

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022.

Referência: Consulta Pública MME nº 119/2022, de 23/02/2022
Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031).

Assunto: Contribuição IBP ao Plano Decenal de Energia (PDE) 2031

Prezados Senhores,

O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) parabeniza a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Ministério de Minas e Energia (MME) pela elaboração e a submissão à Consulta Pública (CP) do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031. O IBP ressalta que esse é um importante instrumento para o planejamento energético do país e a orientação de políticas, tanto na esfera pública quanto privada. Dessa forma, a participação dos públicos de interesse do PDE 2031 por meio da CP 119/2022 é de suma importância.

A partir de 2020, com a criação da Associação Brasileira de Downstream (ABD), o IBP passou a representar quase todas as etapas que constituem a cadeia de valor da indústria de óleo e gás (O&G). Sendo assim, consideramos ter *expertise* para contribuir nas distintas matérias sob escopo do PDE 2031. A análise desse estudo envolve um trabalho coordenado entre representantes dos diversos elos da cadeia de O&G, visto que, dentre outros temas, aborda:

- Premissas econômicas e de demanda por energia;
- Premissas, metodologias e conceitos envolvendo os derivados de petróleo;
- Discussões sobre rotas de descarbonização;
- Parâmetros utilizados para projeção de crescimento da demanda de gás residencial;
- Impactos relacionados à contratação de energia nos leilões realizados em 2021;
- Inclusão de alternativas para expansão da capacidade instalada no setor elétrico;
- Impactos de políticas energéticas sobre a sociedade brasileira;
- Considerações sobre a necessidade de expansão de infraestruturas de gasodutos;
- Discussões sobre a integração de Sistemas Isolados à malha integrada;
- Demanda de gás natural no horizonte decenal, incluindo discussões sobre a importação do gás boliviano;
- Divergências de bases e conceitos envolvendo os cenários “Novo Mercado de Gás”.

Dessa forma, a elaboração das contribuições ao PDE 2031 demanda um esforço analítico de expertise diversa. O IBP entende que a consolidação das visões de todos os elos da cadeia, com

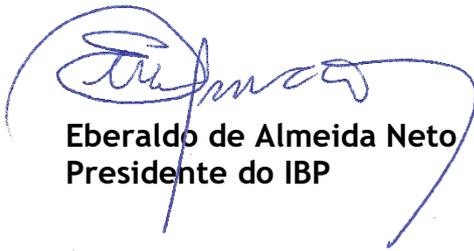


MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



participação ampla das empresas do setor de O&G é fundamental para um debate consistente para o planejamento da próxima década, sobretudo em um momento de transição dos mercados nacionais de gás natural e Downstream. Dado o contexto de transição energética e a importância do PDE para guiar as decisões de política pública nos próximos dez anos, período de consulta pública é indispensável, possibilitando uma análise robusta dos temas em suas respectivas áreas de abrangência e viabilizando o debate acerca dos direcionamentos das políticas energéticas para a próxima década.

Atenciosamente,



Eberaldo de Almeida Neto
Presidente do IBP



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

CONSULTA PÚBLICA Nº 119/2022, de 24/01/2022 a 23/02/2022

Este formulário deverá ser anexado como documento de contribuição na plataforma de Consultas Públicas do site do Ministério de Minas e Energia (<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>), dentro do período estabelecido.

Apenas serão consideradas válidas as contribuições encaminhadas através do Portal de Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia durante o prazo de vigência da Consulta Pública. Documentos recebidos fora do padrão disponibilizado não serão priorizados na análise. A análise das contribuições recebidas será publicada posteriormente.

Contribuições para aprimoramento da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031)

Nome:

Instituição: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

setor público

setor privado

organização não governamental

instituição de pesquisa/ensino

organizações sociais

outros

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
1	1.2	Pág 24 <i>Por outro lado, os países em desenvolvimento devem ter um maior ritmo de expansão, fazendo com que essas economias tenham uma participação cada vez maior na economia mundial.</i>	Comentário	Ainda que haja espaço para crescimento no caso dos países em desenvolvimento, é preciso considerar a situação de maior fragilidade em que esses países se encontram em decorrência dos impactos econômicos e sociais da pandemia. Tais países vêm

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>enfrentando desafios ligados a restrições fiscais e monetárias, pressões inflacionárias, além de taxas de vacinação mais baixas, o que pode afetar o ritmo de crescimento nos próximos anos.</p> <p>Nas projeções do Banco Mundial, por exemplo, esse efeito já é considerado: o nível de investimentos dos países em desenvolvimento permanece, pelo menos até 2023, em torno de 4% abaixo do patamar pré-pandemia, ao contrário dos países desenvolvidos que já terão retornado aos patamares anteriores à pandemia no mesmo período ⁽¹⁾.</p> <p>(1) <i>Banco Mundial (2022). Global Economic Prospects.</i> https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/36519/9781464817601.pdf</p>
1	1.2	Pág. 24 <i>Vale ressaltar que, ao longo do horizonte deste estudo, a China deve passar por um</i>	Comentário	Com relação à China, a política do país de tolerância zero com relação ao coronavírus e os impactos da variante Ômicron fizeram com que as projeções

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p><i>processo de desaceleração gradual do seu ritmo de crescimento econômico, resultado da sua estratégia de transição para uma estrutura com maior desenvolvimento do setor de serviços e maior participação do consumo, em detrimento da indústria e do investimento. Tal mudança pode ter impactos significativos sobre o comércio mundial, à medida que a demanda por commodities diminua.</i></p>		<p>de crescimento fossem revisadas para baixo mais recentemente para 4,8% em 2022 e 5,2% em 2023 ⁽¹⁾. Vale a observância desses valores atualizados para cômputo no PDE 2031. Ademais, é válido destacar que o mercado imobiliário chinês atravessa crise com risco de contágio para o setor financeiro do país e para a economia global, configurando um cenário que deveria ser considerado nas projeções.</p> <p>(1) FMI (2021). World Economic Outlook - https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/36519/9781464817601.pdf</p>
1	1.3	<p>Pág 25</p> <p><i>“Ainda no curto prazo, há incertezas relacionadas à evolução da inflação e os impactos da adoção de uma política restritiva pelo Banco Central, bem como à escassez hídrica (...) Para os próximos anos, espera-se um ambiente de maior estabilidade econômica, com recuperação da confiança tanto dos consumidores quanto dos investidores, além de uma retomada</i></p>	Comentário	<p>O desempenho da economia no cenário de referência do PDE 2031 está associado ao andamento das reformas. Contudo, o ano de 2022 traz como desafios a incerteza fiscal, a inflação e a eleição polarizada, o que pode comprometer o ritmo ou até o mesmo andamento das reformas.</p> <p>Assim, a política monetária restritiva já é uma realidade, podendo levar o</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p><i>gradual do mercado de trabalho, estimulando a demanda interna.</i></p> <p><i>Além disso, a aprovação de algumas reformas, ainda que de forma parcial, deve contribuir para melhorar o ambiente de negócios e tornar a economia brasileira mais competitiva, sobretudo no segundo quinquênio.”</i></p>		<p>crescimento a taxas mais modestas do que aquelas apontadas no documento.</p> <p>Após quase seis anos, o BC subiu a taxa SELIC em março de 2021 para 2,75%. A reunião mais recente do COPOM, realizada em fevereiro, levou a SELIC ao patamar de 10,75%.</p> <p>Pesquisa do Banco Central ⁽¹⁾ revisou projeção do PIB de 2022 e 2023 para 0,3% e 1,53%, respectivamente. Também houve revisão para cima nas previsões de inflação para 2022 e 2023: 5,44% e 3,5%, respectivamente.</p> <p>Observa-se que as projeções do mercado financeiro para a economia brasileira nos próximos anos são significativamente mais conservadoras do que as do PDE 2031. As análises de instituições financeiras vêm indicando como ponto de atenção a aceleração da inflação, a política monetária contracionista e, do ponto de vista externo, a performance da economia chinesa, a elevação dos juros nos EUA e ainda os impactos de eventuais novas variantes do Coronavírus.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>O cenário inferior do PDE 2031 estima um crescimento anual médio de 1,9% para o período 2021-2031. Dado o crescimento estimado para 2021 (4,5%) e a projeção atual para 2022 (0,3%), isso resultaria numa média de 1,6% para o resto do período. Contudo, vale destacar que, na última década, o crescimento médio foi de apenas 0,3% a.a. Além disso, destacam-se também as perspectivas de deterioração das contas públicas e as tensões políticas que aumentam as incertezas relativas à aprovação das reformas.</p> <p>(1) BANCO CENTRAL (2022). Boletim Focus - https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20220128.pdf</p>
1	1.3	<p>Pág. 26</p> <p><i>“No que diz respeito às contas públicas, espera-se que, após o elevado déficit primário em 2020 por conta do aumento dos gastos para conter os impactos da pandemia sobre a economia, a condução da política fiscal volte a ter como objetivo a realização de resultados primários crescentes ao longo dos próximos anos. Com isso, a expectativa</i></p>	Comentário	<p>Projeções do Tesouro Nacional indicam elevação da dívida líquida até o fim da década. De acordo com essa estimativa, a Dívida Líquida Sobre PIB (DLS/PIB) deve manter trajetória crescente e alcançar 68% do PIB em 2030⁽¹⁾.</p> <p>(1) Tesouro Nacional. Relatório de Projeções da Dívida Pública. Disponível em:</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<i>é de que a relação Dívida Líquida do Setor Público/PIB (DLSP/PIB) retorne à trajetória decrescente no fim do primeiro quinquênio”</i>		https://sisweb.tesouro.gov.br/apex/f?p=2501:9:::9:P9_ID_PUBLICACAO:42127
11	11	Gráfico 11-3	Comentário	<p>De acordo com a projeção do próprio PDE 2031, a produção de petróleo no Brasil deve aumentar 78% no horizonte decenal. No entanto, o documento indica também que a participação do petróleo e derivados na oferta interna de energia cai de 34% para 30% no mesmo período.</p> <p>A avaliação do IBP é de que as premissas econômicas adotadas no PDE 2031 podem estar influenciando o nível de demanda por energia projetado e, conseqüentemente, as necessidades em termo de Oferta Interna de Energia. Desta forma, a queda na participação do petróleo e derivados pode estar superdimensionada.</p>
10	10.3	Pág 307 <i>“Como se pode observar a partir do Gráfico 10 - 2, os combustíveis mais representativos em termos de emissões de GEE no final do horizonte são o óleo diesel (41%), o gás</i>	Comentário	Como o documento relata mudanças em relação aos níveis de emissões por combustível verificadas no horizonte decenal, seria importante que o gráfico 10-2, que mostra as emissões por combustível em 2031, fosse acompanhado por gráfico semelhante para o ano de 2021. Desta forma, a

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p><i>natural (20%) e a gasolina (12%). As emissões do gás natural são as que crescem com maior intensidade no período, uma vez que a fonte tem papel importante na garantia do suprimento, especialmente considerando a maior penetração de fontes variáveis como eólica e solar, além da entrada em operação das novas usinas a gás natural inflexíveis incluídas pela Lei n. 14.182/2021.”</i></p>		<p>visualização das variações por parte do leitor se torna mais simplificada, como é feito no gráfico 10-1, por exemplo.</p>
1	1.3	<p>Pág 27</p> <p><i>“A recuperação das economias internacionais deve gerar um impulso adicional, em especial para as commodities agrícolas, minerais e energéticas, dentro das quais se incluem alguns segmentos energointensivos, como a celulose e alguns produtos da metalurgia.”</i></p>	Comentário	<p>Nossa sugestão é de que a projeção de bom desempenho dos setores exportadores de <i>commodities</i> seja mais explorada com maior detalhamento.</p> <p>Ademais, o capítulo de premissas econômicas, ao abordar a questão dos próximos ciclos de <i>commodities</i> deveria considerar uma eventual mudança no perfil motivada pelo processo de transição energética.</p> <p>Estudos ⁽¹⁾ indicam que, nos próximos ciclos, combustíveis fósseis tendem a dar espaço aos metais ligados à eletrificação como cobalto, níquel, lítio, cobre e alumínio¹. Essa nova configuração tende a mudar a</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>geopolítica da energia privilegiando países que possuem os recursos associados ao processo de transição em detrimento de países que hoje são exportadores de petróleo e gás natural, por exemplo.</p> <p>O próprio PDE 2031, na página 356, reconhece essa possibilidade de mudança de perfil dos próximos ciclos:</p> <p><i>“O Brasil produz e exporta minério, aço e outros metais, sendo que esses materiais, com certificações verdes, poderão ser produtos premium no mercado global de commodities nas próximas décadas.”</i></p> <p>(1) 2021, Wood Mackenzie. <i>Next commodities supercycle will be driven by global energy transition</i> - https://www.woodmac.com/press-releases/next-commodities-supercycle-will-be-driven-by-global-energy-transition/</p>
6	6.2	Pág 177	Comentário	A adoção de hipóteses de S500 para diesel B off-road a partir de 2028 e para diesel marítimo a partir de 2024 não se

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p><i>No caso do óleo diesel B off-road, para uso ferroviário, extração mineral a céu aberto ou em geração elétrica, o limite atual de teor de enxofre é de 1800 ppm (S1800). Devido à sua demanda em volumes pouco expressivos, bem como à redução do seu consumo ao longo dos últimos anos, adotou-se a hipótese de substituição do S1800 no Brasil por óleo diesel S500 a partir de 2028. De forma similar, para o óleo diesel marítimo, de uso aquaviário, considerou-se a alteração do atual limite máximo de teor de enxofre de 5000 ppm para 500 ppm com entrada em vigor da nova especificação em 2024.</i></p>		<p>justifica uma vez que não há previsão de alterações nas especificações vigentes dos produtos.</p> <p>Além disso, a especificação brasileira para o diesel marítimo segue a regulação internacional (IMO) e não há discussões, no momento, sobre redução do seu teor máximo de enxofre.</p> <p>Diante do exposto, cabe ajustar as premissas para os cálculos das ofertas e demandas de diesel B off-road e diesel marítimo, adotando a permanência das especificações atuais por todo o horizonte do relatório.</p>
8	8.4	Não se aplica	Comentário	<p>Sugerimos deixar mais claro que o conceito de biodiesel segundo a Lei 9.478/97 engloba qualquer biocombustível derivado de biomassa renovável para o ciclo diesel. Há menções a biodiesel se referindo ao FAME, e outras se referindo ao HVO e ao FAME de maneira conjunta, podendo gerar dúvidas ao leitor.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
8	8.4	Pág 234 <i>“Destaca-se que as normas atualmente vigentes no país ainda restringem a importação do biodiesel (BRASIL, 2007).”</i>	Comentário	Vale destacar que já há previsão de abertura do mercado para importações segundo a Resolução CNPE nº 12/2020, art. 1º, § 4º e § 5º.
8	8.4	Não se aplica	Comentário	<p>Sugerimos explorar neste capítulo a questão do coprocessamento de óleos vegetais em unidades de refino.</p> <p>Há apenas uma menção a esta rota ao longo de todo o relatório, e no contexto de derivados de petróleo, sem explorar os benefícios ambientais da parcela renovável deste produto, sem indicar a hipótese de utilização para cumprimento de mandato compulsório, sem comentar a necessidade de enquadramento desta parcela no Renovabio, e sem explorar os benefícios logísticos e para a transição energética ao se estabelecer esta alternativa como opção ao biodiesel FAME.</p> <p>Este produto atualmente é produzido principalmente no interior do país e precisa se deslocar até a costa, onde está o mercado consumidor. Seria possível reduzir as distâncias</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>percorridas por este produto para atendimento ao mandato linear em todo o território nacional se houvesse produção de HVO ou coprocessamento nas refinarias existentes. Outro ponto a se destacar é o desenvolvimento de potenciais regionais, como o Nordeste brasileiro, que poderia utilizar óleo de palma da região Norte para produção da parcela renovável, gerando emprego, renda e arrecadação aos estados.</p> <p>Adicionalmente, caberia sinalizar a necessidade de revisão da política pública, uma vez que dados do MAPA indicam que o teor compulsório não beneficiou diretamente o número de famílias fornecedoras de matéria prima para a produção de biodiesel, e as famílias atualmente contempladas estão concentradas apenas na região Sul, como mostra o Balanço do Selo Biocombustível Social ⁽¹⁾.</p> <p>(1) Balanço do Selo Biocombustível Social. Disponível em: https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/agricultura-familiar/biodiesel/arquivos/Balano.pdf</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
11	Tabela 11-10	Não se aplica	Comentário	<p>Com relação aos derivados, convém especificar de forma mais detalhada a metodologia, as premissas e os cortes utilizados na elaboração do documento.</p> <p>O IBP projeta um volume ofertado maior para o Diesel A em 2031 em relação ao indicado no PDE, pois considera o término do 2º trem do RNEST e considera ainda um Fator de Utilização médio (FUT) maior.</p> <p>Com relação às projeções da produção de Nafta, a metodologia utilizada pelo IBP considera os cortes históricos das refinarias, o que possivelmente explica as diferenças encontradas em relação às projeções do PDE 2031.</p> <p>O mesmo ocorre no caso do Querosene de Aviação (QAV). A metodologia utilizada pelo IBP considera os cortes históricos das refinarias, o que provavelmente explica as divergências encontradas em relação às projeções do PDE 2031.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
8	8.4	Gráfico 8-9	Comentário	<p>PDE 2031 aponta os biocombustíveis como rota para descarbonização, mas a ausência de um marco legal consistente para biocombustíveis que não são de base éster, como o HVO, pode dificultar a concretização dos cenários indicados no documento. Vale destacar ainda a potencial sinergia existente entre o mercado de carbono e o programa RenovaBio, com o potencial de ampliar essa rota de descarbonização.</p>
2	2.1.2 TRANSPORTES	<p>(pág 39)</p> <p><i>“Outra alternativa tecnológica ao caminhão a diesel é o caminhão a gás natural, em especial o liquefeito (GNL). Entretanto, a ampliação desta tecnologia no Brasil no período de estudo deve ser limitada por: o maior custo de aquisição da tecnologia comparativamente a baixa ou inexistente disponibilidade de gás natural em diversas regiões, o custo da infraestrutura de abastecimento e a pequena produção nacional desses caminhões. Em 2031, este tipo de motorização deve avançar nos</i></p>	Comentário	<p>A despeito do custo de aquisição mais elevado de caminhões, no que se refere a baixa disponibilidade de gás natural em diversas regiões, valeria uma nota trazendo as discussões de iniciativas quanto a corredores azuis (GNL) para promoção da infraestrutura de abastecimento em rotas dedicadas, em atendimento a orientação de políticas, em particular as de redução de emissões de gases de efeito estufa.</p> <p>Além disso, existem novas estratégias corporativas que buscam a substituição energética na logística como forma de</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p><i>segmentos mais pesados, com participação do GNL e GNC nos licenciamentos de caminhões médios, semipesados e pesados de 0,8%, 1,1% e 1,9%, respectivamente.”</i></p>		<p>mitigação de emissões ao longo de suas cadeias produtivas.</p> <p>Adicionalmente, existe um grande interesse pelos agentes produtores de biogás de se estabelecer como uma alternativa factível ao diesel nas mais diversas localidades do interior do país (em particular, regiões com agronegócio forte). Os primeiros agentes que se devem se mover neste sentido serão empresas coletoras de resíduos sólidos urbanos e empresas do agro (e.g. sucroalcooleiros) (ver BNDES, 2021)¹.</p> <p>Este tipo de discussão avançou desde 2019, culminando no aprofundamento do conhecimento e publicação de um Mapa Estratégico (Roadmap) para o setor². No entanto, o recém-publicado Caderno de Demanda do Setor Transporte³ não evidencia aprofundamento, mesmo que quaisquer transformações possam ser lentas neste setor, mesmo em um horizonte decenal.</p> <p>Neste sentido, o IBP sugere melhor explorar a cenarização da demanda energética dos transportes considerando os grandes drivers mapeados no Roadmap. Para este valeria convite à Empresa de Pesquisa</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>Logística (EPL) trazendo coordenação das mensagens oficiais no tema.</p> <p>¹ BNDES (2021) Gás para o desenvolvimento: Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil. Fevereiro 2021</p> <p>² EPE. Mapa Estratégico para Desenvolvimento do Mercado de Veículos Médios e Pesados Movidos a Gás Natural e Biometano https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-estrategico-para-desenvolvimento-do-mercado-de-veiculos-medios-e-pesados-movidos-a-gas-natural-e-biometano</p> <p>³EPE (2022) Demanda Energética do Setor de Transportes.</p>
2	2.1.3 EDIFICAÇÕES E SERVIÇOS PÚBLICOS	<p>(pág 42)</p> <p><i>“Ainda que partindo de uma base pequena de consumidores, o gás natural poderá avançar cerca de 4,8% a.a. no intervalo decenal, com a tendência de deslocar parte do consumo de GLP nas áreas urbanas, à medida que ocorre a expansão da sua rede de distribuição.”</i></p>	Comentário	<p>Quais seriam os parâmetros utilizados para as hipóteses quanto ao crescimento da demanda de gás residencial?</p> <p>Hoje, observamos que apesar da renovação de planos e contratos das distribuidoras de gás natural buscando a expansão das redes, o consumo residencial não tem demonstrado tanto crescimento em termos de volume médio, apenas conexões. Esta perspectiva de crescimento é importante pois os investimentos das concessionárias serão cada vez mais financiados pelo setor residencial (posto que há uma forte expectativa de migração de grandes industriais ao mercado livre).</p>

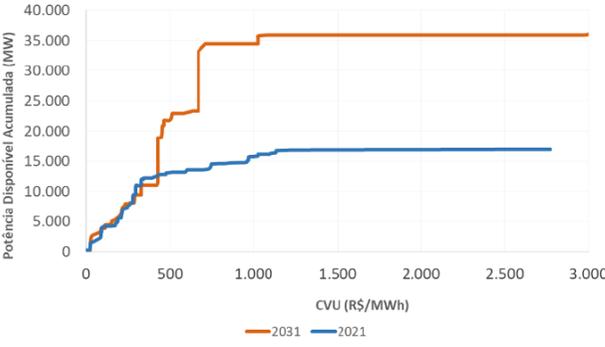
CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.1 Metodologia e 3.2 Configuração Inicial para Expansão: Caso Base do PDE 2031	<p>(pág 62)</p> <p><i>“A primeira aplicação prática na expansão da matriz elétrica será percebida pela sociedade em 2026, quando entrarem em operação comercial os empreendimentos contratados pelo Leilão de Reserva de Capacidade (LRC) realizado em 21 de dezembro de 2021.⁶”</i></p> <p><i>Rodapé: ⁶As simulações do PDE 2031 têm como data de referência setembro de 2021, motivo pelo qual o resultado do primeiro LRC não foi incluído. Por este motivo, parte da oferta indicativa apresentada nas visões de futuro deste Plano pode ser considerada como já contratada por este certame.</i></p> <p>(pág 68)</p> <p><i>“Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente em maio de 2021, a expansão contratada em leilões regulados e a perspectiva de entrada pelo ACL com referência de agosto de 2021,¹⁰...”</i></p> <p><i>Rodapé: ¹⁰Devido à data de referência, não são considerados os resultados dos seguintes leilões: Procedimento Simplificado de Contratação e Reserva de Capacidade de Potência.</i></p>	Comentário	<p>Não obstante a decisão acertada de contratação de requisitos de potência ao sistema, objeto do Leilão de Reserva de Capacidade (LRC) em dezembro de 2021, o resultado do leilão se mostrou adverso frente a seu planejamento inicial (i.e. ações judiciais alterando os parâmetros do certame, como o CVU máximo).</p> <p>Foram contratados cerca de 0,8 GWs em térmicas a óleo combustíveis e diesel com CVUs entre 1 mil e 2 mil R\$/MWh.</p> <p>As simulações do relatório do PDE 2031 foram realizadas em setembro e a EPE se comprometeu a publicar posteriormente novo relatório de <i>what if</i> para este PDE 2031.</p> <p>Seria importante incluir neste novo relatório <i>what if</i> o impacto quanto a contratação nos leilões do ano de 2021. Não apenas no atendimento de potência, mas pelo diferencial de custos ao sistema e potenciais impactos ambientais (emissões de CO₂).</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.2 Configuração Inicial para Expansão: Caso Base do PDE 2031	(pág. 70) <i>Gráfico 3 - 4: Oferta termelétrica retirada do Caso Base do PDE 2031</i>	<i>Gráfico 3 - 4: Carga do SIN para o Cenário de Referência (incluindo parcela de MMGD)</i>	O título do gráfico trata de outro assunto.
3	3.3 Requisitos do Sistema no Horizonte Decenal	(pág 79) <i>“Este resultado também não considera os resultados do Procedimento Competitivo Simplificado, realizado em 2021, que contratou 1.100 MW de oferta que estará disponível para o SIN entre 2022 e 2025, e nem do primeiro Leilão de Reserva de Capacidade, que contratou cerca de 4.600 MW para início de operação em 2026. Estes dois certames foram realizados após a data de referência para inícios das simulações deste Plano.</i> <i>Para quantificar o requisito de energia a partir dos cenários que violam o critério do CVaR 10% de CMO, as variáveis identificadas que impactam no CMO estabelecido pelo modelo Newave são: o despacho das termelétricas com CVU superior ao limite, o déficit de energia e as violações às restrições operativas.”</i>	Comentário	Como sugerido no item 3.1 e 3.2, as simulações do relatório do PDE 2031 foram realizadas em setembro e a EPE se comprometeu a publicar posteriormente novo relatório de <i>what if</i> para este PDE 2031. Seria importante incluir neste novo relatório <i>what if</i> o impacto quanto a contratação nos leilões do ano de 2021. Não apenas no atendimento de potência, mas pelo diferencial de custos ao sistema e potenciais impactos ambientais (emissões de CO ₂).

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.4 Recursos Potencialmente Disponíveis para Expansão	<p>(pág 84)</p> <p>Rodapé: ²¹Vide Cadernos Suprimento de Potência, em https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030</p>	<p>Rodapé: ²¹ Vide Caderno de Preços da Geração, em https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao</p>	<p>Endereço do website não condiz com a publicação a que faz referência a nota de rodapé.</p>
3	3.4 Recursos Potencialmente Disponíveis para Expansão	<p>(pág 87)</p> <p>“... foram consideradas as seguintes opções como candidatas a expansão para a fonte termelétrica a gás natural:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo combinado, e com duas possibilidades de operação: (i) totalmente flexível (sem geração compulsória); (ii) com fator de inflexibilidade (sazonal) de 30%. • Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo simples, com operação totalmente flexível (sem geração compulsória). • Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e com duas alternativas de operação: (i) com fator de inflexibilidade (flat) de 30%; (ii) totalmente inflexível, ou seja, com geração compulsória. • Usinas retrofit, de aproveitamento de parte da infraestrutura de empreendimentos em fim de vida útil contratual, com CAPEX da 	<p>“... foram consideradas as seguintes opções como candidatas a expansão para a fonte termelétrica a gás natural:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo combinado, e com duas possibilidades de operação: (i) totalmente flexível (sem geração compulsória); (ii) com fator de inflexibilidade (sazonal) de 30%. • Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo simples, com operação totalmente flexível (sem geração compulsória). • Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e com três alternativas de operação: (i) 	<p>A despeito das oportunidades ou não de novos empreendimentos de térmicas na modalidade reservoir-to-wire (R2W), seria importante incluí-la no rol de opções candidatas para a expansão por apresentarem um modelo que pode apresentar vantagens comparativas relevantes.</p> <p>É o caso, por exemplo, das UTEs operando no Complexo do Parnaíba.</p>



CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<i>ordem de 40%26 de uma usina nova, com custo variável referenciado ao GNL e com operação totalmente flexível.”</i>	<i>com fator de inflexibilidade (flat) de 30%; (ii) totalmente inflexível, ou seja, com geração compulsória; (iii) totalmente flexíveis (do tipo Reservoir to wire).</i> <i>• Usinas retrofit, de aproveitamento de parte da infraestrutura de empreendimentos em fim de vida útil contratual, com CAPEX da ordem de 40%26 de uma usina nova, com custo variável referenciado ao GNL e com operação totalmente flexível.”</i>	

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.5 Rodada Livre	<p>Gráfico 3 - 29: Potência disponível por CVU para a configuração de 2021 e 2031 – Rodada Livre</p>  <p>Fonte: Elaboração própria.</p>	Comentário	<p>O novo relatório da EPE trazendo os <i>what if</i> do PDE 2031 deveria trazer gráfico semelhante sobre potência disponível por CVU comparando ‘Rodada Livre’ e ‘Cenário de Referência’. Além disso, deveria incorporar não apenas os resultados dos Leilões Simplificados e de Reserva de Capacidade ocorridos em 2021, mas uma expectativa quanto as usinas a serem estabelecidas segunda a Lei nº 14.182/2021.</p>
3	3.7 Cenário de Referência	<p>(pág 108)</p> <p><i>“Ao se considerar o valor presente⁴⁷ dos custos de operação de cada mês dos dois cenários, para o período de 2021 a 2036 o cenário de Referência apresenta valores superiores na ordem de R\$ 53 bilhões (64%) em relação à rodada Livre. O acréscimo dos custos de operativos deve-se, em especial, à substituição de fontes renováveis de CVU nulo, da Rodada Livre, por termelétricas inflexíveis, com geração compulsória, que levam ao aumento da geração térmica total apresentado no Gráfico 3 - 33.”</i></p>	Comentário	<p>O PDE 2031 traz as considerações de dois: (i) cenário ‘Rodada Livre’ que tem como base a alocação ótima via mercado dos recursos e tecnologias para atendimento da demanda projetada; e (ii) cenário ‘Referência’ que inclui considerações/ “restrições” de política energética.</p> <p>O exemplo do trecho em referência traz a comparação do efeito potencial trazido pela Lei nº 14.182/2021 no custo total do sistema. É possível identificar, mas de forma menos explícita, outros efeitos no custo de operação e mesmo o de</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>emissões totais do sistema nos dois cenários.</p> <p>Tendo isto em vista, fica claro que determinadas decisões de política energética impactam decisivamente a trajetória energética do país, trazendo custos e/ou benefícios.</p> <p>Sugerimos que os impactos das políticas sejam claramente identificados separadamente, tanto em termos de seus custos para a sociedade, mas também potenciais vantagens.</p> <p>Em benefício dos brasileiros, é preciso sempre informar e trazer clareza dos impactos diretos e possivelmente adversos que políticas energéticas podem gerar.</p>
4	4.2.3 INTEGRAÇÃO DAS USINAS TÉRMICAS DA LEI Nº 14.182/2021	(pág 119) <i>“Assim, para o caso das termelétricas da Lei no 14.182/2021, o entendimento é de que planejar a expansão da transmissão após a realização dos leilões para a contratação das mesmas é a estratégia de menor arrependimento. Por outro lado, o desafio para a coordenação da expansão dos ativos</i>	Comentário	Estes trechos explicitam a complexidade trazida ao planejamento da imposição da expansão da geração de usinas de forma altamente específica, sem critérios claros quanto a racionalidade técnico-econômica e por vias de legislação.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
	<p>e</p> <p>PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</p>	<p><i>de geração e transmissão torna-se ainda maior, sobretudo considerando as contratações envolvendo integração nos anos de 2026 e 2027, que eventualmente podem demandar expansão da rede elétrica.”</i></p> <p>(pág 142)</p> <p><i>“A integração do potencial de 8.000 MW de geração termelétrica previstos na Lei no 14.182/2021 representa um grande desafio para a efetiva coordenação da expansão dos ativos de geração e transmissão. As singularidades associadas à contratação dessas usinas dificultam a adoção de estratégias de planejamento antecipativo como as que vêm sendo adotadas nos estudos proativos de transmissão, orientados à integração de fontes renováveis, onde é possível estimar a dinâmica de concretização dos potenciais a partir de bases de dados consolidadas. Assim, no caso das usinas termelétricas da Lei no 14.182/2021, a EPE entende que planejar a expansão da transmissão após a realização dos leilões para a contratação das mesmas é a estratégia de menor arrependimento.”</i></p>		<p>Da mesma forma que a transmissão elétrica terá desafios para atender em tempo e escala estas unidades, a expansão de gasodutos de transporte de gás natural também será extremamente complexa e dispendiosa, considerando que muitas dessas unidades estarão em regiões sem pontos de suprimento estabelecidos.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA																																																
5	5.2 Previsão da Produção de Gás Natural	<p>Gráfico 5 - 4: Previsão da produção líquida de gás natural nacional</p> <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 5 - 4</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Produção Total (MMm³/dia)</th> <th>Reserva (MMm³/dia)</th> <th>Contingente (MMm³/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2021</td><td>64</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2022</td><td>64</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2023</td><td>64</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2024</td><td>68</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2025</td><td>66</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2026</td><td>70</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2027</td><td>87</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2028</td><td>109</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2029</td><td>120</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2030</td><td>128</td><td>57</td><td>0</td></tr> <tr><td>2031</td><td>136</td><td>57</td><td>21</td></tr> </tbody> </table>	Ano	Produção Total (MMm³/dia)	Reserva (MMm³/dia)	Contingente (MMm³/dia)	2021	64	57	0	2022	64	57	0	2023	64	57	0	2024	68	57	0	2025	66	57	0	2026	70	57	0	2027	87	57	0	2028	109	57	0	2029	120	57	0	2030	128	57	0	2031	136	57	21	Comentário	<p>O PDE 2031, assim como nos anos anteriores, mostra valor histórico acima dos dados registrados pela ANP. Valores de Gás Natural disponível em 2021:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ANP (até novembro): 61,73 MMm³/dia • PDE 2031: 64 MMm³/dia <p>Como trata-se de valores médios anuais, sugere-se utilizar o valor mais atualizado possível antes da publicação do relatório. Em todo caso, deve-se explicitar a fonte e referência temporal para valores históricos/observados.</p>
Ano	Produção Total (MMm³/dia)	Reserva (MMm³/dia)	Contingente (MMm³/dia)																																																	
2021	64	57	0																																																	
2022	64	57	0																																																	
2023	64	57	0																																																	
2024	68	57	0																																																	
2025	66	57	0																																																	
2026	70	57	0																																																	
2027	87	57	0																																																	
2028	109	57	0																																																	
2029	120	57	0																																																	
2030	128	57	0																																																	
2031	136	57	21																																																	
7	7.1 Infraestrutura	<p>(pág 197)</p> <p><i>“Além disso, espera-se que três terminais de GNL adicionais sejam implementados no horizonte decenal: o Terminal de Regaseificação de São Paulo/SP, o Terminal Gás Sul/SC, e o terminal de Suape/PE.”</i></p>	<p>Além disso, espera-se que três terminais de GNL adicionais sejam implementados no horizonte decenal: o Terminal de Regaseificação de São Paulo/SP (14 MMm³/dia), o Terminal Gás Sul/SC (15 MMm³/dia), e o terminal de Suape/PE (21 MMm³/dia)¹.</p> <p>Rodapé: ¹Plano Indicativo de Terminais de GNL – PITER 2021. Disponível em: <</p>	<p>Na medida que se vislumbra nova infraestrutura de oferta com escala relevante, seria importante dar mais destaque ao chamado “Sistemas Isolados” em termos de gráficos ou tabelas apresentando suas dimensões.</p> <p>Do mesmo modo, é importante trazer o debate qualitativo e quantitativo de como e quando essa nova infra poderia, ao longo do decênio, se conectar à malha integrada.</p>																																																

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-620/PITER%202021.pdf >	<p>Quanto a definição de ‘Sistema Isolado’ vs ‘Malha Integrada’, ainda que o Terminal de Regas de São Paulo esteja conectado à dutos classificados atualmente como distribuição (debate encaminhado ao STF), o GNL importado por ele deverá alimentar parte da demanda da rede integrada, o que impacta diretamente o balanço do sistema. Portanto, seria importante se avaliar de forma mais abrangente o conceito de Malha de Transporte Integrada vs. Isolada.</p>
7	7.1 Infraestrutura	<p>(Pág 197)</p> <p><i>“Por conseguinte, estes empreendimentos foram considerados neste ciclo como sistemas isolados com o intuito de atender às demandas associadas aos mesmos. Entretanto, para o terminal existente de GNL de Barra dos Coqueiros/SE, foi divulgada recentemente a intenção de conexão do projeto à malha integrada (SEDETEC, 2021), e o Terminal Gás Sul/SC foi autorizado já considerando um gasoduto integrante para conexão ao GASBOL (ANP, 2021a).</i></p> <p><i>Uma vez confirmados os projetos para interconexão, estes terminais poderão</i></p>	Comentário	<p>Apesar da postura mais conservadora do PDE 2031 em assumir tais terminais como sistemas isolados até que se tenha uma maior confirmação de seus investimentos, alguns projetos de Regas foram idealizados com a vocação para esta interconexão. Caberia, portanto, a reavaliação do critério quanto a não se incluir projetos na malha integrada em todo horizonte decenal.</p> <p>Um exemplo é a conexão do Terminal Gás Sul na malha interligada através do gasoduto Itapoá-Garuva. A TBG anunciou que a construção do gasoduto seria concluída ainda em Fevereiro de 2022.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<i>disponibilizar gás natural para clientes do Brasil inteiro via malha integrada.”</i>		
7	7.3.2 DEMANDA TERMELÉTRICA	<p>(pág 201)</p> <p><i>“Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que tratam de projetos possíveis que ainda não foram objeto de leilões para fornecimento de energia elétrica. Tais UTEs indicativas não são consideradas para a simulação da malha de gasodutos de transporte, dado que não possuem localização firme, sendo considerado como premissa que serão instaladas onde houver capacidade de transporte disponível futuramente, ou estarão relacionadas a novas infraestruturas para seu atendimento. Este é o caso das usinas termelétricas para atendimento dos dispositivos da Lei 14.182/2021.”</i></p>	Comentário	<p>A semelhança do capítulo de Transmissão de Eletricidade, este capítulo mereceria uma discussão, mesmo que preliminar, sobre a necessidade de novas infraestruturas de gasodutos de transporte para atendimento às usinas previstas pela Lei nº 14.182/2021, mesmo que não mapeadas nos demais estudos da EPE.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
7	7.3.3 PROJEÇÕES DE DEMANDA	<p style="text-align: center;">Gráfico 7 - 2: Demanda (Malha Integrada)</p> <p style="text-align: center;">Fonte: Elaboração EPE.</p> <p style="font-size: small;">Notas: A demanda termelétrica máxima refere-se às UTEs existentes, incluindo também o término de contratos ao longo do decênio, bem como a contratação de novos projetos de forma indicativa.</p>	Comentário	<p>A minuta do PDE 2031 poderia esclarecer os motivos pelos quais a demanda máxima projetada em 2031 está menor que a do PDE 2030, uma vez que o cenário de expansão térmica desta minuta apresenta valores maiores de contratação de UTEs a gás natural.</p> <p>Exemplo, em 2030 a demanda máxima projetada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PDE 2030: 147 MMm³/dia • PDE 2031: 123 MMm³/dia <p>Contratação acumulada de capacidade até 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PDE 2030: 12 GW (flex) <p>PDE 2031: 21,4 GW (flex + inflex)</p>
7	7.4.1 OFERTA NACIONAL	<p>(pag. 203)</p> <p>“Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo 5), a oferta potencial nacional foi calculada considerando o processamento do gás natural, utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). O Gráfico 7 - 3 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial na malha integrada com base nas previsões de produção líquida.”</p>	Comentário	<p>Gostaríamos de entender como o início da operação do GasLub, prevista para 2º semestre de 2022, com capacidade de processamento máxima prevista de 21 MMm³/d, impacta o cenário de produção líquida.</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA																																																																								
		<p style="text-align: center;">Gráfico 7 - 3: Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural</p> <table border="1" style="margin-top: 10px;"> <caption>Dados do Gráfico 7 - 3 (milhões de m³/dia)</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Oferta Nacional - Malha Integrada</th> <th>Oferta Nacional - Sistemas Isolados</th> <th>Absorção em UPGNs</th> <th>Não Disponível para UPGNs</th> <th>Produção Líquida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2021</td><td>45</td><td>10</td><td>11</td><td>0</td><td>64</td></tr> <tr><td>2022</td><td>44</td><td>11</td><td>11</td><td>0</td><td>64</td></tr> <tr><td>2023</td><td>44</td><td>11</td><td>11</td><td>0</td><td>64</td></tr> <tr><td>2024</td><td>47</td><td>11</td><td>11</td><td>0</td><td>68</td></tr> <tr><td>2025</td><td>44</td><td>11</td><td>11</td><td>0</td><td>65</td></tr> <tr><td>2026</td><td>46</td><td>12</td><td>11</td><td>0</td><td>70</td></tr> <tr><td>2027</td><td>58</td><td>14</td><td>14</td><td>0</td><td>87</td></tr> <tr><td>2028</td><td>72</td><td>17</td><td>17</td><td>0</td><td>109</td></tr> <tr><td>2029</td><td>78</td><td>19</td><td>19</td><td>0</td><td>120</td></tr> <tr><td>2030</td><td>85</td><td>18</td><td>21</td><td>0</td><td>128</td></tr> <tr><td>2031</td><td>91</td><td>18</td><td>23</td><td>0</td><td>136</td></tr> </tbody> </table>	Ano	Oferta Nacional - Malha Integrada	Oferta Nacional - Sistemas Isolados	Absorção em UPGNs	Não Disponível para UPGNs	Produção Líquida	2021	45	10	11	0	64	2022	44	11	11	0	64	2023	44	11	11	0	64	2024	47	11	11	0	68	2025	44	11	11	0	65	2026	46	12	11	0	70	2027	58	14	14	0	87	2028	72	17	17	0	109	2029	78	19	19	0	120	2030	85	18	21	0	128	2031	91	18	23	0	136		
Ano	Oferta Nacional - Malha Integrada	Oferta Nacional - Sistemas Isolados	Absorção em UPGNs	Não Disponível para UPGNs	Produção Líquida																																																																							
2021	45	10	11	0	64																																																																							
2022	44	11	11	0	64																																																																							
2023	44	11	11	0	64																																																																							
2024	47	11	11	0	68																																																																							
2025	44	11	11	0	65																																																																							
2026	46	12	11	0	70																																																																							
2027	58	14	14	0	87																																																																							
2028	72	17	17	0	109																																																																							
2029	78	19	19	0	120																																																																							
2030	85	18	21	0	128																																																																							
2031	91	18	23	0	136																																																																							
7	7.4.2 OFERTA IMPORTADA	<p>(pág. 204)</p> <p><i>“Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se neste ciclo a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até 2031. Ressalte-se que, além da Petrobras, foi considerado que uma parte desses 30 milhões de m³/dia será relativa à contratação por outros agentes junto à Bolívia, conforme discutido em EPE (2017) e devido a eventos posteriores como o avanço nas negociações de CDLs e empresas brasileiras com a Bolívia, além da renúncia da Petrobras à exclusividade no carregamento do GASBOL com compromisso de venda de parte dos volumes importados na fronteira (ANP, 2019a).”</i></p>	Comentário	<p>A importação de gás natural boliviano tem sido constantemente uma incógnita ao mercado, seja por questões de contratação em si, seja pelas perspectivas quanto ao desenvolvimento das reservas locais.</p> <p>Sugerimos que neste quesito a EPE, assim como em informes e notas técnicas no passado, avaliasse a inclusão de um BOX de acompanhamento sobre a situação do E&P na Bolívia e, eventualmente, de outras fontes mais relevantes de importação.</p>																																																																								

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA																																																
7	Box 7 - 2: Oferta e demanda adicionais: Programa Novo Mercado de Gás	<p>Gráfico 7 - 7: Oferta e demanda totais do Brasil no Novo Mercado de Gás</p> <p>Fonte: Elaboração EPE. Nota: Volumes totais para sistemas isolados e malha integrada; a conexão entre os sistemas pode ocorrer por meio de gasodutos virtuais ou físicos, a depender da viabilidade em cada caso.</p>	Comentário	Sugestão: incluir no Gráfico 7 – 7 a expectativa de demanda média deste cenário.																																																
7	7.7 Investimentos	<p>Tabela 7 - 1: Investimentos previstos e indicativos</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Classificação</th> <th colspan="2">Previstos</th> <th colspan="2">Indicativos (business as usual)</th> <th colspan="2">Indicativos (Novo Mercado de Gás)</th> </tr> <tr> <th>Projetos</th> <th>R\$ bi</th> <th>Projetos</th> <th>R\$ bi</th> <th>Projetos</th> <th>R\$ bi</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gasodutos de Escoamento¹</td> <td>1</td> <td>6,00</td> <td>2</td> <td>6,58</td> <td>19⁴</td> <td>24,98</td> </tr> <tr> <td>Gasodutos de Transporte¹</td> <td>1</td> <td>0,13</td> <td>1</td> <td>0,23</td> <td>16⁵</td> <td>48,64</td> </tr> <tr> <td>Terminais de Regaseificação de GNL²</td> <td>1</td> <td>0,35</td> <td>3</td> <td>1,05</td> <td>4</td> <td>1,09</td> </tr> <tr> <td>UPGNs e Hubs³</td> <td>1</td> <td>2,39</td> <td>1</td> <td>3,50</td> <td>18</td> <td>42,92</td> </tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td>4</td> <td>8,87</td> <td>7</td> <td>11,36</td> <td>57</td> <td>117,63</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: Elaboração EPE. Notas: ¹ Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% [AAE-18R-97]; para gasodutos de transporte previstos o grau de incerteza da estimativa varia de -7% a +17% [AAE-18R-97]; os custos de gasodutos de escoamento não incluem unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO. ² Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o pier sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX); a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% [AAE-18R-97]. ³ Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos [EPE, 2018]; a estimativa de custos pela EPE para UPGNs e Hubs tem um grau de incerteza de -50% a +100% [AAE-18R-97]. ⁴ Inclui os gasodutos estudados no PIPE 2019 e no PIPE 2021. ⁵ Inclui os gasodutos estudados no PIG 2019 e no PIG 2020. ⁶ Inclui as UPGNs estudadas no PIPE 2019 e no PIPE 2021 e os Hubs estudados no PIPE 2021.</p>	Classificação	Previstos		Indicativos (business as usual)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)		Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Gasodutos de Escoamento ¹	1	6,00	2	6,58	19 ⁴	24,98	Gasodutos de Transporte ¹	1	0,13	1	0,23	16 ⁵	48,64	Terminais de Regaseificação de GNL ²	1	0,35	3	1,05	4	1,09	UPGNs e Hubs ³	1	2,39	1	3,50	18	42,92	TOTAL	4	8,87	7	11,36	57	117,63	Comentário	<p>Pedido de esclarecimento:</p> <p>Os cenários “Novo Mercado de Gás” não tem as mesmas bases e conceitos. Estes são apresentados na seção 7.5 Balanço Box 7-2 e na seção 7.7 Investimentos.</p> <p>A Tabela 7 – 1 em referência apresenta os valores indicativos deste cenário como sendo o conjunto de todos os projetos de nova infra mapeados pela EPE, o que não parece dialogar com o incremento de demanda apresentado no Gráfico 7 - 7.</p> <p>Pela grande monta de investimentos necessários neste cenário “Novo Mercado de Gás” (10 vezes o cenário BAU), seria importante esclarecer a</p>
Classificação	Previstos			Indicativos (business as usual)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)																																														
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi																																														
Gasodutos de Escoamento ¹	1	6,00	2	6,58	19 ⁴	24,98																																														
Gasodutos de Transporte ¹	1	0,13	1	0,23	16 ⁵	48,64																																														
Terminais de Regaseificação de GNL ²	1	0,35	3	1,05	4	1,09																																														
UPGNs e Hubs ³	1	2,39	1	3,50	18	42,92																																														
TOTAL	4	8,87	7	11,36	57	117,63																																														

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				relação destes pré-requisitos de infra com o cenário “Novo Mercado de Gás” de Balanço de Oferta e Demanda, seja por seus ganhos de escala, seja na competitividade final do gás.
6	6.2	(pág 181) Gás liquefeito de petróleo (GLP) – <i>Destaca-se o crescimento em mais de 70% da produção nacional de GLP entre 2019 e 2031. Esse aumento decorrerá, em grande medida, da parcela da produção oriunda do processamento de gás natural, em especial, com a entrada em operação em 2022 da UPGN do Polo GasLub, em Itaboraí (RJ), e com o desenvolvimento da produção de gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas na segunda metade desta década. Assim, estima-se que a produção de GLP de UPGNs alcançará 26,8 mil metros cúbicos por dia (m³/d) em 2031, volume muito superior aos 8,9 mil m³/d produzidos em 2019 nessas unidades.”</i>	Comentário	Com relação às projeções feitas para o GLP no PDE 2031, o IBP avalia que seria conveniente uma especificação mais detalhada acerca da metodologia, das premissas e dos cortes utilizados na obtenção dos dados relativos ao GLP.

* Para que seja possível identificar todas as sugestões, não há limite de linhas. Caso necessário, favor incluir mais linhas para suas sugestões.