

GN 020/2019

Rio de Janeiro, 22 de novembro de 2019.

Ao Ministério de Minas e Energia – MME
 Departamento de Planejamento Energético
 Esplanada dos Ministérios, Bloco “U”
 CEP: 70.065 – Brasília – DF

Referência: Consulta Pública nº 87/2019
 Plano Decenal de Expansão de Energia 2029

Prezados Senhores

Inicialmente parabenizamos o MME e a EPE pela elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029. O PDE contém informações muito importantes, não apenas para as empresas produtoras de energia, mas também para seu mercado consumidor. Por meio dos cenários expostos, são oferecidas visões quanto à melhor forma de desenvolver o setor energético nacional.

Esta carta oferece nossos comentários, em anexo, os quais foram validados por nossos associados com especial ênfase no que diz respeito à área de gás natural, nos seguintes temas:

- I. Impactos do Novo Mercado de Gás na demanda de energia;
- II. Fator de utilização da capacidade de geração termelétrica a gás natural;
- III. Limites dos modelos de otimização para o planejamento;
- IV. Construção de cenários contemplando novos desafios do setor de gás natural;
- V. Previsão da produção de petróleo e gás natural;
- VI. Aspectos do abastecimento de derivados de petróleo; e
- VII. Aspectos do setor de gás natural.

Esses comentários destacam, entre outros pontos: (i) a aderência das projeções apresentadas com o comportamento observado nos setores de

gás e eletricidade; (ii) a explicitação e o esclarecimento sobre premissas que facilitariam a compreensão do Plano; e (iii) a preocupação com a indicação de que projetos termelétricos se viabilizariam com níveis de despacho muito baixos afetando, conseqüentemente, o desenvolvimento de toda a infraestrutura de gás natural a eles vinculada.

No horizonte do PDE, existe um grande potencial para ampliação da oferta de gás natural doméstico, que depende de investimentos significativos em infraestrutura, principalmente em escoamento e processamento. Tendo em conta que as reservas brasileiras provenientes do pré-sal são de gás natural associado, faz-se necessário o desenvolvimento de demanda inflexível, que em função de sua escala seria preferencialmente viabilizada pelo despacho térmico na base.

A ampliação sustentada e competitiva da oferta doméstica, respeitadas as características do gás natural do pré-sal, significa uma oportunidade única de desenvolvimento de nossa economia, defendida pelo Governo Federal, pela promoção de maior arrecadação, investimentos, geração de emprego e renda ao longo de toda cadeia de valor. Acreditamos que essa questão deveria ser priorizada no planejamento do setor energético.

Esperamos, com isso, contribuir para o aprimoramento do PDE que, conforme mencionado anteriormente, tem papel relevante nos debates sobre o cenário energético brasileiro. Reiteramos a disponibilidade do IBP para o diálogo e troca de conhecimentos em linha com a estreita relação que temos mantido com a EPE.

Atenciosamente,



Luiz Costamilan

Secretário Executivo de Gás Natural

Anexo

I. Impactos do Novo Mercado de Gás na demanda de Energia

A análise das oportunidades trazidas pelo Novo Mercado de Gás é fundamental, dando a clareza necessária quanto à trajetória energética que o país venha a seguir.

Na análise do BOX 2-3 (pág. 45-46; PDE 2029), é descrito um exercício de sensibilidade do potencial que o programa Novo Mercado de Gás poderia gerar em termos de demanda futura não-termelétrica de gás natural. Seus efeitos se dariam por meio da competitividade do energético, viabilizando novos empreendimentos e conversões.

Para uma melhor compreensão das razões que levaram a esses resultados, sugerimos que fossem **melhor explicitadas as premissas** quanto ao tema. Por exemplo, se foram utilizadas premissas de sistema interligado, assim como outros fatores que determinam o crescimento da demanda não-termelétrica.

II. Fator de utilização da capacidade de geração termelétrica a gás natural

Uma mensagem bastante positiva do PDE 2029 é a renovação do parque termelétrico (incluindo a reconstrução de térmicas) que permite a ele uma maior competitividade no setor elétrico (reduzindo seu custo marginal de operação - CMO). O Gráfico 3-10 (pág. 77; PDE 2029) explicita este argumento. No entanto, devemos analisar a viabilidade econômica destas usinas, principalmente se considerarmos o fator de despacho médio dessas UTEs indicativas, conforme o Gráfico 3-11 (pág. 77; PDE 2029).

O despacho médio das UTEs indicativas, que relaciona a geração esperada com a geração máxima possível, é bastante reduzido, em torno de 2 % ao longo do horizonte de planejamento.

Tendo em vista tal resultado, **questiona-se a viabilidade econômica da construção de diversos terminais de regaseificação de GNL e, logicamente, também das usinas termelétricas** vinculadas a estes projetos de regás para um despacho tão reduzido.

III. Limites dos modelos de otimização para o planejamento

Ainda que o conjunto de modelos utilizados encontre a melhor solução possível para as premissas adotadas, a análise dos resultados deve ser feita de maneira criteriosa, retroalimentando a cadeia de modelos para considerar a viabilidade e factibilidade de tais decisões de contratação.

Por mais que reconheçamos a robustez e complexidade dos modelos utilizados, a otimização apresenta simplificações devido às complexidades naturais dos sistemas elétrico e de gás natural. Tais simplificações poderão influenciar os resultados do plano.

Dentre as simplificações do modelo de planejamento, podemos destacar:

- a dinâmica operativa das diversas linhas de transmissão e transporte de gás;
- a localização das unidades geradoras;
- as restrições operativas como, por exemplo, limites de rampa e outras vinculadas ao despacho por ordem de mérito.

Uma comparação do atendimento do consumo de energia elétrico atendido por grupos de fontes é realizada nas figuras 2 e 3.

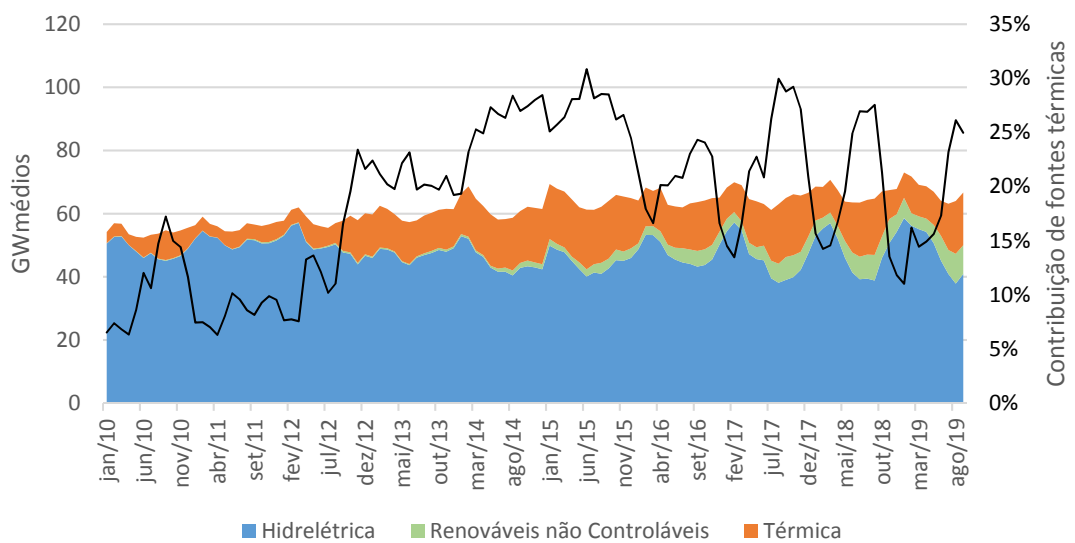


Figura 2 – Geração média mensal nos últimos 10 anos por fonte (Fonte ONS, Elaboração GasEnergy)

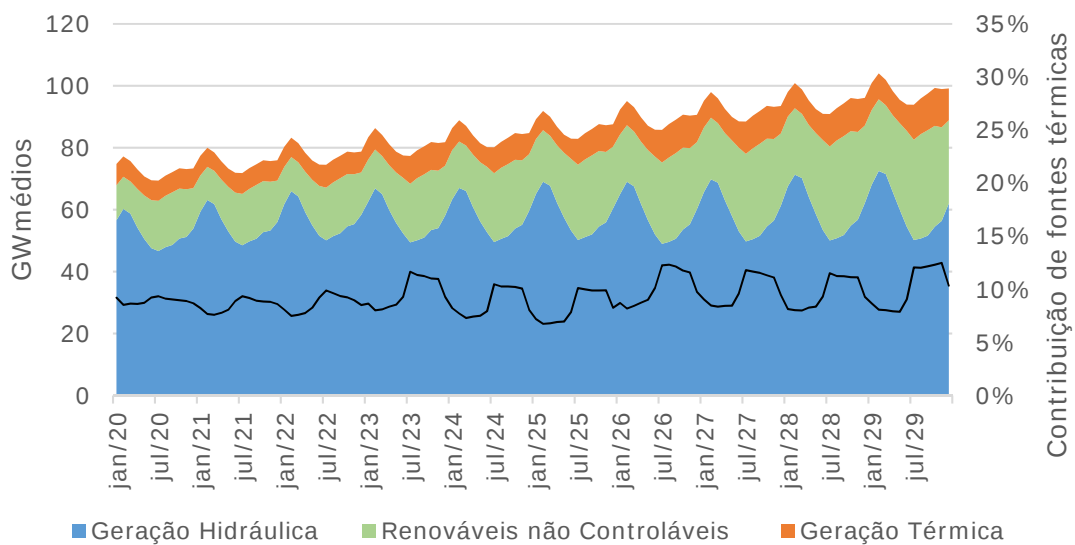


Figura 3 - Geração média mensal estimada no horizonte de planejamento (Fonte EPE, Elaboração GasEnergy)

Ao compararmos as figuras, percebe-se uma diferença bastante significativa entre o histórico e o projetado, principalmente para a geração térmica.

Seguem alguns comentários, que acreditamos ser de conhecimento da EPE, mas que valem ser reiterados:

- **Afluências:** deve-se questionar se os fracos regimes de chuva em período recente são de fato uma queda probabilisticamente natural ou se existem outros diversos fatores que os explicam (incluindo mudanças climáticas). Tais variações de padrão impactam a dinâmica das séries históricas, influenciando sobremaneira os modelos preditivos utilizados;
- **Penetração de renováveis não controláveis:** os modelos atuais utilizados pela EPE não são capazes de representar todas as flexibilidades necessárias para compensar a intermitência diária das fontes eólica e solar, sendo mais otimistas do que a operação real que o sistema deve indicar.

Portanto, devemos **buscar melhorias nos modelos** de forma a representar de modo mais fiel o sistema elétrico e suas complexidades espaço-temporais, **visando a convergência entre o planejamento e a realidade da operação**. Esta convergência é necessária para evitar que o planejamento tenha um viés otimista em relação à real viabilidade operacional, seja por despacho por fora da ordem de mérito, seja por restrições elétricas.

IV. Construção de cenários contemplando novos desafios do setor de gás natural

Acreditamos que a abordagem por cenários alternativos (*what-if*) é acertada e permite aos agentes, usuários do PDE, ter maior clareza quanto às questões que o governo e, em particular, a EPE se defrontam no planejamento indicativo do país.

- **Cenários de demanda:** Um primeiro cenário destacado no PDE, faz o exercício de sensibilidade quanto à expansão do sistema com base em demandas distintas de energia elétrica (pessimista e otimista), representado nas Tabelas 3-6 e 3-7 (págs. 89 e 91, PDE 2029).

Analisando os resultados do cenário pessimista, nota-se que grande parte da capacidade instalada indicativa do cenário de referência não seria contratada, incluindo o 1 GW de capacidade suprida pelo gás natural do pré-sal. De fato, considerando a sobrecontratação das distribuidoras e

uma possível frustração da demanda, é de se esperar que haja uma contratação bastante reduzida de novos empreendimentos.

Por outro lado, no cenário de demanda otimista, uma grande capacidade é requisitada de quase todas as fontes, porém, vale notar que a capacidade adicional para gás natural é de 3 GW, totalizando 4 GW no horizonte do plano.

Vale destacar que, segundo as **premissas utilizadas, limitou-se a entrada de térmicas com gás do pré-sal em 1GW/ano**. Esta premissa gerou no modelo um acréscimo de capacidade exatamente de 1GW/ano a partir de 2026 por questões competitivas.

Entendemos que seria importante se **considerar a revisão dessa premissa** de limitação de capacidade de geração térmica, ou seja, **avaliar a capacidade do setor elétrico em absorver o gás natural do pré-sal competitivamente**.

V. Previsão da produção de petróleo e gás natural

- **Produção de petróleo:** em relação ao último PDE 2027, foram reduzidos os volumes de óleo projetado para o primeiro quinquênio. A redução na curva de produção do PDE 2029, segundo a EPE, se dá devido aos atrasos de plataformas constantes no Plano de Negócios da Petrobras.

A produção é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação do pré-sal e em águas ultra profundas. Nos próximos cinco anos, dos treze projetos com entrada em produção previstos, nove são voltados para extração no pré-sal (principalmente Cessão Onerosa).

A EPE estima que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período, devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Mero, e, a partir de 2025, atribuída principalmente do excedente da Cessão Onerosa.

No entanto, **não são explicitadas em quais campos**, durante o horizonte projetado, **são assumidas estas novas plataformas e o racional que justifique tais premissas**. O esclarecimento quanto a estas informações facilitariam o entendimento das curvas de produção de óleo não apenas para a indústrias, mas também para o poder público.

- **Gás natural:** no caso do gás natural devemos destacar aspectos dos volumes produzidos e daqueles disponíveis ao mercado.

- **Produção bruta:** Da mesma forma que para o óleo, **existem dúvidas nas projeções pela omissão de premissas de produção por campo.**

O PDE 2029 considera que apenas a partir de 2025 haverá aumento na produção, através da entrada de novos projetos nas Bacias de Sergipe-Alagoas e Solimões e o início da produção do Excedente da Cessão Onerosa.

Além disso, a projeção da EPE não mostra alterações significativas após 2021, que é o ano previsto para a entrada do Comperj, mesmo que no Capítulo 6 a EPE atribua o aumento da produção de GLP à parcela oriunda das UPGNs, principalmente da entrada em operação da UPGN do Comperj em 2021 e do desenvolvimento da produção de gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas. **Desta forma, seria interessante um maior detalhamento do efeito da entrada da Rota 3 e UPGN do Comperj em operação**, pois não é possível avaliar quantidades adicionais de gás natural a partir dessas infraestruturas.

- **Produção líquida:** Segundo o PDE, a previsão de produção líquida de gás natural apresenta decréscimo nos primeiros 5 anos, decorrente do declínio natural dos campos em produção no pós-sal e fora do polígono do pré-sal. Seu comportamento não acompanha a produção bruta, nesse período, segundo entendemos, devido à reinjeção do gás do pré-sal.

Cada um dos projetos do pré-sal possui características diferentes (como percentual de CO₂, Razão-Gás-Óleo, etc.), não justificando a reinjeção não-técnica acentuada como premissa para alguns projetos. Portanto, para melhor entendermos a curva de produção de gás natural, **as premissas de reinjeção assumidas deveriam ser explicitadas para cada projeto.**

VI. Aspectos do abastecimento de derivados de petróleo

Em se tratando de aspectos do abastecimento, destacamos aqueles que tratam da oferta de GLP.

- **Oferta de derivados de petróleo (Análise do GLP):** O PDE 2029 considera que o Brasil manterá a condição de importador líquido de GLP durante todo o horizonte, **não sendo percebido crescimento significativo da oferta**. No entanto, considerando o aumento da oferta de gás e a maior riqueza do gás do pré-sal, **espera-se um crescimento maior na oferta doméstica de GLP** no horizonte projetado. Desta forma, **faz-se necessário maior detalhamento das premissas** assumidas, para **esclarecer essa diferença de perspectivas**.

Além disso, **não foi explicitado o cenário de demanda de GLP**, apenas seu balanço consolidado. Também neste caso, sentimos a necessidade da **explicitação das premissas para um melhor entendimento** desse ponto no PDE.

VII. Aspectos do setor de gás natural

Finalmente, quanto as projeções para o setor de gás natural, destacamos aqueles que tratam de preços e da oferta de gás no país.

- **Preços de gás natural:** **Não há explicação clara para as premissas** assumidas para as curvas de Preço de Oferta e Preço de Disponibilização, de forma que possa ser claramente entendido o exercício. Apesar das diversas incertezas quanto a estas premissas, é fundamental que estejam claras as opções adotadas para que o Plano ganhe significado.

- **Oferta de gás natural:** O PDE 2029 aponta (Gráfico 7-2, pág. 186; PDE 2029) para uma **redução da oferta potencial nacional de produção líquida nos próximos anos**. Como são previstas a entrada de novos sistemas produtivos, seria importante que fosse explicitado como essa se daria essa redução da oferta.

Os cenários do IBP por sua vez apresentam **uma potencial ampliação da oferta de gás natural doméstico offshore**. Essa oferta adicional

dependerá da disponibilidade de nova infraestrutura de escoamento e processamento a partir de 2024.

Vale destacar, que a tomada de decisão nesse tipo de investimento requer de 3 a 5 anos de antecedência, ou seja, estamos falando de um horizonte curto de tempo (já para 2021). Para se viabilizarem economicamente essas infraestruturas dependem de demanda inflexível, como aquela para a contratação de térmicas a gás natural despachadas na base.

Priorizar o atendimento da demanda de gás natural com maior oferta doméstica (em contraposição à ampliação da importação de GNL, por exemplo), resultará não apenas na ampliação da atividade local com arrecadação de participações governamentais, mas também na geração de emprego e renda em todos os elos da cadeia de valor do gás natural.

O Plano Decenal é um dos principais instrumentos do Governo Federal para apontar os meios para viabilizar, os desafios a serem vencidos e, consequentemente, as políticas a serem estabelecidas para o desenvolvimento da nossa matriz energética. Assim, entendemos que **as oportunidades para ampliação da oferta doméstica de gás natural deveriam ser priorizadas, estando claramente expressas no PDE.**