



CONTRIBUIÇÕES ABEGÁS

**Consulta Pública MME nº 95 de 13/07/2020
Plano Nacional de Energia 2050 - PNE 2050**

**Outubro
2020**

1. Introdução

Considerando o âmbito de atuação da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) e a abrangência do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), nossas contribuições serão focadas na participação do gás natural e sua importância para a matriz energética brasileira.

2. Oferta e Demanda

Os principais demandantes de gás natural no Brasil e no mundo são os setores termelétrico e industrial. Logo, uma análise da competitividade relativa da oferta marginal de gás natural oriunda do pré-sal, bem como dos recursos do pós-sal e onshore é fundamental para processo de atração de investimentos para disponibilizar a molécula aos consumidores.

Dessa forma, o PNE 2050 deve sinalizar estrategicamente qual papel o gás natural assumirá na matriz energética brasileira, considerando as diretrizes propostas no âmbito do Novo Mercado de Gás e o perfil do gás produzido no País. Além disso, é preciso considerar também a velocidade da transição energética para um planejamento energético equilibrado.

A definição dada pelo PNE 2050 para o papel do gás natural na matriz energética é restritiva, dada a versatilidade do energético, e considerando que um plano nacional de energia deva indicar o melhor aproveitamento possível das diversas fontes disponíveis no País.

“Além da complementação à hidrelétrica em anos mais secos, a tendência de redução da participação hidrelétrica na geração e a entrada em operação de usinas a fio d’água com perfil fortemente sazonal, na Região Norte, criam uma maior necessidade de geração por outras fontes no período de seca, complementando o requisito de energia do sistema. Com a redução gradativa da participação relativa das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira substituída pela expansão de renováveis não controláveis, outros recursos, como as termelétricas a gás natural, serão cada vez mais importantes para atendimentos dos diversos requisitos do sistema além da geração de energia, como a capacidade (para atendimento à ponta) e, possivelmente num horizonte mais à frente, a flexibilidade.”¹

¹ Plano Nacional de Energia 2050, pág. 177

Sobre a oferta de gás natural, doméstica ou importada, o documento aponta um aumento significativo:

- **Petróleo & Gás:** Projeções apontam 5,5mbpd de produção de petróleo em 2030 (vs. 3,0mbpd) e 115MMm³/dia de produção líquida de GN (vs. 55MMm³/dia)
- **GN convencional:** 220 MMm³/dia em 2050, o que requererá uma capacidade adicional de processamento de 120 MMm³/dia
- **Importações (terminais de GNL e gasodutos internacionais):** de 120 a 230 MMm³/dia em 2050
- **GN não convencional:** pode alcançar os mesmos volumes de produção de GN convencional, desde que haja viabilidade econômica

Em resumo, a oferta potencial disponível em 2050 será entre 340MMm³/dia a 450MMm³/dia versus 119MM m³/dia de oferta bruta em 2015.

Contudo, de acordo com estudo da consultoria CBIE Advisory, do ponto de vista de *breakeven* – as reservas de gás brasileiras possuem menor competitividade em relação ao contingente de 70% das reservas de gás natural globais oriunda de recursos onshore – ou seja, para que o Brasil possa desenvolver suas reservas de gás associado ao petróleo é imprescindível que uma sinalização de demanda firme seja incorporada no planejamento indicativo para incentivar os investimentos em escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural.

Entretanto o PNE 2050, não apresenta com clareza o desenvolvimento de demanda firme, embora registre a necessidade de mais de que dobrar a capacidade de processamento de gás no período – passando dos atuais 95,6MM m³/dia para 215,6MM m³/dia para processar o volume projetado de gás e também menciona sobre a necessidade de novas rotas de escoamento, porém não faz o vínculo da necessidade – para indústrias de rede, com altos custos de desenvolvimento – a sinalização de demanda firme é essencial para atrair tais investimentos para disponibilização do gás natural.

O documento traz um cenário de aumento no consumo industrial de 50MM m³/dia para 90-150 MMm³/dia sem apresentar as premissas que embasam essas projeções. É importante, de maneira dinâmica, projetar níveis diferenciados de demanda de gás natural pela indústria para patamares de preço *all in* da molécula.

Notadamente este aumento de consumo industrial viria de novas plantas, visto que a demanda industrial de substituição é de baixo valor agregado (Lenha, biomassa, lixívia, etc.), conforme descrito no PDE 2030. Desta forma, é, mais uma vez, premente que se viabilize a expansão da termelétrica inflexível, servindo de âncora para o desenvolvimento da infraestrutura e criando escala de consumo, permitindo assim a modicidade tarifária. Em um cenário de longo prazo, como o PNE 2050, é imprescindível que o documento sinalize os caminhos para a atração de investimentos.

Em relação ao potencial de usinas termelétricas flexíveis e inflexíveis, adotou-se uma faixa de preço de US\$4 a 10/MMBTU e cenários de 0% a 100% de inflexibilidade, mas em nenhum momento se destacou que a oferta inflexível de gás natural é competitiva para deslocar até fontes renováveis como solar e eólica dependendo da origem do gás ou que cumprem papel de reservatório equivalente. A integração do setor elétrico com o gás natural requer um aprofundamento sobre aspectos positivos e negativos da geração termelétrica a gás natural e da importância de estudos técnicos sobre confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

O volume considerado de térmicas a gás natural adicional de 16 GW ou no máximo 21 GW até 2050 versus 27 a 91 GW para plantas solares e 109 a 194 GW para eólicas não condiz com uma visão integrada da cadeia energética brasileira nem contribui para atração de investimentos de infraestrutura fundamentais para que o gás natural possa alcançar o consumidor final e, posteriormente, possibilitar preços mais competitivos.

Além disso, o PNE registra que não foram feitos estudos de confiabilidade do sistema elétrico. Considerar essa projeção de expansão em face das mudanças climáticas, perfil de consumo brasileiro, demanda reprimida de energia e da projetada retomada de atividade econômica não nos parece aderente com as diretrizes do CNPE (Resolução nº 16/19) e com os objetivos do Novo Mercado de Gás (NMG).

3. Preços do Gás Natural

No caso do gás natural, a descrição dos cenários de precificação foram muito bem construídos e respeitam a lógica global de definição de hubs de contratação que acabam influenciando nas referências de precificação da molécula, no processo de transição entre contratos baseados no Brent (*gas-to-oil*) para referências de mercados líquidos de gás (*gas-to-gas*). Porém, não consideram a maturidade do mercado na comparação do cenário brasileiro com os mercados norte-americano e europeu.

A origem do recurso (em terra ou no mar) interfere significativamente na abordagem e custos de exploração e produção. Via de regra, os custos de desenvolvimento do gás natural no offshore correspondem ao dobro dos custos onshore. Enquanto referências de *breakeven* para reservas onshore variam entre US\$2,5 e 3,0 por MMBTU – de fato atualmente 70% das reservas de gás natural no mundo possuem *breakevens* abaixo de US\$3,0/MMBTU, pois correspondem a recursos em terra – *breakevens* offshore no pré-sal brasileiro equivalem a US\$4-5/MMBTU. Como bem apontado no documento, o processo de liquefação do gás e acondicionamento em navios revolucionou o mapa da oferta e demanda de gás natural no mundo, de maneira que já em 2019, 32% dos contratos de GNL foram baseados em referências spot. Caminha-se, portanto, para um gradual processo de “comoditização” do GNL, como ocorre no caso da indústria de petróleo.

Porém, no caso brasileiro, é importante um olhar atento para a demanda, para sinalização de demanda firme, uma vez que 80% da produção de gás natural se encontra no mar e 86% desta na forma de gás associado ao petróleo, o que introduz maior complexidade quando das decisões de monetização.

Cabe aqui também uma reflexão sobre a afirmação, “ Como resultado do Novo Mercado de Gás, estima-se que até 2050 haverá redução na tarifa de transporte e na margem de distribuição, além de uma maior eficiência tributária, fazendo com que os custos de gás natural para clientes finais se aproximem cada vez mais dos preços da molécula.”

O documento não apresenta em toda sua extensão as bases para esta afirmação, nos parecendo até mesmo contraditório, ao afirmar a necessidade de mais de que dobrar a capacidade de processamento de gás no período – passando dos atuais 95,6MM m³/dia para 215,6MM m³/dia para processar o volume projetado de gás – e também menciona a necessidade de novas rotas de escoamento.

Certamente os investimentos nas malhas de transporte e distribuição terão que acompanhar o aumento de oferta de gás natural. Sendo assim, a afirmação citada aqui só faria sentido em um cenário de baixo investimento, com a continuidade de reinjeção do gás natural e com baixa expansão da infraestrutura ou, em uma segunda análise, em um cenário de grande aproveitamento do gás produzido localmente, monetizado através de térmicas inflexíveis e com maior equilíbrio na geração elétrica entre as fontes renováveis e termelétrica.

4. Malha de Transporte

O Brasil ocupa uma das últimas posições no mundo em termos de densidade: 1 km de duto para cada 728 km² de área, comparado com média de 1 km para cada 72,4 km² para as 10 maiores economias do mundo (ex-Brasil) e média de 115,2 km² para os países de mesmo porte territorial (Canadá, Rússia, EUA, China e Austrália). O Brasil possui somente 1,00% da malha de gasodutos dos EUA (44 mil KM vs. 4,4 milhões). Logo, não é consistente a comparação do grau de maturidade da indústria brasileira com as norte-americana e europeia. E se de fato esses mercados adentraram em fase de declínio/maturação a ponto de perderem representatividade no planejamento energético de longo prazo, o que dizer dos países como Rússia e mercados como China, ou mesmo a Europa em que gasodutos transcontinentais estão sendo desenvolvidos e novas rotas de escoamento estudadas e implementadas *paripassu* a ofertas por gasodutos virtuais por navios de GNL?

A pergunta para o planejamento é: países com grandes reservas ou descobertas de gás natural desenvolvem alternativas de monetização de grandes volumes e, dependendo da extensão territorial, por grandes distâncias? A resposta é sim. E o modal gasoduto é o mais econômico nessas situações em comparação ao transporte por caminhões, mais apropriado a

menores volumes e distâncias. O Brasil ainda possui baixa intensidade exploratória de suas bacias sedimentares onshore e mesmo offshore com exceção das de Campos e Santos, portanto sinalização de demanda para hidrocarbonetos na oferta indicativa seria importante alavanca de investimentos para desenvolvimento destes recursos para atendimento das necessidades domésticas.

Portanto uma maior gama de exemplos de desenvolvimento de mercado do gás natural no mundo (por exemplo, Rússia), bem como uma fundamentação mais aprofundada dos mercados norte-americano e europeu cumpririam um relevante papel de planejamento para o mercado brasileiro.

Com relação às tarifas de transporte, o documento aponta corretamente espaço para redução significativa para as tarifas. O regulador ao atualizar as tarifas, levando-se em consideração a parcela já amortizada dos ativos fixos, poderia realizar uma revisão tarifária em que as tarifas finais seriam inferiores às atuais, *coeteris paribus*. Porém o documento não considera um cenário de novos investimentos e construção de novos gasodutos de transporte, necessários para interiorização do gás natural.

Esta analogia também não considera os investimentos necessários para o segmento de distribuição. Além da diferença de esfera regulatória, a distribuição de gás canalizado é atividade de capital intensivo e, com tarifas bem calibradas, permite a gradual universalização do serviço nas respectivas áreas de concessão, necessária para o atual estágio de desenvolvimento de nosso mercado.

Como o País ainda concentra grande parte da rede e dos consumidores nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, antes do período de redução tarifária, ainda há que se considerar importante período de investimentos acima da depreciação – remunerados por tarifas reguladas – para providenciar o produto aos consumidores finais. Uma vez universalizado o serviço – como nas experiências norte-americana e europeia – poderíamos falar de maturidade de indústria e revisão de papel estratégico, mas o Brasil está bem longe deste estágio e pular essa etapa significa pular geração de emprego e renda para a população.

Embora o diagnóstico da importância da expansão da malha de gasodutos esteja bem explicado no documento, a forma carece de aprofundamento das discussões acerca da maturidade do mercado de gás natural do país.

A saída da Petrobrás da cadeia de transporte e distribuição do gás natural configura-se somente o primeiro passo para o desenvolvimento do mercado. Com relação aos setores de mercado competitivo (regidos por preço) como a exploração e produção de petróleo e gás, processamento, refino e comercialização, uma maior pluralidade de atores em prol da concorrência é favorável do ponto de vista mercadológico.

Porém nos segmentos de monopólio natural, como o transporte e distribuição de gás natural, regidos por tarifas, é fundamental que se respeitem as competências regulatórias constitucionais e que sinalizem no planejamento demanda firme para o gás natural para atração de investimentos em infraestrutura próprios de qualquer indústria de rede. Não se trata de subsídios ou de reserva de mercado, mas uma visão complementar à expansão de renováveis não despacháveis em face da redução de reserva girante do sistema e perda relativa do papel de balanço sistêmico e serviços ancilares de hidrelétricas.

A comparação do Brasil com os EUA é oportuna, desde que contextualizada com o momento do ciclo de investimentos de cada país. O Brasil, guardadas as diferenças no perfil de produção do gás natural, assemelha-se mais aos Estados Unidos do início dos anos 2000, do que os EUA de 2020. E esses 20 anos significaram expansão de malha de gasodutos, duplicação da produção de hidrocarbonetos e conquista do status de exportador líquido de petróleo (2016) e gás natural (2019) para o país.

A comparação com a Europa também não precisa ser desconsiderada. Mas há de se mostrar que os 27 países da União Europeia dependem de importações para abastecimento de 58% de sua demanda energética (2008-18) e, no caso do gás natural, a produção doméstica equivale somente à 13% da demanda.

Atualmente só dois países são produtores de gás nesse grupo e 70% das importações de gás natural são oriundas da Rússia, Noruega e Argélia. Não obstante o perfil “não produtor” da

União Europeia, uma quantidade enorme de gasodutos está sendo construída (Nord Stream 2, Interconexão Grécia-Bulgária, Gasoduto Transadriático, entre outros). Importações via GNL também estão em expansão para países com litoral, ofertas são complementares não excludentes.

5. Gás Natural na Indústria

A indústria responde por cerca de 50% do consumo total de energia no país. Segundo o documento existe espaço para políticas energéticas que contribuam com trajetória menos intensiva de energia e de emissões de GEE no longo prazo. O PNE 2050 destaca o papel do gás natural na matriz energética futura, em particular nos segmentos de fertilizantes nitrogenados e resinas. O documento Gás para Desenvolvimento do BNDES traz importantes considerações sobre o papel do gás natural na indústria.

Segundo o documento, as indústrias química, cerâmica, de ferro-gusa e aço e papel e celulose destacam-se como as maiores consumidoras de gás natural respondendo por cerca de 66% do consumo industrial (2018). O estudo apontou uma demanda total estimada de 81,1MM m³/dia em 2030 vs. o volume realizado de 34,0MM m³/dia em 2018, volume este compatível com as projeções de aumento de produção considerado no PNE 2050.

Conforme descrito no documento “Do ponto de vista do setor industrial, novos polos gás-químicos poderão otimizar o uso de gás natural em diferentes atividades, como por exemplo a produção de amônia, etanol, e derivados dos mesmos, compartilhando infraestruturas de movimentação e/ou armazenamento de gás natural, além de centrais de utilidades. Outros setores como o de cerâmica e o de siderurgia também poderão ter ganhos de competitividade baseados no uso do gás natural, não só devido aos preços atrativos para o combustível, mas também pelo aumento no valor do produto final dados os potenciais ganhos de qualidade.”

Entretanto esta afirmação pode não se realizar, se levarmos em consideração que estas unidades industriais competem em um cenário globalizado. A escolha do local de implantação depende de diversos fatores, sendo a competitividade do gás natural apenas um deles. No caso

do setor siderúrgico, estas unidades competem também com o coque e com o carvão. Sendo assim, a falta de sinalização concreta de uma política de incentivo à demanda, permitindo a integração do setor elétrico com o gás natural, pode resultar na redução de atratividade dos novos investimentos Industriais.

O capítulo 7 do documento do BNDES – banco responsável por papel significativo no desenvolvimento de infraestrutura no país – resume muito bem as características que o planejamento energético deveria se pautar no esforço de integração dos setores elétricos com o setor de gás natural.

Primeiro diagnóstico: “O primeiro diagnóstico a destacar é que não é suficiente realizar investimentos somente no lado da oferta de gás natural sem que haja investimentos também na demanda. A oferta proveniente do pré-sal é de gás natural associado à produção de petróleo, ou seja, uma oferta de gás firme. Essa condição exige que a demanda também seja firme, tais como as demandas industrial, termelétrica na base, comercial, residencial e veicular. Sem um aumento da demanda firme, o investidor nos campos de produção de petróleo e gás poderá continuar preferindo reinjetar o gás nos reservatórios em vez de realizar investimentos em gasodutos de escoamento no futuro. O gás reinjetado não potencializará a geração de riqueza, valor, arrecadação e empregos para o país.”

Segundo diagnóstico: “A infraestrutura de abastecimento de gás natural veicular no país não está adequada para reabastecer veículos pesados, um possível demandante de gás firme, em um tempo razoável, bem como não está distribuída em diversas partes do país. Para viabilizar o uso do gás natural em veículos pesados, um dos desafios a serem superados seria a adequação dessa infraestrutura e a expansão da rede de distribuição. Esse desafio é mais complexo por envolver diversos agentes e empresas, uma vez que há necessidade de coordenação da participação das distribuidoras donas de postos de GNV, distribuidoras de gás, montadoras de veículos pesados e transportadoras. Dificilmente, um desses agentes tomará sozinho a decisão de investimento nessa cadeia sem que todos estejam com seus objetivos muito bem alinhados.”

Terceiro diagnóstico: “Há necessidade de expansão da rede de distribuição no país, que ainda é muito modesta quando comparada à de outros países. A expansão da rede de distribuição contribuirá para adensar a rede de infraestrutura para o fornecimento de gás natural para indústrias, comércios, residências e veículos em locais em que ainda não há fornecimento de gás natural.”

Quarto diagnóstico: “Com a ampliação da infraestrutura e com o aumento da oferta de gás natural no país, a indústria seria um grande demandante potencial. A demanda potencial de gás natural permeia diversas atividades industriais, como as de fertilizantes nitrogenados, produção de metanol, produção de eteno e polietileno, produção de pelotas de ferro, redução direta na siderurgia, produção de ferro-gusa, substituição de lenha e cavaco na produção de cerâmica vermelha, substituição de óleo combustível em plantas de papel e celulose e outras atividades industriais, bem como em seu uso na cogeração de energia.”

Quinto diagnóstico: “Um grande demandante potencial de gás natural firme seria o subsegmento das termelétricas. Por ser um grande consumidor, uma termelétrica é considerada a principal âncora para a expansão da infraestrutura de gás natural. Além disso, combinadas com a demanda potencial da indústria por gás natural, as termelétricas poderiam ancorar a expansão da infraestrutura de gás natural em regiões ainda não atendidas. Para que as termelétricas possam ancorar novos investimentos, seria importante que as novas contratações no setor elétrico considerassem termelétricas na base, ou parcialmente inflexíveis. Além disso, teriam de ser implantadas em regiões que não possuam rede de gasodutos e que apresentem potencial de demanda industrial pelo gás. Depois da implantação de uma termelétrica e de um novo gasoduto para abastecê-la, em um típico processo de externalidade positiva, é natural que a rede de distribuição em torno desse novo gasoduto se desenvolva com o tempo, passando a atender também a novos clientes da indústria, do comércio, residenciais e veiculares, até ocupar integralmente a capacidade do gasoduto implantado. Além disso, a estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) também poderia contribuir para casar uma demanda firme com uma oferta firme de gás natural.”

Sexto diagnóstico: “O uso do potencial do gás natural do pré-sal poderia viabilizar diversos investimentos na economia e na geração de empregos no país, bem como a redução

de emissões de poluentes e a melhoria da qualidade do ar nos grandes centros urbanos. Sua reinjeção sistemática significa abrir mão de uma grande riqueza que possibilita ganhos econômicos e ambientais para a nação.”

Os seis diagnósticos do BNDES são exemplos de uma visão integrada dos setores de gás natural e setor elétrico e que deveriam ser devidamente considerados no âmbito do PNE 2050. O BNDES atuou no processo de privatização do setor elétrico brasileiro, bem como mais recentemente colaborou diretamente com o Marco Legal de Saneamento, que já vem apresentando resultados positivos. Dada a relevância e expertise do banco no fomento e financiamento da infraestrutura nacional, é importante que esse conhecimento possa servir de escopo para discussões de matriz energética e de atração de investimentos.

Indústrias de rede, como bem apontado pelo documento, requerem coordenação e concatenação de investimentos e âncoras de demanda. Portanto, recomenda-se que o PNE 2050 incorpore esse conceito e discuta os diagnósticos do BNDES quando do planejamento da matriz energética de longo prazo.

6. Novas Utilizações

Com as projeções de aumento na produção de gás natural, bem como o potencial de biogás/biometano, o Brasil possui espaço para implementar um significativo programa de substituição de frota de caminhões movidos a diesel por gás natural, além de estimular a substituição de motores a diesel em máquinas e veículos agrícolas com a utilização do biometano, fruto da purificação do biogás.

Já existem exemplos na região Sul do país de fazendas 100% sustentáveis que converteram suas frotas de máquinas e veículos via instalação de cilindros de GNC de biometano, bem como atendimento elétrico pela geração de energia via o biogás. Atualmente o governo brasileiro possui o programa Agricultura de Baixo Carbono (ABC) que busca desenvolver e expandir iniciativas sustentáveis no agronegócio nacional.

A tecnologia de motores a gás natural, seja para veículos leves ou pesados (caminhões e ônibus) é amplamente dominada e utilizada na Europa e Estados Unidos. Países na América Latina também têm atuado na substituição de sua frota pesada por gás natural. Podemos citar a Colômbia, como exemplo de licitações recentes. Nos EUA, o Estado da Califórnia já se beneficia pela substituição integral de sua frota de ônibus, reduzindo os níveis de emissões e melhorando a qualidade do ar.

Não precisamos esperar a evolução de tecnologias disruptivas, temos uma janela de oportunidade para o gás natural no horizonte dos próximos 30 anos, o que permitiria usufruir de todos os benefícios de sua utilização e conciliá-lo com uma política de desenvolvimento e atração de investimentos, objetivo do NMG.

A expansão de malha de gasodutos levando gás natural para o interior do país permitiria não só atender os mercados-âncora (termelétrico e industrial), mas também possibilitar o desenvolvimento e a expansão dos mercados de GNV e GNC em todo o território nacional. Atualmente a frota de veículos movidos a GNV no Brasil – assim como os consumidores de gás canalizado – está largamente concentrada nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

E, novamente, não há competição entre GNV/ GNC ou GNL, bem como entre gasodutos ou transporte via rodovias. São complementares. Para grandes distâncias e grandes cargas, os gasodutos se configuram a opção mais econômica. Para pequenas distâncias e cargas leves e média, o transporte rodoviário é o mais adequado. Logo o esforço conjunto deste desenvolvimento intermodal proporcionaria reduções no custo logístico brasileiro.

7. Conclusão

Especificamente para o gás natural, o PNE 2050 apresenta falhas de diagnóstico de maturidade do setor o que, conseqüentemente, influencia no planejamento adequado da participação do gás na matriz energética.

Para a ABEGÁS a principal lacuna do Plano é a falta de uma sinalização concreta da demanda firme, o que pode fazer com que a oferta potencial estimada pelo PNE nunca chegue ao mercado consumidor por falta de infraestrutura, como já acontece hoje.

Dessa forma, nossa recomendação é que o estudo seja refeito e incorpore os indicativos apresentados no estudo “Gás para o desenvolvimento”, realizado pelo BNDES e que traz um retrato mais completo das complexidades do mercado brasileiro de gás natural.