntural dos fatores que influenciam na oferta e demanda de gasolina e etanol, nossos modelos apontam para uma elasticidade de consumo de 1,5x em relação a atividade econômica, enquanto a EPE, por sua vez, assume um crescimento de 1,6% a.a no consumo de derivados de petróleo ante um crescimento de PIB de 2,9%, indicando uma elasticidade implícita de 0,55x em relação a atividade econômica, número que se mostra não compatível com o histórico de dados consolidados do país, que possui elasticidade média de 1,5x. Dado esse cenário, consideramos que a velocidade de transição energética de derivados para biocombustíveis / veículos elétricos considerada pelo PDE 2031 ocorre em velocidade não compatível com a realidade nacional.

Cenários de oferta e demanda de etanol e açúcar

No cenário de oferta total de etanol (anidro + hidratado), estimamos um aumento de 0,2 milhões de litros na produção de etanol de cana-de-açúcar em relação à safra 2021/22 alcançando 33,2 bilhões de litros vs. 33,0 bilhões na safra anterior (+0,5%), impulsionado por um aumento na produção de etanol proveniente do milho e tímida melhora nos níveis de produtividade da cana de açúcar pós quebra de safra. Assumimos um mix ainda menos açucareiro, com média de 40% da produção sendo destinada a açúcar vs. 41,0% na safra anterior. Dessa forma, o volume projetado da produção de açúcar atinge 32,2 milhões de toneladas vs. 33,9 milhões na safra passada (-4,8%), essa redução se deve, em grande parte, ao forte impacto negativo na produtividade da lavoura na última safra, conforme mencionado acima. Outro fator a ser considerado é a maior atratividade econômica do cultivo de grãos, inclinando os produtores a preferir o cultivo de oleaginosas, diminuindo a área de plantio destinada a cana.

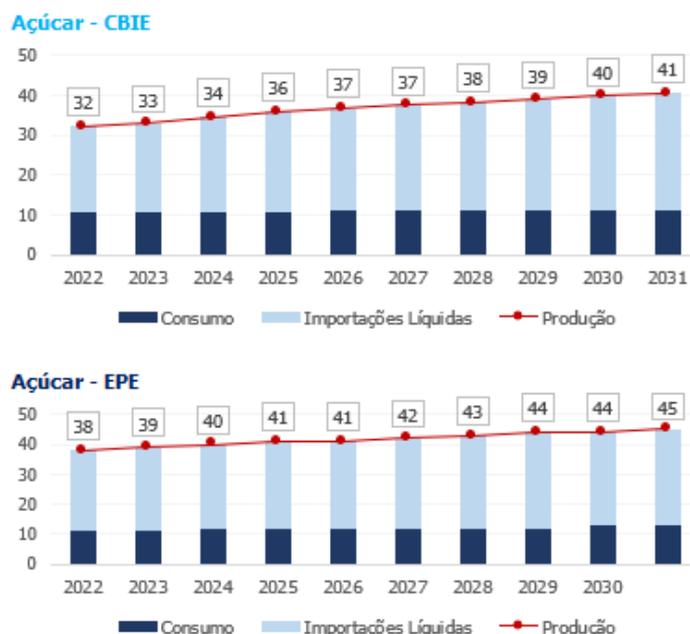
Nossa curva de oferta de etanol total está relativamente alinhada com a EPE até meados da década, porém projetamos uma produção menor no final da década. Nossas estimativas assumem mix de produção de etanol de 60,0%/60,0%/59,0% para 2021-22, 2022-23 e safras de 2023-24 em diante, respectivamente vs. 59,0% na safra 2020-21. Nosso preço de equilíbrio do ponto de vista de margem de EBITDA entre açúcar e etanol – que implicaria mix de produção 50%/50% - equivale a US\$16,8c/lb em linha com nossa estimativa de longo prazo de US\$16,81c/lb.

Figura 23 – Oferta de etanol total 2022-31E – bilhões de litros



Com as reduções projetadas no volume de vendas de gasolina (-3,6%) e de etanol (-12,2%) estima-se redução no volume de vendas Ciclo Otto de 6,2% em 2022 alcançando 52,6 bilhões de litros vs. 56,1 bilhões reportados em 2021. Conforme mencionamos anteriormente, acreditamos em uma retomada mais rápida dos níveis de consumo de combustíveis do Ciclo Otto dada nossa elasticidade de 1,5x em relação a atividade econômica nacional e a dinâmica de preços de combustíveis. Dessa forma, esperamos a normalização do volume de vendas em relação ao reportado de 2019 em 2026.

Figura 24 – Oferta de açúcar 2022-31E – milhões de toneladas



A safra de 2021/22 foi marcada por diversas intercorrências climáticas em importantes países produtores de açúcar, principalmente Brasil e Tailândia, afetando negativamente suas produções. O menor nível de produção no Brasil se deve, em grande parte, a diminuição da área plantada de cana-de-açúcar para aumentar o plantio de soja e milho, além das queimadas e geadas que ocorreram durante o período da safra. A área plantada na safra marcou 8.265 mil hectares, uma redução de 4,1% em relação à safra anterior (8.616 mil ha), enquanto a moagem de cana de açúcar deve atingir pouco mais de 568.430 milhões de toneladas, representando o menor valor dos últimos 10 anos.

O comportamento da safra foi particularmente impactado por 3 fatores principais (hidrologia desfavorável, geadas e queimadas) que comprometeram sensivelmente a área plantada, moagem e produtividade do açúcar de cana de açúcar e impactarão safras futuras, conforme detalharemos abaixo.

Os menores índices de produtividade no Brasil estão relacionados a alguns fatores, sendo os principais: (1) falta de chuvas, geadas e a ocorrência de grandes queimadas durante o ano de 2021; e (2) a intensidade do fenômeno La Niña com impacto direto nos níveis de precipitação da região centro-sul, maior responsável pela produção de cana no Brasil. Esses fatores afetam diretamente o Açúcar Total Recuperável (ATR), que mede os níveis de produtividade da cana, estando estimado em 137,70 Kg/ton para a Safra 2021/22, um decréscimo de 4,4% em relação ao índice verificado na safra passada (144,1 Kg/Ton). A soma de uma menor área plantada com um menor índice de

produtividade resultou em uma produção 18,8% menor do que a produção observada na safra passada, atingindo 33,7 milhões de toneladas ante um recorde de 41,5 milhões de toneladas.

Visto a relevância da produção brasileira de biocombustíveis e da frota de veículos *flex* presente no país, consideramos que o Brasil fará sua transição para a eletromobilidade de forma menos acelerada que os demais países. Além disso, o preço de entrada de veículos híbridos e elétricos no país não condiz com a renda da maioria da população, ficando restrito as classes A e B. Segundo o programa Rota 2030, projeta-se uma frota de 2 milhões de veículos elétricos até 2030 com implicações de consumo de energia e de rede de postos de recarga consideráveis.

Logo, o mercado de etanol deve apresentar recuperação gradual conforme o crescimento da demanda doméstica pelo biocombustível e por gasolina, uma vez que o Brasil adota um mix de gasolina A e etanol anidro para a produção de gasolina C, que é comercializada nos postos.

Levando-se em consideração os possíveis efeitos negativos da safra anterior sobre os níveis de produtividade, espera-se que o nível de produção de açúcar brasileiro atinja 32,7 milhões de toneladas. Dado esse cenário para a Safra 2022/23, estimamos uma produção de 32,9 milhões de toneladas de açúcar (+2,0%), 608.848 mil toneladas de cana-de-açúcar moída (+1,0%) e uma área plantada de 8.347 (+1,0%) mil ha, além de um mix de 40/60 (Açúcar/Etanol) na safra e 42/58 no longo prazo.

Cenários de oferta e demanda de diesel

Com relação ao mercado de diesel estimamos um avanço de 0,5% no volume de vendas em 2022 atingindo 55,9 bilhões de litros vs. 55,6bn reportados em 2021. O setor foi menos impactado pela pandemia em função da necessidade do transporte de insumos / mercadorias, além de ser o único com expectativa de crescimento em 2022.

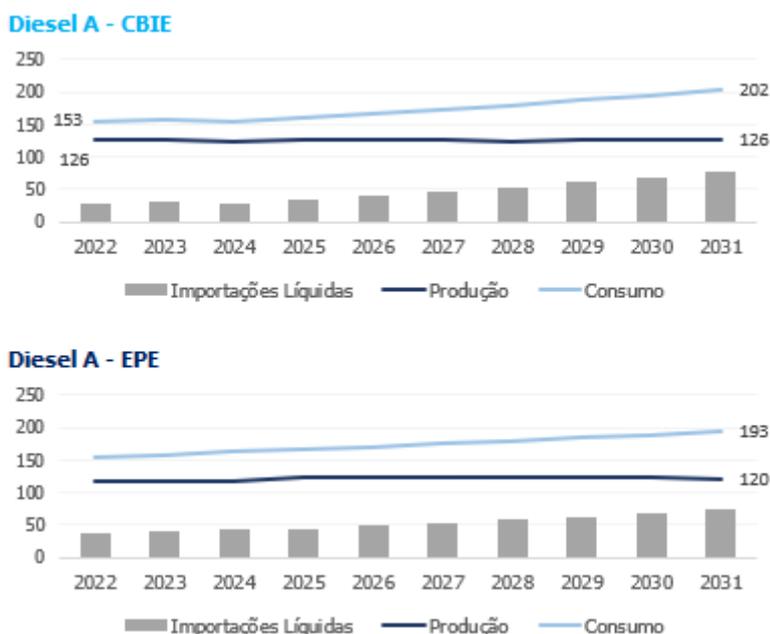
Conforme gráficos abaixo, estima-se no cenário base que o Brasil permanecerá net importador de diesel, com 37,8% do consumo projetado em 2031 sendo atendido por importações em linha com as projeções da EPE de 37,8%. Vale destacar que o cenário utilizado da EPE não considerou a entrada da unidade 2 de refino da RNEST, contando com capacidade de refino de 133,9M m³/dia no cenário de referência.

Somando-se as estimativas de vendas Ciclo Otto com diesel projeta-se que o ano de 2022 tenha terminado com vendas totais de 114,7 bilhões de litros vs. 118,2 bilhões no ano de 2021 (-2,9%).

As nossas estimativas para consumo e produção de diesel estão, em grande parte, alinhadas com as expectativas da EPE, sendo que a diferença entre os níveis finais de produção se deve ao fato de considerarmos a entrada em operação do segundo trem da RNEST no ano de 2024, enquanto a EPE não considera a capacidade adicional pelo menos até o ano de 2031.

Já a diferença no consumo de Diesel A, por sua vez, é dado pela diferença do mix de biodiesel no óleo diesel, consideramos um menor mix nos anos iniciais, conforme será mencionado mais a frente, enquanto a EPE considera o mix de 15% já no ano de 2023.

Figura 25 – Oferta e demanda de diesel 2022-31E – '000 m3/dia



Cenários de oferta e demanda de biodiesel

No caso da projeção do mercado de biodiesel, a evolução da demanda responde ao aumento das misturas obrigatórias até o patamar de 15% em 2023. Entretanto, conforme desdobramentos recentes, o governo decidiu manter a mistura obrigatória de biodiesel no óleo diesel em 10% ao longo do ano de 2022 após questionamentos sobre os impactos da mistura nos motores dos veículos e consequências da quebra de safra ocorrida no último ano. Dessa forma, consideramos em nossa curva de oferta e demanda de diesel uma mistura de 10% nos anos de 2022/23, 12,5% em 2024/25 e 15% em 2026 em diante. É importante considerarmos que 71,2% da produção de biodiesel vem da soja (óleo de soja), produto que vem apresentando níveis consideráveis de demanda para a exportação e boas cotações. Estima-se que a produção de biodiesel deverá alcançar 10,68 bilhões de litros em 2026 para atingir a mistura obrigatória de 15% vs. 6,8 bilhões de litros produzidos em 2021 com mix de 10,4%. Atualmente a capacidade bruta de produção de biodiesel do país é de 12,5 bilhões de litros e líquida 6,8 bilhões (fator de utilização de 54,0%), uma redução no fator em relação a 2020 de 63,5% devido à redução da mistura obrigatória para 10% ao longo do ano. Projetamos ramp-up de nível de utilização até 85,7% e aumento no número plantas de 11 unidades já autorizadas (totalizando 64 usinas produtoras). A partir de 2026 o volume de produção acompanha o crescimento no volume projetado de diesel na razão anual de 4,0%.

Outro ponto a ser considerado é o fato de que a maior quantidade de soja destinada a produção de biodiesel implicaria na redução da oferta da oleaginosa para a produção de outros fins, como a produção de farelo de soja, sendo esse utilizado amplamente para a fabricação de proteína de soja e em rações empregadas em criações bovinas, por exemplo. A redução da oferta de soja para a produção de farelo de soja poderia ter impactos na cadeia alimentar nacional, encarecendo produtos em um ambiente já inflacionado, influenciando diretamente na alimentação dos cidadãos. Além dos impactos em cadeia nacional, a redução da oferta de soja e consequente elevação dos preços poderia impactar na competitividade das exportações brasileiras de produtos oriundos da soja,

causando impactos negativos na balança comercial. Por fim, ainda há reivindicação de maiores estudos acerca dos impactos da mistura na eficiência dos veículos que utilizam esse combustível.

Dado esse cenário, enxergamos com maior cautela os níveis de mistura obrigatória de biodiesel no diesel ao longo dos próximos anos, sendo esse o motivo pela qual nossas projeções de consumo se encontram em níveis menores dos que os estimados pela EPE.

Figura 26 – Evolução do consumo de biodiesel 2022-31E – bilhões de litros

