

# CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA REFERENTE AO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030



Janeiro de 2021

## **Introdução**

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro - SEB, apresenta suas considerações sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.

O PDE 2030 colocado à disposição de toda sociedade para debate é um robusto documento que apresenta de forma transparente e objetiva os cenários para o atendimento energético do Brasil nesta próxima década. Por este motivo parabenizamos o rico trabalho desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia e pela Empresa de Pesquisa Energética.

Considerando que a ABRACE representa parcela significativa do PIB Industrial Brasileiro, contribuimos com a visão de médio e longo prazo para nosso segmento, dado as decisões políticas que venham a ser tomadas no curto prazo, esta visão está resumida num processo que chamamos de política anti-industrial energética.

O Brasil possui grandes vantagens comparativas na área energética, tanto na oferta de fontes renováveis de geração de energia elétrica, quanto na oferta de gás natural do pré-sal. Estas condições permitiriam que o país assumisse posição de destaque na corrida pela transição energética, com a oferta de produtos de bens e serviços usando fontes mais limpas e a menores preços finais que o resto do mundo. No entanto, este potencial não se transforma em vantagem competitiva para o País. Grande parte das vantagens são capturadas pela cadeia de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como outros setores da economia, por meio de subsídios, subvenções, ineficiências e oportunismos. Este ineficiente processo no setor elétrico tem levado sistematicamente ao aumento do custo de energia aos consumidores industriais e que continuam marcando a evolução do setor elétrico.

Um exemplo desta destruição da competitividade industrial é a inserção dos custos das políticas públicas nas faturas de energia, pior, sendo cobradas com base no consumo final da energia elétrica. Como o segmento industrial, conectado nas tensões mais elevadas, é aquele em que o custo de energia é o mais representativo frente aos custos de sua transmissão e distribuição, acaba pagando a

maior parte dessas ineficiências. Seria como se o custo dessas políticas públicas, que tem natureza tributária, fosse cobrado como uma alíquota maior para a grande indústria, podendo chegar a 30% das despesas com a fatura de energia.

A cobrança dos encargos setoriais por toda cadeia de produção, ao contrário dos impostos que podem ser compensados, faz com que este custo se acumule a cada etapa do processo produtivo, onerando principalmente as longas cadeias de transformação, assim como penalizando nossas as exportações. Por exemplo, o carro brasileiro vendido na Argentina possuiu na sua base de custos os subsídios ao carvão mineral nacional, ou o subsídio a geração de energia renovável.

Uma alternativa seria transferir o peso dos subsídios do setor elétrico para a cobrança de impostos, sendo que o princípio da não cumulatividade permitiria a compensação ao longo da cadeia produtiva das indústrias de transformação. Essa medida daria maior transparência às políticas públicas incluídas no custo da energia, o que levaria à sua necessária reavaliação e garantiria que elas respeitassem o pacto federativo – o que hoje não ocorre na medida que na energia se esconde um verdadeiro orçamento paralelo.

Processos produtivos intensivos em energia, como alumínio e ferro-ligas, também tem grande peso dos encargos no custo final do produto. Mesmo o Brasil tendo a 4ª maior reserva de bauxita do mundo, perdeu em 10 anos metade da capacidade de produção de alumínio, e pode se tornar um grande exportador de minério não beneficiado.

Outros produtos presentes no cotidiano dos brasileiros também tem a energia elétrica como parte significativa de seus custos de transformação. É o caso do processamento de carne e moagem de grãos. Setores associados à construção civil, como cimento, aço, vidro e cerâmica, carregam participação relevante do custo de energia nas suas despesas de produção. Outro exemplo é a casa popular, onde aproximadamente um quarto do custo final de construção corresponde à energia incluída na produção do cimento, aço, vidro, cerâmica e outros materiais de sua construção. Assim como na casa ou no automóvel, cada produto brasileiro perde competitividade em função da energia cara, e no final, quem perde é a população brasileira, que paga mais de 2,5 vezes pela energia indireta que consome nos produtos e serviços que usa a cada mês do que em suas contas residenciais. É justamente por isso que o peso da energia incluída nos custos dos alimentos, transporte e habitação, se apartados e reagrupados em um componente único, seriam o segundo item da cesta básica no Brasil.



O custo sistêmico aumentou de forma exorbitante, por uma combinação de dois fatores: o acúmulo de políticas públicas suportadas por encargos e o protagonismo do governo na contratação centralizada da expansão do sistema, o que contamina as decisões de expansão pela promoção de cenários otimistas quanto ao crescimento da economia. Nas últimas décadas o mercado livre foi uma alternativa na busca de competitividade na contratação da energia, sendo que este mercado já atingiu a maioria das grandes indústrias. A nova onda de expansão deste mercado tem sido motivada por consumidores comerciais, como por exemplo, redes de lojas e agências bancárias, que utilizam em grande parte energia incentivada(subsidiada). A maior expansão por fontes incentivadas aumenta os descontos concedidos na infraestrutura de transporte (“fio”) de geradores e consumidores, e conseqüentemente o encargo da Conta de Desenvolvimento Energética (CDE). Esta tendência alimenta um novo ciclo, onde o consumidor industrial

subsídia a expansão do mercado incentivado para atendimento do consumidor comercial. Como efeito, os produtos da indústria nacional, que competem nos mercados globais, acabam subsidiando a competitividade do setor comercial local.

Neste cenário de distorções ainda surgem modelos comerciais, como a geração distribuída, onde o ganho do prosumidor é limitado, o ganho do intermediário é alavancado, e o custo do subsídio é rateado pelos consumidores remanescentes. Neste modelo o próprio ciclo torna a sua repetição cada vez mais atraente. Pior, a criação de subsídios acaba encontrando a CDE como destino final por meio do Poder Legislativo.

É neste contexto, em que os geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores buscam o desenvolvimento do setor elétrico como finalidade, e acabam por consolidar e perpetuar este efeito da Política Anti-Industrial Energética.

Considerando todos esses movimentos nosso país comprometeu sua vantagem comparativa, levando o custo da energia elétrica para as industriais nacionais em torno de US\$ 55,00, cenário onde cada vez mais exportamos empregos e importamos produtos. Atualmente verdadeiras “bombas relógios” estão armadas dentro da cadeia de produção de energia elétrica (Geração\Transmissão\Distribuição\Comercialização + Encargos), apontando para custos cada vez maiores, podendo chegar a US\$ 70,00, o que será a verdadeira falência da nossa cadeia nacional produtiva.



Diante do exposto, é notório que reformas estruturais no setor elétrico são necessárias para desmontar os mecanismos que levaram a atual Política Anti-Industrial Energética, reduzindo o custeio de políticas públicas pelos consumidores industriais, assim como reverter as tendências de elevação do peso da energia com uma verdadeira evolução na cadeia de suprimentos do setor. É necessário saímos do modelo atual com tantas distorções que premiam tanto os projetos “campeões nacionais” abençoados pelo Poder Central, quanto os agentes oportunistas que sugam cada vez mais os escassos recursos dos consumidores. A única saída é a busca por um modelo descentralizado, liberal, que valorize a eficiência nas decisões de alocação de riscos e custos.

No cenário em que preços competitivos, da ordem de 40 US\$ por MWh, em conjunto com a sustentabilidade, alcancem as indústrias brasileiras teremos um efeito transformador de toda economia, possibilitando um ciclo virtuoso em todos segmentos da sociedade.

- Elevação de investimentos da indústria: R\$ 120 bi em 10 anos;
- Acréscimo de 0,8% no PIB em 10 anos (R\$ 617 bi a mais);
- Aumento da renda per capita e do índice de IDH.

## **Contribuições gerais ao PDE 2030**

### **Geração centralizada de energia elétrica**

A adição de novas tecnologias para compor a cesta de oferta de geração de energia elétrica na matriz brasileira é de extrema importância, desde que estas compitam adequadamente entre si, onde seus atributos e contribuições para o sistema possam ser quantificados e precificados. A comparação entre todas as tecnologias disponíveis, em um mesmo patamar, leva a uma lógica econômica e não determinativa, o que deve se buscar sempre no Setor Elétrico Brasileiro - SEB.

Levando-se a um nível de transparência que se traduz em uma melhor escolha das tecnologias de geração tanto para o atributo energia, quanto para a necessidade de potência. Exemplificando-se essa ideia, um parque de geração deveria ser valorizado quando for capaz de fornecer com segurança tanto o requisito energia, quanto a potência despachável. Em um primeiro momento, o fornecimento desses dois requisitos ao sistema deveria ser traduzido no seu preço e competiria com outras fontes que assim o fariam também. Este mecanismo poderia levar a uma simplificação até da forma de contratação, onde seriam supridos os requisitos de potência e energia de uma só vez.

Entrando no quesito de contratação, citou-se na minuta do PDE 2030 que é necessário revisar a forma de contratação para potência, devido ao possível descasamento entre a contribuição do Ambiente de Contratação Regulado - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A proposta seria utilizar o mecanismo de reserva de capacidade determinado na Medida Provisória nº 998/2020 para contratação de potência ao sistema elétrico, com rateio dos custos pelos consumidores, onde as licitações para contratação desta

reserva, que incluem energia de reserva, teriam sua quantidade de energia ou capacidade definida centralizadamente pelo Poder Concedente.

Na análise acerca dessa proposta, entendemos que se abre possibilidade para que o Governo, com intuito de utilizar o setor elétrico para o desenvolvimento de uma política pública com subsídios cruzados, decida pela contratação de térmicas, a gás ou não, na base ou inflexíveis, em regiões específicas, repassando os custos para todos os consumidores. Vê-se como um ponto de atenção dar poder ao planejamento para que contrate estas térmicas em título de reserva de capacidade.

Como contribuição da ABRACE, a proposta de socializar os custos vai de encontro com a racionalidade econômica do setor. O ACL contribuiu ao longo dos anos de diversas maneiras ao sistema e custeia ainda, por meio de encargo, o déficit das hidrelétricas contratadas que não geram sua garantia física contratada. Essa solução não se mostra efetiva para solucionar os problemas evidenciados pela possível falta de potência do sistema.

Uma melhor organização e um melhor planejamento mitigariam questões como essa, onde os custos seriam pagos por aqueles que o causaram, evitando-se a socialização de ineficiências que muitas vezes só oneram os consumidores finais. Pensar em uma atribuição de requisitos para as tecnologias, uma competição transparente e uma correta alocação contribuiria para o crescimento do setor elétrico e para a redução das tarifas tanto no ACR, como no ACL.

Gostaríamos de apoiar e parabenizar a EPE por considerar a Resposta da Demanda como uma opção na cesta de tecnologias de geração disponível para o sistema, este é um importante programa e sua inclusão no horizonte decenal é essencial para a própria expansão e consolidação deste programa. Importante que diversos produtos sejam considerados para atendimento a potência e flexibilidade do sistema, abrindo margem para o mercado apontar soluções alternativas, com tecnologias possivelmente não estimadas no planejamento do governo.

A resposta da demanda no Brasil ainda tem um caminho a ser trilhado, porém já se mostra uma ótima opção para competir com as demais tecnologias de geração, como é evidenciado no PDE 2030. Importa-se citar que aprimoramentos necessários devem ser realizados pelos órgãos competentes para que este programa se torne uma realidade mais palpável e possa contribuir ainda mais no horizonte decenal.

Sendo assim, um ótimo aliado para suprir a potência necessária em curtos intervalos de tempo ou até mesmo ser contratada como um serviço ancilar do sistema. Tendo a possibilidade de o consumidor reduzir de forma estrutural seu consumo durante um número de anos, a partir de uma remuneração adequada, não tendo que arcar com esse novo custo. Tal medida insere a possibilidade de consumidores livres também participarem da expansão da capacidade do sistema, de modo a efetivar uma alocação mais eficiente de custos, que é um fator diferencial para a competitividade da nossa indústria. O potencial desse programa deve ser explorado ao máximo, garantindo redução de custos e trazendo mais segurança e confiabilidade ao sistema e a operação.

Diante do exposto, é necessário quantificar e qualificar o impacto das fontes intermitentes no SEB. E que estas sejam responsáveis por suas externalidades e que haja a valoração correta dos atributos, refletindo no custo real destas fontes.

### **Análises socioambientais**

De acordo com os dados apresentados na minuta do relatório PDE 2030, apesar do Brasil se destacar pela elevada participação de fontes renováveis em sua matriz energética, um dos principais desafios para o decênio no setor energético está associado à gestão das emissões de Gases Efeito Estufa (GEE). Há indicativo de aumento das emissões em todos os setores, não demonstrando alterações significativas por setor ao longo do horizonte. Desse modo, as principais ações governamentais para redução das emissões estão relacionadas ao fomento aos biocombustíveis e as trajetórias de expansão renovável do país.

No entanto, destaca-se que apesar do setor elétrico não ser considerado no relatório como principal responsável pelo aumento de emissões de GEE, é um setor que terá aumento das emissões nos próximos anos, principalmente considerando que, apesar da expansão de energia renovável, existe dependência de condições hidrológicas e climáticas que, caso sejam desfavoráveis, levam à necessidade de acionamento de termelétricas à combustíveis fósseis altamente poluentes, tal como o diesel.

Conforme dados levantados pela ABRACE, somente em 2019, cerca de 767 milhões de litros de óleo diesel foram queimados nos Sistemas Isolados, suficiente para abastecer o equivalente a 25 mil residências. Em termos de emissão de CO<sub>2</sub>, o volume equivalente da queima de combustível chega a quase três milhões de toneladas, que foram lançados contribuindo com aceleração do efeito estufa.

Essas emissões de GEE que tem origem no acionamento das termelétricas são custeadas atualmente pelos consumidores de energia do país por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada com o intuito de estabelecer o conceito de isonomia entre

os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN) e dos sistemas isolados, atendidos, em geral, por geração térmica movida a combustíveis fósseis, muitas vezes em regiões de difícil acesso, o que torna essa geração muito mais cara do que a disponível no SIN.

No Brasil, existem 235 sistemas isolados cuja carga, em 2020, estava prevista em 483 MW<sup>1</sup>. Embora este montante represente apenas 0,7% da carga do país, os sistemas isolados abrangem cerca de 40% do território nacional, e estão presentes nos seguintes estados: Acre, Amazonas, Amapá, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Pernambuco (Fernando de Noronha). Dessa forma, considerando que a CCC integra a Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE), é um contrassenso que uma mesma conta suporte à geração de poluentes e de energia renovável em seu orçamento.

De modo a alinhar os conceitos de sustentabilidade, considerando os incentivos presentes na CDE, a ABRACE considera essencial que haja uma avaliação no PDE 2030 que vise a substituição de fontes poluentes da matriz elétrica nacional. Desse modo, apresenta-se a proposta para contribuição na modicidade tarifária dos consumidores do SIN e maior eficiência de geração de energia nos sistemas isolados com redução das emissões de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

De acordo com a Lei nº 12.111/2009, a forma de contratação de energia para atendimento aos consumidores isolados deve ser por leilões, sendo possível o atendimento pela própria distribuidora quando os leilões forem inviáveis, ou não atraírem interessados. Ainda, segundo o marco legal, os antigos contratos de suprimento poderiam ser prorrogados, com alterações apenas em prazo e quantidade, por no máximo 36 meses, não prorrogáveis. Passados onze anos da vigência dessa regra, a partir da análise da ABRACE considerando o custo de combustível e custo de geração em R\$/MWh para essas regiões, notou-se a existência de uma parcela significativa de geração própria a partir de combustíveis fósseis das distribuidoras nos estados do Amazonas e Roraima.

A proposta para essas regiões é de implantar soluções renováveis, como painéis solares, em usinas que hoje geram energia exclusivamente com combustíveis fósseis, de forma a torná-las híbridas, ou, ainda, combinados com baterias, de modo a garantir o suprimento durante todo o dia. Sendo a contratação dessa modalidade realizada a partir de leilão apenas no projeto piloto, processo de concorrência mais simples.

---

<sup>1</sup> Conforme Relatório de Orçamento das Contas Setoriais 2020, da CCEE.

Com relação aos custos para viabilizar esses investimentos, vislumbram-se duas possibilidades de fontes de recursos já existentes no setor, arrecadados, em última instância, nas tarifas dos consumidores, e que podem ser empregados em prol da modicidade tarifária, na medida em que este projeto tem o condão de promover uma redução de custo da CCC utilizando recursos que já estão embutidos nas tarifas.

A primeira alternativa proposta é o uso de recursos do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), provenientes de encargo tarifário recolhido nas tarifas de todas as distribuidoras de energia elétrica. Anualmente, o Procel tem orçamento aproximado de R\$ 150 milhões, que poderiam ser prioritariamente empregados no projeto em discussão.

Identificou-se, ainda, uma segunda fonte de recursos para projeto semelhante: propõe-se que o projeto de soluções renováveis, como a instalação de painéis solares, seja enquadrado como projeto prioritário nos termos do Programa de Eficiência Energética (PROPEE), gerido pela Aneel, e tenha aporte compulsório de recursos provenientes do encargo de eficiência energética de que trata a Lei nº 9.991/2001. Anualmente, há cerca de R\$ 570 milhões disponíveis nesta rubrica, dos quais 70% podem ser destinados a chamadas para investimentos em eficiência energética<sup>2</sup>.

Dado o exposto, a ABRACE destaca que existe espaço para discussão a respeito da substituição da utilização de combustíveis fósseis de forma a reduzir as emissões de GEE e que estejam alinhadas com a modicidade tarifária por meio da redução de custos da CCC, com reflexos positivos para as questões de sustentabilidade e para os consumidores do país.

---

<sup>2</sup> Com a Medida Provisória nº998/2020, 30% dos recursos devem ser destinados para a CDE, o que também age em prol da modicidade tarifária.

## Produção de petróleo e gás natural

O presente PDE, pelo fato de representar a ótica do governo, deve integrar em seus estudos os movimentos governamentais dos setores energéticos, sobretudo os de promoção da sua competitividade e de modernização regulatória, que além de representarem grandes movimentos, têm a capacidade de gerar impactos significativos nos cenários econômicos e alterar o mercado dos energéticos como um todo. Sob esta ótica, considera-se que a minuta de PDE 2030 apresentado carece de abordagem destas temáticas. As projeções apresentadas não demonstraram os impactos destes movimentos, o que se considera uma grave sinalização aos investidores, e até mesmo para os próprios projetos governamentais.

Dessa forma, um dos principais apelos desta contribuição é em relação à consideração destas importantes ações nas projeções apresentadas. Em relação aos demais temas, são apresentados abaixo os demais itens de melhoria para o PDE 2030.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
5	5.1	Gráfico 5-1 – Previsão da produção diária de petróleo nacional	Solicita-se explicitação das projeções de produção de petróleo apresentadas no gráfico, sobretudo do período compreendido entre 2029 e 2030, que aponta a uma redução de produção, sem esclarecimentos.	Apesar da EPE elencar que as projeções para o petróleo consideraram incertezas que envolvem cada tipo de recurso, ainda no gráfico 5.1, não é explicado o motivo da queda da produção diária de petróleo nacional após 2029, considerando as categorias de contingente e reserva, visto que é apontado que a produção total de petróleo tem um aumento para o ano de 2030.  Dessa forma, sugerimos a inserção da explicitação desta queda de produção prevista para o período 2028-2030.  Em adição, cabe citar que nos últimos anos o governo tem lançado diversos

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>programas de estímulo a oferta de petróleo e gás. Cita-se a exemplo, o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (PROMAR), que tem como foco a revitalização dos campos maduros offshore. Nesse sentido, questiona-se se houve consideração de projetos governamentais em andamento durante a elaboração das referidas projeções de produção.</p>
5	5.2	Gráfico 5-3 e 5-4	<p>Solicitam-se maiores esclarecimentos dos dados de produção bruta e líquida de gás natural, com vistas a esclarecer a projeção de considerável aumento de perdas, queimas e reinjeção.</p>	<p>Para o gás natural nacional (Gráficos 5-3 e 5-4), a EPE considera uma produção bruta de 276 MMm<sup>3</sup>/dia e uma produção líquida de 140 MMm<sup>3</sup>/dia, uma diferença de quase 50% (136 MMm<sup>3</sup>/dia) explicada pelas perdas, queimas e consumo nas próprias instalações, mas sobretudo pela reinjeção. Nota-se que a EPE estima que as taxas de reinjeção irão continuar altas ao longo do decênio, mesmo considerando um aumento da produção nacional líquida com investimentos no setor devido ao Novo Mercado de Gás, ainda sim as taxas de perdas, queimas e reinjeção chegam a cerca de 45% (diferença de 121 MMm<sup>3</sup>/dia, considerando o gráfico 5-5).</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>Acerca desta questão, cabe rememorar que a produção de petróleo e gás é diretamente afetada com a projeção de preços internacionais do petróleo. Entretanto, o documento apresentado carece de análise mais aprofundada a respeito, assim como houve falta, ou pelo menos não foi apresentado, o preço de breakeven considerado para a referida produção no pré-sal.</p> <p>Assim, solicitamos maiores esclarecimentos sobre as condições consideradas na premissa apresentada, além de realizar análises de sensibilidades para diferentes cenários levando em consideração uma baixa ou alta recuperação econômica em relação a pandemia do COVID-19. Além disso, realizar um maior detalhamento sobre as alternativas e tecnologias para um melhor aproveitamento do gás natural produzindo para que seja possível orientar a política energética nacional para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e fomentar o desenvolvimento de programas que visam o melhoramento tecnológico ou propiciar melhores condições de investimentos que possam</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				influenciar diretamente a recuperação de gás natural e possibilitar um maior aproveitamento das reservas brasileiras.
5	5.2	Box 5.2 – Análise de sensibilidade para aumento da produção líquida de gás natural no horizonte do PDE 2030.		No Box 5.2 que trata da análise de sensibilidade para aumento da produção onshore, é apresentado os desinvestimentos que estão ocorrendo nessa área pelas grandes empresas petrolíferas, devido a queda de demanda dos derivados de petróleo e essa sendo agravada pela crise do Covid-19. Esse cenário é colocado como oportunidade pela EPE para que pequenos e médios produtores possam investir nos campos terrestres. No entanto, a análise carece de um detalhamento se esses pequenos e médios produtores conseguirão suprir o desenvolvimento dos projetos em torno da produção onshore, ou se durante esse decênio haverá uma queda na área. Além disso, considera-se importante que sejam apresentados os impactos dessas iniciativas.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
5	5.4	Gráficos 5-8 e 5-9		Nos gráficos 5-8 e 5-9, são apresentadas a evolução da reserva provada de petróleo e gás natural. Há um aumento brusco em ambos os gráficos a partir de 2020 que é explicado pela utilização dos volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa e de outros contingentes e recursos não descobertos nessas projeções. Entretanto, essa explicação ainda carece de maiores detalhamentos em relação as projeções de preços utilizadas e quais são os projetos que estão previstos para entrada já para o ano de 2020, visto que há um aumento significativo do volume dessas reservas tanto do petróleo quanto do gás natural.
7	7.2	Os preços do petróleo demonstraram recuperação no final de 2020, porém os preços de GNL continuaram em baixa e há expectativa de manutenção		Dada a relevância desta informação, sugere-se a inclusão da fonte para a estimativa de preços do energético.

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		desta tendência nos próximos anos.		
7	7.2	Gráfico 7-1- Projeções de preços médios ao consumidor industrial com porte de consumo de 20 mil m <sup>3</sup> /dia, incluindo transporte, margem de distribuição, ICMS e PIS/COFINS	Explicitar as projeções apresentadas e considerar o movimento de abertura do mercado livre nos estados.	<p>Faltam esclarecimentos técnicos acerca das projeções de preços médios ao consumidor industrial, especialmente para o cenário de alta, que por sua vez foge de maneira bastante discrepante da curva média.</p> <p>Tal cenário torna-se ainda mais confuso sobretudo da afirmação posterior em relação ao aumento da competitividade do energético, dada a queda dos preços internacionais do GNL, à diversidade de agentes, maior liquidez trazidas pelo NMG e da implantação de um índice nacional de gás.</p> <p>Ademais, cabe ressaltar que a tendência de preços delimitados pela “Faixa provável” segue outro raciocínio, de modo a ir contra a tendência de aumento de preços a partir de 2023, conforme apontado pela linha de referência.</p> <p>Ou seja, novamente, o documento carece de detalhamento metodológico para justificar os cenários apresentados. Tais</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>aprofundamentos são essenciais para a assimilação de incongruências, como por exemplo, a manutenção de projeção de alta mesmo em cenário mais favorável, com competição gás-gás, resultando em preços de 9,5 US\$/MMBTU, sendo que em 2021 já se praticam preços inferiores, sem tal competitividade.</p> <p>É desejável que as projeções de preços não se limitem somente a análise de competitividade de mercado, mas também que incorpore as projeções de preço do petróleo, produção e cenários econômicos.</p> <p>No âmbito do mercado, torna-se fundamental a consideração do processo de abertura do mercado livre na projeção apontada, que tem a tendência de possibilitar o acesso aos preços da molécula mais competitivos pelo consumidor final. Diante da relevância da abertura do setor, assim como a perspectiva de abertura do mercado já em andamento em diversos estados, sugere-se a consideração deste movimento no cenário de preços apresentado e dos demais movimentos governamentais de</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>promoção de competitividade do energético.</p> <p>Por fim, não custa destacar que as iniciativas do governo no setor de petróleo e gás visam o barateamento do energético. Entretanto, não há sequer menção dos referidos projetos no documento, o que enseja em uma indicação bastante negativa aos investidores e até mesmo para o próprio governo.</p>
7	7.3	Projeção de Demanda	<p>Considerar consumo médio como métrica principal da projeção de demanda para o segmento termelétrico, realizar análise de sensibilidade de preço e demanda para todos os segmentos e levar em consideração os projetos de modernização regulatória do setor, como a aprovação iminente da lei do gás, a abertura do mercado nos estados, atualização das ferramentas regulatórias, dentre outros.</p>	<p>A projeção de demanda de gás natural apresentada pela minuta aponta uma variação ao longo do decênio de aproximadamente 58%, consequentemente principalmente pelo aumento da demanda do segmento térmico, que por sua vez, dobrará seu consumo, ainda segundo a citada projeção.</p> <p>Acerca desta expectativa de demanda, é importante deixar claro que os valores apresentados tratam-se de demandas máximas das térmicas. Conforme apresentado na Nota Técnica EPE/DPG/SPG/09/2020, a demanda média representa apenas 16% da demanda máxima. Entende-se que para</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>uma maior transparência das projeções, a demanda do segmento térmico adotado deveria representar a média de consumo, com vistas a refletir o consumo mais próximo ao efetivo dentro do período. Conseqüentemente, a linha de “demanda média” apresentada no gráfico tornaria a linha principal de demanda total, entretanto, não fica claro no texto apresentado na minuta do PDE este mesmo entendimento.</p> <p>Em relação ao segmento não-térmico, este se mantém praticamente estável durante o período avaliado. Entretanto, não houve apresentação das premissas adotadas para elaboração de tal projeção, nem mesmo uma análise de sensibilidade de demanda de acordo com os diversos cenários de preços e competitividade do energético, conforme apresentados anteriormente no documento. Considera-se que tal análise de faz essencial para, além de trazer a devida robustez ao documento, demonstrar o nível de influência do preço sobre a demanda.</p> <p>Por fim, não menos importante, cabe destacar que o presente documento não</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>cita em nenhum momento as implicações do movimento de modernização regulatória do setor, a citar a aprovação da Lei do Gás, por exemplo. É fundamental que em um documento como o Plano Decenal, que exerce dentre suas funções o papel de balizar novos investimentos, que apresente os projetos governamentais de fomento dos setores energéticos e que levem em consideração em seus estudos.</p>
7	7.3	<p>Ressalte-se que este cenário pode apresentar alterações caso novas demandas ou sistemas isolados completos se conectem à malha integrada por meio de gasodutos, ou ainda caso haja decisão final de investimentos para novos projetos de</p>	<p>Sugere-se a realização de estudo mais aprofundado das interligações dos sistemas isolados.</p>	<p>Por tratar-se de documento indicativo de expansão do setor de energia, de modo a apontar diversos aspectos da projeção de oferta e consumo dos energéticos, considera-se que, especialmente para o cenário do gás natural, o levantamento das possíveis interconexões e suas consequências no mercado ensejariam a atuação mais ativa do planejador, de maneira a torná-lo um documento balizador de investimentos.</p> <p>E, conforme apresentado pela própria EPE, existe uma expectativa de conexão dos sistemas isolados, conforme apresentado no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG).</p>

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		grande porte, se tratando de um cenário de referência com base nas informações recebidas dos agentes e nas contribuições dos principais atores do setor.		Diante desta expectativa e a relevância dos impactos destas interconexões, faz-se essencial a apresentação de estudo mais aprofundado dos aspectos operacionais e econômicos neste PDE.
7	7.4.3	Projeção de Oferta Potencial	Sugere-se a realização de estudo mais aprofundado das interligações dos sistemas isolados.	Da mesma forma como foi mencionada anteriormente, cabe destacar a relevância do estudo mais aprofundado das interconexões das infraestruturas.  Neste item, a minuta do PDE apresenta uma projeção de oferta potencial considerando a soma dos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos. Entretanto, nota-se que a capacidade dos terminais de GNL considerados nesta projeção aponta apenas para as capacidades dos terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA e de Pecém/CE, desconsiderando os terminais projetados no item 7.1 (Infraestrutura), que prevê a

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				<p>entrada dos terminais de Porto do Açú/RJ e de Barcarena/PA, por considerarem terminais pertencentes aos sistemas isolados.</p> <p>Somadas as capacidades destes dois novos terminais, haveria um adicional de 36 MMm<sup>3</sup>/dia, o que representa 63% da capacidade atual. Ademais, cabe ressaltar que a referida capacidade adicional supera as demandas máximas das UTEs conectadas a estes terminais em 21 MMm<sup>3</sup>/dia, deixando uma capacidade ociosa bastante relevante ao sistema que poderia ser aproveitada.</p>