

12. Integração dos Setores de Gás Natural, Elétrico e Industrial

A ampliação da participação do gás natural na matriz energética brasileira é um dos principais focos da política pública formulada no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com base em Diretrizes Estratégicas definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Tais políticas e diretrizes foram consolidadas no Programa Novo Mercado de Gás (NMG), lançado em julho de 2019, com objetivo de criar um mercado competitivo de gás natural, de modo a atrair investimentos, ampliar a infraestrutura, retomar a competitividade da indústria nacional e, sobretudo, melhorar o aproveitamento do gás do pré-sal, da bacia de SE/AL e de outras descobertas para o setor.

Este suplemento visa a refletir esta centralidade e, ao mesmo tempo, possibilita um entendimento mais acurado e consolidado das perspectivas de produção e uso do gás natural no horizonte do decenal, como descritas nos capítulos 2 (Demanda de Energia), 3 (Geração Centralizada de Energia Elétrica), 7 (Gás Natural) e 11 (Consolidação dos Resultados) deste PDE.

Assim, são apresentados as perspectivas de demanda (termelétrica e não termelétrica) de gás natural, a evolução da oferta e logística e os desdobramentos sobre a matriz energética decorrentes do sucesso das medidas do NMG em conferir ao gás natural mais competitividade em relação aos demais energéticos.

12.1 O NMG no PDE 2029

Como mencionado, o PDE é um documento elaborado anualmente com a finalidade principal de indicar, no horizonte decenal, as perspectivas de expansão do setor de energia dentro de uma visão integrada dos diversos energéticos. Tal visão é elaborada a partir de premissas, referências e metodologias descritas e discutidas com a sociedade ao longo do processo de apresentação do PDE, por meio das consultas públicas, de seminários, conferências, apresentações e workshops públicos.

Por sua vez, os diversos condicionantes que afetam a trajetória da expansão do setor de energia são afetados pela incerteza inerente do futuro, com crescente complexidade à medida que o horizonte se amplia. O PDE lida com tal incerteza por meio de análises de sensibilidade (alternativas “what-if”) que buscam dar, junto com a trajetória de referência, mais insumos para os tomadores de decisão e leitores em geral

conseguirem formar um entendimento mais abrangente da evolução da produção e do uso de energia no País. As análises de sensibilidade, por sua vez, são elaboradas, em vários casos, a partir da interação entre a EPE, o MME e a sociedade em geral.

Releva destacar que o denominado Cenário NMG que foi implementado neste PDE levou em conta os principais contornos da abertura do mercado de gás no País. A entrada de novos agentes, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás natural ao mercado, quanto por meio do acesso de terceiros às instalações existentes, levaria a uma melhor utilização de suas capacidades instaladas, possibilitando, assim, maior competitividade do gás natural frente a outros energéticos substitutos e maiores volumes de oferta disponível a preços competitivos para os setores de consumo.

O CNPE, em junho de 2019, aprovou a Resolução nº 16, que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. Mais especificamente, o documento trata do processo de transição para um mercado concorrencial de gás natural, com princípios e etapas a serem observadas, além de trazer possibilidade de incentivos aos estados e diretrizes para o agente com posição dominante no setor de gás natural.

Dentre as ações tomadas para maior abertura do mercado de gás natural, foi fundamental a assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática - TCC - entre a Petrobras e o CADE, por meio do qual a estatal assumiu diversos compromissos que terão como efeito a redução da sua participação no mercado e a eliminação de barreiras de entradas a novos agentes.

Destaca-se que os impactos do termo firmado com Órgão de Defesa da Concorrência não foram, ainda, inteiramente percebidos por este ciclo de planejamento, notadamente no que se refere a oferta de capacidade de transporte de gás natural que permitirá a ampliação do número de agentes que poderão ofertar gás ao mercado nacional, ampliando a concorrência, contribuindo para a competitividade do energético.

Outro importante marco foi a conclusão do processo de chamada pública do Gasbol, o primeiro realizado no modelo de entrada e saída. Apesar de seu resultado ter sido impactado pelo cenário político boliviano, ANP, TBG e Petrobras firmaram Termo de Compromisso que poderá viabilizar a entrada de novos agentes ao longo de 2020.

DEMANDA NÃO-TERMELÉTRICA

Considera-se que o programa NMG, aliado às perspectivas de oferta adicional de gás natural do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas, contribuirá significativamente para o aumento da competição no mercado de gás natural. A maior competitividade da oferta de gás natural melhora a atratividade de investimentos em indústrias intensivas nessa fonte, estimulando a instalação de novas plantas, com geração de empregos e movimentação da cadeia produtiva.

Para identificar os segmentos mais favoráveis à entrada de novas plantas em um contexto de sucesso do programa NMG, foram considerados aqueles onde a disponibilidade de oferta e o preço do gás natural eram fatores críticos para a viabilidade do empreendimento e onde foram encontradas condições de mercado favoráveis à expansão da produção, seja por previsão de expansão do mercado consumidor, seja por substituição de importação.

Admitindo-se uma oferta competitiva de gás natural (preço de entrega ao consumidor final de até 7 USD/MMBtu, sem impostos⁷⁶), os segmentos que apresentaram viabilidade para a entrada de novas plantas foram: segmento de Metanol, Eteno e Propeno, Fertilizantes Nitrogenados, Pelotização, Ferro-esponja, Vidro, Cerâmica Branca e Mineração. Além disso, levando-se em conta uma planta típica para cada um dos segmentos com valores para capacidade de produção, volume consumido de gás natural e investimento requerido, foram indicadas quantas novas plantas típicas o mercado de cada segmento poderia absorver e quanto isso representaria em termos de demanda adicional por gás natural,

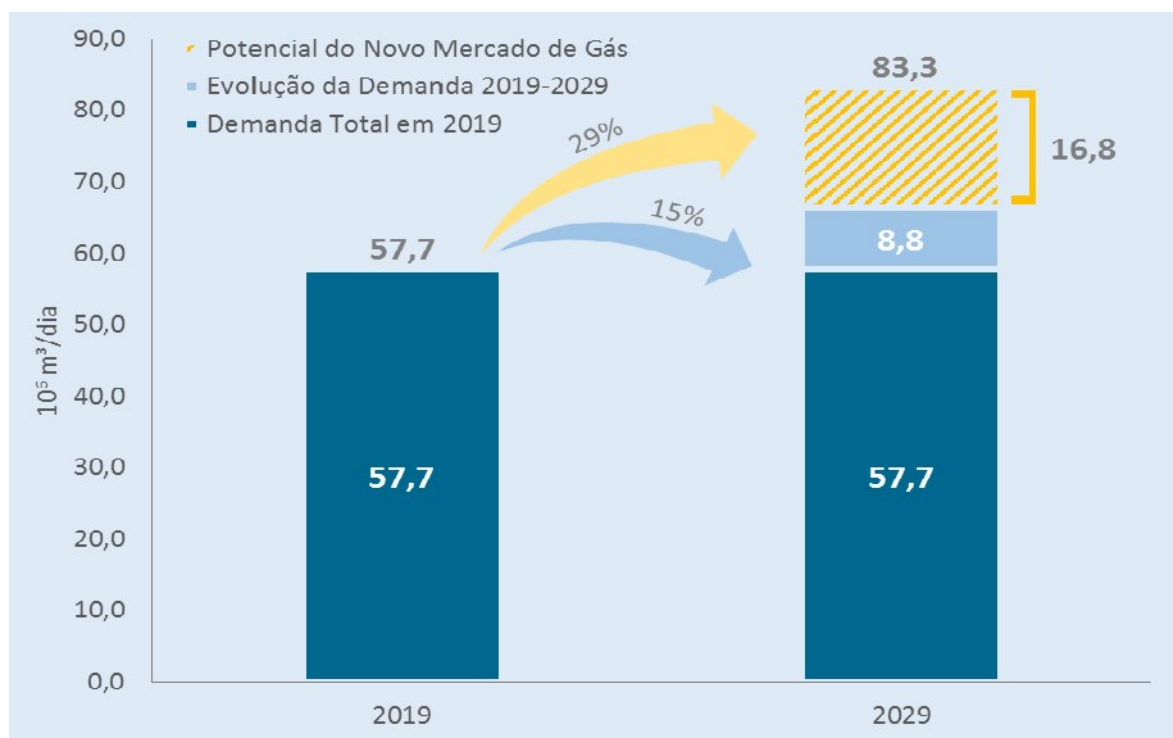
⁷⁶ Premissa estabelecida e validada a partir de consulta aos agentes do mercado de gás natural, além de fluxos de caixa estimados pela EPE e publicados nos seguintes estudos: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf e [http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Metanol%20\(002\).pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Metanol%20(002).pdf).

Como resultado, foi estimado um consumo potencial de gás natural de cerca de 17 milhões de m³/dia até 2029 em decorrência do NMG.

Assim, partindo-se da demanda não-termelétrica total de 57,7 milhões de m³/dia, em 2019, estima-se um crescimento de 8,8 milhões de m³/dia que corresponde a 15% de crescimento em relação ao ano inicial no cenário de referência. Além disso, em decorrência da política pública específica para o mercado de gás

natural, que visa aumentar a competitividade deste energético, espera-se um acréscimo de 16,8 milhões de m³/dia, correspondendo a um crescimento de 29% em relação a 2019. Em outras palavras, o crescimento da demanda em decorrência do NMG é aproximadamente duas vezes o crescimento da demanda da trajetória que não considera os efeitos do programa NMG entre 2019 e 2029 (Gráfico 12-1). Dessa forma, a demanda não-termelétrica pode crescer aproximadamente 45% em dez anos.

Gráfico 12-1 – Acréscimo na demanda não-termelétrica de gás natural em decorrência do NMG



Nota: Inclui as demandas não-termelétricas fora da malha integrada (sistemas isolados).

DEMANDA TERMELÉTRICA

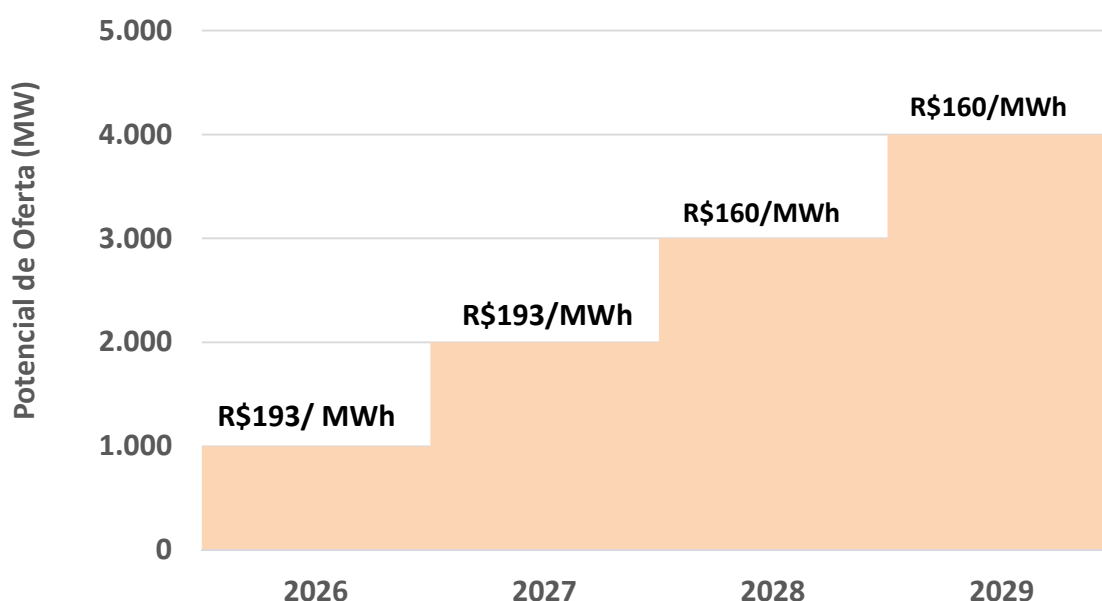
Em relação à demanda termelétrica, a maior oferta de gás natural a preços competitivos em decorrência do sucesso na integração do setor de gás natural com o setor elétrico, incentiva a maior participação de termelétricas na matriz elétrica, aumentando a atratividade de usinas com inflexibilidade e, por conseguinte, um menor custo total de investimento e operação para o sistema.

Em adição às termelétricas com custo de gás natural referenciado ao preço de GNL (com CVU de referência de R\$ 336/MWh para a oferta 100% flexível), considerou-se a opção de usinas com gás natural nacional, cujo CVU de referência é de R\$ 193/MWh (2026 e 2027) e R\$ 160/MWh (2028 e

2029). Além do menor custo variável unitário, e diante da maior probabilidade de o suprimento de gás ser proveniente de campos associados a petróleo, essas usinas tendem a apresentar um índice mais elevado de inflexibilidade operativa, que pode alterar algumas características do sistema, principalmente em relação à operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas e à disponibilidade de potência e flexibilidade que elas poderão propiciar ao sistema elétrico.

Considerando-se uma redução maior nos preços do gás natural nacional a partir de 2028 e a disponibilidade da oferta de gás natural para termelétricas no período, foi estabelecida a curva de disponibilidade de gás natural associada ao programa NMG, apresentada no Gráfico 12-2.

Gráfico 12-2 – Oferta de Gás Natural Nacional



Nesse sentido, além da curva acima, foram consideradas as seguintes premissas adicionais àquelas descritas para o Caso de Referência:

- Expansão uniforme em dois *steps* (cujo montante foi otimizado pelo MDI) para o

Gás Natural Nacional: entre os anos de 2027 e 2030; e entre 2031 e 2033, em consonância com a disponibilidade de oferta do gás;

- Limite máximo de 1.000 MW/ano, a partir de 2026;

- UTE com gás nacional com inflexibilidade de 50% da capacidade instalada, constante em todos os meses do ano.

A expansão indicativa no horizonte decenal da geração termelétrica a gás natural nacional é de 2.600 MW. Isso é, em comparação com o caso de referência, observa-se uma adição de 1.600 MW aos 1.000 MW já indicados dessa fonte termelétrica de menor CVU e maior inflexibilidade. Essa expansão é limitada especialmente pela curva de produção de gás nacional.

Além de apresentar uma capacidade instalada maior, essa nova configuração agrega mais energia ao sistema devido ao menor valor de CVU, o que leva também a uma maior probabilidade de despacho desses empreendimentos em relação àqueles com custo de operação referenciados ao GNL. Nesse caso, ao analisarmos o fator de despacho desses dois tipos de usinas a gás natural, verifica-se um fator próximo a 80% para aquelas que utilizam o gás natural nacional, enquanto que as usinas à GNL têm seu fator de despacho médio sensivelmente reduzido.

Como resultado, pode-se ver que usinas termelétricas inflexíveis podem ser interessantes ao sistema, a depender da relação entre o preço do gás natural, a eficiência de geração e o nível de inflexibilidade comparados com o “prêmio pela flexibilidade”.

Uma segunda conclusão é que a expansão adicional das termelétricas com maior inflexibilidade, utilizando o combustível mais competitivo, praticamente substitui um montante equivalente de usinas termelétricas flexíveis.

Outro ponto importante, em estudo pela EPE, é a relação entre a expansão proporcionada por essas termelétricas com gás nacional mais

barato e a operação das hidrelétricas. Por exemplo, preservando os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHEs, ratificando a importância de se avaliar com maior profundidade os efeitos dessa expansão.

A Seção 12.3 apresenta análises de sensibilidade adicionais aos cenários de referência e do NMG, com o objetivo de ampliar o debate sobre a relação entre a geração termelétrica a gás natural, o preço do combustível e sua oferta potencial.

DEMANDA TOTAL

No consumo final de gás natural não-termelétrico, foi projetado um aumento potencial adicional, como energia e matéria-prima, de aproximadamente 17 milhões de m³/dia em relação à trajetória de referência até 2029. Assim, a demanda não-termelétrica na malha integrada atingiria 79 milhões de m³/dia em 2029, considerando os efeitos do NMG. Incluindo a demanda não-termelétrica fora da malha (sistemas isolados), o total atingiria 83,3 milhões de m³/dia, conforme Gráfico 12-1.

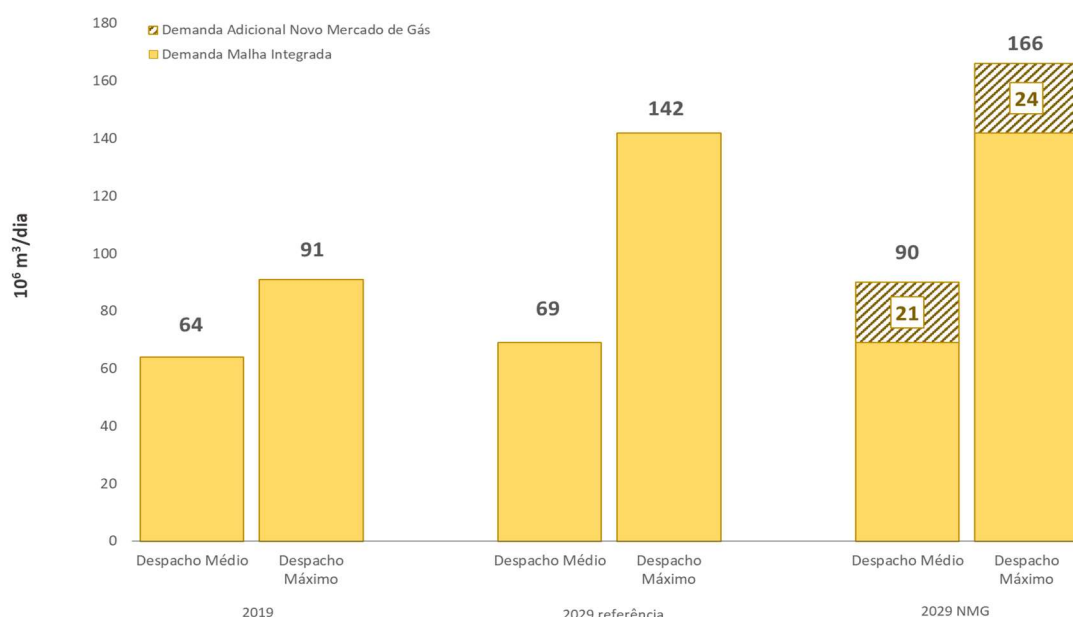
A sensibilidade no consumo de gás para a geração termelétrica, com a premissa de preços mais competitivos, mostrou um aumento potencial de usinas termelétricas a gás natural na expansão do parque gerador. Em relação à trajetória de referência, espera-se um crescimento adicional da demanda termelétrica de gás natural de aproximadamente 7 milhões de m³/dia até 2029, considerando o despacho pleno das novas usinas. O crescimento adicional da demanda considerando o despacho médio é de 4,2 milhões de m³/dia.

Desse modo, a demanda potencial de gás natural adicional à trajetória de referência em decorrência do Novo Mercado de Gás pode

atingir 21 milhões de m³/dia (considerando a demanda termelétrica com despacho médio), podendo atingir 24 milhões de m³ com o despacho máximo em 2029. Para fins de comparação, esse último montante equivale ao volume atual do contrato *take-or-pay* do

gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), o que evidencia o potencial impacto do NMG sobre a demanda de gás natural no horizonte decenal. O Gráfico 12-3 ilustra o acréscimo na demanda em relação ao cenário de referência.

Gráfico 12-3 – Demanda adicional na malha integrada no contexto do Novo Mercado de Gás



OFERTA DE GÁS NATURAL

Além dos investimentos indicados nos estudos do ponto de vista dos condicionantes e das expectativas presentes (*business as usual*), o sucesso do NMG poderia atrair novos investimentos que não tenham sido observados, ou que não tenham obtido decisão final de investimento, sendo avaliados e amadurecidos internamente nos portfólios de diversas empresas, mas sem demonstrar condições de viabilidade econômica até então.

Pelo lado da oferta nacional, foi considerado que alguns campos produtores de

petróleo e gás natural poderiam decidir pelo envio de uma maior parcela de sua produção bruta de gás natural para o litoral. A viabilidade desta estratégia para vários empreendedores de E&P seria aprimorada uma vez que haja o compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, e com a conclusão da construção das novas rotas do pré-sal (Rotas 4, 5 e 6), o que incentivaria a conexão de diversos projetos à infraestrutura de escoamento e processamento, assim como a redução dos custos unitários pela otimização do uso dessa infraestrutura.

Já no caso da oferta importada, considerou-se que poderia haver a conexão de até 6 novos terminais de GNL à malha integrada de gasodutos de transporte, sendo três deles previstos (Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA) e três indicativos no cenário de referência. Além disso, são considerados outros dois terminais hipotéticos adicionais dentre as diversas opções anunciadas e em processo de licenciamento ambiental no Brasil, totalizando 8 terminais de regaseificação considerados no cenário NMG. Esta interconexão permitiria o envio dos excedentes de gás natural que não estivessem sendo utilizados por UTEs para a malha integrada, sendo estes volumes comercializados em sua zona de influência por meio de contratos de curto prazo, com grande liquidez e preços competitivos.

BALANÇO DE GÁS NATURAL NA MALHA INTEGRADA

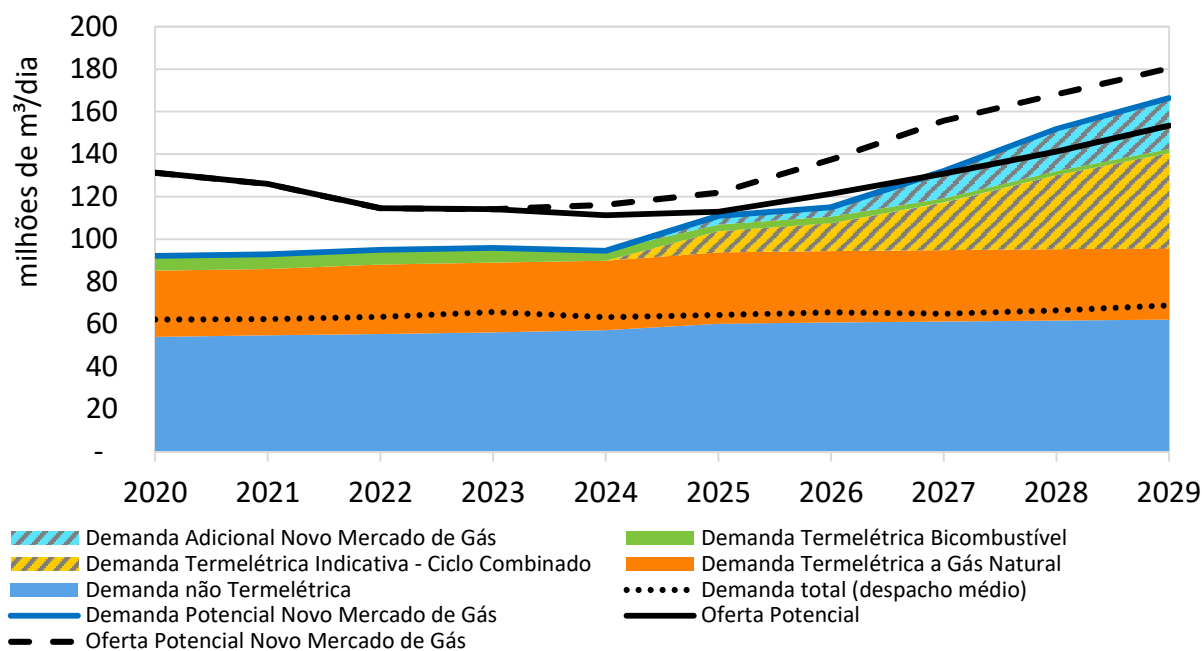
Na Gráfico 12-4 são apresentados os volumes adicionais de oferta e demanda

considerados no Novo Mercado de Gás, já consolidados sobre o gráfico do Balanço de Gás Natural apresentado no Capítulo 7.

Ressalta-se que a produção bruta de gás natural prevista neste ciclo do PDE conta com volumes consideráveis provenientes do pré-sal, que incluem maior consumo próprio para operação de compressores e unidades de produção, maior injeção para recuperação da pressão dos reservatórios, além da injeção do CO₂ após separação. Estes fatores fazem com que a diferença entre a Produção Bruta e a Produção Líquida (mostradas no Capítulo 5) seja maior que nos ciclos anteriores.

Mudanças no marco regulatório advindas do NMG, principalmente com a entrada de novos agentes (por exemplo utilizando os 3 novos terminais de GNL previstos) e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.

Gráfico 12-4 – Balanço de gás natural da Malha Integrada com volumes adicionais considerados no NMG



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicomcombustíveis; a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.

Fonte: Elaboração EPE.

LOGÍSTICA DO GÁS NATURAL

A oferta de gás natural poderá se dar via importação ou de produção nacional, com ênfase para o pré-sal. O gás importado ou nacional considera duas alternativas para o transporte, sendo a primeira através de gasodutos e a segunda via terminais de GNL.

O gás do produzido no pré-sal poderá ser movimentado inicialmente pelas rotas de escoamento em operação ou pelas rotas projetadas. Posteriormente, será transportado via gasoduto, de forma tradicional, através da malha existente ou da expansão de novos gasodutos.

Uma outra opção será a instalação de terminais de liquefação para transporte, utilizando o vasto litoral brasileiro, através de navios de cabotagem com acesso aos principais portos existentes no país.

No caso do GNL, a alternativa de cabotagem poderá representar uma solução mais econômica, dependendo das características do mercado, dos preços praticados e dos prazos dos

contratos. Nas avaliações a serem feitas pelos empreendedores, deverão prevalecer as questões de custos e prazos de implantação, cuja definição levará em conta as análises técnica, econômica e ambiental, dos modais de gasoduto versus cabotagem.

INVESTIMENTOS

Neste ciclo do PDE, além de UPGNs e terminais de GNL, foram estimados os investimentos indicativos em gasodutos de escoamento (relacionados aos novos campos que entrarão em produção no pós-sal e pré-sal nos próximos anos), além de uma estimativa simplificada de investimentos em possíveis novos gasodutos de transporte para conectar os futuros terminais de GNL à malha integrada.

A Tabela 12-1 apresenta o resumo dos investimentos indicativos associados ao Novo Mercado de Gás cujo montante alcança R\$ 43 bilhões acima dos R\$ 18 bilhões considerados no cenário de referência.

Tabela 12-1 – Investimentos previstos e indicativos

Classificação	Previstos		Indicativos (<i>business as usual</i>)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de Escoamento ¹	2	6,10	1	3,13	10	13,65
Gasodutos de Transporte ¹	1	0,13	0	-	11	17,06
Terminais de Regaseificação de GNL ²	3	1,20	3	1,20	2	0,8
UPGNs ³	2	2,69	1	3,50	4	11,30
TOTAL	8	10,12	5	7,83	27	42,81

Notas: (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de - 7% a + 17% (AACE-18R-97); o custo de gasodutos de escoamento não inclui unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO.;
(2) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX), com data-base em dez/2017; a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97);
(3) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

Fonte: Elaboração EPE.

OFERTA INTERNA DE ENERGIA

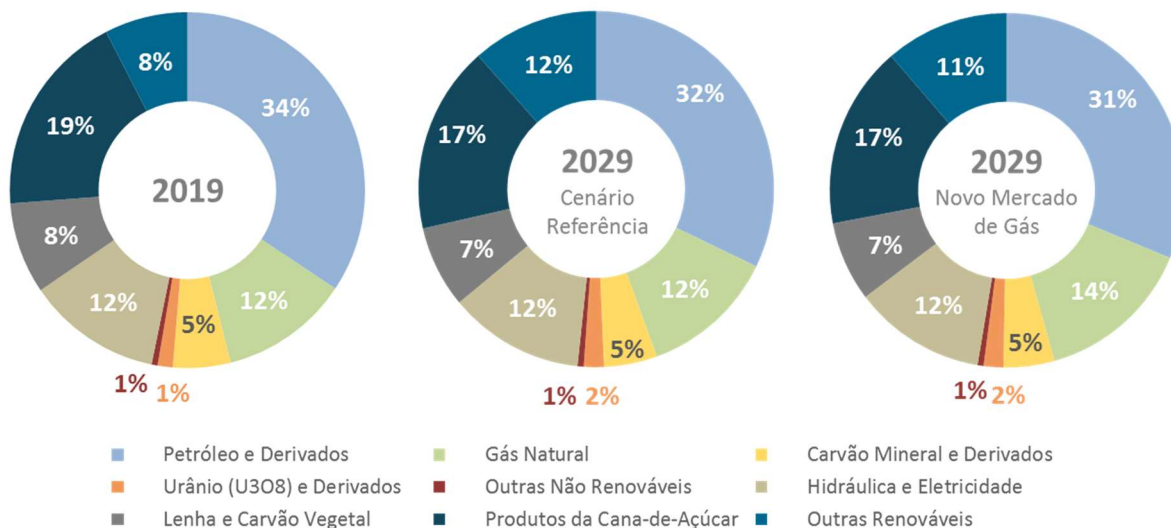
Por meio da consolidação da oferta e demanda adicional de gás natural na matriz energética nacional, são avaliados os impactos na Oferta Interna de Energia (OIE), no horizonte do PDE 2029.

A estimativa de volumes adicionais de gás natural que poderiam ser disponibilizados como efeito da maior abertura do mercado promovida pelo programa NMG mostra que a demanda adicional total pode ser plenamente atendida. Assim, a OIE apresenta um aumento na ordem de 7 milhões de tep em 2029, o que equivale a cerca de 20% da oferta de energia proveniente do gás natural em 2018, segundo o Balanço Energético Nacional.

Na comparação com o cenário de referência, a participação do gás natural na OIE aumenta de 12% para 14%, em 2029, considerando a demanda termelétrica média (Gráfico 12-5).

Adicionalmente, pode haver benefícios indiretos do NMG relacionados à produção de líquidos de gás natural em UPGN. O processamento dos volumes adicionais de gás natural pode gerar ofertas adicionais de etano, propano, butano e C5+, a depender das decisões de fracionamento tomadas.

Gráfico 12-5 – OIE: efeito do Novo Mercado de Gás na participação por fonte



12.2 Novos Instrumentos de Planejamento Associados à Expansão do Setor de Gás Natural

Em termos de planejamento no setor de gás natural, neste ano a EPE publicou adicionalmente o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE e o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG. Estes estudos buscam consolidar os projetos anunciados e indicativos de escoamento, processamento e transporte de gás natural que podem vir a ser construídos no País no horizonte decenal, incluindo análises técnicas, econômicas e socioambientais para cada alternativa.

No PIPE, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs, sendo 7 deles baseados em volumes de gás natural provenientes do pré-sal e 4 baseados em volumes de gás natural provenientes do pós-sal. Os gasodutos somam cerca de 2.100 km de extensão, sendo que alguns destes projetos constituem-se em diferentes alternativas para escoamento do gás natural *offshore* das mesmas bacias sedimentares (Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri e Sergipe-Alagoas).

Considerando a construção de apenas uma alternativa para cada Bacia, estes projetos podem vir a acrescentar mais de 70 MMm³/dia de capacidade de escoamento em ambiente *offshore* no País, além de UPGNs com capacidade total de processamento de gás natural de mais de 70 milhões de m³/d.

No PIG, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de transporte, sendo 2 deles baseados em projetos de gasodutos

autorizados, 1 baseado na ampliação de gasoduto existente, e 8 com a finalidade de interligar novas ofertas à malha integrada de gasodutos de transporte. A soma dos investimentos referentes a todos os projetos estudados alcança o patamar de R\$ 17 bilhões, sendo que sua extensão somada alcança cerca de 2.000 km.

Também foi disponibilizada pela EPE a versão para Consulta Pública do “Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2019”. Este documento é um estudo contínuo realizado em ciclos pela EPE para apoiar o Ministério de Minas e Energia - MME na elaboração do planejamento energético do País. Seu objetivo geral é a obtenção de uma base de informações georreferenciadas, construída sob aspectos geológicos e econômicos, que permita representar zonas de importância petrolífera relativa das diversas áreas do país. Trata-se de uma ferramenta que possibilita conectar e avaliar a contribuição do setor de petróleo e gás natural ao desenvolvimento econômico nacional. Neste estudo é apresentado ainda um capítulo complementar sobre o teor de CO₂ nas bacias sedimentares brasileiras.

12.3 Análises Complementares do Setor Elétrico

Essa seção apresenta análises de sensibilidade adicionais, com o objetivo de alinhar conhecimento sobre a relação entre a geração termelétrica a gás natural, o preço do combustível e sua oferta potencial. Considerando as incertezas intrínsecas ao planejamento de médio e longo prazo, entende-se que os agentes de mercado podem otimizar sua estratégia de negócio quando melhor munidos de informação.

A definição do Custo Variável Unitário – CVU para a geração termelétrica é fundamental, já que se trata de uma componente estratégica de alocação de custos e receitas de inteira responsabilidade dos empreendedores, que acaba se refletindo na competitividade dos empreendimentos nos leilões de energia (com base em sua estratégia e propensão ao risco) e, em última análise, em custos variáveis de geração, repassados aos consumidores finais.⁷⁷

Sem dúvida, uma das principais variáveis para determinar o CVU é o efetivo preço do gás natural. Este, por sua vez, está associado a uma série de fatores ligados a modelos de negócio tão diversos como: (i) usinas a Gás Nacional ou Importado via gasodutos; (ii) usinas a GNL; e (iii) usinas *reservoir-to-wire* ou cabeça-de-poço.

Em particular, cada modelo de negócios incorpora diferentes premissas de

estratégia e de risco por parte dos empreendedores, tanto do ponto de vista do mercado de gás natural quanto da geração termelétrica, especialmente no que se refere às condições de preço, como se viu por exemplo nos CVU declarados pelos empreendedores termelétricos a gás natural no leilão A-6/2019, que variaram de R\$ 130/MWh a R\$ 300/MWh.

Dentro desse contexto, a estimativa de CVU das usinas no PDE 2029 foi realizada com base nas melhores informações disponíveis, como a previsão de preços internacionais de combustíveis, além dos resultados históricos de leilões mais recentes, do estado da arte de tecnologias de geração adotadas no mercado nacional, e dos diferentes níveis e condições de inflexibilidade, como mostram os exemplos a seguir:⁷⁸

- Para térmicas usando gás importado a partir de GNL, o preço do gás pode variar de US\$ 7,40/MMBtu a US\$ 9,35/MMBtu (entregue na usina), a depender do nível de inflexibilidade, e a eficiência da usina pode variar de 38% a 60%, de acordo com a tecnologia adotada. Ainda considerando perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, os valores de CVU resultantes variam de R\$ 272/MWh a R\$ 514/MWh.

⁷⁷ A definição do CVU específico para fins de competitividade nos leilões, bem como do CVU para fins contratuais, considerando critérios de reajustes, é estabelecida pelas Portarias MME nº 42 e 46/2007, pela Nota Técnica da EPE nº EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2 (Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do CVU das Termelétricas para cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC)), pelos Informes Técnicos dos Preços de Referência de combustíveis de cada leilão e pelos contratos de energia elétrica.

⁷⁸ As premissas econômico-financeiras das usinas termelétricas, que refletem determinados modelos de negócio mencionados anteriormente, são apresentadas na Nota Técnica “Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro – Metodologia e Cálculo – 2019” (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-057_2019-r0).

- Para o gás nacional, toma-se como referência o valor de gás de US\$ 5/MMBtu entregue na usina, com 60% de eficiência, perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, resultando em um CVU de R\$ 193/MWh.
- A sensibilidade do CVU aos impostos pode ser avaliada comparativamente a um caso de isenção de ICMS. Nesta nova condição, o valor de CVU para o gás nacional seria de R\$ 171/MWh e os valores de CVU para o GNL variariam entre R\$ 240/MWh e R\$ 450/MWh, *ceteris paribus*.
- Caso seja utilizado como referência o valor de gás de US\$ 4/MMBtu entregue na usina, mantidas as mesmas condições de referência, o CVU resultante seria de R\$ 160/MWh. Já utilizando um preço de gás de US\$ 3/MMBtu o CVU reduziria para R\$ 127/MWh.
- Por fim, alterando outras variáveis⁷⁹ de formação do CVU, podemos obter valores similares aos menores valores declarados no Leilão A-6/2019 (R\$ 130/MWh).

Pelo lado do sistema elétrico, quanto menor for o custo de geração (CVU) de uma usina termelétrica, maior será o seu despacho esperado (resultando em maiores consumos de combustível e previsibilidade). Contudo, pelo lado do mercado de gás natural, a relação entre o consumo do combustível e o seu preço é inversamente proporcional: quanto maior o

consumo esperado, menor deverá ser o preço unitário do combustível.

Dessa forma, foram elaboradas novas sensibilidades em relação ao Capítulo 3, de modo a capturar a relação entre CVU, preço do gás natural e inflexibilidade das usinas termelétrica em um contexto de maior competitividade do gás natural nacional.

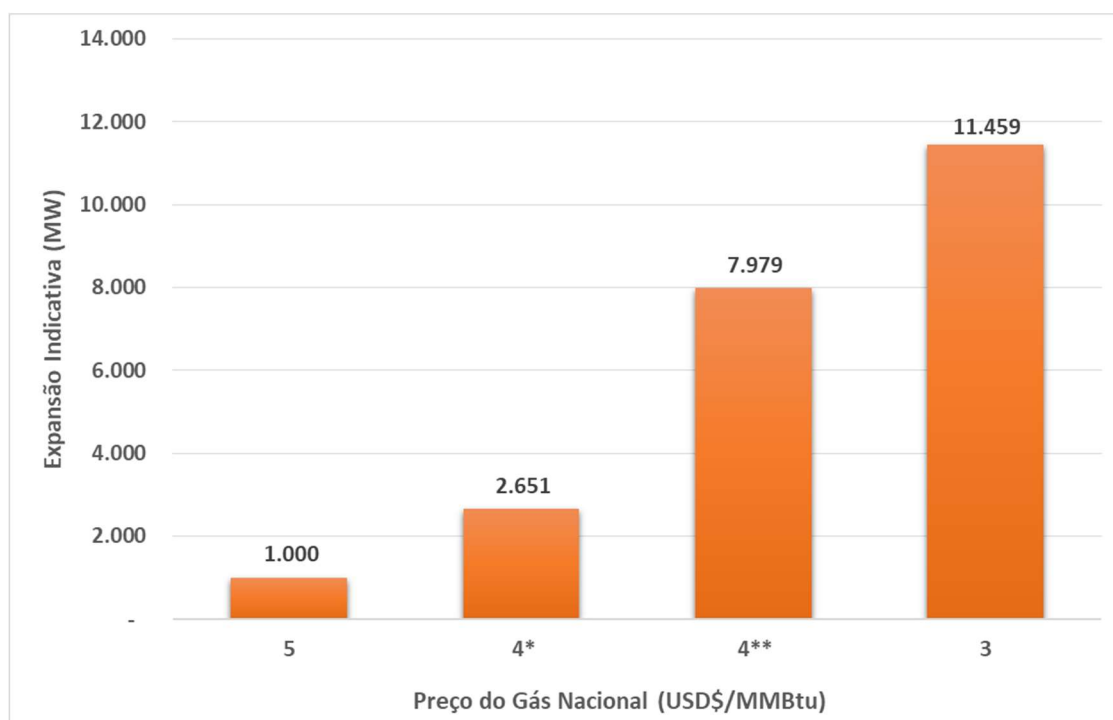
Em uma delas, foi retirada a limitação de 1.000 MW por ano na expansão das termelétricas, na perspectiva de disponibilidade suficiente de gás natural a US\$ 4/MMBtu no horizonte do PDE 2029 para atender a expansão adicional, porém mantendo-se o nível de 50% de inflexibilidade. Nesse caso, o sistema elétrico comporta uma expansão de até cerca de 8.000 MW no período decenal, mantidas as demais premissas do cenário de referência.

A maior expansão das UTE inflexíveis ocorre em substituição à oferta indicativa de demais tecnologias, pois ao agregarem energia e capacidade de potência ao sistema, a sua maior inserção tende a reduzir a necessidade de expansão para atendimento a esses dois requisitos de forma combinada.

No Gráfico 12-6, além da expansão de usinas termelétricas utilizando gás nacional no cenário de referência e na análise de sensibilidade do capítulo 3, são apresentadas também os casos adicionais mencionados. Como se pode verificar, o montante de oferta termelétrica com inflexibilidade depende do nível do preço do combustível na expansão ótima do sistema elétrico brasileiro.

⁷⁹ Um exemplo adicional, comparativamente ao CVU de referência a partir do gás nacional, caso seja considerada uma usina termelétrica com eficiência de 62%, ciclo combinado, com menor valor de perdas na Rede Básica e consumo interno (de 4,5% para 3,5%), um O&M variável de US\$ 5/MWh e um preço de gás nacional de US\$ 4/MMBtu entregue na usina, resultaria em CVU de R\$ 130/MWh, cerca de 33% inferior ao CVU de referência.

Gráfico 12-6 – Expansão indicativa de usinas termelétricas movidas a gás natural nacional de acordo com o preço do gás natural



Notas: (1) (*) Considerando um limite adicional de expansão de 2.000 MW de UTE a GN ao preço de US\$ 4/MMBtu.

(2) (**) Considerando oferta ilimitada de GN, ao preço de US\$ 4/MMBtu.

(3) Uma outra sensibilidade avalia o efeito com o gás natural nacional disponibilizado a US\$ 3/MMBtu para as usinas termelétricas, mesmo apesar da improbabilidade da ocorrência desse nível de preço em larga escala no Brasil. Essa sensibilidade implica um CVU de R\$ 127/MWh, e foi considerada inflexibilidade operativa das UTE de 80%. Nesse caso, a expansão é de até 11.500 MW de usinas termelétricas com alto grau de inflexibilidade.

Essa análise sugere que o patamar do “prêmio” associado à flexibilidade é o fator determinante para a melhor indicação de expansão para o SIN. Ou seja, a geração compulsória de tecnologias movidas a combustíveis fósseis deve apresentar um preço que compense sua inserção na matriz, já que o País conta com um vasto potencial de recursos naturais que apresentam custos variáveis de produção próximos a zero.

Vale destacar que determinadas regiões possuem grande oferta indicativa de geração não controlável, a exemplo da região Nordeste, que poderá ter 70% de fontes renováveis variáveis em 2029, de acordo com a trajetória de referência. Nessa situação,

devido à dinâmica da geração e da carga, há uma relevante diferença entre os balanços de energia e de potência da região e as análises indicam predominância de exportação de energia e importação de potência, utilizando os limites de intercâmbio disponíveis nesses momentos. Nesse contexto, a expansão termelétrica que venham a se localizar na região Nordeste agregará maior valor ao sistema quanto mais flexível for.

Por fim, é importante ressaltar que, em situações em que o preço do gás natural seja equivalente em qualquer região do país, os modelos matemáticos apontam para o benefício econômico dessas termelétricas inflexíveis se localizarem próximas aos

centros de carga, tornando menor a necessidade de ampliação do sistema de transmissão, refletindo em redução nos custos e perdas elétricas, além do aumento na segurança elétrica ao SIN.

Entretanto, decisões estratégicas de política energética visando estimular o desenvolvimento em outras regiões do Brasil podem levar a uma distribuição dessa oferta potencial associada a ampliações dos

intercâmbios entre as regiões para escoamento do excedente de geração. Uma das possibilidades a ser avaliada é o potencial de desenvolvimento do mercado secundário na região Nordeste.

Todos esses temas estão em discussão no grupo de trabalho criado pelo Comitê de Monitoramento da abertura do mercado de gás natural, conforme diretrizes.