

**CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA
REFERENTE AO
PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026**

Agosto de 2017

Considerações iniciais

Esta edição do PDE traz aprimoramentos importantes em relação a edições anteriores, principalmente ao passar a considerar alguns cenários alternativos ao cenário de referência. Assim, as contribuições da ABRACE são complementares aos aprimoramentos já incorporados neste PDE.

A evolução do crescimento econômico para a economia nacional, apresentada pela EPE, tem como base projeções macroeconômicas relativamente otimistas, se comparadas às apresentadas por outras entidades. No PDE 2026 as perspectivas de crescimento do Produto Interno Bruto brasileiro estão na ordem de 2,5% a.a. em média para o decênio. Em relação à taxa de investimento espera-se que se estabeleça em torno de 21% do PIB na segunda metade do decênio. Em 2016, este percentual era próximo de 15%.

Diante do contexto atual, considerando o desafio econômico de solucionar os inúmeros gargalos estruturais – necessidade de expressivos investimentos em infraestrutura – somado à instabilidade política que reduz o nível de confiança dos investidores e à necessidade de aumentar a poupança de longo prazo e melhorar o equilíbrio fiscal governo, principalmente dos estados que, como o próprio documento menciona, passam por uma situação complicada de ajuste e renegociação de suas dívidas com a União, parece superestimado o crescimento econômico estimado pela EPE, ao mesmo tempo em que não parecem fortes suficientes os argumentos apresentados para justificar um percentual tão elevado.

Nos últimos seis anos (2011-2016) a economia brasileira teve, em média, um crescimento econômico de 0,33% a.a. Enquanto o PDE estima um crescimento médio de 2,5% a.a. ao longo do horizonte de análise, as estimativas do Fundo Monetário Internacional¹ indicam que entre os anos de 2017-2022 haverá um crescimento médio do PIB brasileiro de 1,7% a.a. percentual bastante inferior à projeção da EPE. O Banco Central² projeta um percentual próximo de 2% a.a para o mesmo período.

Ademais, tão importante quanto as expectativas de investimento do setor privado estão as perspectivas em relação à evolução da produtividade econômica e das contas pública, notadamente o resultado primário e a evolução da dívida bruta que também são indicadores econômicos relevantes para estimar a evolução da economia de um país. Estes indicadores não foram considerados na análise das premissas gerais elaborada pela EPE.

¹ World Economic Outlook. Gross Domestic Product (GDP). Real GDP Growth. April 2017. Acesso em 02 de agosto de 2017. Link de acesso: http://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/OEMDC/ADVEC/WEOWORLD/CHN/BRA

² Sistema de Expectativa de Mercado. Séries de Estatística Consolidadas. Acesso em 02 de agosto de 2017. Link de acesso: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/?wicket:interface=:6:9:::>

Cabe mencionar também que, dadas as incertezas envolvidas nas estimativas de premissas econômicas, seria prudente que o PDE contemplasse análises de sensibilidade, considerando os possíveis eventos que podem levar tanto a um crescimento econômico maior ou menor ao cenário base. O PDE sinaliza brevemente um cenário de sucesso, que considera uma possível melhoria do mercado de trabalho e da confiança dos investidores, caso houvesse redução da instabilidade política e realização das reformas econômicas. Mas, ressoa-se de maior aprofundamento da análise dos dados que levaram à estimativa de crescimento do PIB em 3,2% a.a ao longo do decênio.

Por fim, as Perspectivas Econômicas Setoriais indicam um crescimento superior ao PIB Nacional para os setores agropecuário e da indústria, que cresceram respectivamente, 3,1% a.a e 2,6% a.a, enquanto é esperado um crescimento médio anual de 2,3% para o setor de serviços. Especificamente em relação ao crescimento da atividade industrial há grande relevância da indústria extrativista que crescerá em média 4,8% a.a. Neste contexto, tanto o setor agropecuário como o da indústria extrativista são influenciados fortemente pela evolução econômica internacional, que deve considerar também a competitividade relativa da indústria brasileira. No entanto, o PDE não apresenta qualquer indicador de eficiência produtiva que possa ter sido considerado nesta estimativa e a projeção cambial.

Dados do Banco Central (2017-2022) indicam uma desvalorização da taxa cambial de 9% em termos absolutos, o que denota o risco de as projeções contempladas no PDE 2026 não se realizarem. Dado a sensibilidade do câmbio a quaisquer movimentos e o limitado efeito do mesmo sobre a competitividade da indústria exportadora, seria desejável que a EPE considerasse cenários de sensibilidade, apresentando projeções alternativas para que o plano de expansão pudesse estar mais próximo à realidade, cujo referencial muitas vezes é distinto dos números oficiais oferecidos pelos órgãos de governo.

Demanda de Energia

O Cenário Econômico de referência considera a elasticidade-renda do consumo de energia em 0,76, e a elasticidade-renda do consumo de eletricidade em 1,51 (média para o horizonte decenal). Assim, considerando o crescimento do PIB indicado pela EPE, 2% a.a e 2,9% a.a, para o 1º e 2º quinquênio, respectivamente, percebe-se que há consistência na projeção ao estimar o crescimento de eletricidade em proporção maior ao PIB: 3,4% a.a e 4% a.a. neste mesmo período. Já para a elasticidade-preço da demanda, não há qualquer estimativa.

De modo geral, nota-se que a demanda projetada no cenário de referência se baseia em premissas econômicas já comentadas na seção anterior e que podem levar a estimativas de demanda distorcidas se não estiverem bem calibradas.

Além disso, dado que a estimativa de demanda de energéticos é incerta e que é necessário garantir a segurança do abastecimento, é razoável supor que os estudos de planejamento adotem algum mecanismo para evitar que a demanda seja subestimada. No entanto, não há nenhuma referência explícita a esse aspecto. Por isso, caso exista alguma margem de segurança adotada na previsão da demanda, pedimos que o PDE explicitasse esse parâmetro.

Nota-se que a seção dedicada a estimar a demanda apresenta projeções por setor e por combustível, no entanto, algumas das premissas adotadas nestas estimativas não são apresentadas.

Por exemplo, destaca-se o aumento da participação do etanol na matriz energética, combustível cuja competitividade está fortemente ligada aos preços da gasolina, combustível substituto para uma parte importante da frota de veículos leves. No entanto, o PDE não apresenta estimativas de elasticidade-preço cruzada da demanda entre esses energéticos substitutos.

As projeções de demanda para o gás natural também não vêm acompanhadas de qualquer análise de sensibilidade. Mesmo a EPE considerando uma banda de preços para o gás, variando entre o preço de disponibilização – que por sua vez leva em consideração o risco exploratório, gestão de portfólio e condicionantes de mercado – e os preços do GNL não há o detalhamento das premissas e metodologias que foram utilizadas para estimar a curva de demanda apresentada. O gás natural é um energético que pode substituir ou ser substituído por outros, então a análise de competitividade entre o gás e outros energéticos faz-se relevante para a projeção da demanda. Sendo assim, seria desejável que a EPE apresentasse maior detalhamento da metodologia e dos dados que foram utilizados para estimar a demanda por gás natural no horizonte considerado.

Do mesmo modo ressurte-se de maiores detalhes sobre as considerações da EPE em relação à redução da geração térmica esperada para o horizonte de análise. Como o despacho térmico é impactado por variáveis difíceis de prever, como as condições hidrológicas, mesmo para um horizonte de análise de curto/médio prazo, seria desejável que a EPE apresentasse cenários de sensibilidade para a demanda térmica, considerando estas variações.

Além disso, a demanda de gás natural para geração termoeletrica se restringe à geração para complementar a ponta. Esta premissa parece ir na contramão do que se espera a partir da entrada cada vez maior de fontes de geração intermitentes, o que demandaria mais geração na base de térmicas nos próximos anos, principalmente a gás na regularização do sistema.

Ademais, o gráfico que ilustra a projeção do consumo não parece estar coerente com a projeção do balanço entre oferta e demanda de gás natural apresentado no Capítulo 7. Enquanto no Gráfico 20 a EPE ilustra um consumo total de 46,2 MMm³/dia para 2026, no Gráfico 74 a demanda esperada – considerando o despacho médio – é próxima de

70 MMm³/dia. Sendo assim, seria desejável que a EPE esclarecesse a razão desta diferença, divulgando a base de dados utilizadas no cálculo da previsão de consumo de cada setor.

Nas previsões de demanda por energia elétrica, chama a atenção a premissa adotada pelo PDE de que no primeiro quinquênio do horizonte as perdas se manterão constantes devido a uma dificuldade de realização de investimentos para combatê-las. Considerando que a regulação setorial é desenhada para que as concessionárias de distribuição invistam no combate às perdas e que em algumas distribuidoras as perdas verificadas estão muito acima das perdas regulatórias, seria coerente prever redução de perdas ao longo de todo o horizonte decenal. A adoção de premissa de perdas constantes ao longo dos cinco primeiros anos parece sinalizar que é necessário adotar um tratamento regulatório mais rigoroso com as perdas, especialmente as não técnicas, para garantir uma efetiva trajetória de redução enquanto existirem distribuidoras que não atendem os níveis estabelecidos.

Outro ponto em que as premissas poderiam ter sido melhor detalhadas está na projeção de demanda de energia elétrica da indústria: o PDE destaca alguns setores industriais que devem liderar a retomada da atividade econômica, mas não detalha qual foi o critério para estimar a evolução de cada setor – esta informação é relevante para avaliar a projeção de demanda apresentada. Ademais, considerando que a energia elétrica é um insumo que representa um custo importante para vários setores industriais, seria interessante apresentar estimativa de elasticidade-preço da energia elétrica para o setor industrial.

Geração de energia elétrica

O Plano Decenal, no capítulo que trata da Geração de Energia Elétrica, é inovador ao utilizar nas suas análises o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para a indicação da evolução da expansão da oferta. Aparentemente a utilização deste modelo permite a criação de um critério técnico, objetivo e reprodutível por todos os agentes, transparência fundamental no planejamento da expansão, por isso parabenizamos a EPE por esta iniciativa.

Fica evidente que o PDE 2026 segue priorizando a expansão da geração por meio de fontes renováveis de energia como eólica, solar e biomassa e entendemos que é importante manter a matriz energética brasileira limpa. Entretanto, considerando o grande potencial hídrico do Brasil, que é um fator diferencial para competitividade da nossa indústria, contribuimos para que o Ministério de Minas e Energia (MME) tenha

uma atuação ativa para destravar novos investimentos em usinas hidroelétrica de grande e médio porte e, quando possível, com reservatório de regularização.

Há ainda um ponto importante a ser destacado com relação ao impacto socioambiental das usinas hidrelétricas sobre o dimensionamento dos reservatórios. O Governo optou nos últimos anos por construir usinas hidrelétricas a fio d'água, não viabilizando qualquer UHE em razão do impacto que os reservatórios poderiam trazer ao meio ambiente. Entendemos que esta premissa não é sustentável, pois é fundamental observar que tal decisão não considera o fato de que a construção de hidrelétricas com reservatórios mínimos - que, conseqüentemente, têm menor potencial de regularização - vem acompanhada da necessidade de despacho cada vez maior de usinas termelétricas, gerando impactos possivelmente maiores ao meio ambiente, dentre outras razões, pela emissão de gases de efeito estufa. Importante considerar também os maiores custos de geração inerentes à atual opção.

Neste contexto, mantemos nossa contribuição anterior, para que o Plano contemple também análises comparativas entre a construção de usinas a fio d'água ou a construção de usinas com barragem, pontuando aspectos positivos e negativos, tanto qualitativos quanto quantitativos, tais como as estimativas dos custos de operação do sistema sob as duas possibilidades ou os níveis de emissão de gases de efeito estufa nos dois cenários.

Tais informações poderiam contribuir para que a sociedade decida sobre qual deveria ser a prioridade do país no que se refere à expansão do sistema elétrico brasileiro.

Ainda, o plano prioriza uma expansão através de usinas renováveis, algumas intermitentes, sem regularização ou muito sazonais como Eólicas, Solar, PCH e Biomassa. Entretanto, não há expansão compatível de fontes despacháveis, assim provocando uma preocupação a mudança do perfil de geração do SIN, que tem apresentado uma redução no nível de regularização das usinas hidroelétricas conjuntamente com uma maior participação dessas fontes. É muito importante que o plano contemple uma análise comparativa econômico-ambiental-financeira quando da maior inserção de usinas eólicas contra usinas hidráulicas (com e sem reservatório) e usinas térmicas a gás e a carvão mineral.

Considerando o atual planejamento, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) perde cada vez mais uma vantagem competitiva ímpar com relação a seus concorrentes no comércio global. Conseqüentemente, teremos uma energia com preços mais elevados, impactando negativamente todos os consumidores brasileiros.

Em adição, o Plano contempla em suas estimativas a indicação de um volume reduzido de usinas termoeletricas a gás natural no SEB para os próximos anos, entretanto, devido a um maior volume de hidráulicas a fio d'água e a entrada de grande volume de eólicas, é intuitivo supor que a operação do sistema necessitará cada vez mais de usinas termoeletricas para sua correta operação. Assim, questiona-se: considerando a previsão de crescimento da carga e a entrada expressiva de fontes intermitentes na matriz, qual

o volume de geração firme será demandado para uma operação mais segura do sistema, tanto com relação aos aspectos energéticos quanto de estabilidade elétrica?

Em comparação com os Planos anteriores, o PDE 2026 apresenta uma análise mais detalhada com relação ao atendimento a ponta e tenta quantificar este custo, assim como os riscos de não atendimento. Primeiramente, parabenizamos a equipe da EPE por este aprimoramento tão importante para a evolução do SEB. A Abrace entende ser fundamental a implantação de mecanismos mitigadores deste risco, como a resposta pelo lado da demanda que poderá contribuir para redução desta restrição, assim como garantir uma redução no custo estrutural da expansão.

O aprimoramento dos modelos de otimização, com a evolução para uma discretização em períodos inferiores, no mínimo horária, devem contribuir diretamente para uma melhor sinalização do custo da energia em tempo real, assim como viabilizar novas alternativas como as termoeletricas de partida rápida.

Finalmente, consideramos que um plano transparente, que explicita todas políticas públicas é fundamental para dar maior previsibilidade de custos e também segurança jurídica aos agentes de mercado. Desta forma, contribuimos para que todo custo com a expansão e operação do sistema elétrico seja feito seguindo um modelo “livre”, em que não exista nenhuma imposição ou reserva de mercado para determinada fonte de energia, salvo o necessário bom senso técnico para garantir a segurança energética e elétrica do nosso sistema.

Transmissão de energia elétrica

Interligação de Sistemas Isolados

O PDE menciona a interligação de diversos sistemas isolados durante o horizonte de estudo: Manaus – Boa Vista, Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul e Oriximiná – Juruti – Parintins. Entre os benefícios destas interligações, é citada a economia resultante da eliminação da geração térmica a diesel, de custo elevado para a sociedade como um todo.

De fato, a geração em sistemas isolados impõe um custo a todos os consumidores de energia elétrica, por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que subsidia a geração de energia nos sistemas isolados. No entanto, a interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) não se traduz em redução imediata da CCC. Isto porque, segundo previsão do art. 3º, §5º, da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, os reembolsos da CCC perduram enquanto estiverem vigentes os contratos de compra de energia elétrica e potência para atendimento aos sistemas isolados, mesmo após a interligação ao SIN.

Como o PDE não menciona explicitamente que este aspecto da legislação foi considerado na análise de custo-benefício das interligações, a ABRACE sugere que a EPE monte o cronograma de interligações de sistemas isolados em datas compatíveis com o fim dos contratos vigentes, de modo a levar a uma efetiva redução de custos para a sociedade. Caso contrário, corre-se o risco de onerar duplamente o consumidor de energia elétrica – por meio da CCC e de aumento das tarifas de transmissão.

Previsão de novos investimentos

Segundo o PDE, em um horizonte de seis anos, entre 2020 e 2026, espera-se aumento expressivo de tarifas de transmissão, superior a 150% para o segmento consumo, e de cerca de 100% para o segmento geração. Este comportamento das tarifas é justificado pela EPE pela elevação da relação RAP/Investimentos verificada nos últimos leilões de transmissão, realizados em 2016. Uma consequência desta premissa é que estratégias equivocadas de expansão serão mais custosas para o usuário do sistema de transmissão.

Diante deste novo cenário, torna-se ainda mais importante o equilíbrio entre o planejamento proativo da transmissão, que antecipa os investimentos necessários em um contexto de incerteza sobre a expansão da geração de energia elétrica, e a cautela para evitar investimentos que mais tarde se mostrem prescindíveis.

Diante deste dilema, e dado o caráter determinativo do planejamento da transmissão, a ABRACE solicita que a EPE esclareça como o planejamento da transmissão pode manter a flexibilidade necessária para lidar com diferentes cenários de expansão da geração, em especial geração distribuída, eficiência energética e possibilidade de armazenamento e com os reflexos de medidas de gerenciamento pelo lado da demanda – por exemplo, a depender do sucesso de programas de resposta da demanda nos próximos anos, pode haver potencial para postergação de alguns investimentos em transmissão.

Outro tema de preocupação na previsão de novos investimentos está no tratamento dado a obras atrasadas e ainda sem previsão de conclusão – o caso da Abegoa é emblemático neste aspecto. A solução apontada pelo PDE está em adotar medidas corretivas, que podem envolver, por exemplo, a antecipação de obras já previstas, mas que não seriam imediatamente necessárias caso não houvesse atraso nas obras licitadas.

Considerando que os investimentos associados às medidas corretivas citadas podem se tornar redundantes quando a questão das obras atrasadas estiver resolvida, a ABRACE pede que a EPE detalhe quais são os custos associados às medidas corretivas e em que medida esses custos poderiam ser evitados caso não houvesse atraso nas obras. Além disso, caso haja nova licitação desses ativos, pedimos que seja feita uma reavaliação a respeito do momento em que os investimentos serão necessários, de modo a reduzir o prejuízo aos usuários do sistema de transmissão.

Produção de Gás Natural

O Capítulo 5 trata das perspectivas de produção do gás natural para o próximo decênio e apresenta a significativa contribuição das reservas do Pré-sal neste contexto. Entretanto, as primeiras análises indicam que, apesar da curva de óleo apresentada indicar uma elevação considerável no período de análise, a projeção de gás natural divulgada não acompanha o mesmo ritmo de crescimento.

Diante do exposto, percebe-se que as estimativas para perdas, queimas e, sobretudo, reinjeção mantêm-se elevadas no horizonte de análise, mantendo-se acima de 40% do volume total produzido. E, a partir de 2023, mais da metade do gás natural produzido não se traduzirá em oferta ao mercado. Considerando que a produção brasileira cada vez mais será relevante ao abastecimento do mercado nacional – dada a esperada redução das importações bolivianas e o uso dos terminais de GNL para suprir a flexibilidade da demanda térmica, a ABRACE sugere, que maiores detalhes e justificativas técnicas sejam contempladas neste PDE. Do mesmo modo seria desejável que a EPE também informasse quais medidas para uma política energética voltada às especificidades econômicas e tecnológicas seriam necessárias para melhorar o aproveitamento do gás natural, incluindo a monetização de reservas onshore, para que a oferta ao mercado possa ser potencializada.

O PDE é um documento que define o planejamento energético e orienta as expectativas de investimentos no setor. Como a evolução dos indicadores da indústria de petróleo e gás natural envolve incertezas, é importante que o documento também contemple cenários de análises que destaquem os riscos envolvidos e possíveis mudanças na conjuntura econômica e geopolítica, que afetarão as condições de oferta e demanda e o nível dos preços. Em que pese a EPE ter informado a curva de produção, bruta e líquida, para o gás natural e dos preços futuros para diversos tipos de óleos, ressurte-se de análises de sensibilidade, conforme descrito acima. É importante considerar que a indicação de cenários de preços serve como um importante parâmetro para a projeção da produção nacional de petróleo e gás natural. Assim, a ABRACE sugere que sejam incluídos cenários de sensibilidade na curva de preço futuro e também de oferta para petróleo e gás natural.

No entanto, vale a pena destacar a inclusão do cenário alternativo neste PDE, que mostra um ajuste na produção de gás, decorrente das dificuldades dos cumprimentos das exigências de conteúdo local, soluções tecnológicas específicas à produção de Libra, no Pré-sal, e atraso na contratação dos excedentes da Cessão Onerosa.

A comparação entre as edições 2021, 2022, 2023, 2024 e 2026 (tabela abaixo) mostra que as novas perspectivas são mais otimistas em curto/médio prazo e moderadamente mais pessimistas em longo prazo. Entretanto, não são apresentadas considerações

detalhadas sobre este tópico. Apesar das incertezas e dificuldades em se realizar essas projeções, a ABRACE solicita que os estudos do PDE apresentem justificativas mais detalhadas e as premissas utilizadas para se resultarem em essas mudanças tão significativas na projeção de potencial de produção de gás natural entre este PDE e o PDE 2024, tanto bruta quanto líquida. Também seria desejável que o PDE discriminasse a produção prevista de reservas *onshore* e *offshore*.

Tabela: Comparativo entre as edições do PDE da Previsão de produção nacional bruta de gás natural classificada por tipo e nível de incerteza de recursos

PDE 2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	0	0	0,82	2,98	4,2	5,1	5,8	6,1	6,6	6,9					
GNA - RND	0	0	0	0	0	8,5	17,3	28,3	30,5	28,8					
GA - RD	51,0	51,6	60,6	69,7	81,9	102,3	119,9	127,5	131,1	134,2					
GNA - RD	32,6	37,6	38,9	41,2	50,5	50,5	54,2	54,5	52,4	50,6					
Total	83,6	89,2	100,4	113,9	136,6	166,4	197,1	216,4	220,6	220,5					
PDE 2022	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	0	0,00	0,70	2,0	2,8	3,7	4,2	4,9	5,9	6,7					
GNA - RND	0	0	0	0	0,0	7,5	18,3	23,4	24,3	22,1					
GA - RD	53,5	58,0	64,5	70,8	88,2	110,2	118,9	129,4	135,8	132,6					
GNA - RD	27,2	37,9	37,7	38,1	40,0	38,5	37,5	36,7	40,4	42,6					
Total	80,8	95,9	102,9	110,8	131,0	159,9	179,0	194,4	206,4	204,0					
PDE 2023	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	Informações não disponíveis no PDE 2023														
GNA - RND															
GA - RD			63,4	71,5	78,0	89,3	108,8	118,0	129,5	138,4	141,7	136,8			
GNA - RD			31,7	30,6	32,2	33,0	35,6	35,9	40,2	43,1	43,7	42,8			
Total (Tabela 105, pág. 221)			95,1	102,0	110,2	122,6	145,3	156,3	178,1	196,7	206,5	205,7			
PDE 2024	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	Informações não disponíveis no PDE 2024														
GNA - RND															
GA - RD				59,1	62,5	63,4	77,8	83,9	97,2	103,5	110,1	119,3	124,4		
GNA - RD				25,8	27,1	27,7	24,8	23,1	24,1	24,3	22,8	21,4	19,1		
Total (Tabela 104, pág. 244)				84,9	89,5	91,1	102,6	107,3	124,1	131,8	138,6	159,9	171,7		
PDE 2026	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GA - RND	Informações não disponíveis no PDE 2026														
GNA - RND															
GA - RD	Informações não disponíveis no PDE 2026														
GNA - RD															
Total					104,0	106,0	111,0	114,0	115,0	124,0	136,0	147,0	157,0	167,0	182,0

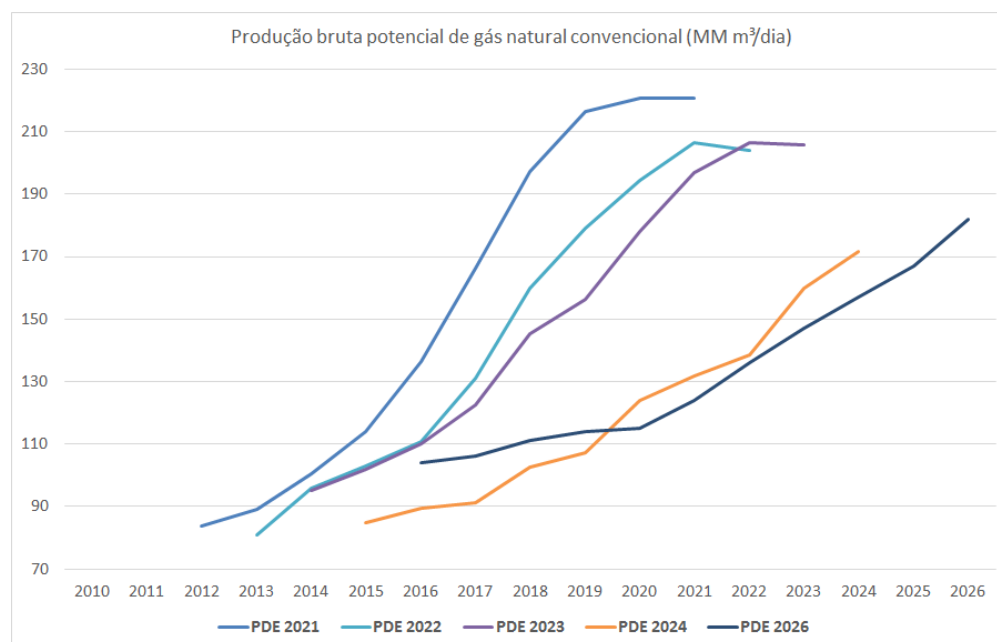
Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Tabela: Comparativos entre as edições do PDE da Previsão de produção nacional líquida de gás natural

PDE 2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido	57,7	62,9	70,3	76,6	96,3	115,2	138,0	152,7	160,1	164,3					
PDE 2022	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido		55,8	67,1	68,7	76,7	88,0	105,7	120,3	137,7	148,4	149,8				
PDE 2023	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido			62,7	66,0	73,1	78,0	93,2	98,9	118,1	129,0	135,3	134,3			
PDE 2024	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido				53,3	59,0	58,4	61,4	60,0	73,0	76,4	79,7	93,4	99,2		
PDE 2026	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Líquido					56,0	61,0	67,0	68,0	69,0	70,0	73,0	72,0	75,0	81,0	91,0

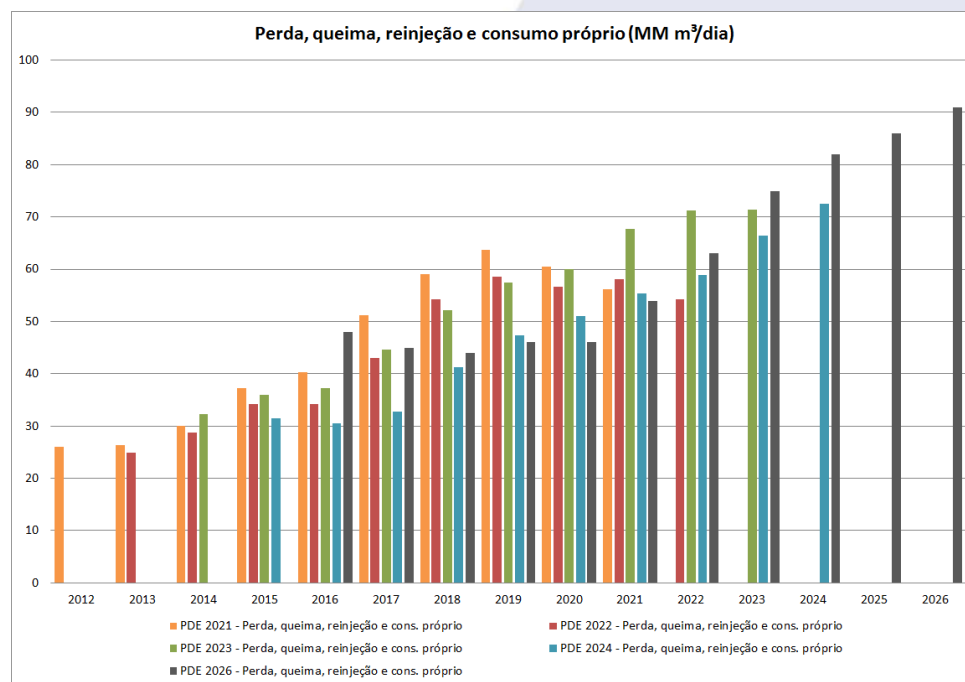
Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Gráfico: Comparativos entre as edições do PDE da Previsão de produção nacional bruta de gás natural



Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Gráfico: Comparativos entre as edições do PDE da previsão de perdas, queima, reinjeção e consumo próprio bruta de gás natural



Fonte: PDE 2021, 2022, 2023, 2024 e minuta do PDE 2026.

Em consideração aos recursos não convencionais, nesta minuta, a expectativa é de uma produção bruta bem menos significativa dessa fonte, de aproximadamente 3 MM m³/dia, com início estimado para o fim do decênio. Já o PDE 2024 estimou que a expectativa de produção deste recurso se iniciaria em 2022, e não há justificativa aparente para a postergação deste período, sequer maiores explicações sobre os cálculos e premissas utilizadas. Assim, a ABRACE solicita que os estudos do PDE apresentem justificativas mais detalhadas para este tipo de mudanças.

Por fim, verificou-se que o detalhamento das informações disponibilizadas sobre produção de gás natural nesta minuta foi extremamente reduzido, bem como os dados sobre produção de gás não-convencional, a segmentação geográfica da produção e a faixa de incertezas. A ABRACE sugere que o detalhamento das informações siga o apresentado no PDE 2024.

Oferta de Gás Natural

O PDE 2026 traz uma breve análise da trajetória futura dos preços do gás natural para o mercado nacional. Segundo a EPE, apesar das discussões de aprimoramento do marco regulatório do setor, apoiado pela iniciativa do governo – Gás para Crescer, os energéticos substitutos assim como as condições de negociação do GNL no mercado internacional ainda exercerão forte influência na dinâmica dos preços do gás comercializado no mercado brasileiro.

Assim, as estimativas contempladas no PDE levam em consideração uma faixa de preços para o gás natural com base na precificação do gás produzido nacionalmente; das contratações internacionais de GNL, tanto negociados no mercado *spot* como a termo (contratos de longo prazo); e do óleo combustível, considerado o energético substituto direto do gás natural. No entanto, ressaltando maiores detalhes em relação à metodologia e as condições conjunturais e estruturais que foram utilizadas para realizar tal projeção. De certo, esse tipo de análise naturalmente agrega grandes incertezas, pela falta de transparência na precificação do gás comercializado internamente e pela transição para um mercado mais competitivo que poderá se estabelecer neste horizonte de análise.

No Brasil os segmentos não-térmicos estão inseridos em uma dinâmica distinta do mercado global de GNL, uma vez que são abastecidos pela produção doméstica e pelas importações da Bolívia. Em ambas as fontes, os contratos de fornecimento estão indexados a uma cesta de óleos combustíveis internacionais, que por sua vez, possui forte correlação com a evolução dos preços do petróleo. Portanto, não sofrem influência direta dos preços de GNL e, pelo menos no curto/médio prazo, não se vislumbra mudanças neste sentido.

Mesmo assim, a evolução dos preços de GNL estimada pela EPE, em comparação com dados divulgados por instituições internacionais, parece estar superestimada. Por exemplo, segundo informações da Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – autoridade regulatória dos Estados Unidos – em junho de 2017, por um cálculo *netback*, o preço do GNL internalizado no terminal do Rio de Janeiro estaria próximo de US\$ 5/MMBtu³. O preço estimado pela EPE, contrato a termo, gira em torno de US\$ 8/MMBtu no curto-prazo. Assim, seria desejável que a EPE disponibilizasse maiores informações sobre a base de dados e as premissas que foram utilizadas nesta análise.

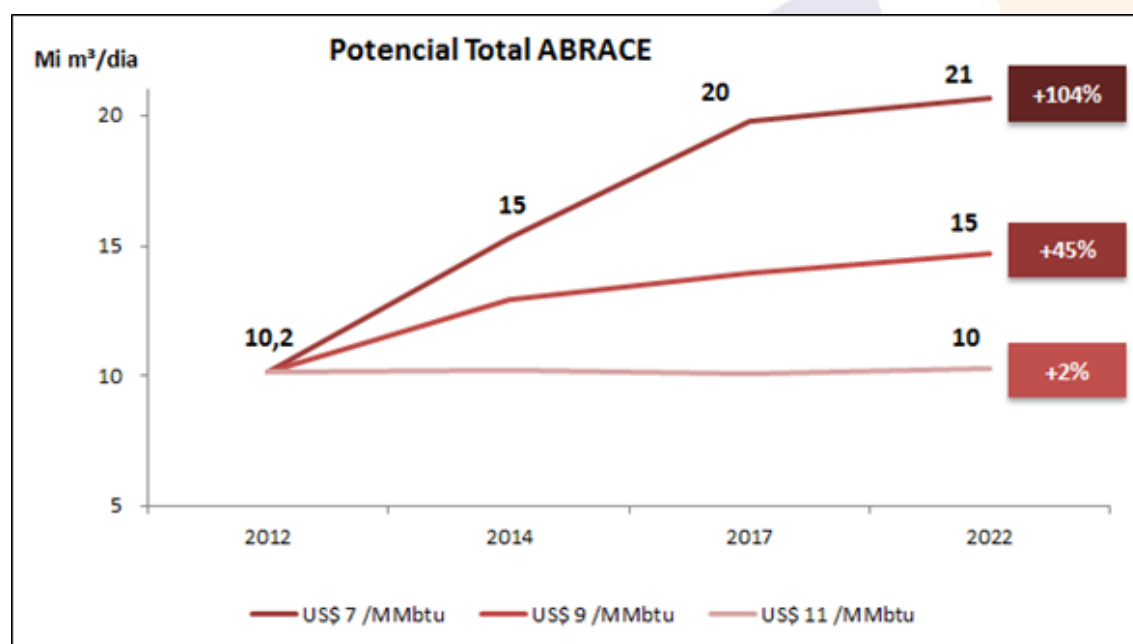
Para o gás natural produzido nacionalmente, a EPE estima o *break-even* dos projetos, e para o preço de disponibilização considera o custo de oportunidade do capital, risco exploratório, gestão de portfólio e condicionantes de mercado. Mas não há o

³ Prices are the monthly average of the weekly landed prices for the listed month. Segundo o departamento de energia norte-americano (DOE): “prices for LNG imports are reported as ‘landed’, received at the terminal, or ‘tailgate’, after regasification at the terminal. Generally the reporting of LNG import prices varies by point of entry, and the average prices are calculated from a combination of both types of prices”.

detalhamento da metodologia e das premissas que subsidiaram a análise. Também não ficou claro se a EPE ainda considera a metodologia atual, indexada no preço do petróleo, para todo o horizonte de análise ou se há alguma análise para competição gás-gás, tendo em vista a esperada diversificação da oferta com a redução da participação da Petrobras no mercado de gás, conforme sinalização da própria empresa e das discussões entre os agentes no âmbito do Gás para Crescer.

Também é desejável que a EPE disponibilize análises de sensibilidade da demanda por gás natural em relação ao preço final estimado. Esse ponto é muito sensível, principalmente para a demanda industrial, e tem impactos em todas as etapas da cadeia da Indústria de Gás Natural do país. Para exemplificar a importância desta informação, a Abrace realizou uma pesquisa junto a alguns de seus associados e constatou uma relação muito forte entre preço e demanda, como demonstra o gráfico abaixo.

Gráfico: Potencial total de crescimento da demanda de dez grandes consumidores industriais (em milhões de m³/dia)



Fonte: ABRACE

Como relata a EPE, desde o último Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024 – está sendo utilizada uma nova metodologia para cálculo da oferta de gás natural, que diferentemente da anterior, a qual considera o perfil histórico de processamento, leva em consideração as características e composição do gás a ser processado assim como as tecnologias que serão utilizadas nas UPGNs. No entanto, embora tenha sido publicada uma nota técnica específica para ilustrar esta metodologia, ressen-te-se de maior detalhamento em relação às informações que foram apresentadas nesta seção do PDE, sobretudo em relação à base de dados e premissas utilizadas.

Ademais, como mencionado anteriormente, a produção e a oferta de petróleo e de gás natural apresentam incertezas, tanto relativas ao mercado interno como ao mercado externo e, por isso, seria desejável que fossem apresentados também cenários de sensibilidade que levem em consideração os efeitos que podem afetar a curva de oferta no horizonte de análise. Do mesmo modo, a projeção de cenários de competitividade de preços poderia enriquecer a análise de evolução das condições de oferta e demanda de gás natural, tanto para o segmento térmico como não-térmico.

Vale a pena destacar, ainda, que apesar de a EPE considerar investimentos em novas unidades de consumo, principalmente em usinas térmicas adicionais, não há qualquer análise em relação às condições operacionais dos gasodutos de transporte, isto é, se haveria necessidade de investimentos em ampliação ou expansão em pontos específicos da rede para garantir a entrega deste montante num cenário de hidrologia desfavorável, além do atendimento à capacidade térmica atual. Do mesmo modo, o PDE não inclui a análise das possíveis implicações da interligação de pontos de oferta e consumo do sistema isolado ao sistema integrado de transporte, como exemplo, o terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a térmica Porto Sergipe I.

A demanda de gás natural pelo segmento termelétrico representa um indicador importante para o planejamento do sistema de transporte, tendo em vista que pode estimular o desenvolvimento da demanda de outros mercados, sobretudo em áreas em que a demanda de gás é ainda incipiente. Sobre esta ótica, seria desejável que os projetos termelétricos fossem planejados de forma indicativa e integrada, considerando tanto as condições estruturais do mercado de gás natural como o de energia elétrica. Este tema foi amplamente discutido em subcomitê específico, instituído no âmbito do Programa Gás para Crescer.

Por fim, embora tenha sido apresentado, em um capítulo específico, os resultados das simulações termofluido-hidráulicas para a malha integrada de transporte, não foram apresentados maiores detalhes sobre este tópico. Hoje, a capacidade de transporte, em base firme, está totalmente contratada pelo carregador incumbente e não há informações detalhadas que possibilite a identificação, pelos agentes do setor, da ociosidade da malha e se esta ociosidade é suficiente para atender a evolução das condições de oferta e demanda, e a disponibilidade de capacidade para contratação futura, tendo em vista o término dos contratos de transporte existentes. Sendo assim, seria desejável que o PDE contemplasse análise mais detalhada dos fluxos e da operação da rede, atual e futura, bem como a fonte de dados utilizada para a análise.

Oferta de Biocombustíveis

A expansão da oferta de etanol para atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil envolve três fatores base: o ambiental,

devido à crescente procura por combustíveis limpos que podem contribuir ainda mais para uma matriz energética limpa; o tecnológico, referente ao desenvolvimento de novas tecnologias de motores à combustão interna que consigam ser mais eficientes com combustível etanol, bem como o investimento no etanol de segunda geração que se mostra essencial para o aumento da produção sem aumentar a área plantada; e por último, a segurança energética, ao se diversificar a oferta competitiva do etanol frente à gasolina, que é um combustível instável tanto economicamente como em relação à sua produtividade.

A tecnologia do etanol de primeira geração já está consolidada e consegue suprir todos os gargalos tecnológicos da indústria. O que realmente falta é a existência de um mercado sólido e estável que permita que o etanol combustível se desenvolva e se torne competitivo. Com a necessidade de se definir regras de comercialização que tragam menor risco para o setor de biocombustíveis, induzindo ao aumento da sua produção, que está estagnada, já que o segmento do agronegócio brasileiro tem enfrentado condições adversas de mercado, relacionadas a preço de produto substituto distorcidos ou a questões tributárias.

A necessidade de investimento em etanol de segunda geração representa na realidade uma nova alternativa para uso energético da biomassa, levando a vantagens tanto ambientais, quanto sociais e econômicas, por ser produzido a partir de resíduos de origem vegetal já disponíveis. A biomassa de cana é a mais promissora, pelo volume e pelo menor custo de transporte da celulose em relação às demais fontes de biomassa, bem como pela natureza da produção de cana próxima às usinas. É estimado que o etanol celulósico aumentasse a produção de etanol a partir da mesma tonelada de cana em até 42% de acordo com o programa de governo Renovabio.

A combinação das rotas de primeira e segunda geração na produção de etanol permitirá obter uma maior quantidade de combustível sem aumentar o volume de matéria-prima cultivada. Além do emprego da cogeração de energia na indústria, transformando a indústria sucroenergética totalmente conectada.

Para o comércio internacional, mesmo que a capacidade de produção de etanol seja viabilizada, este só existirá se não houver barreiras logísticas, tanto no Brasil quanto no exterior. Para tanto, a infraestrutura de transporte, de armazenamento e de embarque no Brasil deve ser construída de sorte a não impor restrições físicas ou econômicas à comercialização.

Há a necessidade também da redução de barreiras tarifárias, a definição de especificações para o etanol combustível e a criação de condições para que tal produto seja aceito e tratado como *commodity* no mercado internacional.

A padronização é importante para a consolidação de um mercado futuro para esse combustível para comercialização internacional. Isso permitirá a realização de operações financeiras que possam assegurar aos agentes do mercado menores riscos associados à variabilidade de preços. Para o etanol ser considerado uma *commodity*

mundial, é necessário que haja um consenso entre compradores e vendedores sobre uma especificação mais racional para o etanol anidro, com características realmente importantes para a mistura na gasolina.

Entende-se que primeiramente o setor tem que se recuperar do grande endividamento existente para assim poder realizar as sugestões aqui citadas e as já listadas no Plano Decenal de Energia 2016 para assim contribuir para a expansão da oferta de etanol.

Para a expansão da oferta de biodiesel, um mercado que ainda está crescendo lentamente no Brasil, mais investimentos em novos empreendimentos e nos existentes são necessários. Também a necessidade do desenvolvimento de programas governamentais que incentivem pesquisas em relação à utilização de outras matérias-primas, além da soja, para produção do biodiesel.

Eficiência Energética

A versão 2026 do PDE 2026 trouxe a seção de eficiência energética com maior detalhamento, permitindo maior exploração dos resultados por parte da sociedade e contribuições mais pontuais e contundentes.

A utilização do consumo específico como índice de acompanhamento da eficiência energética é pouco robusta, pois compara apenas a intensidade energética dos setores industriais brasileiros. Entretanto, os indicadores com o padrão energia/produção negligenciam fatores como redução de produção para adequação à realidade macroeconômica ou produtos com maior qualidade, por exemplo, fatos que distorcem a interpretação do índice, podendo provocar conclusões equivocadas.

Para lidar com as diversas variáveis que podem impactar a análise de desempenho da indústria, existem algumas metodologias utilizadas internacionalmente que propõem a normalização dos indicadores a fim de torná-los comparáveis e permitir o acompanhamento da evolução ao longo do tempo.

Pode-se citar como exemplo o Energy Efficiency Index (EEI). Esse índice é calculado por planta industrial e compara a intensidade energética da produção e compara com o limite superior teórico do processo.

Outra metodologia bastante robusta e utilizada amplamente no Brasil, inclusive pela Agência Nacional de Energia Elétrica para elaboração de benchmarking das distribuidoras é o Data Enveloping Analysis (DEA). Essa metodologia permite a criação de uma curva de eficiência máxima utilizando insumos e produtos, permitindo reduzir influências particulares no cálculo do índice.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos disponibiliza gratuitamente um software chamado de Energy Performance Indicator Tool. Apesar de ter sido pensado para realidade de um país bastante diferente, esse software permite simular o impacto de alterações de cada variável relevante para o consumo de energia do processo

produtivo. O software utiliza dados meteorológicos e macroeconômicos a fim de eliminar a influência dessas variáveis no cálculo do indicador de performance, permitindo assim uma comparação mais confiável.

De forma mais simples também é possível usar combinação de indicadores, como número de medidas de eficiência adotadas, resultados qualitativos obtidos, identificação de oportunidades de eficiência de forma voluntária e diagnóstico energético e obter mais detalhamento sobre eficiência energética além da simples intensidade energética.

A Associação entende que para estimular o mercado de eficiência energética algumas ações de destravamento são necessárias. Preferencialmente soluções de mercado e voluntárias são um pilar fundamental para políticas duradouras e eficientes. A experiência da indústria energointensiva brasileira também aponta a relevância de programas de treinamento para qualificação de mão de obra, nacionalização de métodos e conhecimento a partir de análises de benchmark e compreensão acerca dos desafios da indústria são essenciais para que as políticas desenhadas alcancem todo o seu potencial.

A EPE entende que um dos desafios atuais está na comunicação e direcionamento único das frentes de trabalho relacionados à Eficiência Energética no Brasil, de acordo com o apontado no box 9.1. A Abrace concorda que iniciativas difusas são menos eficientes, a canalização desses esforços e concentração de medidas de destravamento do mercado de eficiência poderiam ser adotadas pela EPE que já está liderando a discussão em vários aspectos.