7. Gás Natural

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos referentes à evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua estrutura no período de 2018 a 2027.

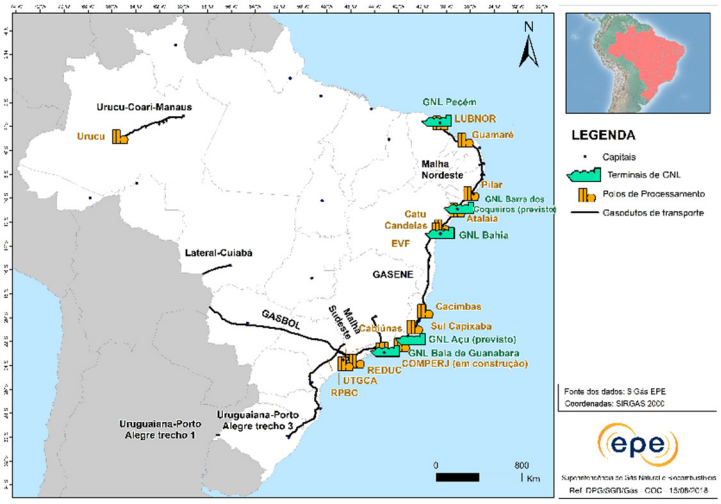
Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. O capítulo apresenta ainda as perspectivas de preços de gás natural, a perspectiva de oferta de gás natural no Brasil (composta pela oferta nacional e pelo gás natural importado), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural da malha integrada e, ainda, a simulação termofluido-hidráulica para a malha integrada de gasodutos de transporte. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no decênio em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no País.

Destaca-se ainda que, durante o fechamento desta edição do PDE, está em tramitação na Câmara dos Deputados o substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013, construído com base nos Relatórios da Iniciativa Gás para Crescer, na qual a EPE tem exercido um papel importante. Este instrumento legal busca propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, estabelecendo-se um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribua para o desenvolvimento do País.

7.1. Infraestrutura

A malha nacional de gasodutos de transporte registrou, em dezembro de 2017, uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2018). Além do gás natural produzido nacionalmente, este energético é também importado por meio de gasodutos de transporte internacionais ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) por meio de terminais de regaseificação. A Figura 7-1 apresenta a infraestrutura de processamento e transporte de gás natural existente e em construção no Brasil, assim como os terminais de regaseificação de GNL em operação e previstos.

Figura 7-1 - Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural



Nota: Os terminais de GNL previstos São João da Barra/RJ e Barra dos Coqueiros/SE não possuem, atualmente, decisão final de investimento para conexão à malha integrada, se tratando de sistemas isolados com o intuito de atender às usinas termelétricas associadas aos mesmos.

Cabe ressaltar que as malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligados e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) são considerados sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado do Maranhão, na Bacia do Parnaíba, cujo volume produzido de gás natural é enviado para uma unidade de tratamento e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTEs) do Complexo Parnaíba, próximo das instalações de produção.

Além das instalações existentes, encontra-se, em processo de construção, o Polo de Processamento de gás natural do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). O contrato para início da construção foi assinado em 28 de março de 2018, entre Petrobras e a Sociedade de Propósito Específico (SPE) formada pela empresa chinesa Shandong Kerui e a brasileira Método Potencial (PETROBRAS, 2018a). Ademais, também se encontra em construção o trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE, com 83,2 km, integrante do projeto original do Gasoduto de Transporte Serra do Mel – Pecém (GASFOR II), localizado na Região Nordeste.

Também se encontram previstos, neste estudo, um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm^3/d em Barra dos Coqueiros/SE, conectado à UTE Porto Sergipe I (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm^3/d), e um segundo terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm^3/d em São João da Barra/RJ no Porto do Açu, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm^3/d cada uma). Deste modo, a capacidade excedente de 24 MMm^3/d poderia ser disponibilizada ao mercado não térmico ou a novas UTEs que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores.

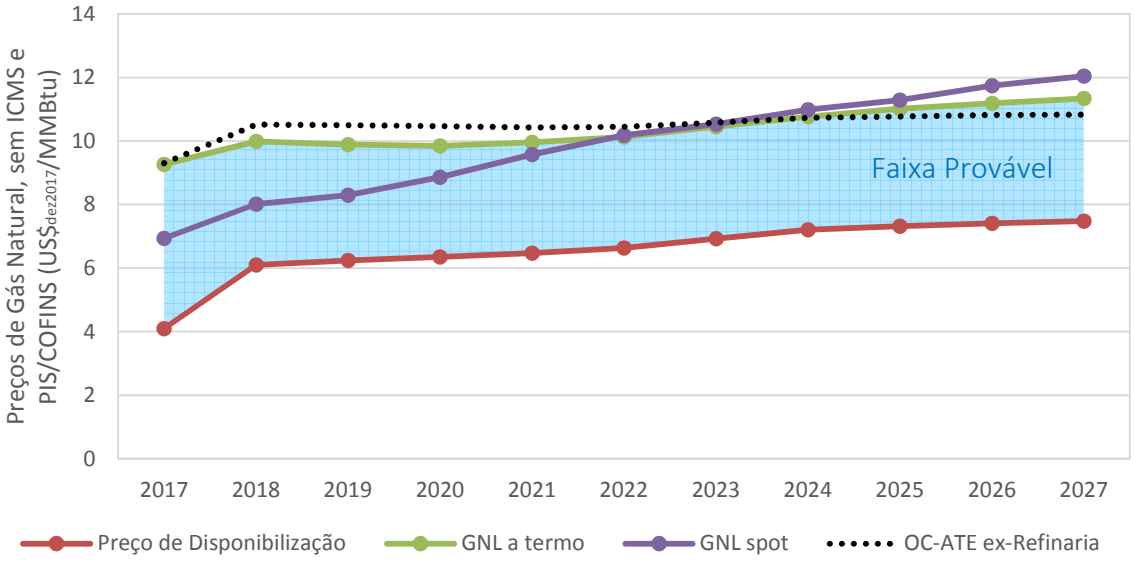
Porém, não há, por enquanto, decisão final de investimento para conexão destes projetos à malha integrada, o que necessitaria de um gasoduto de transporte de cerca de 20 km de extensão no Sergipe, e de cerca de 40 km de extensão no Porto do Açu. Por conseguinte, os empreendimentos foram considerados como isolados.

7.2. Projeções de Preços de Gás Natural

Com base nas diversas fontes de oferta de gás natural e suas estimativas de custos de produção e margens, buscou-se estimar a trajetória de preços do gás natural nacional no horizonte de 2018 a 2027. Em particular, procurou-se identificar o patamar mais provável de preços nacionais, assim como outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo, e preço do óleo combustível ex-refinaria), que permitissem ter uma visão mais abrangente da formação do preço do gás natural no Brasil, assim como parâmetros comparativos.

O Gráfico 7-1 mostra os diferentes patamares de preços do gás natural (molécula) no Brasil, sem ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição, dados os condicionantes considerados neste ciclo do PDE. São apresentadas projeções de preço de disponibilização da oferta nacional, e de GNL *spot* e a termo (internados, regaseificados e com imposto de importação). Também é apresentado no gráfico, apenas para referência, o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da refinaria (ex-refinaria), excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



Nota: O Preço de disponibilização é o mínimo preço que motiva o produtor nacional a empreender investimentos para ofertar o gás natural no mercado, e considera risco exploratório, gestão de portfólio e teor energético do gás natural; o preço do óleo combustível ex-Refinaria refere-se ao Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da Refinaria, excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Fonte: Elaboração EPE.

Dessa forma, os preços do gás natural no Brasil oscilarão entre as diversas curvas de preço em função da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder de negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, e do balanço entre demanda e oferta.

Não obstante, a maior quantidade de importação de GNL nos últimos anos e a entrada de novos terminais de regaseificação podem ampliar a influência do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação de preços de gás natural no País, dado que o Brasil é um tomador de preços no mercado internacional. Porém, observa-se que os preços do GNL, tanto *spot* quando a termo, ainda são mais altos que os preços do gás natural nacional, devido principalmente às parcelas de frete e regaseificação somadas aos preços FOB.

Cabe ressalvar que as estratégias comerciais dos ofertantes podem resultar tanto na definição de preço médio para a cesta de gás natural disponibilizada ao mercado (origens diversas), quanto na formação de uma curva de preços em degraus por origem do gás natural (preços distintos por "blocos" de volume). Outro fator que também pode influenciar os preços internos de gás natural é a forma de precificação de GNL a termo, com indexação a cestas de petróleo, *hubs* de gás, ou a uma combinação destes.

7.3. Oferta

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

i. gás natural produzido nacionalmente;
ii. gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
iii. gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

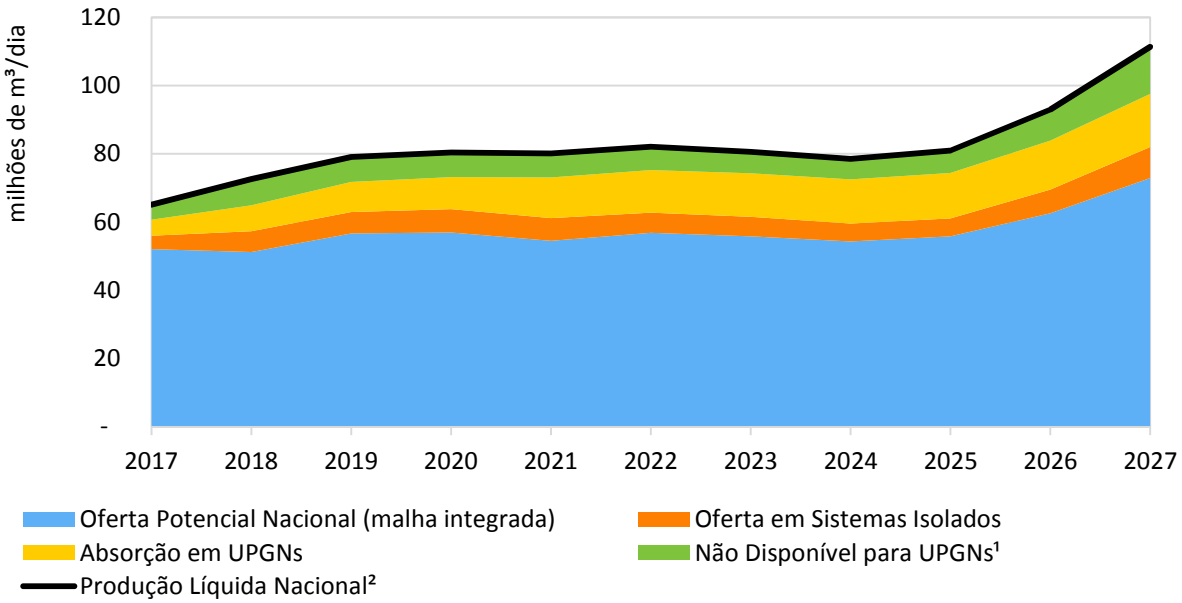
7.3.1 OFERTA NACIONAL

Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo 5 – Produção de Petróleo e Gás Natural), a oferta potencial nacional foi calculada utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). Os cálculos levaram em conta as previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) de campos produtores, as estimativas de produção dos RD em fase de avaliação (RD-Contingente) e as perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND), tanto das áreas já contratadas por empresas (RND–Empresas) quanto das áreas ainda pertencentes à União (RND–União).

O Gráfico 7-2 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial na malha integrada com base nas previsões de produção líquida.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 65 milhões de m^3/dia em 2017, atingindo o volume de 111 milhões de m^3/dia em 2027. Verifica-se que a oferta potencial (calculada a partir da produção líquida, descontando as parcelas de absorção em UPGNs e os volumes não disponíveis para envio para estas unidades) projetada da malha integrada passa de cerca de 52 milhões de m^3/dia em 2017 para aproximadamente 73 milhões de m^3/dia em 2027. Destaca-se um crescimento acentuado da oferta de gás natural a partir de 2025, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção oriunda da Bacia do SEAL. Vale esclarecer que, para o ano de 2017, os volumes observados referem-se à produção líquida e à oferta nacional efetivamente realizadas.

Gráfico 7-2 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Notas: (1) Transferências operacionais em unidades de E&P, geração térmica na boca do poço, etc.
(2) Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.
Fonte: Elaboração EPE.

7.3.2 OFERTA IMPORTADA

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL.

As importações totais de gás natural em 2017 corresponderam a aproximadamente 36% da oferta total de gás natural ao mercado nacional, com as importações pelo GASBOL representando 30% deste montante, e o GNL o percentual restante (MME, 2018).

No que concerne à oferta de gás natural importado por meio de gasodutos, foi considerada para o atendimento da demanda da malha integrada apenas a importação por meio do GASBOL, que ingressa no País pelo município de Corumbá/MS, visto que os demais volumes se restringem a sistemas isolados.

Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m^3/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m^3/dia a partir de 2022. O volume do contrato de fornecimento com a Bolívia é dividido em dois segmentos distintos: QDCb (Quantidade Diária Contratual Base), igual a 16 milhões de m^3/dia, destinados ao mercado não térmico das distribuidoras do Centro-Oeste, Sudeste e Sul do País, e QDCa (Quantidade Diária Contratual Adicional), correspondente aos 14 milhões de m^3/dia restantes, que são prioritariamente destinados às usinas termelétricas (CNI, 2010).

Cabe destacar que o encerramento do contrato de ambos os segmentos ocorrerá no final de 2019. No entanto, foi adotado como premissa o aproveitamento do gás de *make-up*[48] e do volume remanescente de contrato,[49] que permitiria que o contrato pudesse ser estendido por mais 2 anos (em função das reduções de carregamento

[48] Volume de make-up é uma compensação devido à retirada de gás inferior à contratada na cláusula take-or-pay, permitindo um crédito de gás a ser utilizado posteriormente.
[49] Volume remanescente de contrato é aquele relativo à retirada de gás inferior à contratada, mas superior ao volume da cláusula take-or-pay, permitindo uma retirada de gás a ser paga nas condições contratadas anteriormente. O contrato prorroga sua vigência automaticamente até o final da retirada do volume remanescente.

recentes), justificando a data do final de 2021 utilizada neste estudo. Para o restante do período, foi adotada uma premissa de redução de volume para 20 milhões de m^3/dia, dos quais a maior parte (16 milhões de m^3/dia) seria ancorada no contrato QDCb, uma vez que é possível que um volume equivalente ao QDCa poderia vir a ser atendido por GNL, por exemplo. O volume adicional de 4 milhões de m^3/dia seria oriundo de volumes para atendimento do mercado não termelétrico adicional. Ressalte-se que, além da Petrobras, foi considerado que uma parte desses 20 milhões de m^3/dia será relativa à contratação por outros agentes junto à Bolívia, conforme discutido em EPE (2017a).

A importação por meio dos gasodutos Lateral-Cuiabá (MT) e Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (trecho 1) destina-se a atender principalmente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, conforme já mencionado, os volumes provenientes destes dois dutos não foram considerados para atendimento da demanda nacional na malha integrada. Da mesma forma, a oferta potencial das UPGNs de Urucu, no Amazonas, não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atende à demanda do Sistema Isolado da Região Norte.

Quanto à importação na forma de GNL, foram considerados para a elaboração balanço de gás natural da malha integrada somente os três terminais de regaseificação existentes, uma vez que estes terminais já se encontram conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificado para o mercado. Considerou-se que o terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, possui capacidade de 20 milhões de m^3/dia, que o terminal na Baía de Todos os Santos, na Bahia, tem capacidade para regaseificar 20 milhões de m^3/dia[50] e que o terminal de Pecém apresenta capacidade de regaseificação de 7 milhões de m^3/dia.

Cabe destacar que os terminais marítimos de regaseificação são as estruturas responsáveis pelo envio do gás regaseificado até o litoral, sendo, portanto, instalações independentes da unidade de regaseificação (FSRU). Até o momento do fechamento deste estudo, há ancorados no Brasil 2 FSRUs, nos terminais da Baía de Guanabara/RJ e Baía de Todos os Santos/BA. Desse modo, embora a capacidade máxima dos terminais de regaseificação do país seja de 47 milhões de m^3/dia, atualmente esta se encontra limitada a 34 milhões de m^3/dia. Porém, caso seja necessário no horizonte de estudo, poderá ocorrer a movimentação das FSRUs atualmente contratadas, bem como a contratação de novas unidades.

Os terminais de regaseificação de GNL previstos em Barra dos Coqueiros/SE e no Porto do Açu/RJ não foram considerados para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma, conforme anteriormente citado, dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos. Estes terminais de regaseificação apresentam capacidade de 21 milhões de m^3/dia, cada. O terminal do Sergipe estará conectado a uma termelétrica que obteve sucesso no 21º Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 30 de abril de 2015: UTE Porto de Sergipe I (1.516 MW), com previsão de entrada em operação estimada para 2020. Já o terminal do Porto do Açu estará conectado a duas termelétricas: a UTE Novo Tempo (1.299 MW; anteriormente prevista para entrar em operação em Suape/PE), com previsão de entrada em operação em 2021, e a UTE GNA II (1.673 MW), que obteve sucesso no Leilão de Energia Nova A-6 2017, realizado em 20 de dezembro de 2017. Cada uma das três UTEs possui demanda estimada em cerca de 6 milhões de m^3/dia.

Além dos terminais existentes e previstos, a entrada em operação de novos terminais no horizonte decenal é compatível com análises de sensibilidade realizadas pela EPE (vide Seção 4 - Balanço).

[50] Sua capacidade de regaseificação foi aumentada de 14 para 20 milhões de m³/dia em 2018 por meio da Autorização ANP nº 607/2018.

7.3.3 PREVISÃO DE OFERTA POTENCIAL

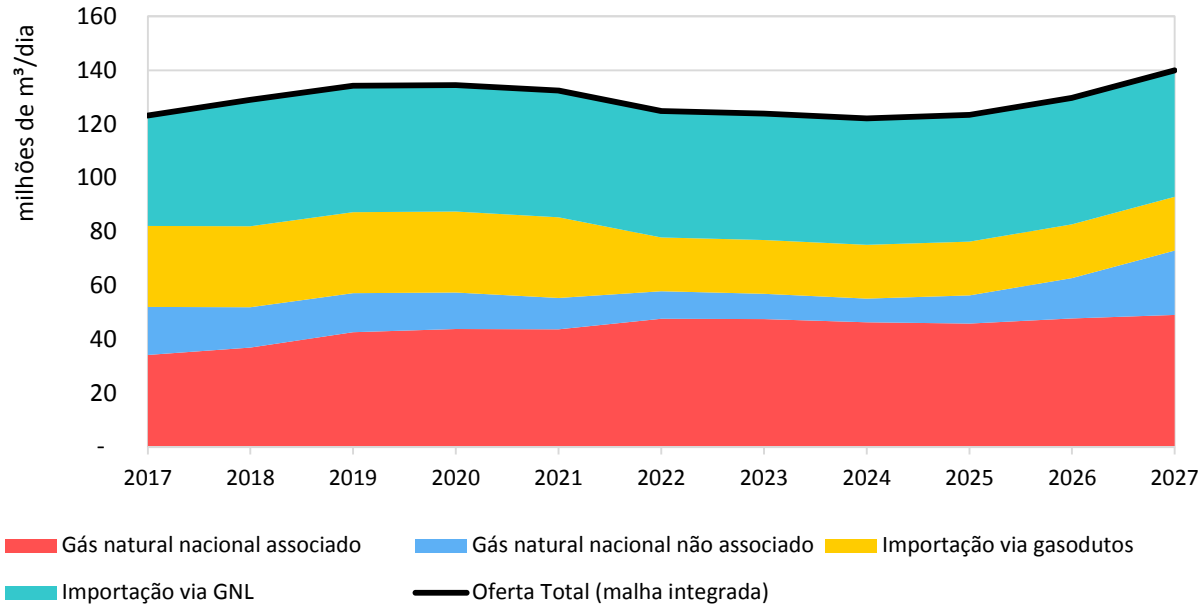
A projeção da oferta potencial total de gás natural foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos. A projeção de Oferta Potencial no período decenal, para a Malha Integrada, é apresentada no Gráfico 7-3, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

Como observado no Gráfico 7-3, a oferta potencial mantém-se praticamente estável ao longo do horizonte de estudo, aumentando entre 2025 e 2027 devido aos maiores volumes de gás natural não associado. A partir do ano de 2021, percebe-se uma redução na importação via gasodutos decorrente da mudança de patamar do volume de gás natural importado da Bolívia (de 30 para 20 milhões de m^3/dia), que pode ser compensada pelo aumento na regaseificação de GNL nos terminais já existentes. Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do Pré-Sal, alcançando o patamar de 60% da oferta nacional em 2024, e caindo para cerca de 45% em 2027.

Ressalte-se que a oferta das diferentes parcelas de volume de gás natural (gás natural nacional associado ou não associado, gás natural importado via gasodutos ou via GNL) depende de fatores como a flexibilidade requerida pelos consumidores, a necessidade de contratação firme requerida pelos ofertantes, e os preços que serão negociados dependendo dos condicionantes. Nos casos das demandas térmicas, que são intermitentes, duas condições principais podem surgir.

Nos cenários de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento da demanda nacional. No caso das importações via GASBOL, o atendimento tem diferentes características de flexibilidade devido aos contratos QDCb e QDCa, conforme mencionado anteriormente.

Gráfico 7-3 - Oferta Potencial (Malha Integrada)



Nota: Considerou-se que os terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA e de Pecém/CE possuem capacidades de regaseificação de 20 milhões de m³/dia, 20 milhões de m³/dia e 7 milhões de m³/dia, respectivamente, adotando-se a soma destes valores para a composição da oferta potencial a partir de 2018; porém, atualmente, há duas unidades flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) que se revezam entre os três terminais. Dependendo dos condicionantes até 2027, pode ser necessária a contratação de uma terceira FSRU, principalmente no final do período, quando o balanço apresenta menor saldo positivo.

Fonte: Elaboração EPE.

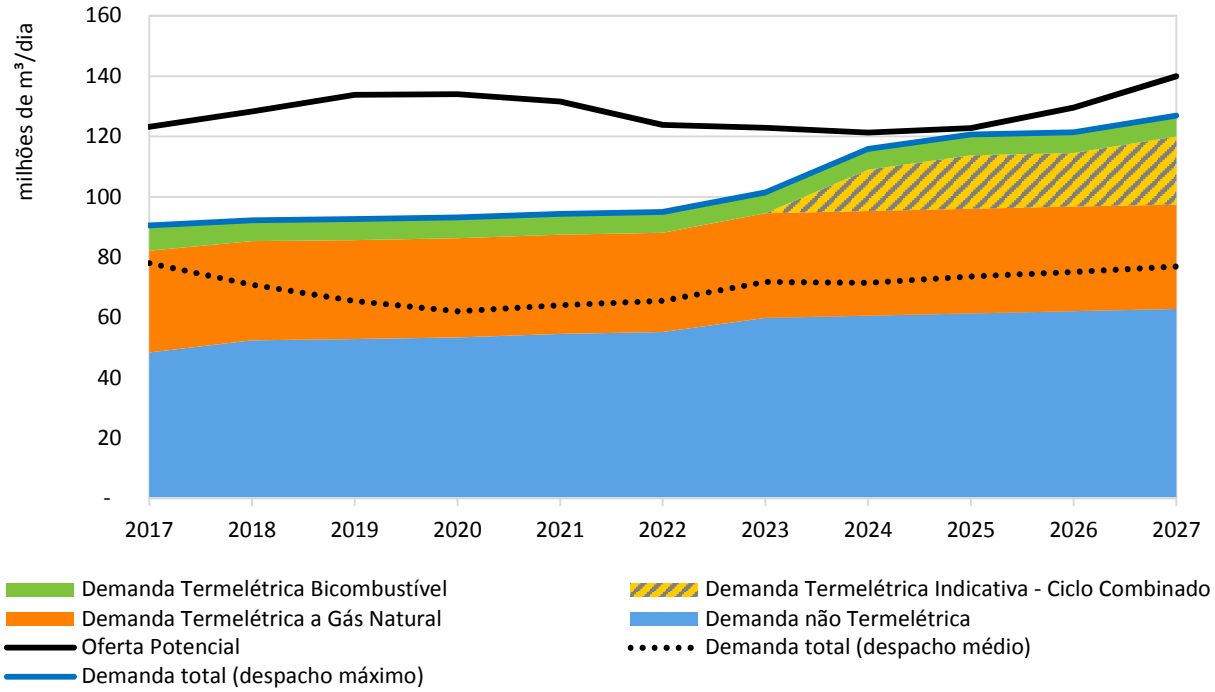
7.4. Balanço de Gás Natural da Malha Integrada

É apresentado a seguir o balanço de gás natural da malha integrada, elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se dessa análise os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus e Lateral Cuiabá.

É realizada também uma análise com relação à possibilidade de que o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico mencionada no Capítulo 3 seja atendida inteiramente por termelétricas a gás de ciclo aberto, a princípio sendo tratadas como sistemas isolados. O Box 7.1 traz também uma análise de sensibilidade para o caso das térmicas indicativas de ciclo aberto serem conectadas à malha de gasodutos.

O Gráfico 7-4 ilustra o balanço de gás natural da malha integrada no Brasil. O saldo entre a oferta potencial e a demanda máxima em 2017 contabiliza 26 milhões de m^3/dia.

Gráfico 7-4 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis.
Fonte: Elaboração EPE.

A oferta de gás natural de origem nacional, detalhada na Seção 3, não apresenta grande variação no período analisado, à exceção do leve aumento entre 2025 e 2027 ocasionado pelo aumento na produção de gás não associado.

A demanda total de gás cresce 3,4% a.a. no período. A demanda não termelétrica inclui a demanda das distribuidoras, que cresce gradualmente em todo o período, e a demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes, que tem um acréscimo em 2023 com a entrada da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN Três Lagoas/MS. Cabe destacar que, em 9 de maio de 2018, a Petrobras iniciou um período de exclusividade para negociações de 90 dias com a empresa ACRON, relativo ao processo de alienação integral de sua participação acionária nesta UFN, incluindo, também a Araucária Nitrogenados S.A (PETROBRAS, 2018b).

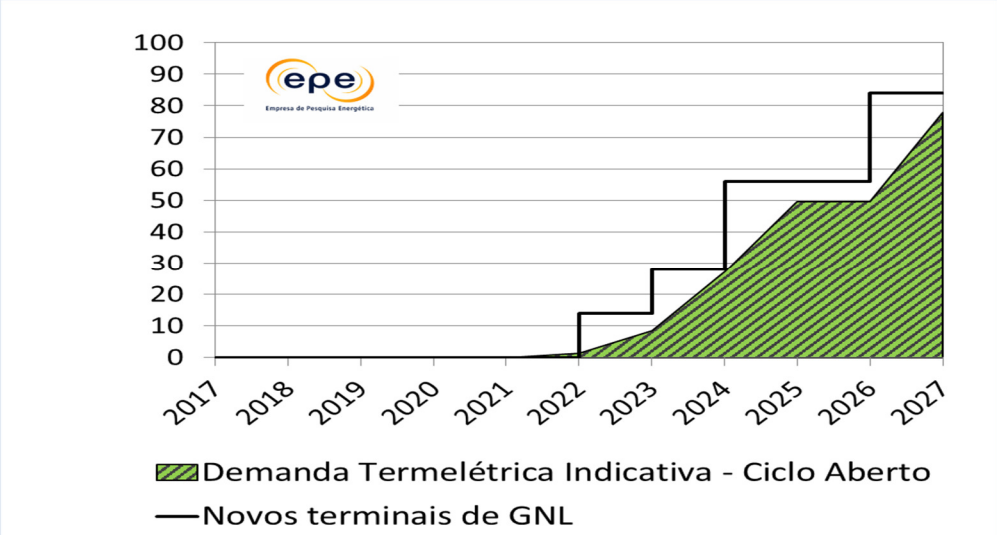
Em relação à demanda termelétrica, praticamente não há variação além da demanda das térmicas indicativas, representada pela área hachurada. Cabe destacar que as termelétricas Porto Sergipe I/SE, Novo Tempo/RJ e GNA II/RJ são consideradas neste PDE, mas de forma isolada da malha, e por isso não estão representadas no gráfico. A Demanda Total com despacho termelétrico médio, em linha pontilhada no gráfico, apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema.

Ressalte-se que o saldo de gás natural no balanço da malha integrada pode ser mais positivo caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ à malha integrada dentro do horizonte de estudos.

BOX 7.1 – ANÁLISE DA MALHA INTEGRADA COM CONEXÃO DAS TÉRMICAS PARA ATENDIMENTO DE PONTA

Conforme apresentado no Capítulo 3, a expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, como usinas termelétricas de partida rápida, usinas hidrelétricas reversíveis, motorização adicional em UHE existentes, baterias e resposta pelo lado da demanda. Uma das opções de atendimento seria por termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 77,9 milhões de m^3/dia entre os anos de 2022 e 2027.

Gráfico 7-5 - Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos



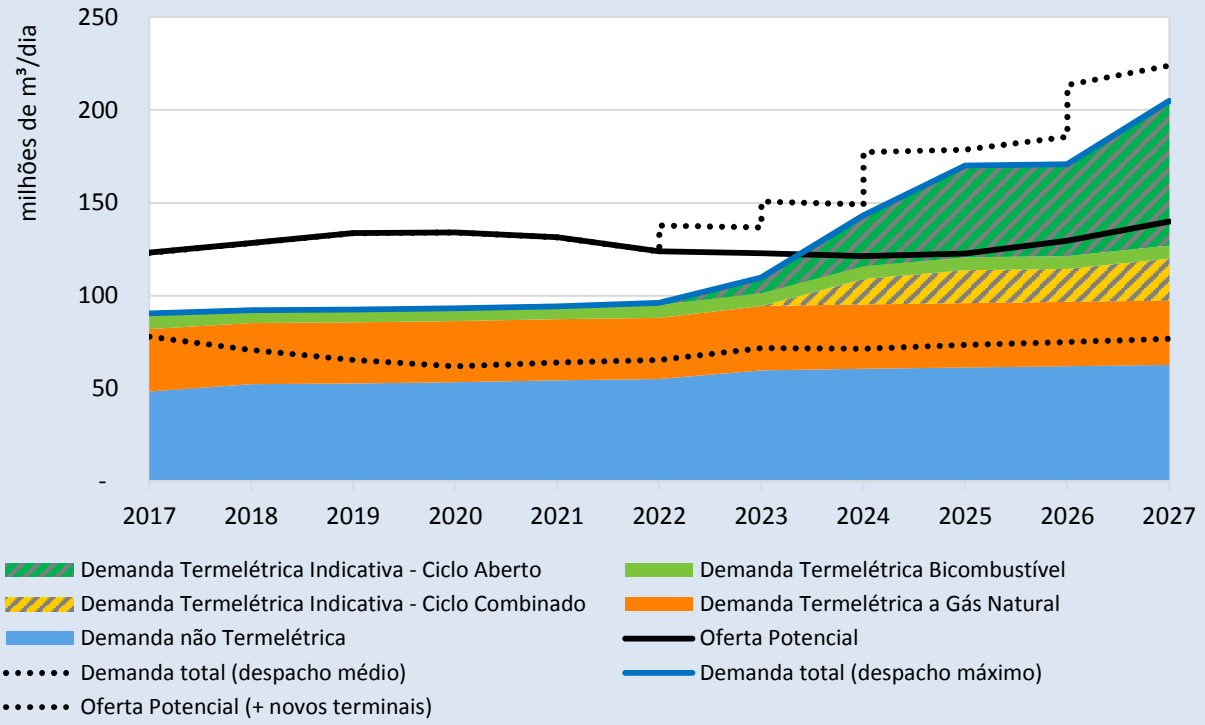
Para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m^3/dia cada, conforme observado no Gráfico 7-5. Em suma, sem o atendimento da demanda elétrica de ponta com termelétricas a gás natural de ciclo aberto, a demanda projetada de gás natural associada à malha integrada de gasodutos até 2023 pode ser plenamente atendida pela oferta disponível. A partir do ano de 2024, parte das termelétricas bicombustíveis terá que operar com o combustível substituto, conforme o Gráfico 7-4. Na hipótese de a demanda elétrica de ponta ser suprida integralmente por térmicas a gás, é apontada a possibilidade de instalação de seis novos terminais de GNL para atendê-la (terminais de GNL indicativos). Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural.

Cabe ressaltar que alguns destes terminais de GNL indicativos podem se referir a projetos já anunciados em alguns estados brasileiros - por exemplo, aqueles descritos em EPE (2018a) - ou outros que ainda se encontram em fase de planejamento, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

(cont.)

BOX 7.1 – (cont.)

Gráfico 7-6 - Análise de sensibilidade do Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta



Nota: Neste caso, embora a demanda máxima sofra um aumento considerável, a demanda total com despacho médio não teria variação significativa, uma vez que estas UTEs irão atuar no atendimento de ponta energética, demandando baixo volume de gás na média anual.

Fonte: Elaboração EPE.

No caso extremo, e pouco provável, de toda a demanda de ponta ser atendida por termelétricas em ciclo aberto conectadas à malha integrada, o balanço de oferta e demanda da malha seria consideravelmente diferente no segundo quinquênio, dobrando seus patamares de oferta e demanda (vide Gráfico 7-6).

No Gráfico 7-6, pode-se observar o comportamento do balanço caso as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta fossem conectadas à malha integrada. Esse cenário apresenta diversos desafios, sejam eles operacionais (variação dos volumes transportados e variações de pressão na malha integrada), de modelos de negócio ou de financiamento. No que se refere às questões operacionais, a consideração dessas térmicas serem conectadas à malha existente levará a um aumento significativo dos volumes transportados e das flutuações no fluxo de gás natural, o que acarreta em maior complexidade operacional e pode requerer grandes investimentos na malha.

7.5. Simulação da Malha Integrada de Transportes

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas para a avaliação da malha integrada de transporte de gás natural no período de 2018-2027. Para o presente trabalho, foram simulados os anos de 2018, 2023 e 2027. As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (30,1 milhões de m^3/dia até o final de 2021 e 20 milhões de m^3/dia para o restante do período) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara (TBGUA - RJ), Baía de Todos os Santos (TRBA – BA) e Pecém/CE utilizando, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP;

- consideram-se as demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das companhias distribuidoras locais - CDLs);

- consideram-se as demandas termelétricas máximas, incluindo térmicas bicombustíveis operando a gás natural;

- não se consideram as térmicas indicativas por não terem, *ex-ante*, localização na malha;

- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação.

Ressaltam-se os empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2022 e a UPGN COMPERJ em 2020. A UFN V/MG e a Refinaria do COMPERJ, que eram consideradas nos ciclos do PDE anteriores, não serão consideradas neste estudo por terem sido retiradas dos últimos Planos de Negócios da Petrobras.

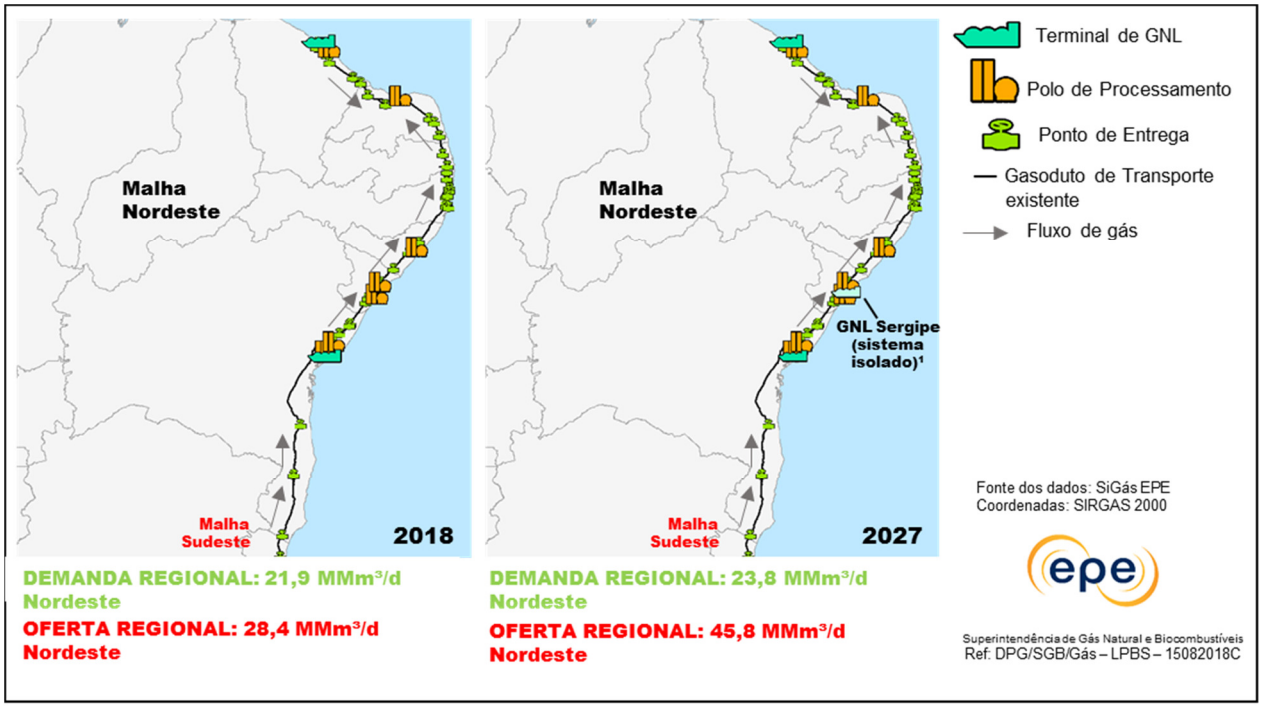
A seguir, serão apresentas as particularidades de cada subsistema, definidos como segmentos por região da malha integrada.

7.5.1 MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de gasodutos de transporte atualmente existente, com a inclusão do trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE do gasoduto GASFOR II após 2018 (extensão aproximada de 83 quilômetros e diâmetro nominal de 20 polegadas). Desse modo, o gasoduto GASFOR II foi testado apenas nas simulações dos anos 2023 e 2027.

Considerou-se também que o terminal de GNL e a térmica Porto Sergipe I, localizados em Sergipe, constituem sistemas não interligados à malha. A Figura 7-2, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-2 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2018 e 2027 da malha Nordeste



Nota: O terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a termelétrica associada ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistema isolado.
Fonte: Elaboração EPE.

Como se pode verificar na Figura 7-2, o somatório das ofertas potenciais é superior ao da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas disponíveis na Região. Portanto, no caso de referência, que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, não haveria necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, resultando em um atendimento mais localizado das demandas regionais.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas deste estudo, verificou-se que a malha Nordeste não apresentou restrições de infraestrutura para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo analisado para o caso base. No entanto, cabe ressaltar que para melhor utilização da capacidade máxima autorizada de regaseificação do terminal de Pecém, haveria a necessidade de ampliação dos gasodutos GASFOR (além da expansão já anunciada do GASFOR II) e do Nordestão, que hoje limitam o fluxo no sentido CE-PE.

Chama atenção o aumento expressivo da oferta no último ano na região. Apesar da redução considerável da produção dos campos que têm o gás processado nas UPGNs na Bahia (Candeias e Estação Vandemir Ferreira), este déficit é compensado e superado pela oferta adicional nas UPGNs de Guamaré e, principalmente, Atalaia. A maior oferta projetada desta última é consequência das expectativas de produção da Bacia SEAL já a partir do ano de 2025.

Em consequência do aumento da oferta no Nordeste, a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural, necessitando de importações apenas com intuito de balanceamento da malha.

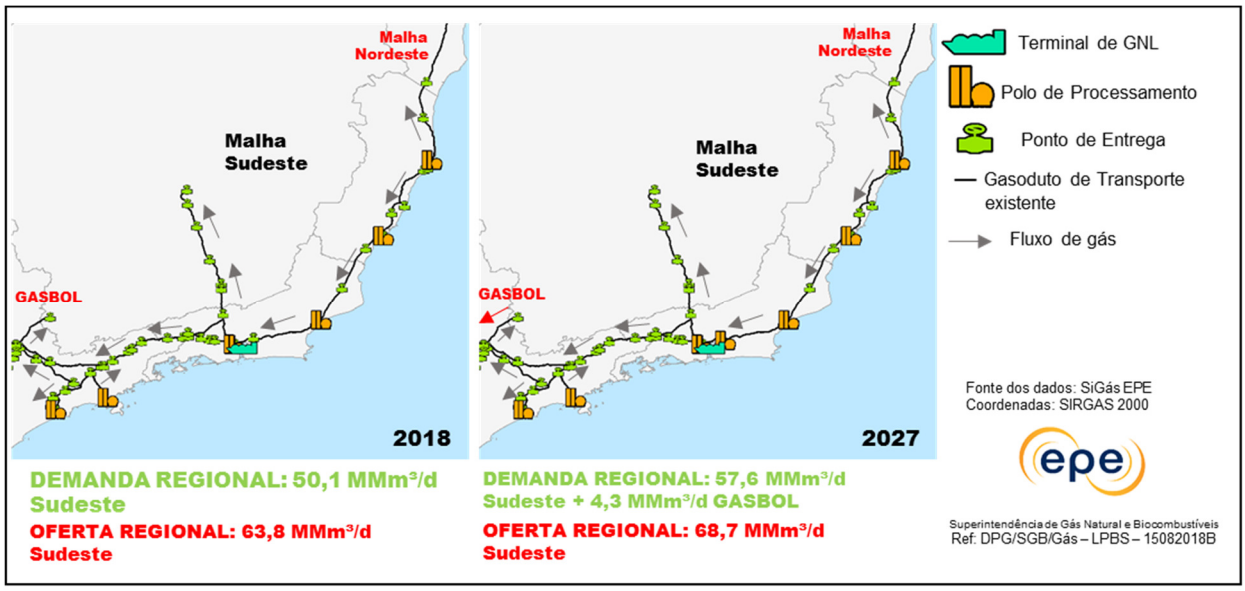
7.5.2 MALHA SUDESTE

O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do COMPERJ no começo do ano de 2020, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. A Figura 7-3, abaixo, permite a visualização do sistema simulado considerando a máxima oferta potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas. Como se pode verificar na Figura 7-3, tanto os anos de 2018 quanto o de 2027, apresentam projeção de oferta potencial superior à demanda máxima prevista e, dessa forma, a princípio, não seria necessário o envio de gás advindos das outras malhas (GASBOL e Nordeste) para a região. Isto também ocorre para o ano de 2023, não representado na Figura 7-3. Espera-se que esta, na realidade, se torne uma Região exportadora, considerando a expectativa de aumento da produção de gás natural, principalmente advindo de campos do Pré-Sal.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas não foram identificadas restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada. Adicionalmente ressalta-se que a oferta total deste subsistema é suficiente para atender a demanda projetada.

Verificou-se também que o excedente de oferta disponibilizada na região poderia ser utilizado no atendimento das demandas do GASBOL a partir de 2022, quando ocorre a redução do volume de gás ofertado neste gasoduto. Um dos meios apontados pela simulação como possibilidade de envio de gás da região Sudeste para o GASBOL seria através da interconexão em Paulínia/SP, requerendo apenas a inversão do fluxo no trecho que se localiza no Estado de São Paulo.

Figura 7-3 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2018 e 2027 da malha Sudeste



Fonte: Elaboração EPE.

7.5.3 MALHA CENTRO-OESTE-SP-SUL

Essa malha é composta pelos gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre trecho 3 (GASUP). O primeiro apresenta características telescópicas, se caracterizando pela redução do diâmetro ao longo de sua extensão, em especial a partir do trecho Sul. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante a movimentação do gás natural, principalmente quando associada a altas vazões, o que pode gerar restrições no atendimento do consumo. Já o trecho 3 do GASUP é responsável pelo atendimento da região de Triunfo/RS, após a transferência de custódia do gás natural entre a TBG e a TSB. Ambos os gasodutos foram considerados no caso base para estudo da malha nesse sistema.

Para o ciclo estudado, até o ano de 2021, foi considerado o volume de 30,1 milhões de m^3/dia importado da Bolívia, o qual seria suficiente para o atendimento da demanda. No entanto, a partir de 2022 considerou-se uma redução do volume máximo importado para 20,0 milhões de m^3/dia, havendo-se necessidade de complementação do volume para atendimento da demanda da região, a partir desse ano, através de gás natural vindo da malha Sudeste.

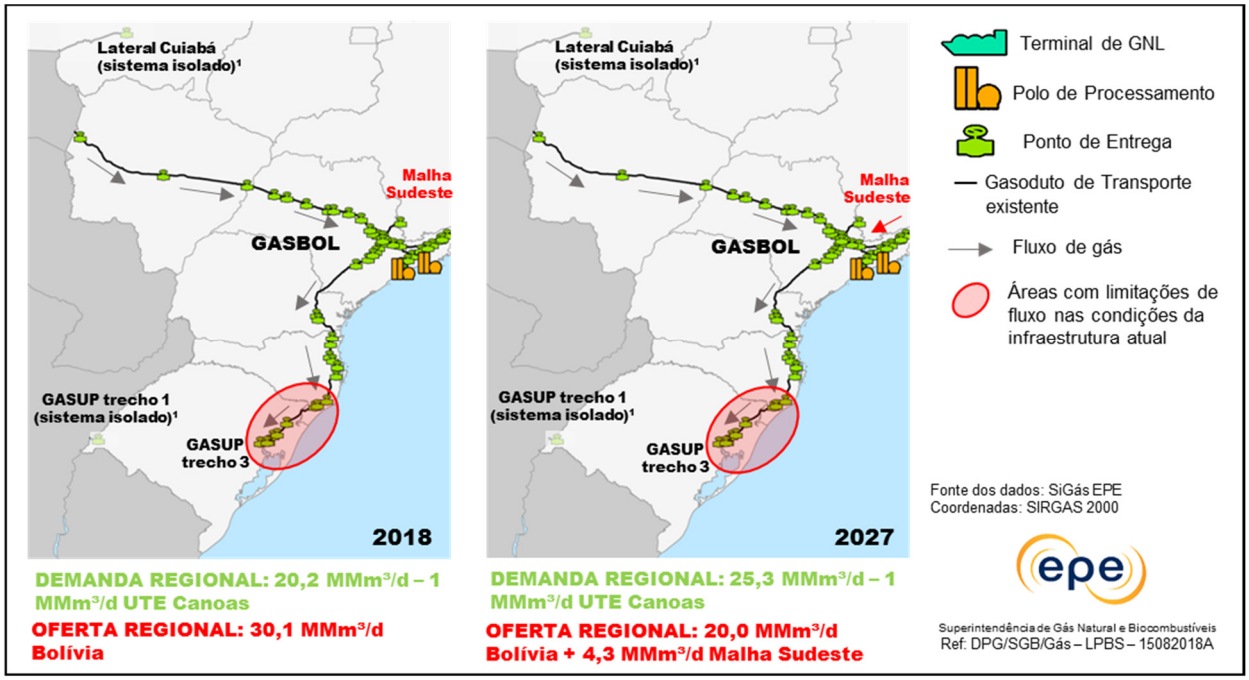
Cabe destacar que as premissas quanto à oferta disponível no GASBOL advinda da Bolívia, poderão sofrer alterações a depender do resultado do Concurso para Alocação de Capacidade no GASBOL que ocorrerá no final de 2018. Por ora, assumiu-se que não haverá contratação além da capacidade do gasoduto e/ou que requeira alteração de sua infraestrutura, além daquelas já indicadas no presente estudo. Outros fatores que poderão alterar essas premissas serão os resultados dos editais de contratação de suprimento de gás lançados por parte das distribuidoras atendidas pelo GASBOL em fase final de contrato (SulGás, SCGás, COMPAGAS, Gás Brasiliano e MSGás).

Nas simulações, contudo, foram observadas restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL, devido a limitações de infraestrutura. O perfil de demandas ao longo do duto acarreta em restrições de infraestrutura, tendo também por consequência o uso da capacidade máxima de movimentação dos dutos. Destaca-se que o atendimento do ponto de entrega de Triunfo/RS só é possibilitado caso a térmica bicombustível Sepé-Tiaraju (Canoas/RS) opere com combustível substituto ao longo de todo o período.

Uma das soluções possíveis para essa questão seria a ampliação de capacidade do trecho Sul do GASBOL, através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente. Outra possibilidade seria a instalação de novos terminais de regaseificação de GNL no Sul. Neste sentido, destacam-se os projetos na região da Baia do Babitonga, em Santa Catarina, já com licenciamento ambiental, e no litoral do Paraná, ainda em fase de maturação do projeto.

A Figura 7-4 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-4 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2018 e 2027 do GASBOL e do GASUP



Nota: Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistemas isolados.
Fonte: Elaboração EPE.

BOX 7.2 – ANÁLISE DA MALHA INTEGRADA SEM O TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL DE PECÉM

Diante do cenário da possibilidade de desmobilização do terminal de regaseificação de GNL de Pecém/CE (CGU, 2016), fez-se uso de simulações termofluido-hidráulicas no estado estacionário para verificar os impactos imediatos que a ausência do terminal traria no atendimento às demandas de gás da região.

A simples retirada do terminal de GNL de Pecém/CE (mostrado na Figura 7-5) da simulação da malha integrada gerou, em um primeiro momento, uma incapacidade de atendimento das demandas da região. Isto se deve às limitações na infraestrutura que impede que o gás advindo do restante da malha Nordeste atenda às demandas projetadas no trecho final da malha.

Em face da redução significativa de oferta decorrente da ausência do terminal, buscou-se rebalancear a malha através da redução de demandas da mesma magnitude da oferta retirada. As maiores concentrações de demanda deste ponto da malha correspondem às demandas termelétricas das seguintes UTEs: Termoaçu, Termofortaleza e Termoceará. Assim, para fins de testes, tais demandas foram desligadas e religadas de forma gradual a fim de se observar o comportamento da malha.

(cont.)

BOX 7.2 – (cont.)

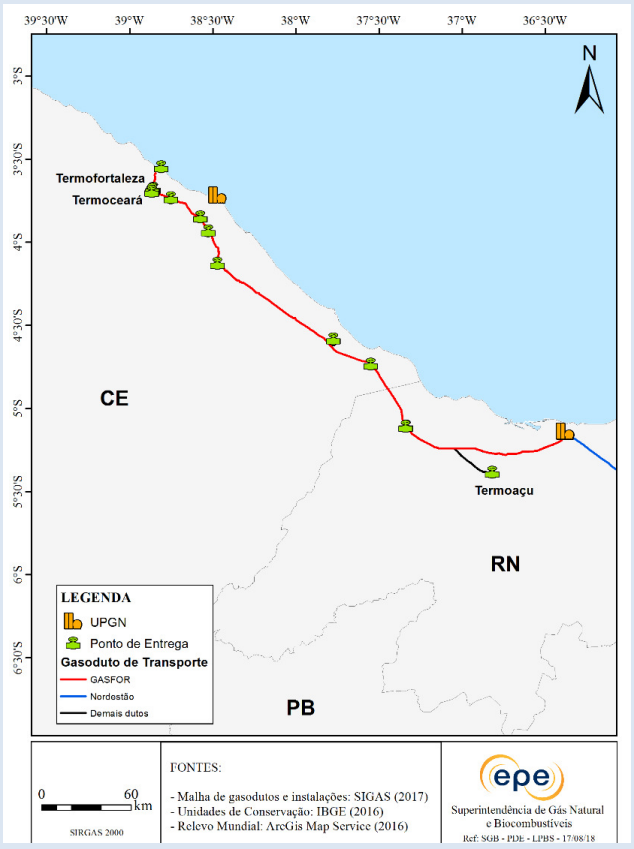
Para o teste, foram considerados três anos ao longo do período: 2018, 2023 e 2027. Para cada um dos anos considerados, foram associados os valores de oferta e demanda não termelétrica projetados para a região.

Por estarem localizadas no fim da malha integrada, as termelétricas Termofortaleza e Termoceará, com demandas de aproximadamente 1.560 e 1.460 mil m^3/dia respectivamente, estariam localizadas num ponto mais crítico que a Termoaçu, com demanda de 2.000 mil m^3/dia. Dessa forma, para que o gás advindo do restante da malha Nordeste chegasse àqueles pontos de entrega, haveria limitações de capacidade dos gasodutos Nordestão e GASFOR (mesmo considerando a implantação do GASFOR II).

No primeiro ano, quando adicionada a demanda da termelétrica do Termoaçu, não houve restrições na infraestrutura e todas as demandas na malha foram atendidas. No entanto, quando se adicionou uma das termelétricas, Termofortaleza ou Termoceará, não foi possível atender as demandas da malha. Para os anos de 2023 e 2027, adicionando-se qualquer uma das demandas das termelétricas na simulação, não foi possível o atendimento das demais demandas.

Dessa forma, para o pleno atendimento da demanda termelétrica e não termelétrica na região seria necessário o terminal de GNL de Pecém. O terminal se encontra no final da malha, próximo a grandes volumes de demandas termelétricas e a simples retirada do terminal, sem eventual expansão da infraestrutura nas proximidades poderia resultar na paralisação das térmicas ali instaladas.

Figura 7-5 - Infraestrutura de gás natural na região do Rio Grande do Norte e Ceará.



7.6. Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2018 a 2027, sendo que os investimentos previstos incluem os projetos relacionados ao setor de infraestrutura já anunciados, e os projetos indicativos são aqueles antevistos como importantes para a expansão do setor.

A Petrobras tem mantido um critério rígido para novos investimentos, em virtude da sua atual política que visa preservar o caixa e reduzir o volume de investimentos, principalmente através de venda de ativos e adiamento de projetos. Nesse cenário, em abril de 2017 foi concluída a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para o Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (FIP), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda, entidade afiliada à Brookfield Asset Management. A prioridade atual dos investimentos se concentra em E&P, principalmente no Pré-Sal, sem comprometimento das operações e projetos relacionados ao escoamento da produção de petróleo e gás natural. Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma.

Existe a previsão de investimentos da ordem de R$ 2,39 bilhões relativos à instalação das duas Unidades de Processamento de Gás Natural do COMPERJ/RJ. Além disso, há previsão de implantação do gasoduto de transporte denominado Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que irá interligar as UPGNs do COMPERJ ao Gasoduto Cabiúnas/RJ-REDUC/RJ (GASDUC III) nas proximidades da estação de entrega de Guapimirim/RJ. Esse gasoduto de transporte, atualmente em avaliação pela ANP para definição do processo licitatório, terá extensão de 11 km, capacidade nominal de 18,2 milhões de m^3/dia e seu diâmetro nominal será de 24 polegadas.

Os projetos indicativos preveem a ampliação da UPGN Atalaia/SE, necessária para permitir o processamento da produção líquida potencial direcionada a esta unidade. Assim, o incremento necessário de capacidade seria de cerca de 20 milhões de m^3/dia ao final do período, devido ao potencial de produção das descobertas da Bacia de SEAL. O total dos investimentos indicativos em UPGNs seria da ordem de R$ 2,30 bilhões (data base dezembro de 2017), caso sejam confirmadas as projeções de produção líquida de gás natural nesta bacia (pressupõem descobertas e declarações de comercialidade). Tal valor foi obtido considerando-se que as UPGNs utilizarão como tecnologia criogênica a Turbo-Expansão, conforme metodologia descrita em EPE (2018b).

Embora tenha sido considerada, no ciclo anterior do PDE (EPE, 2017b), a necessidade de instalação de UPGNs indicativas nas Bacias do Parecis/MT, do Parnaíba/MA, do São Francisco/MG, do Acre-Madre de Dios/AC, da Foz do Amazonas/AP e do Amazonas/AM, as revisões nos volumes de produção líquida do atual ciclo, ocasionadas pela devolução de alguns blocos nestas bacias, eliminaram a necessidade destes investimentos. Isto pode ser justificado pela inexistência ou baixa produção de gás natural estimado para estas bacias no período de 2018 a 2027.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a entrada, no horizonte em estudo, de dois terminais, sendo um em Barra dos Coqueiros/SE e o outro em São João da Barra/RJ. Tendo em vista a variedade de configurações de terminais de GNL existentes, buscou-se definir uma configuração padrão, baseada nas tendências recentes de configurações mais utilizadas, a fim de se estimar o custo médio desses terminais. Dessa forma, definiu-se como padrão, por ora, a configuração de terminal privado *nearshore* do tipo *Monopile* com ancoragem *Ship-To-Ship* (STS) sem necessidade de dragagem ou quebra-mar. Considerou-se também um afastamento médio de 5 km da costa, o que necessitaria de um gasoduto submarino com o mesmo comprimento para envio

do gás natural regaseificado. Assim, estima-se que cada um dos terminais em tela necessitaria de investimentos de aproximadamente R$ 400 milhões (data base dezembro de 2017). A diferença entre os preços estimados no PDE 2026 e o atual se deve, principalmente, à mudança metodológica que, além de definir uma configuração padrão de terminal no ciclo atual, retira da parcela do CAPEX o custo do FSRU. Esta unidade é comumente afretada nos projetos, portanto está incluída nos custos operacionais do terminal.

Ademais, considerando-se que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por terminais de GNL exclusivos, conforme discutido anteriormente, estima-se que seriam necessários seis novos terminais com capacidade de 14 milhões de m^3/dia cada, com investimento total de R$ 2,4 bilhões. Dessa forma, a Tabela 7-1, a seguir, apresenta o resumo dos investimentos a partir de 2017.

Tabela 7-1 - Investimentos previstos no horizonte de 2018-2027

Classificação	Previstos		Indicativos	
	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi
Gasodutos de transporte[1]	1	0,13	-	-
Terminais de Regaseificação de GNL[2]	2	0,80	6*	2,40*
UPGNs[3]	2	2,39	1	2,30
TOTAL	5	3,32	7*	4,70*

Notas: (1) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos de transporte – SAGAS. Para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de – 7% a + 17% (AACE-18R-97);
(2) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo 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, 2018b). A estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).
(*) Apenas se toda a demanda de ponta for atendida por UTEs a gás natural de Ciclo Aberto ligadas a terminais de GNL.
Fonte: Elaboração EPE.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes 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.

> O preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil, a princípio, será afetado pelo preço do mercado internacional e não pela expansão da oferta de GNL no País. Isto porque a capacidade de importação não tem sido utilizada em sua plena capacidade, mas sim provendo flexibilidade operacional e modulando as importações de GNL pela necessidade de atendimento à demanda nacional termelétrica.

> A produção líquida de gás natural passará de 65 milhões de m^3/dia em 2017 para 111 milhões de m^3/dia em 2027. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 52 milhões de m^3/dia em 2017 para aproximadamente 73 milhões de m^3/dia em 2027.

> Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, e o Pré-Sal corresponde ao patamar de 45% da oferta nacional em 2027. Além disso, no final do período, há aumento na produção nacional de gás não associado proveniente da Bacia de Sergipe-Alagoas.

> Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m^3/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m^3/dia a partir de 2022. A importação potencial de GNL corresponde à capacidade instalada dos terminais existentes, de 47 milhões de m^3/dia, de 2018 até 2027.

> Nos cenários de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento de tais demandas.

> No final do decênio, pode haver um saldo maior de gás natural no balanço da malha integrada caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ previstos no horizonte.

> A expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, sendo uma delas por meio das termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 84 milhões de m^3/dia entre os anos de 2022 e 2027. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m^3/dia cada. Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural. Cabe ressaltar que estes terminais podem ser os que se encontram em fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

> A previsão de investimentos relacionados à expansão da oferta de gás natural é da ordem de R$ 8 bilhões, dos quais cerca de R$ 3 bilhões em projetos previstos e R$ 5 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, considera-se o caso em que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por 6 novos terminais de GNL exclusivos com capacidade de 14 milhões de m^3/dia cada, resultando em investimento total de R$ 2,4 bilhões.