

RELATÓRIO

GRUPO DE TRABALHO BILATERAL MEMORANDO DE ENTENDIMENTO



BRASIL

ARGENTINA

**DESENVOLVIMENTO DE INFRAESTRUTURA,
INTERCONEXÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL
DA REPÚBLICA ARGENTINA PARA A REPÚBLICA
FEDERATIVA DO BRASIL**



Ministerio de Relaciones Exteriores,
Comercio Internacional y Culto
República Argentina

Secretaría de Energía
Ministerio de Economía

MINISTÉRIO DAS
RELAÇÕES
EXTERIORES

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

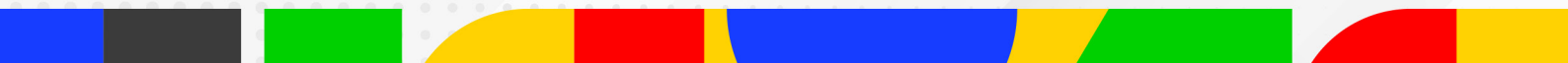
GOVERNO DO
BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO



ÍNDICE

PORTUGUÊS

1. Introdução:	5
1.1. Memorando de Entendimento	5
1.2. Reuniões do Comitê Técnico e do Grupo de Trabalho Bilateral	6
2. Contexto e perspectivas da Argentina	10
3. Contexto e Perspectivas do Brasil	14
3.1. Fornecimento de gás natural no Brasil	14
3.2. Demanda por gás natural no Brasil	15
3.3. Previsão de oferta futura de gás natural no Brasil	17
3.4. Oportunidades para a demanda de gás natural no Brasil	19
3.5. Medidas para redução do preço do gás natural no Brasil	22
4. Infraestruturas	25
4.1. Argentina	25
4.2. Brasil	28
4.2.1. Vias de importação	29
4.2.2. Possibilidade de adaptações da infraestrutura brasileira para importação de gás da Argentina	30
4.3. Bolívia	36
4.4. Paraguai	36
4.5. Uruguai	38
4.6. Chile	38
5. Avaliação das alternativas de interconexões	42
5.1. Argentina – Bolívia – Brasil	42
5.2. Argentina – Paraguai – Brasil	42
5.3. Argentina – Uruguai – Brasil	43
5.4. Argentina – Brasil	43



6. Questões regulatórias e comerciais	46
6.1. Questões Levantadas nas Reuniões do Comitê Técnico com os Agentes do Setor	46
6.2. Regimes Regulatórios para o Transporte de Gás Natural na República Argentina	47
6.3. Tarifa de transporte no Brasil	49
6.4. Tarifa para exportação na Argentina e tributo para importação no Brasil	50
6.5. Contratos de longo prazo	50
6.6. Interoperabilidade do transporte entre os países	51
7. Conclusões e próximos passos	53

INTRODUÇÃO





1. INTRODUÇÃO:

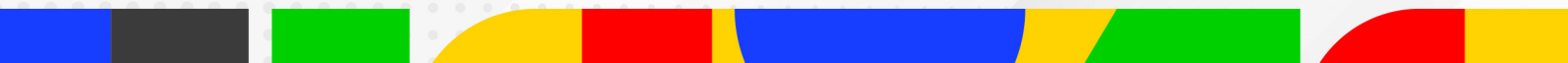
Em um contexto de transição energética, o gás natural destaca-se por ser o combustível fóssil com menor impacto ambiental de todos os utilizados, tanto na fase de extração, processamento e transporte, principalmente de jazidas terrestres, quanto na fase de utilização. Por isso, trata-se de uma energia essencial para essa transição e para contribuir com a proteção ao meio ambiente. A Argentina possui vastos recursos, especificamente de fontes não convencionais, e está posicionada como um ator fundamental no fornecimento de gás além das fronteiras domésticas, com implicações para a cooperação e integração regional, bem como para os mercados globais de energia. O Brasil, por sua vez, está desenvolvendo seu mercado de gás natural, com alto potencial de expansão do consumo nos próximos anos, destacando a demanda reprimida que pode ser atendida imediatamente se os preços forem competitivos.

A conjuntura atual é marcada por mudanças significativas no cenário energético global e regional; a relação entre a Argentina e o Brasil assume uma nova dimensão com o potencial de uma maior integração no setor energético, impulsionando o intercâmbio de eletricidade e, especialmente, de gás natural. Essa mudança estratégica é relevante em um momento em que o Brasil avalia opções eficientes e competitivas para além de suas fontes tradicionais de fornecimento de energia. Nesse sentido, é imperativo explorar as perspectivas e desafios dessa integração de gás entre os dois países e avaliar as opções de transporte de energia disponíveis e a serem desenvolvidas, os possíveis aumentos nas demandas internas dos países da região e os principais projetos de infraestrutura que poderiam catalisar essa colaboração energética.

1.1. MEMORANDO DE ENTENDIMENTO

Em 18 de novembro de 2024, o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil, representado pelo Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre SILVEIRA, e o Ministério da Economia da República Argentina, representado pelo Ministro da Economia, Sr. Luis Andrés CAPUTO, assinaram um Memorando de Entendimento (MdE) por meio do qual constituiu um Grupo de Trabalho Bilateral (GTB) para avaliar propostas que fomentem e promovam a Integração Energética e em particular a exportação de gás natural dos depósitos de hidrocarbonetos de Vaca Muerta na Província de Neuquén, Argentina, para o mercado brasileiro. Nesse sentido, os objetivos estabelecidos para o Grupo de Trabalho foram:

- Avaliar e propor a infraestrutura existente e necessária entre os dois países para viabilizar o transporte de gás natural dos campos de Vaca Muerta, Província de Neuquén (Arg) e/ou outras bacias produtivas argentinas (bem como validar os estudos existentes);
- Considerar possíveis alternativas, incluindo o sistema de transporte através de infraestruturas já existentes nos países vizinhos, sempre com vista à otimização, fiabilidade e redução dos custos operacionais dos sistemas de gás natural;





- Estudar as regras e procedimentos que regem os mecanismos que permitem a troca e fornecimento regular e sustentado de gás natural entre os dois países; e
- Determinar as melhores práticas no uso de recursos naturais.

No anexo do MdE, foram indicados os pontos de interconexão a serem analisados, sendo:

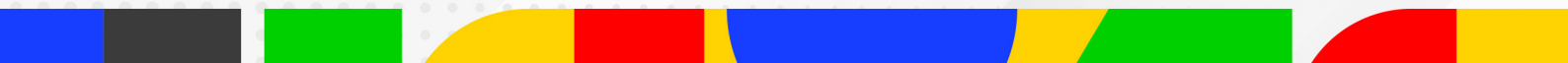
- Argentina/Bolívia/Brasil: interconexão a partir do gasoduto de integração Juana Azurdy (GJJA) com o sistema de gasodutos da YPFB, na Bolívia, e, em seguida, com o gasoduto Gasbol no Brasil;
- Argentina/Brasil: a partir do gasoduto do Mercosul, em Paso de Los Libres, Corrientes, na Argentina, com o gasoduto da Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), em Uruguai, Rio Grande do Sul, no Brasil; também se aventou a possibilidade de um gasoduto dedicado à exportação entre Vaca Muerta e Porto Alegre, se houver demanda maior para justificá-lo;
- Argentina/Paraguai/Brasil: possível projeto de um gasoduto de interconexão entre o gasoduto GNEA do Noroeste Argentino e o gasoduto Gasbol, através do território paraguaio, que também atende à demanda de gás natural do Paraguai;
- Argentina/Uruguai/Brasil: interconexão a partir do gasoduto Cruz del Sur (GCDS), que abastece a parte sul do Uruguai, e o gasoduto Litoral, que abastece a cidade de Paysandú, com um gasoduto a ser construído entre Uruguai e o Brasil;
- Qualquer outro ponto de interconexão, de comum acordo entre as partes.

O MdE prevê ainda a apresentação de um relatório completo sobre os assuntos tratados pelo GTB, no prazo de 180 dias após a entrada em vigor do Memorando.

1.2. REUNIÕES DO COMITÊ TÉCNICO E DO GRUPO DE TRABALHO BILATERAL

Na 1ª Reunião do Grupo de Trabalho Bilateral (doravante "GTB"), realizada em 13 de fevereiro de 2025, foi constituído o Comitê Técnico dos dois países, que se reuniria semanalmente e onde equipes técnicas do Ministério de Minas e Energia do Brasil e da Secretaria de Energia do Ministério da Economia da Argentina tratariam de questões relacionadas à integração do gás entre os dois países. Por sua vez, foi acordado que mensalmente seria realizada uma reunião do GTB, cujo objetivo seria recapitular tudo o que foi discutido durante as reuniões do Comitê Técnico do mês passado, com a presença dos líderes técnicos dos dois países.

A seguir está uma lista das reuniões do Comitê Técnico e do GTB que ocorreram:





Comitê técnico:

- Primeira Reunião do Comitê Técnico (20 de fevereiro de 2025).
- Segunda Reunião do Comitê Técnico (27 de fevereiro de 2025).
- Terceira Reunião do Comitê Técnico (6 de março de 2025).
- Quarta Reunião do Comitê Técnico do GTB (20 de março de 2025).
- Quinta Reunião do Comitê Técnico do GTB (27 de março de 2025).
- Sexta Reunião do Comitê Técnico do GTB (3 de abril de 2025).
- Sétima Reunião do Comitê Técnico do GTB (10 de abril de 2025).
- Oitava Reunião do Comitê Técnico do GTB (24 de abril de 2025).
- Nona Reunião do Comitê Técnico do GTB (8 de maio de 2025).
- Décima Reunião do Comitê Técnico do GTB (15 de maio de 2025).

GTB:

- Segunda reunião do GTB (13 de março de 2025).
- Terceira Reunião do GTB (10 de abril de 2025).
- Quarta reunião do GTB (15 de maio de 2025).
- Quinta reunião do GTB (25 de novembro de 2025).

O esquema de análise que se propôs seguir no calendário de reuniões a realizar pelo Comitê baseou-se nos três aspectos seguintes:

1. A questão técnica. Este ponto inclui todos os fluxos físicos de gás natural, os projetos e oportunidades, juntamente com os pontos fortes e fracos de cada alternativa, seguindo as diretrizes fornecidas no anexo do MOU.
2. A questão regulatória/legal. Este ponto inclui todos os regulamentos que impactam ou são necessários considerar nos projetos identificados, incluindo a necessidade de coordenação dos sistemas regulatórios dos países envolvidos.
3. A questão comercial. Este ponto inclui todas as questões tarifárias, contratuais e alfandegárias que definem ou têm impacto no valor final do gás exportado, colocado no ponto de transferência/entrega/consumo.

Dessa forma, algumas reuniões do Comitê Técnico destinaram-se a convidar representantes dos governos dos demais países envolvidos e agentes do setor de gás natural, para obter maiores informações sobre propostas e expectativas de



integração gasífera regional, abordando os aspectos acima.

Com representantes dos governos dos países vizinhos, foram realizadas as seguintes reuniões:

- Reunião com representantes da Bolívia (20 de março de 2025).
- Reunião com representantes do Paraguai (27 de março de 2025).
- Reunião com representantes do Uruguai (3 de abril de 2025).
- Reunião com representantes do Chile (15 de maio de 2025).

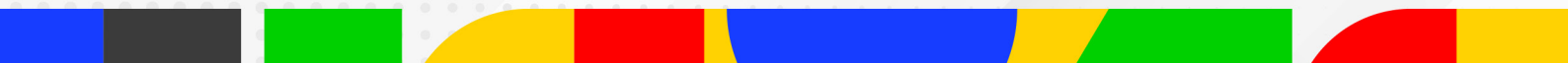
Com agentes do setor de gás natural dos países envolvidos, foram realizadas as seguintes reuniões:

- Reunião com transportadores de gás natural da Argentina (20 e 27 de março e 3 de abril de 2025).
- Reunião com transportadores de gás natural do Brasil (10 de abril de 2025).
- Reunião com produtores de gás natural da Argentina (24 de abril de 2025).
- Reunião com comercializadores de gás natural do Brasil que importaram gás da Argentina (8 de maio de 2025).

Oportuno comentar que, em 22 de maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia do Brasil realizou, em Brasília/DF, o Seminário Desafios e Soluções para Integração Gasífera Regional, com participação de representantes dos Governos Argentino, Brasileiro, Boliviano e Paraguaio, além de representantes de empresas produtoras, transportadoras e comercializadoras da região, bem como de consumidores e distribuidoras de gás canalizado brasileiros.

Um resumo das considerações recebidas desses agentes ao longo das interações no Comitê Técnico está na seção "Questionamentos Levantadas nas Reuniões do Comitê Técnico com os Agentes do Setor".

Este Relatório é composto por 5 seções, além desta introdutória. Nas duas seções seguintes, serão apresentados o contexto e as perspectivas da Argentina e do Brasil. Em seguida, será apresentada uma seção sobre infraestruturas, considerando as questões técnicas discutidas. Na sequência, serão abordadas as questões regulatórias/legais e comerciais. Por fim, as conclusões.



CONTEXTO E PERSPECTIVAS DA ARGENTINA





2. CONTEXTO E PERSPECTIVAS DA ARGENTINA

A República Argentina possui quatro bacias de produção de hidrocarbonetos, que contribuem para o sistema de transporte e distribuição de gás natural, Neuquén, Austral, Noroeste e San Jorge, que atingiram uma produção total de 50.729 milhões (MM) m³ de gás natural em 2024 (aproximadamente 134 milhões de m³/dia), sendo a bacia de Neuquén a mais importante.

A produção de gás natural atingiu 50.729 MMm³ em 2024, superando 2,8% face a 2019 quando foram atingidos 49.351 MMm³.

O maior crescimento é registrado na bacia de Neuquén com 19,4% no mesmo período, passando de 30.736 MMm³ para 36.694 MMm³.

A Tabela 1 mostra a composição do mercado interno e externo da Argentina; já a Tabela 2 mostra a composição do consumo interno. A Argentina importa gás natural liquefeito (GNL) ocasionalmente devido a problemas logísticos e sazonais.

Tabela 1: Composição do mercado argentino, em milhões de m³

Ano	Produção de Gás Natural	Importações	Consumo Total	Exportações
2018	47021	271	45084	146
2019	49351	356	43157	263
2020	45101	7278	40871	1360
2021	45306	8266	42717	876
2022	48489	6187	41115	1935
2023	48125	4962	40780	1625
2024	50729	2882	41167	1590

Fonte: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

Tabela 2: Composição do consumo interno da Argentina, em milhões de m³

Ano	Produção de Gás Natural	Consumo Total	Residencial	Comercial	Entidades Oficiais	Indústria	Centrais Elétricas	Subdistribuidoras	GNC
2018	47021	45084	9569	1528	431	13193	17187	1045	2400
2019	49351	43157	9194	1458	443	13315	15287	981	2480
2020	45101	40871	9644	1082	315	12673	14440	850	1868
2021	45306	42717	9719	1159	409	12118	16149	819	2345
2022	48489	41115	10432	1230	462	123114	13407	898	2376
2023	48125	40780	9774	1416	479	12854	13116	898	2244
2024	50729	41167	10081	1352	459	12474	13816	905	2079

Fonte: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

Os hidrocarbonetos não convencionais vêm principalmente da bacia de Neuquén, com uma parcela menor da bacia Austral, que contribui com parte da produção de formações fechadas (tight sand). O resto das bacias produz apenas hidrocarbonetos convencionais. Nesse sentido, a produção de gás de folhelho está aumentando, enquanto a produção convencional e de tight sand está diminuindo. Conseqüentemente, se for observada a evolução das reservas mais recursos,

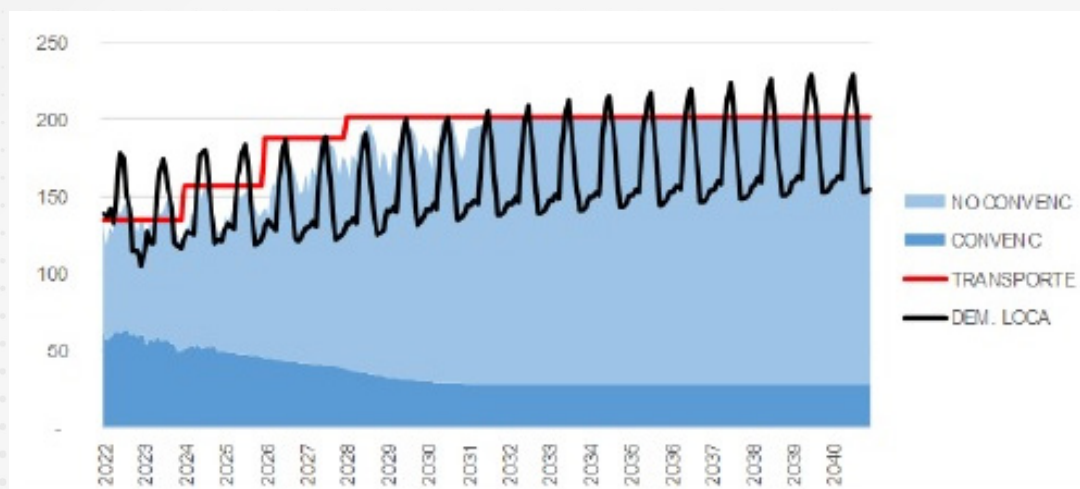
apenas ocorre crescimento na bacia de Neuquén e a principal contribuição para isso é o gás de folhelho da formação Vaca Muerta.

A disponibilidade de recursos gasíferos no longo prazo (2050), em dezembro de 2023, é de 243,15 TCF ou 6.947.143 MMm³, de acordo com a Declaração de Disponibilidade de Recursos de Gás de 31 de dezembro de 2023, disponível em <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-157-2025-411858/texto>, aprovada pela Resolução 157/2025 da Secretaria de Energia do Ministério da Economia da Argentina.

Em particular, o campo de gás não convencional de Vaca Muerta, um dos maiores do gênero no mundo, mudou a lógica de produção e exportação de gás natural na Argentina. Devido aos enormes recursos disponíveis e à natureza industrializada de sua produção, a segurança energética não se baseia tanto nas reservas remanescentes (como é o caso dos reservatórios convencionais), mas na capacidade de extrai-las de forma economicamente viável. Para isso, a escala de produção é essencial. Isso implica que muitas das restrições sobre as exportações de gás convencional já não são mais aplicáveis e o aumento das exportações, seja por gasoduto ou como GNL, é visto como altamente benéfico para o país.

A Figura 1 apresenta a projeção da produção e demanda de gás natural na Argentina até 2040.

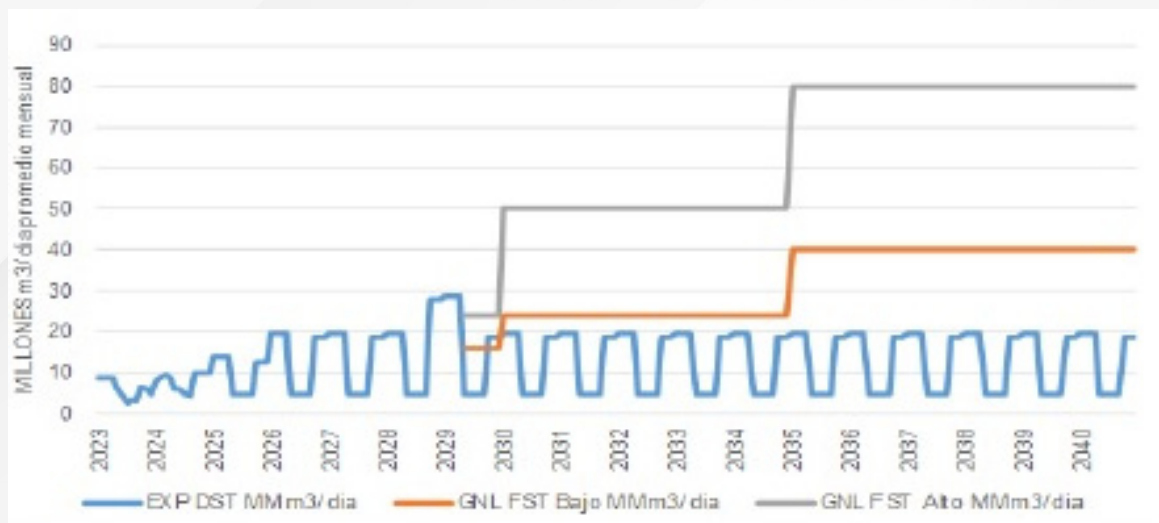
Figura 1: Produção de gás natural e projeção de demanda (MMm³/dia)



Fonte: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

A projeção para as exportações de gás natural é apresentada no Figura 2, considerando um Cenário de Exportação dentro do Sistema de Transportes (DST) e dois Cenários de Exportação Fora do Sistema de Transportes (FST), um de alto investimento e outro de baixo investimento.

Figura 2: Projeção de exportação de gás natural



Fonte: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

A Declaração de Disponibilidade de Recursos de Gás, de 31 de dezembro de 2023, conclui que os recursos disponíveis na Argentina permitiriam o abastecimento do consumo interno e da exportação por 63 anos, conforme demonstrado pelo Tabela 3.

Tabela 3: Quadro resumo dos cenários considerados

	Exportações anuais* (MMm³)	Recursos Disponíveis (MMm³)	Anos	Observações
Cenário 1	42,757	6,947,143	162	*valores de 2024
Cenário 2	102,200	6,947,143	68	*projeções de baixo investimento
Cenário 3	109,500	6,947,143	63	*projeções de alto investimkento

Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

Além disso, deve-se notar que, devido às características geológicas da formação Vaca Muerta, existem blocos em estágios de produção, exploração e licitação com gás rico (gás natural juntamente com hidrocarbonetos pesados, como etano, propano, butano e superiores) e gás associado (gás natural em depósitos de petróleo bruto, dissolvido ou em camadas).

CONTEXTO E PERSPECTIVAS DO BRASIL



3. CONTEXTO E PERSPECTIVAS DO BRASIL

O mercado de gás natural no Brasil é relativamente recente. Até os anos 1990, estava concentrado em poucos estados (Rio de Janeiro, São Paulo e Bahia), sendo empregado principalmente como insumo de indústrias de transformação em pequenos volumes.

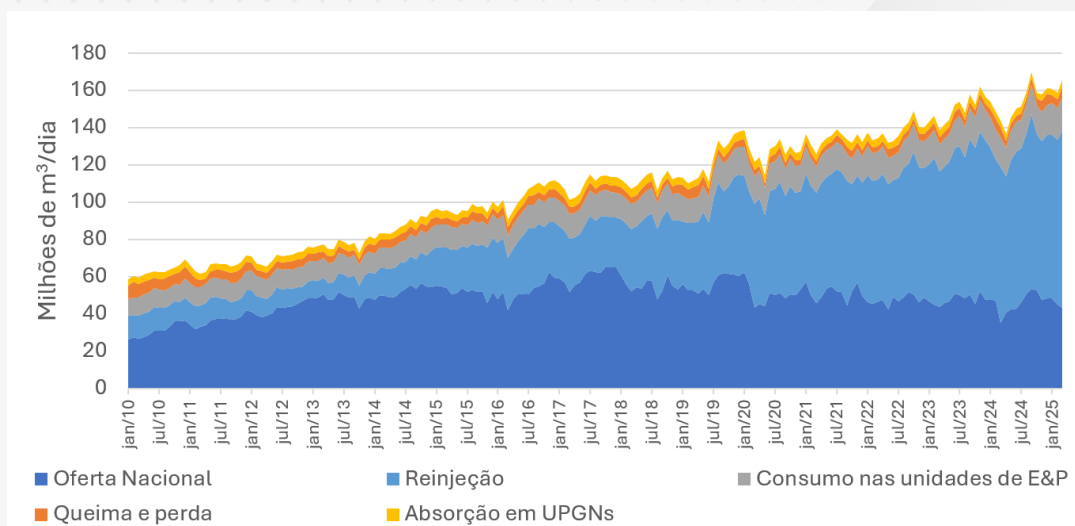
A partir de 2000, nota-se um crescimento significativo do mercado de gás natural graças à construção do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol), que permitiu complementar a produção nacional em grandes volumes.

Além do crescimento da oferta importada, observou-se o crescimento das reservas de gás natural no Brasil, com as descobertas dos campos de petróleo do Pré-Sal (bacias de Santos e de Campos) e das regiões Norte (principalmente bacia do Solimões) e Nordeste (principalmente bacia do Parnaíba), cuja exploração resultou em aumentos significativos da produção nacional ao longo das últimas décadas. O resultado foi que a oferta nacional passou de uma média anual de 14,3 MMm³/dia em 2000 para 46,3 MMm³/dia em 2024.

3.1. FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A Figura 3 apresenta o gráfico da produção de gás natural no Brasil, desde 2010. Observa-se a crescente produção de gás natural, principalmente com os campos do Pré-Sal. No entanto, o volume de gás natural disponibilizado ao mercado refere-se somente à parcela "Oferta Nacional" apresentada no gráfico. A Oferta Nacional corresponde aos volumes de gás natural produzido, descontados da reinjeção nos reservatórios, das queimas e perdas, do consumo próprio nas atividades de exploração e produção (E&P) e dos volumes absorvidos em unidades de processamento de gás natural (UPGNs).

Figura 3: Produção de gás natural no Brasil



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME

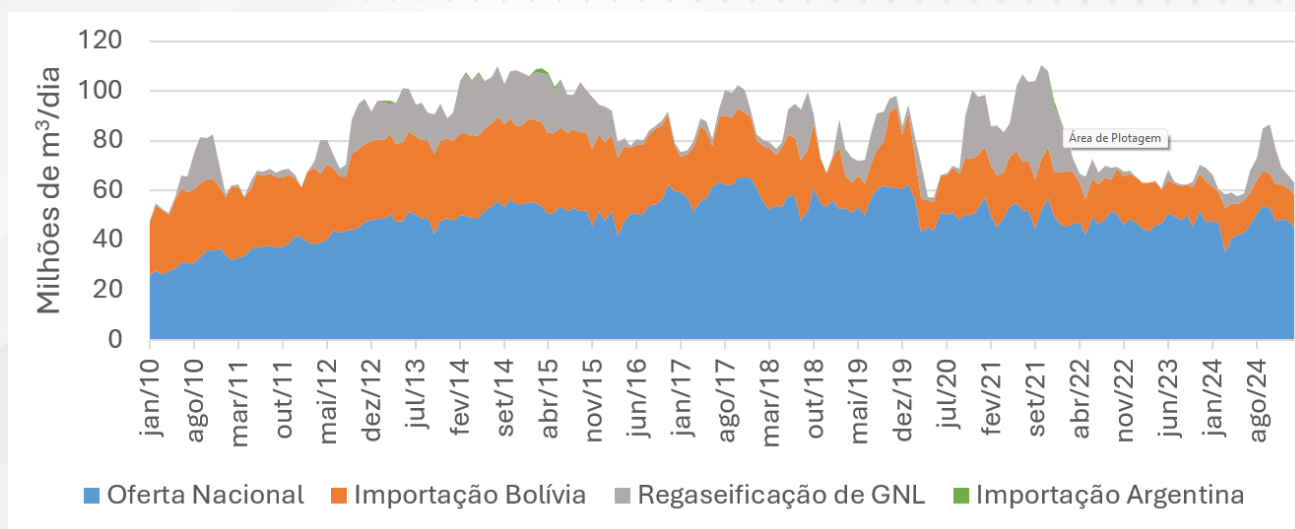
Observa-se que a oferta nacional cresce até por volta de 2017, quando atingiu a média de 60 milhões (MM) de m³/dia. A partir de então, começa a ter uma

queda, atingindo 45 MMm³/dia em 2024, causada, principalmente, pelo aumento da reinjeção nos campos do Pré-Sal. Nesses campos, a injeção é utilizada como uma solução para os altos teores de CO₂ e para a manutenção da pressão nos reservatórios e conseqüente aumento da recuperação do petróleo.

A Figura 4 apresenta a composição da oferta total de gás natural ao mercado brasileiro, desde 2010, indicando a origem, nacional e importada.

A oferta importada é composta pela importação da Bolívia, da Argentina e pela regaseificação de GNL proveniente de vários países.

Figura 4: Fornecimento de gás natural no Brasil por origem



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME

Historicamente, a Bolívia é o principal exportador de gás natural para o Brasil, tendo atingido a faixa de 32 MMm³/dia entre 2013 e 2015. No entanto, atualmente, a importação da Bolívia está na faixa de 14 MMm³/dia.

Adicionalmente, uma parcela menos expressiva do gás natural foi importada da Argentina em alguns momentos, para fazer o suprimento da usina termelétrica de Uruguiana, no Estado do Rio Grande do Sul.

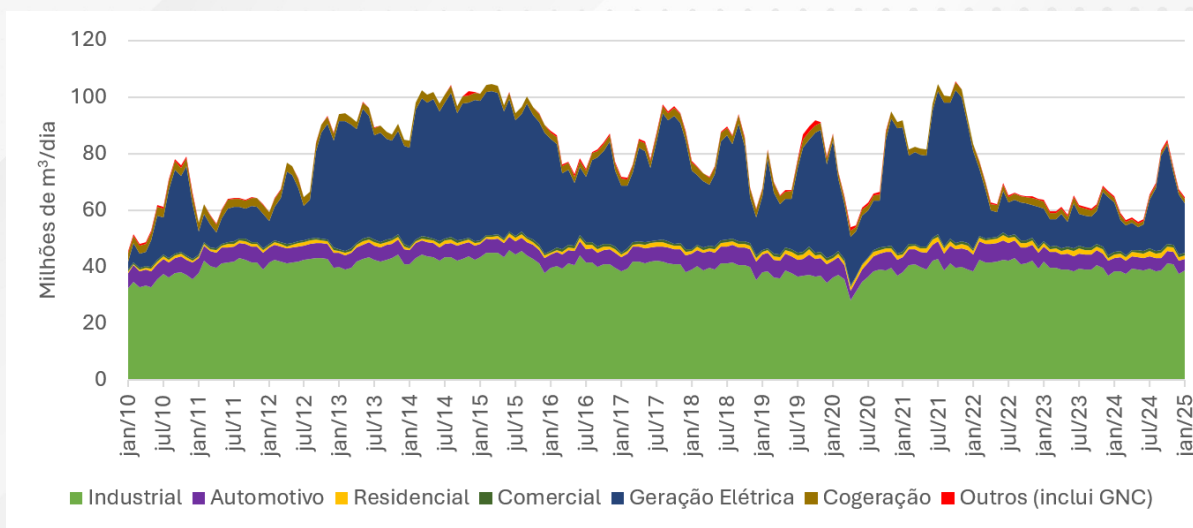
3.2. DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A Figura 5 apresenta o perfil de demanda de gás natural no Brasil, por segmento de consumo. Os segmentos industriais, de cogeração, comercial, residencial e automotivo caracterizam-se por sua estabilidade, com oscilações relativamente pequenas ao longo do ano e também entre os anos. Por conseqüência, estes segmentos constituem mercados firmes de gás natural, consumindo o insumo de forma ininterrupta e relativamente previsível.

Já a demanda de gás natural para o segmento de geração elétrica apresenta grande variação no tempo, por complementar a geração por fontes renováveis, especialmente das usinas hidrelétricas, cujos níveis dos reservatórios dependem do regime hidrológico de cada região. Isso fez com que o segmento de geração

elétrica alcançasse a média de até 45 MMm³/dia, como em 2014, 2015 e 2021, e de 12,8 MMm³/dia em 2023. Atualmente, o suprimento de gás natural para geração termelétrica é suportado principalmente com regaseificação de GNL.

Figura 5: Demanda de gás natural fora do Brasil, por segmento de consumo



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME

O segmento industrial demandou, em média, 39,4 MMm³/dia em 2023, o que correspondeu a 63,1% da demanda total média no mesmo ano. Em 2024, esse consumo foi de 38,9 MMm³/dia, representando 58,8% da demanda total média no período. Isso demonstra a relevância desse setor para o mercado de gás natural brasileiro.

A Tabela 4 apresenta a participação de cada indústria no consumo de gás natural pelo segmento industrial, em tonelada equivalente de petróleo (tep), em 2023, conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN) 2024, publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A indústria química é a responsável por 22,7% do consumo final de gás natural do setor industrial em 2023. Entretanto, o preço de gás natural afeta o setor, a exemplo do seu uso na produção de fertilizantes nitrogenados.

Tabela 4: Participação dos segmentos industriais no consumo de gás natural no Brasil, em 2023

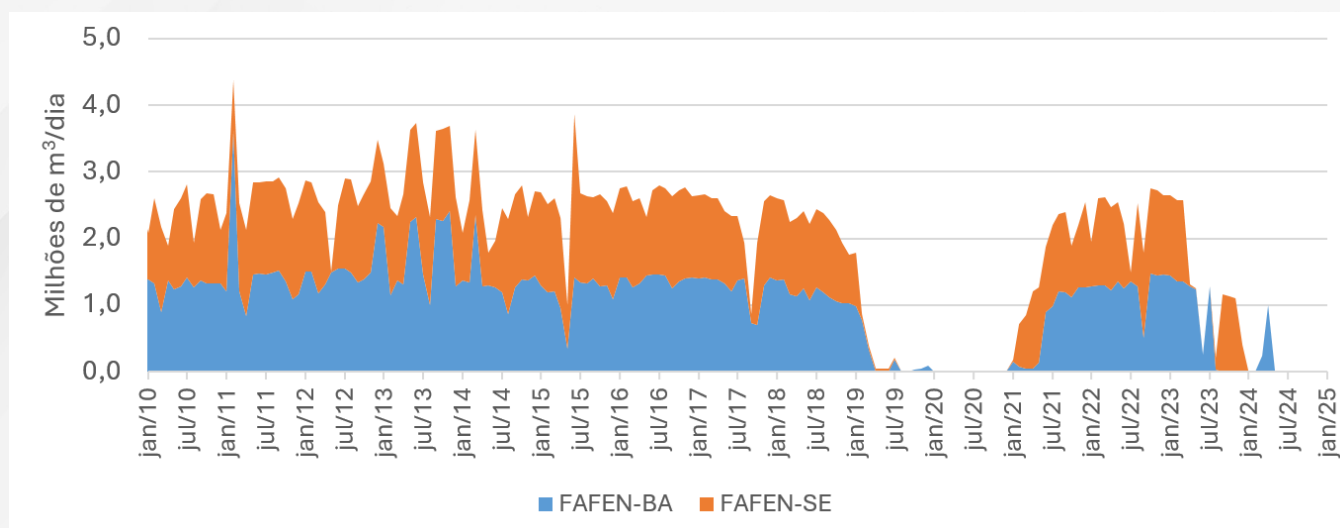
Segmento	Consumo (10 ³ tep)	Percentual do segmento industrial
Industrial - Total	8.545	100%
Química	1.938	22,7%
Outros	1.486	17,4%
Ferro-Gusa e Aço	1.306	15,3%
Cerâmica	1.143	13,4%
Papel de celulose	876	10,2%
Alimentos & Bebidas	871	10,2%
Não-Ferrosos e Outros	473	5,5%
Mineração e peletização	300	3,5%

Têxtil	148	1,7%
Fundação	4	0,1%

Fonte: Balanço Energético Nacional 2024 - EPE, 2024

O Brasil é um grande importador de fertilizantes nitrogenados, cuja produção depende do uso do gás natural como matéria-prima. Variações no preço dos fertilizantes nitrogenados no mercado internacional e a baixa competitividade do preço do gás natural no mercado nacional afetaram, nos últimos anos, a produção nas duas principais fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENs) brasileiras. A Figura 6 apresenta o consumo de gás natural por essas plantas, sendo uma no estado da Bahia (BA) e outra no estado de Sergipe (SE). Atualmente, elas não estão em operação, embora em processo de reativação pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), sua proprietária.

Figura 6: Consumo de gás natural nas maiores fábricas de fertilizantes nitrogenados do Brasil

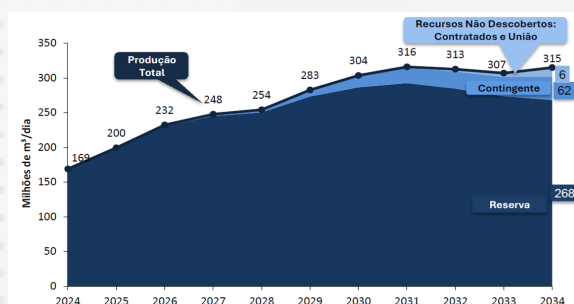


Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - MME.

3.3. PREVISÃO DE OFERTA FUTURA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034, elaborado pela EPE, referente ao período decenal até 2034, a produção de gás natural no Brasil deve aumentar nos próximos anos, conforme apresentado na Figura 7.

Figura 7: Previsão de produção bruta de gás natural nacional no Brasil

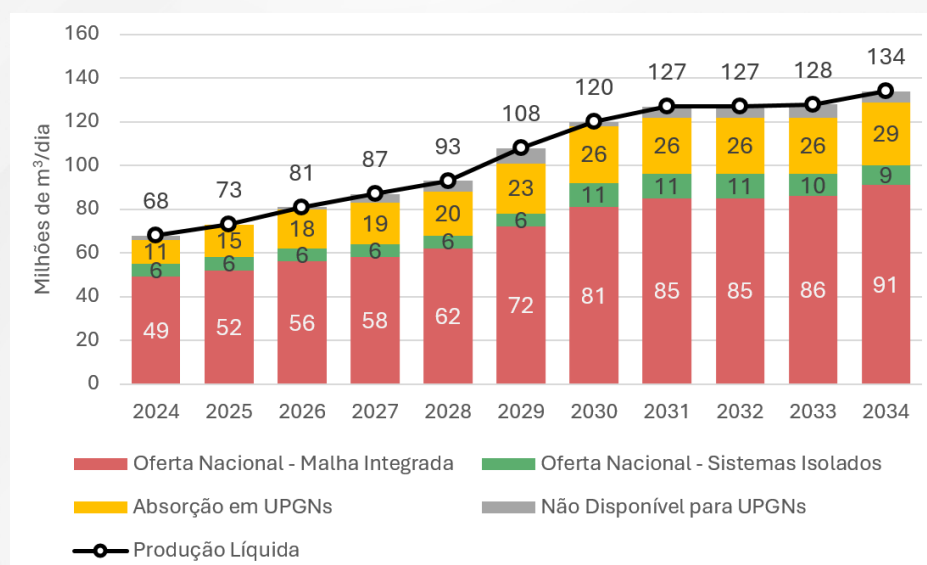


Fonte: PDE 2034 – EPE, 2024

A produção líquida de gás natural, que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponíveis para as UPGNs, é obtida descontando-se da produção bruta as estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio de gás natural nas atividades de E&P. Ressalta-se que uma parcela de quase 50% do gás natural produzido continua sendo reinjetado, pelas razões já mencionadas anteriormente.

A Figura 8 apresenta a produção líquida e a oferta potencial de gás natural nacional projetadas no PDE 2034. Os sistemas isolados correspondem ao gás natural produzido em sistemas não conectados à malha integrada, especialmente nos estados do Amazonas e do Maranhão.

Figura 8: Produção líquida e oferta nacional potencial de gás natural no Brasil



Fonte: PDE 2034 – EPE, 2024

Em 2034, projeta-se que a oferta nacional atinja cerca de 100 MMm³/dia, dobrando o volume de oferta nacional atual (em 2024, o volume de oferta nacional foi de 46,30 MMm³/dia).

Em complemento à oferta nacional, a oferta de gás natural importado pode ser feita tanto por gasodutos internacionais quanto por terminal de gás natural liquefeito (GNL). Os gasodutos de interconexão com outros países e os terminais de GNL estão indicados na seção sobre infraestrutura do Brasil, mais abaixo.

Vale mencionar ainda que, no Brasil, está em andamento o Programa Gás para Empregar, que visa, entre outros, melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural e aumentar sua disponibilidade para a produção de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos para as cadeias produtivas nacionais. Nesse âmbito, há medidas para incentivar a redução da reinjeção e aumentar a disponibilidade do gás natural ao mercado.

Uma dessas medidas é a avaliação do custo do acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural. Análises realizadas no âmbito

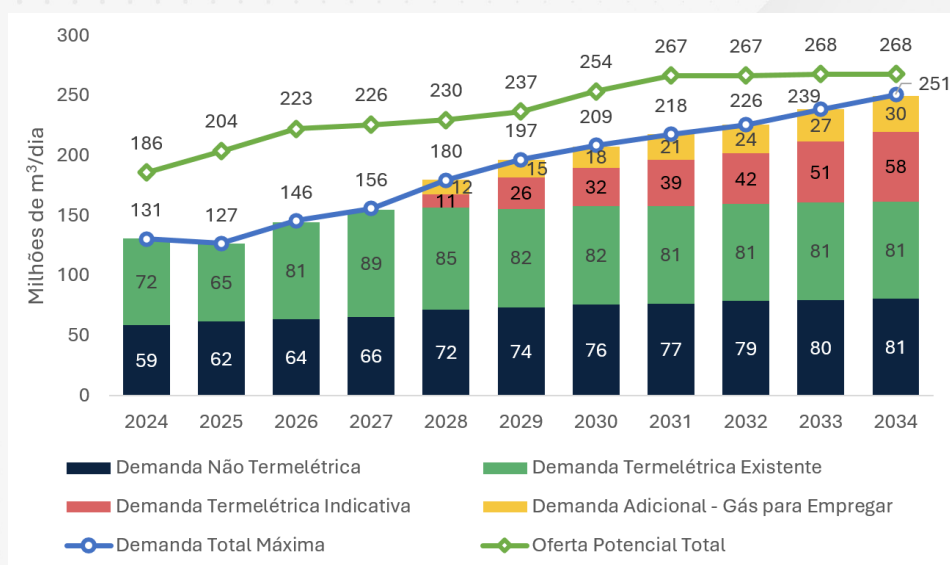
do Programa Gás para Empregar indicaram o alto custo e a dificuldade de acesso de terceiros a essas infraestruturas, que provocam o aumento do preço do gás natural ao consumidor final e motivam a preferência pela reinjeção de maiores volumes em alguns campos. O valor de acesso baseado em uma remuneração justa e adequada dessas infraestruturas pode promover redução do preço de gás natural ao consumidor final.

Oportuno comentar que, em abril de 2025, alguns comercializadores efetivaram a importação de gás natural proveniente da Argentina. De acordo com os dados públicos do sistema oficial brasileiro para extração de estatísticas do comércio exterior, ComexStat, acessível por meio do link <https://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>, a média ponderada do preço CIF (sigla em inglês para custo, seguro e frete) do gás natural importado da Argentina foi de US\$ 8,57/MMBtu. A média ponderada do preço FOB (sigla em inglês para o preço do produto excluindo o seguro e o frete suportados pelo comprador) foi de US\$ 5,20/MMBtu.

3.4. OPORTUNIDADES PARA A DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Ainda no âmbito do Programa Gás para Empregar mencionado anteriormente, estão sendo adotadas medidas para promover maior oferta de gás natural ao mercado e o crescimento da demanda de gás natural principalmente pelo setor industrial. Considerando isso, o PDE 2034 estima um crescimento da demanda de gás natural, conforme ilustra a Figura 9. A estimativa é de que haja uma demanda adicional de 30 MMm³/dia até 2034, somando-se ao crescimento orgânico projetado de gás natural (demanda não termelétrica). Em relação à demanda termelétrica, existente e indicativa, o gráfico apresenta a capacidade de consumo das usinas termelétricas, não sendo necessariamente a demanda efetiva a cada ano.

Figura 9: Oferta e demanda em todo o Brasil com as medidas do Programa Gás para Empregar

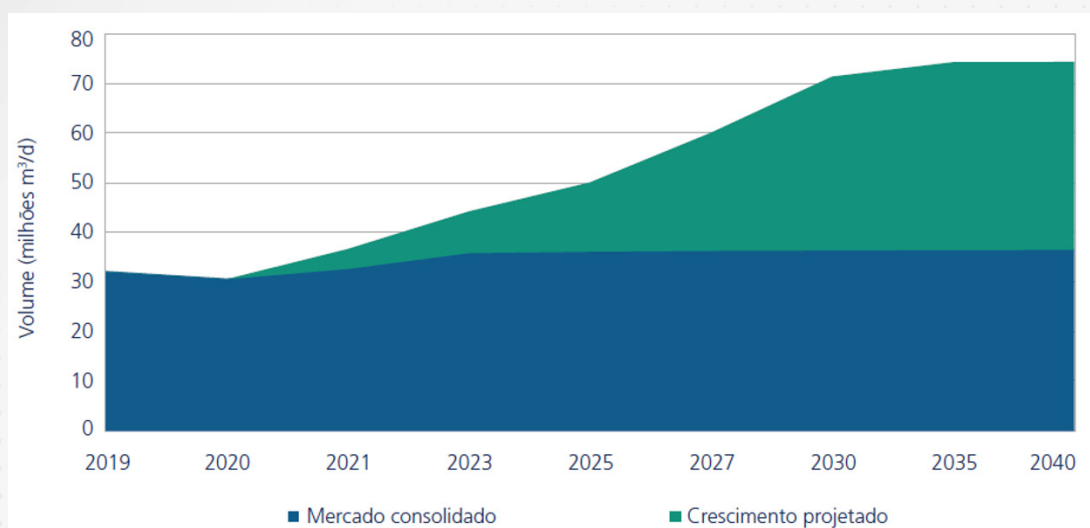


Fonte: PDE 2034 – EPE, 2024

Há outros estudos no Brasil que indicam o potencial de crescimento de demanda de gás natural nos próximos anos. Destacam-se os estudos realizados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que publicou o Relatório Gás para o Desenvolvimento, em dois volumes, em 2020 e 2021, com o objetivo de identificar e articular medidas necessárias para desenvolver o mercado de gás natural e potencializar sua oferta e demanda no país. O relatório de 2020 apresentou um diagnóstico setorial da cadeia de valor de gás natural, identificando oportunidades nos diferentes elos que podem contribuir para a geração de benefícios econômicos e ambientais no país. Já o segundo relatório, de 2021, teve como objetivo mapear projetos potenciais e entender mais profundamente os fatores que impactam as decisões de ampliação de oferta e demanda de gás natural, a partir de interação com mais de 60 stakeholders.

A pesquisa, conduzida no âmbito do relatório de 2021, revelou um potencial de consumo adicional de 42 MMm³/dia até 2040, dos quais 29 MMm³/dia são de investimentos em novas plantas (18 MMm³/dia em novas plantas industriais e 11 MMm³/dia em novas termelétricas para autoprodução), conforme apresentado na Figura 10.

Figura 10: Demanda projetada por gás natural nas indústrias



Fonte: Relatório Gás para o Desenvolvimento - BNDES, 2021

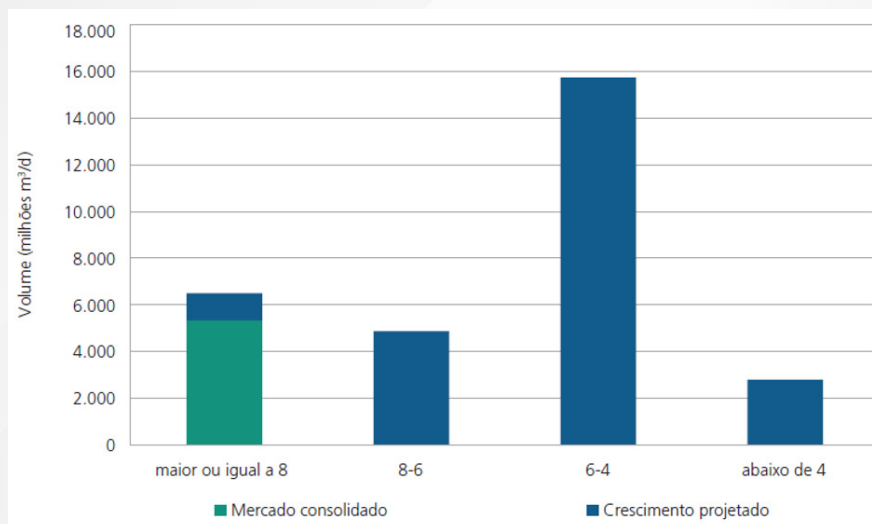
Os setores industriais de maior demanda adicional mapeada são o de ferro e aço (18,5 MMm³/dia) e químico (18,2 MMm³/dia). Não obstante, a pesquisa também indicou a necessidade de um gás competitivo para que esse cenário se concretize.

De acordo com o relatório do BNDES, a partir das respostas recebidas a um questionamento para as indústrias, houve a indicação de preço para 80% das 92 respostas com consumo projetado de gás natural. Esse conjunto representa consumo projetado de 27 MMm³/dia em 2030 e 29,9 MMm³/dia a partir de 2035, dos quais 18,8 MMm³/dia são referentes a projetos de investimento em novas capacidades produtivas.

De acuerdo con la Figura 11, una oferta de gas natural en el rango de US\$ 4,00 a US\$ 6,00/MMBtu en la unidad consumidora viabiliza una demanda adicional

de 21,8 MMm³/dia, ya incorporando los crecimientos proyectados en rangos de precio superiores.

Figura 11: Volume demandado por faixa de preço de gás, em US\$ / MMBtu



Fonte: Relatório Gás para o Desenvolvimento – 2021 – BNDES

De acordo com a Figura 11, a oferta de gás natural na faixa de US\$ 4,00 a US\$ 6,00/MMBTU, na unidade consumidora, viabiliza demanda adicional de 21,8 MMm³/dia, já somando os crescimentos projetados nas faixas de preço superiores.

Em relação a fertilizantes nitrogenados, da qual o Brasil é quase que totalmente dependente de importação, a EPE realizou um estudo em 2019, publicado no Informe Técnico com o título "Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados", incluindo a análise de sensibilidade da viabilidade de uma planta de produção de amônia e ureia em relação ao preço do gás natural. Para uma planta com capacidade de produção de 2.200 ton/dia de amônia e de 3.600 ton/dia de ureia, com consumo de 2,24 MMm³/dia e investimentos de US\$ 1,5 bilhão, a EPE calculou que a faixa de preços do gás natural deveria estar entre US\$ 4,00/MMBTU e US\$ 7,00/MMBTU. Ainda de acordo com esse estudo, o Brasil teria potencial para 5 novas plantas de fertilizantes nitrogenados, incluindo uma que está em construção. Em seguida, no ano de 2023 foi elaborada o informe técnico "Gás natural como matéria-prima para Ureia - análise de viabilidade econômica para o mercado brasileiro", que buscou atualizar o estudo anterior sobre o tema e pode ser acessado em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf. A análise elaborada neste estudo sugere que os preços atuais do gás natural no Brasil, quando comparados aos preços internacionais praticados pelos principais fornecedores de fertilizantes, podem representar um desafio para o desenvolvimento econômico de empreendimentos de produção de fertilizantes nitrogenados. O estudo também destaca a influência dos preços internacionais da ureia e do gás natural na viabilidade da produção nacional de fertilizantes, refletindo os impactos nos mercados internacionais. A partir das simulações elaboradas neste estudo, foi possível verificar que para um empreendimento novo que utilize o gás natural como matéria-prima seja viável no Brasil, é necessário que o custo deste insumo esteja contido numa faixa de US\$ 3

a 9/MMBTU.

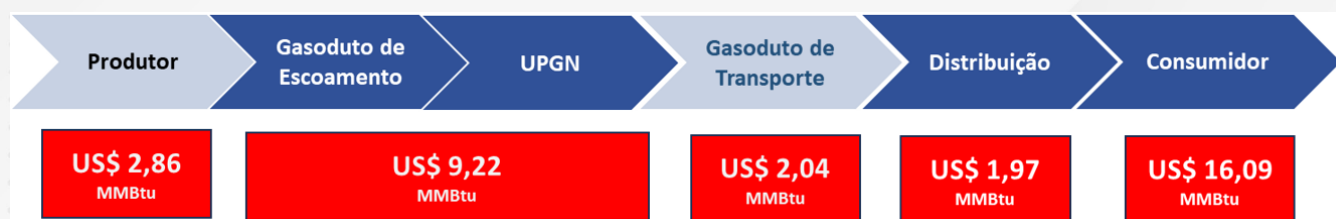
Em interações recentes com os consumidores de gás natural, houve a indicação de que a correlação entre o potencial de demanda e as faixas de preço indicadas no estudo de 2021 do BNDES permanece válida. De acordo com os consumidores de gás natural no Brasil, para preços do gás natural abaixo de US\$ 10,00/MMBTU (na unidade consumidora), é possível recuperar a capacidade ociosa da indústria nacional. Entretanto, para viabilizar investimentos em novas plantas industriais com consumo de gás natural, a exemplo de fábricas de fertilizantes nitrogenados, a faixa de preços do insumo teria que ser inferior a US\$ 7,00/MMBTU.

3.5. MEDIDAS PARA REDUÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

No diagnóstico do setor realizado no âmbito do já citado Programa Gás para Empregar, foi feita uma análise da formação do preço do gás natural no mercado nacional.

De acordo com o relatório do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), do seu Comitê Temático nº 2, que tratou do acesso ao mercado de gás natural, disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio_comite_2_vf.pdf/view, cerca de 66% do preço do gás natural ao consumidor final é devido às infraestruturas. A Figura 12 mostra a composição do preço do gás natural identificada pelo GT-GE, excetuando-se os tributos, que correspondem a cerca de 20% do preço final.

Figura 12: Composição do preço do gás natural (US\$ / MMBTU), exceto tributos – referência 1º semestre de 2023

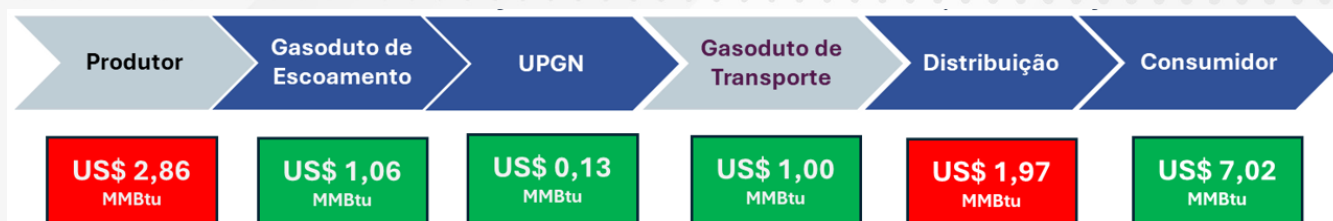


Fonte: Relatório do Comitê Temático nº 2 – Acesso ao Mercado de Gás Natural – GT-GE

A EPE fez um estudo sobre o valor de acesso às infraestruturas e identificou possibilidade de redução. Ao considerar as infraestruturas como modelos de negócio distinto das atividades de E&P e aplicando uma taxa de remuneração condizente com os riscos das atividades, a EPE calculou novos valores para o acesso ao gasoduto de escoamento, à UPGN. A Figura 13 aponta os novos valores calculados pela EPE.

O Programa Gás para Empregar busca efetivar esses valores no mercado. Caso efetivem, o preço do gás natural, sem tributos, poderia chegar a cerca de US\$ 7,02/MMBTU ao consumidor final. Para tanto, estão em tratativas atualmente negociações com os proprietários das infraestruturas.

Figura 13: Composição do preço do gás natural (US\$ / MMBTU), exceto tributos – estimativas da EPE com taxa de remuneração adequada para as infraestruturas



Fonte: Relatório do Comitê Temático nº 2 – Acesso ao Mercado de Gás Natural – GT-GE

Mesmo em relação à tarifa de distribuição, cuja regulação no Brasil é de competência dos Estados, há iniciativa em andamento para discussão, revisão tarifária, inclusive a revisão das concessões estaduais dos serviços de gás canalizado, no âmbito da articulação para harmonização das regulações estaduais e federais, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia, em atendimento ao disposto no art. 11 da Resolução CNPE nº 03/2022 (disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/ResolucaoCNPE_3_2022.pdf). Objetiva-se, com isso, que uma revisão das tarifas de distribuição também contribua para a redução do preço do gás natural ao consumidor final.

Importante destacar que o mercado de gás natural se desenvolverá no sistema de transporte dutoviário. Assim, todas as fontes de suprimento de gás natural, de origem nacional ou importada, devem se conectar ao sistema de transporte, para promover a concorrência entre elas. A referência para a concorrência, dessa forma, pode ser o preço do gás natural nacional na entrada do sistema de transporte, que, ao considerar os valores apresentados na Figura 13, deve ser da ordem de US\$ 4,05/MMBTU, sem tributos. O gás natural importado, seja por meio de gasodutos, seja por meio dos terminais de GNL (incluindo o custo da regaseificação), precisará considerar essa faixa de preço para ser competitivo.

INFRAESTRUTURAS





4. INFRAESTRUTURAS

Esta seção visa apresentar o estado atual das infraestruturas pertinentes de transporte de gás natural, bem como as possíveis alterações que viabilizariam um aumento da capacidade de exportação de gás natural da Argentina para o Brasil, seus custos e outros dados complementares, a partir das informações recebidas dos agentes nas reuniões do Comitê Técnico e estudos existentes.

4.1. ARGENTINA

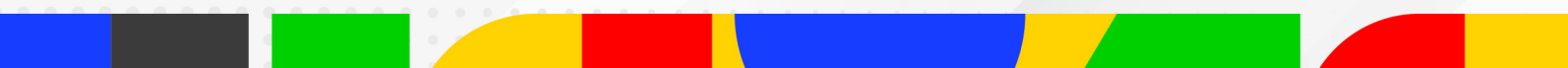
O gás natural produzido é transportado por aproximadamente 16.000 km de gasodutos no sistema licenciado pela Lei 24.076 em favor da TGN (Transportadora de Gas del Norte) e TGS (Transportadora de Gas del Sur), após passar pelas estações de tratamento que condicionam o fluido removendo propano e butano da corrente. Há também gasodutos na rede troncal concedidos à ENARSA construídos sob a Lei nº 17.520, que estabelece o marco regulatório da "Concessão de Obras Públicas". A República Argentina é um país com uma matriz de gás desenvolvida que atinja cerca de 8.900.000 usuários residenciais no final de 2024, o equivalente a mais de 50% das residências, 300.000 usuários comerciais, 20.000 usuários industriais e 2.000 postos de abastecimento de GNV.

A Argentina possui uma rede de gasodutos troncais que tem a particularidade de estar saturada durante a maior parte do ano, ou utilizar a maior parte de sua capacidade (todo o gás produzido, importado e até mesmo regaseificação de GNL) para abastecer o mercado local, com um saldo de exportação que não chega a 8% de sua capacidade.

Da mesma forma, e independentemente do despacho diário/sazonal, todo o transporte em condições firmes é contratado, o que exige o desenvolvimento de novas infraestruturas de transporte para ter capacidade incremental para suprir a crescente demanda e exportações, bem como reduzir as importações de GNL e o uso de combustíveis líquidos em usinas termelétricas.

No que diz respeito ao sistema não regulado, vale destacar, por um lado, o Gasoduto Perito Moreno (GPM) (Tratayén/Provincia de Neuquén – Saliquello/Provincia de BA) construído sob a figura de concessão de transporte – Lei 17.319 – e concessionado à ENARSA, com capacidade atual de 21 MMm³/d, e sobre o qual existe uma iniciativa privada que propõe expandir sua capacidade em mais 14 MMm³/d, elevando a capacidade total para 35 MMm³/d.

O gasoduto Mercedes-Cardales, também concessionado à ENARSA, tem capacidade para transferir 16 MMm³/d de gás para TGN ao longo do ano. Essas obras foram realizadas com o objetivo de substituir parte da demanda atual de GNL ou combustíveis líquidos (principalmente no verão) e contribuir para a substituição do volume de gás importado da Bolívia, que a partir de 2025 foi suspenso, complementando o Gasoduto de Conexão La Carlota – Tío Pujio (Provincia de Córdoba), e a reversão do Gasoduto Noroeste para completar o abastecimento do noroeste da Argentina com gás de Vaca Muerta.





Por outro lado, em reuniões realizadas com as transportadoras argentinas, a TGN destacou a necessidade de construir uma infraestrutura que permita o escoamento da produção de Vaca Muerta, prevalecendo nas diferentes reuniões do Comitê Técnico a opção de construir um novo gasoduto entre Tratayén e La Carlota (ponto em que se conecta com o sistema Centro-Oeste da TGN e o gás pode ser transferido para o Sistema Norte através do Gasoduto La Carlota-Tío Pujio (concessionada à ENARSA), que tem uma capacidade de projeto de até 40 MMm³/d, numa primeira fase sem instalações de compressores, e que permitiria o transporte de cerca de 10 MMm³/d destinados ao mercado local para o Norte.

Em outra etapa de expansão, com plantas de compressores, prevê mais 10 MMm³/d para exportação. A TGN apresentou seus cálculos estimando um investimento total de US\$ 2.300 a 2.500 milhões. A TGN informou ainda que, ainda sob a condição de investimento eficiente, é possível adicionar mais compressão para atingir 20 MMm³/d de capacidade de exportação neste gasoduto.

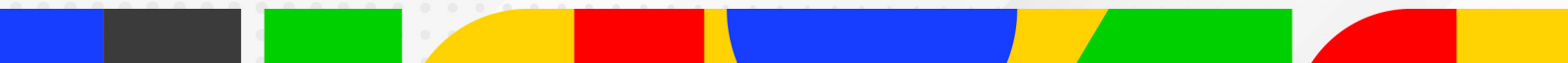
No caso das exportações via Bolívia, são necessários investimentos adicionais no Gasoduto Norte para ampliar a capacidade de transporte com mais de 96 km de dutos como loop para o sistema atual. Esse investimento teria um custo estimado de US\$ 570 milhões.

Da mesma forma, em relação à possibilidade de exportação via Uruguaiiana, são necessárias obras de infraestrutura para a conexão entre Uruguaiiana e Porto Alegre, bem como a reversão de parte do gasoduto Gasbol da TBG. Do lado argentino, o sistema TGN-TGM (MERCOSUL Gas Transporter) que transporta gás de Aldea Brasileira, Entre Ríos, para Uruguaiiana, terá que ser ampliado para transportar entre 10 e 12 MMm³/d (estes seriam adicionais aos 10 MMm³/d através do Gasoduto Norte via Bolívia). A TGN estimou um custo aproximado de US\$ 400 milhões para a expansão desse gasoduto, que atualmente tem capacidade de cerca de 3 MMm³/d, que está contratado (TGM). Do mesmo modo, deverão ser realizadas obras no sistema TGN de Tío Pujio-San Gerónimo ou, na sua falta, em um novo gasoduto que ligue Tío Pujio a Gálvez (Santa Fé).

A TGN estimou que a tarifa de transporte de Tratayén até a fronteira com a Bolívia ou Uruguaiiana seria de cerca de US\$ 2,70 a US\$ 3,00/MMBTU. Por sua vez, a opção de exportação via GNEA (Gasoduto del Noreste Argentino), com extensão de 1.500 km e com possibilidade de ser ampliada por compressão, poderia transportar até 15 MMm³/d. A rota cobre a área costeira e o nordeste da Argentina, atravessando as províncias de Santa Fé, Chaco, Formosa e Salta. Possui um trecho habilitado de Santa Fé a Formosa, enquanto o trecho Formosa-Salta não está concluído/habilitado (a completção mecânica permanece em alguns trechos do tronco e a recertificação de trechos de dutos, parcialmente concluídos, mas não concluídos), além disso, ainda está pendente a construção de 90 km de gasoduto, da fronteira Formosa a Campo Durán, Pcia. de Salta.

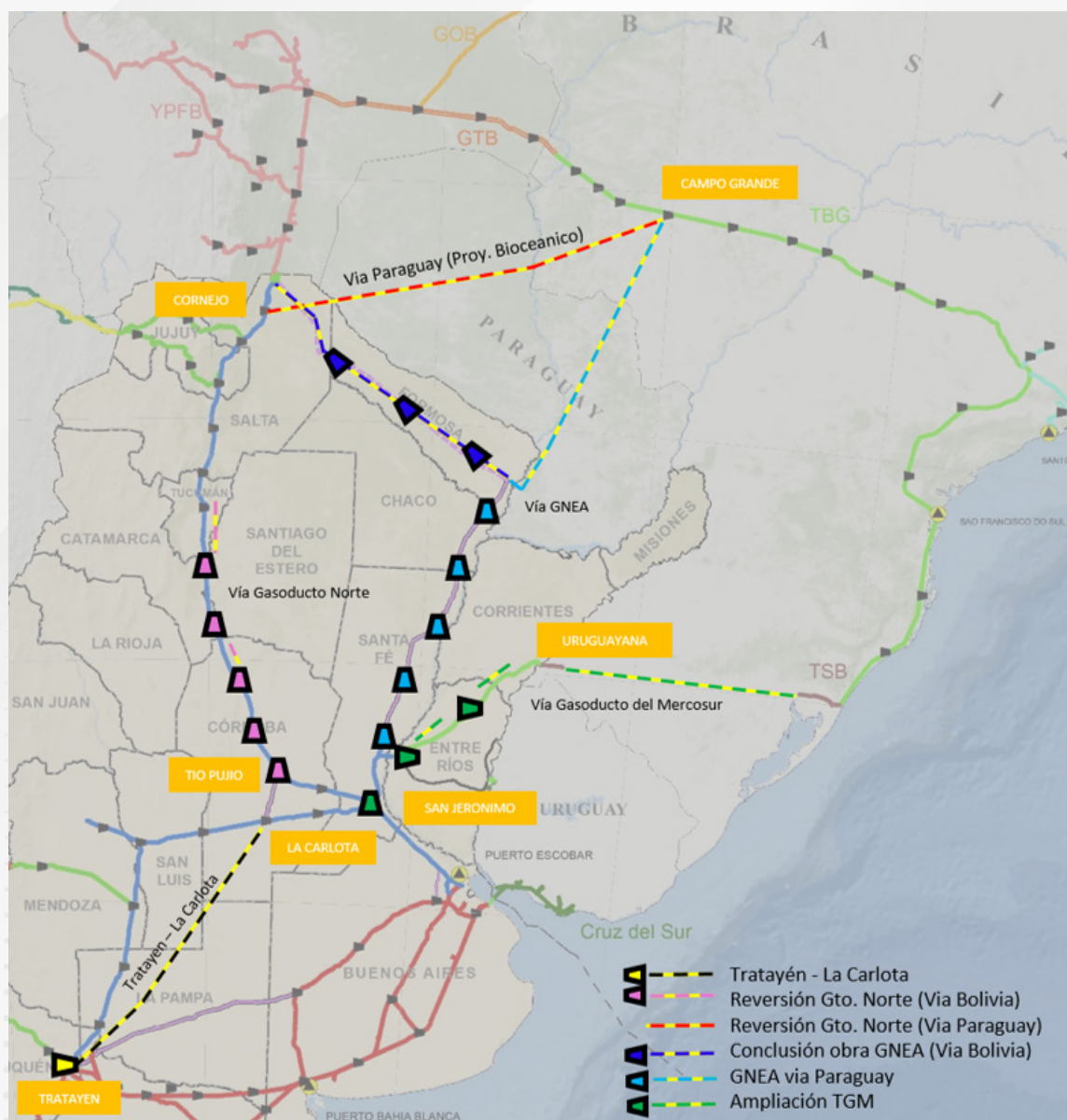
Em todas as opções analisadas, é necessária a construção de um novo gasoduto dedicado de Tratayén a Tío Pujio.

A opção de completar o trecho Formosa-Campo Durán da GNEA é complementar à reversão do Gasoduto Norte, caso seja decidido avançar com o Projeto do



Corredor Bioceânico através do Paraguai.

Figura 14: Alternativas de rotas na Argentina para exportação de gás natural para o Brasil



Fonte: Ministério de Energia da Argentina

Além disso, em 2024, a Argentina promulgou a Lei 27.742 para, entre outras disposições, incentivar o investimento privado em projetos de hidrocarbonetos. Nesse sentido, a Lei de Hidrocarbonetos 17.319 foi alterada, permitindo que qualquer interessado obtenha autorização de transporte para construir e operar gasodutos e oleodutos. Adicionalmente, o Decreto 1057/2004 estabeleceu o conceito de gasodutos dedicados ou de acesso restrito, isto é, sistemas não sujeitos à regulação do serviço público de transporte de gás natural, a fim de promover e incentivar o desenvolvimento de mercados de exportação de gás sem intervenção estatal.



4.2. BRASIL

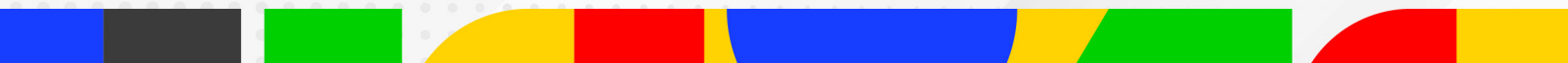
A infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil é composta por 9.445 km de gasodutos, distribuídos principalmente ao longo da costa leste do país. Os dutos localizados nas Regiões Nordeste e Sudeste, bem como os gasodutos Gasbol (2.593 km) e Uruguaiana-Porto Alegre - trecho 3 (25 km) formam a denominada Malha Integrada. Por outro lado, os gasodutos Lateral-Cuiabá (283 km), Uruguaiana-Porto Alegre - trecho 1 (25 km) e Urucu-Coari-Manaus (663 km) são considerados sistemas isolados.

Estes sistemas contam com:

- 187 pontos de entrega (citygates);
- 33 estações de compressão;
- 14 plantas de processamento (capacidade total: 120,15 MMm³/dia); e
- 7 terminais ativos de regaseificação de GNL (capacidade de movimentação: 119 MMm³/dia).

Cinco empresas transportistas operam la red brasileña de transporte:

- Transportadora Associada de Gás (TAG): opera aproximadamente 3.700 km na região costeira do Ceará ao Rio de Janeiro, além de cerca de 800 km no Amazonas, conectando Urucu a Manaus e seus ramais;
- Nova Transportadora do Sudeste (NTS): opera cerca de 2.000 km de gasodutos interligando Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo, além de conectar o Gasbol ao restante da malha integrada;
- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG): responsável pela operação do trecho brasileiro do Gasbol;
- Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB): opera o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre; e
- Gás Ocidente do Mato Grosso (GOM): proprietária do trecho brasileiro do Gasoduto Lateral Cuiabá, também chamado Gasoduto Bolívia-Mato Grosso.



permanece incompleta. Dos 615 km originalmente planejados, apenas 50 km foram construídos, correspondentes a dois dos três trechos planejados. O projeto foi interrompido devido ao declínio da produção argentina de gás natural, no início dos anos 2000, agravado pela ausência de demandas âncoras no estado do Rio Grande do Sul. Atualmente, o cenário apresenta novas perspectivas, com o avanço nas explorações da reserva de Vaca Muerta, que podem viabilizar a conclusão do projeto, tema que será discutido em mais detalhes na subseção a seguir.

Apesar da importância estratégica dos terminais de GNL para segurança do suprimento no país, eles têm sido utilizados para atender principalmente à demanda sazonal e flexível da geração termelétrica, devido aos custos mais elevados do GNL importado, especialmente quando adquirido no mercado spot, onde os preços são mais voláteis. As características dos terminais de GNL brasileiros são apresentadas na Tabela 5. Além disso, suas localizações no território nacional são representadas na Figura 15.

Tabela 5: Especificações dos terminais de regaseificação de LNG ativos no Brasil

Terminal de GNL	Vaso de regaseificação	Estado	Início da operação do Terminal	Capacidade de movimentação (MMm ³ /día)	Capacidade de regaseificação do navio (MMm ³ /día)	Capacidade de armazenamento do navio (m ³ de LNG)
Terminal da Baía de Guanabara	Excelente experiência	Rio de Janeiro	Abril, 2009	20	30	170.000
Terminal da Bahia	Excelerate Sequoia	Bahia	Janeiro, 2014	20	14	173.000
Terminal de Sergipe	Energos Nanook	Sergipe	Novembro, 2019	21	21	170.000
Terminal no Porto do Açu	BW Magna	Rio de Janeiro	Maio, 2019	14	21	174.000
Terminal de Barcarena	Energos Celsius	Pará	Fevereiro, 2024	15	21	160.000
Terminal de São Paulo	Gigante de Høegh	São Paulo	Maio, 2024	14	14	173.000
Terminal Gás sul	Energos Inverno	Santa Catarina	Junho, 2024	15	15	138.000

Fonte: Anexo do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME

Os terminais de GNL do Porto do Açu e de Barcarena não estão conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, enquanto o Terminal de Regaseificação de São Paulo está conectado diretamente a uma malha de distribuição de gás canalizado.

4.2.2. POSIBILIDAD DE ADAPTACIONES DE LA INFRAESTRUCTURA BRASILEÑA PARA LA IMPORTACION DE GAS DESDE ARGENTINA

A EPE publica periodicamente o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), em que apresenta os projetos de gasodutos de transporte indicativos no Brasil e acompanha o andamento de projetos anunciados, além de traçar análises



técnicas, econômicas e socioambientais sobre cada alternativa, avaliando seu impacto na indústria nacional de gás natural.

Na edição de 2024, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2024>, a EPE apresenta dois projetos de particular relevância para a discussão da integração gasífera entre a Argentina e o Brasil, sendo as rotas de importação:

- via Paraguai, por meio da construção de gasoduto Porto Murtinho/MS-Campo Grande/MS; e
- diretamente da Argentina pelo estado do Rio Grande do Sul, com conexão em Uruguiana (estudado no PIG 2019 e atualizado no PIG 2024).

Otras rutas posibles, como la interconexión vía Uruguay y la importación de cargas de GNL, no fueron estudiadas en el ciclo 2024 del PIG. Sin embargo, respecto de la interconexión vía Uruguay, se indica que la alternativa aprovecharía el gasoducto ya construido entre Argentina y Uruguay (Gasoducto Cruz del Sur) y se extendería hasta Rio Grande do Sul mediante aproximadamente 400 km en territorio uruguayo y cerca de 500 km en territorio brasileño, para interconectarse con el Gasbol en la región metropolitana de Porto Alegre/RS.

Outras possíveis rotas, como a interligação via Uruguai e a por meio de importação de cargas de GNL, não foram estudadas no ciclo de 2024 do PIG. Contudo, em relação à interligação via Uruguai, aventa-se que a alternativa aproveitaria o gasoduto já construído entre a Argentina e o Uruguai, o Gasoduto Cruz del Sur, e se estenderia até o Rio Grande do Sul por cerca de 400 km em território uruguaio e por cerca de 500 km em território brasileiro, para se interconectar com o Gasbol, na região metropolitana de Porto Alegre/RS.

Destaca-se que, no ano de 2025, a EPE publicará a primeira edição do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), que tem como objetivo promover uma estratégia para o desenvolvimento coordenado da oferta, da demanda e da infraestrutura de gás natural e biometano no país. O PNIIGB, conforme detalhado no Decreto nº 12.153/2024, indica as melhores alternativas, analisadas de forma sistemática, consideradas as instalações apresentadas nos estudos sobre a expansão das infraestruturas do setor de gás natural, inclusive seus derivados, biometano e energéticos equivalentes. A minuta da primeira edição do PNIIGB foi colocada em consulta pública recentemente. Neste documento, o projeto da interligação direta entre Argentina e Brasil, através do Rio Grande do Sul, apresenta-se como uma alternativa relevante para o planejamento setorial de gás natural no Brasil, visando a integração entre os países.

Em relação à forma de importação via cargas de GNL, assume-se que estas seriam regaseificadas nos terminais de GNL existentes no Brasil e não haveria necessidade imediata de nenhuma modificação na infraestrutura local.



Figura 16: Potenciais rotas de importação de gás natural da Argentina para o Brasil.



Fonte: PIG 2024 – EPE

Via Uruguayana

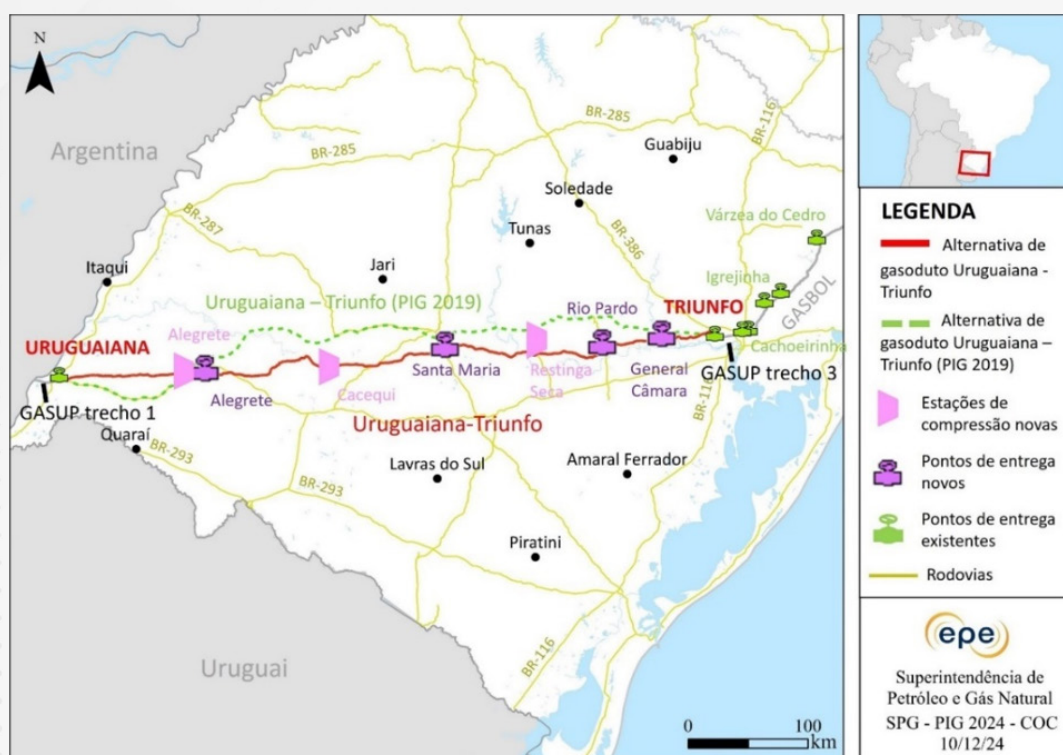
A interconexão direta com a Argentina na fronteira do estado do Rio Grande Sul trata-se da finalização do trecho remanescente do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (Gasup), ligando Uruguaiana/RS a Triunfo/RS. Em um novo contexto, com o aumento da produção de gás argentino, onde a Argentina se tornaria um exportador líquido de gás natural novamente na América do Sul, o gasoduto voltaria a ganhar destaque como uma alternativa para o aumento da integração gasífera entre Brasil e Argentina.

O projeto do trecho 2 do Gasup, que já tinha sido autorizado pela ANP em 2000, além de conectar a oferta de gás natural argentino à malha integrada brasileira, poderia também prover gás para regiões hoje não atendidas do estado do Rio Grande do Sul, onde estão importantes cidades e com potencial de demanda relevante.

As principais características do gasoduto estudado pela EPE, conforme detalhada na subseção 4.2. do PIG 2024, incluem uma extensão de 593 km, diâmetro de 24 polegadas, três estações de compressão, capacidade de vazão de 15 MMm³/dia com quatro pontos de entrega, e um investimento estimado (CAPEX) de R\$ 6,8 bilhões, equivalente a US\$ 1,245 bilhão, à taxa de US\$ 1,00/R\$ 5,46. O projeto prevê ainda um impacto de R\$ 3,7 bilhões no PIB e a geração de aproximadamente 18,2 mil empregos. Já na minuta do PNIIGB comentada anteriormente, o gasoduto teve suas características físicas mantidas, mas com custos atualizados, resultando em um CAPEX de R\$ 8,1 bilhões, um impacto de R\$ 4,3 bilhões no PIB e geração de, aproximadamente, 19,5 mil empregos.

Oportuno comentar que a TSB, proprietária do Gasup, convidada para uma reunião com o Comitê Técnico, informou que seu projeto original considerava 4 estações de compressão, com uma estimativa de investimento de US\$ 1,2 bilhão.

Figura 17: Ligante de gás indicativo de Uruguai/RS para Triunfo/RS



Fonte: PIG 2024 – EPE

A possibilidade de entrada de gás argentino no extremo sul do Gasbol, revertendo o sentido de seu fluxo, exige readequação desse trecho. Isso também foi considerado no PIG 2024, que apresenta estudos para remoção de gargalos existentes no trecho sul do Gasbol, que já foi objeto de estudo do PIG 2019, com o gasoduto Siderópolis/RS – Porto Alegre/RS. O investimento estimado pela EPE é de R\$ 2,21 bilhões, equivalente a US\$ 404,8 milhões, à taxa de US\$ 1,00/R\$ 5,46. Novamente, cabe destacar que, em função do PNIIGB, este projeto teve seus custos atualizados, para o valor de R\$ 3,0 bilhões.

A TBG, em reunião com o Comitê Técnico, também apresentou estimativas de investimentos necessários para a reversão do fluxo no trecho sul do Gasbol. De



acordo com a TBG, é possível considerar investimentos em etapas progressivas de ampliações, para aumentar a capacidade gradativamente. Nesse sentido, os cenários analisados pela TBG são:

Tabela 6: Estimativas de investimento por cenário de reversão do fluxo do Gasbol

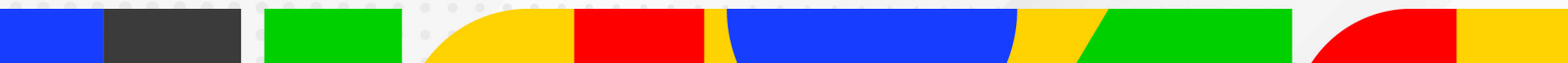
Importação Argentina	Estimativa de volume (MMm ³ /dia)					
	As Is	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Demanda atual	3,1	3,6	4,5	5,8	6,4	7,7
Infraestrutura existente	8,8	9	9	10,3	10,9	12,2
Troca Operacional	1,5	1,7	2,6	3,9	3,8	3,8
Projetos	Investimentos (R\$ milhões)					
Adequação Canoas	100	100	100	100	100	100
Inversão ECOMP Siderópolis		20	20	20	20	20
Inversão ECOMP Biguaçu			20	20	20	20
Duplicação de trechos				1.843	2.189	2.534
Nova ECOMP Siderópolis				450	450	450
Nova ECOMP Biguaçu					450	450
Nova ECOMP						450
Total	100	120	140	2.433	3.229	4.024
Total, em US\$ mil, convertido para US\$ 1,00/R\$ 5,46	18,3	22,0	25,6	445,6	591,4	737,0

Fonte: TBG

Figura 18: Indicação dos pontos relacionados aos cenários de reversão do fluxo do Gasbol



Fonte: TBG



No lado argentino, é importante ressaltar que, de acordo com a Lei Argentina 27.742, mencionada anteriormente, qualquer entidade pública ou privada interessada pode obter autorização de transporte para a construção de gasodutos dedicados, de acesso restrito, sem conexão com o sistema de transporte argentino existente, com o objetivo de utilizar exclusivamente a produção neles injetada. Atualmente, existem projetos de construção de gasodutos de transporte planejados sob esse marco, proporcionando segurança jurídica que garante a livre disponibilidade a longo prazo.

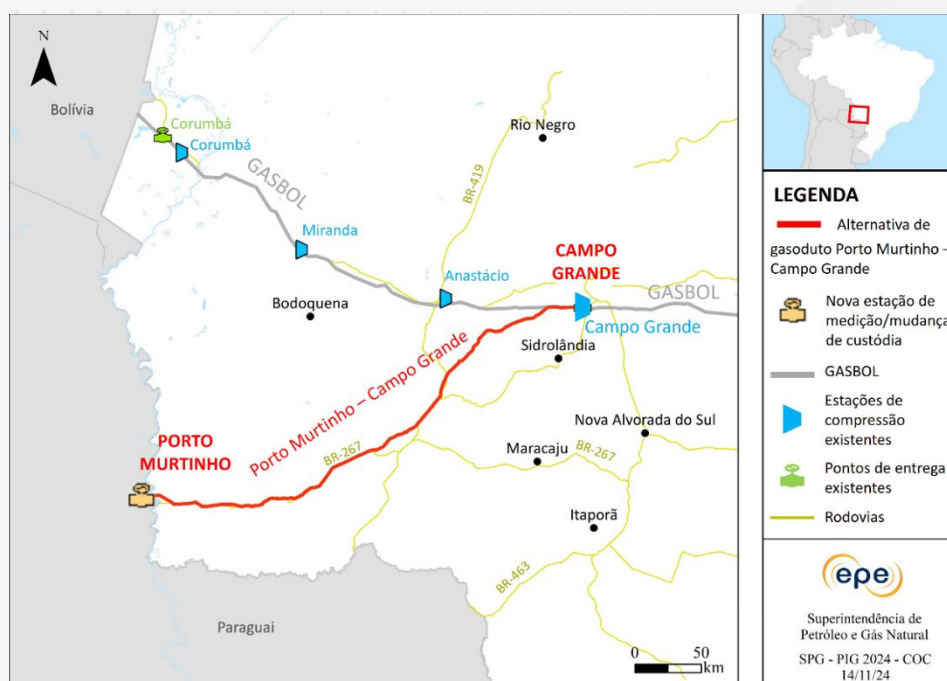
Via Paraguai

Uma das opções em análise para ampliar o acesso brasileiro ao gás natural argentino envolve a construção de um gasoduto proposto pelo governo paraguaio. O projeto, atualmente em fase preliminar, prevê a ligação entre a província de Salta (Argentina) e Carmelo Peralta (Paraguai), na fronteira com o Brasil, vizinha ao município de Porto Murtinho/MS.

A proposta paraguaia considera o uso da faixa de servidão do Corredor Bioceânico, rota rodoviária que conectará o Brasil ao Chile, atravessando Paraguai e Argentina. A concretização do projeto ainda depende de avaliação conjunta entre os países envolvidos.

No Brasil, o trecho complementar do gasoduto interligaria Porto Murtinho a Campo Grande, totalizando 392 km de extensão. O traçado, apresentado na Figura 19 e detalhado na subseção 4.1 do PIG 2024, atravessaria 11 municípios de Mato Grosso do Sul e se conectaria à malha nacional de transporte de gás via Gasbol.

Figura 19: Mapa do posto de gasolina indicativo Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS.



Fonte: PIG, 2024 – EPE



As estimativas preliminares do gasoduto em seu segmento brasileiro indicam uma extensão de 392 km e diâmetro de 32 polegadas, com capacidade de transporte de 15MMm³/dia. O investimento previsto (Capex) é de R\$ 6,1 bilhões, equivalente a US\$1,117 bilhão, à taxa de US\$ 1,00/R\$ 5,46, com potencial para gerar cerca de 14,9 mil empregos e impactar o PIB brasileiro em aproximadamente R\$ 3 bilhões.

4.3. BOLÍVIA

As autoridades bolivianas informaram que sua infraestrutura e suas normativas regulatórias para o transporte de gás argentino para o Brasil já estão operando desde outubro de 2024. O transporte fica a cargo da YPFB, com taxa variável entre US\$ 1,35 e 2/MMBtu, dependendo do contrato (anual, semestral, quantidade de volume contratado, etc.). O preço inclui serviços de transporte, agregação e todos os impostos. Cabe ressaltar que sua política de priorização do abastecimento interno prevê exclusivamente o gás adquirido para o mercado boliviano, e não se aplica ao gás em trânsito.

A infraestrutura permite o transporte de 4 MMm³/dia, capacidade que pode ser triplicada se houver demanda.

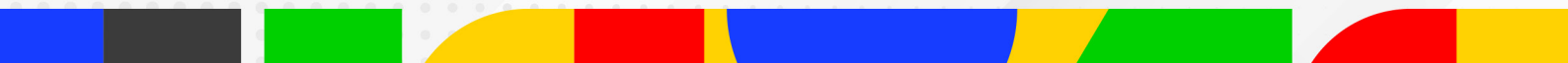
A Bolívia considera conveniente que a negociação do custo do transporte entre Vaca Muerta e a Bolívia seja realizada entre os três países (Argentina, Bolívia e Brasil). O trânsito de gás pelo território boliviano estaria na condição de importação temporária sem afetar o volume, com a única exceção do gás para consumo no sistema de transporte.

4.4. PARAGUAI

As autoridades paraguaias afirmaram que o projeto foi declarado de interesse por seu governo, pois o gasoduto seria uma necessidade, não só para fornecer gás natural a seus consumidores, mas também para utilizá-lo como insumo na geração de energia elétrica, além de oferecer oportunidades para o desenvolvimento da indústria de fertilizantes. Somente em Assunção, estima-se que haja uma demanda potencial mínima de 3,5 MMm³/dia, para substituição do GLP.

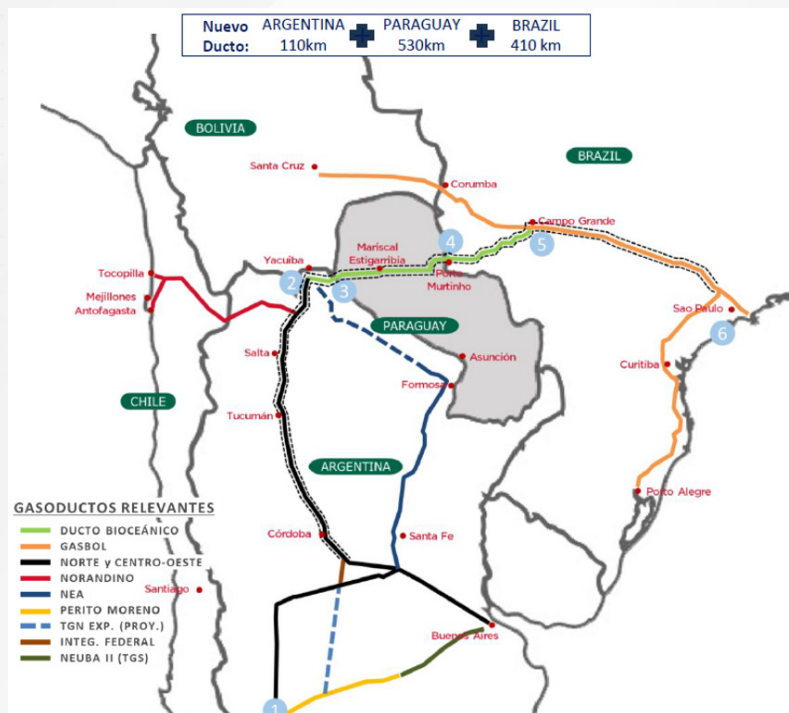
Nesse sentido, foi apresentado o projeto de um gasoduto que seguiria paralelo ao Corredor Rodoviário Bioceânico (CBV), com um percurso de 1.050 km (110 km pela Argentina, 530 km pelo Paraguai e 410 km pelo Brasil), segundo a Figura 20. O projeto seria gerenciável para investimento em despesas de capital, que é considerado acessível para a execução da obra no curto prazo pelo setor privado, bem como para o uso potencial da infraestrutura existente, repotenciando e reativando a conclusão da rota GNEA. Neste ponto, projeta-se um transporte de 30 MMm³/dia, o que permitiria descongestionar os nós na Argentina e viabilizar a interconexão, levando em consideração a segurança do acesso ao mercado firme de gás.

O investimento total estimado é de US\$ 1.924 milhões, dos quais US\$ 200 milhões corresponderão à seção argentina, US\$ 971 milhões à seção paraguaia e US\$ 750 milhões à seção brasileira.



As autoridades paraguaias consideraram a construção deste projeto sob o modelo de concessão, ou sob a figura de parceria público-privada, com capital privado financiando a obra, com reembolso de curto prazo, complementando o desembolso por meio de conversas com organizações multilaterais de crédito, como o Banco de Desenvolvimento da América Latina e do Caribe (CAF).

Figura 20 – Proposta para o Gasoduto do Corredor Bioceânico



Fonte: Ministério da Indústria e Comércio do Paraguai

As estimativas feitas pelos estudos indicam um preço estimado de US\$ 10/MMBTU em São Paulo, ante US\$ 13/MMBTU no mercado interno brasileiro hoje. Isso é demonstrado a partir de uma segmentação dos custos de transporte por seções, estudadas da seguinte forma:

- a produção de gás em Neuquén seria de US\$ 4/MMBTU;
- o transporte de Neuquén para Campo Durán, Salta, foi estimado em US\$ 2/MMBTU (considerando que o sistema TGN requer expansões e investimentos dentro de seu sistema de gasodutos);
- US\$ 2/MMBTU de Campo Durán a Campo Grande, Brasil (que seria dividido em US\$ 0,2/MMBTU para o trecho restante na Argentina, US\$ 1/MMBTU para o trecho no Paraguai e US\$ 0,8/MMBTU para o trecho brasileiro até Campo Grande);
- por fim, foram calculados US\$ 2/MMBTU para o transporte de Campo Grande a São Paulo através do gasoduto Gasbol.

O projeto foi calculado com uma taxa interna de retorno (TIR) de 38%, o que aumenta a margem para a redução das tarifas de transporte e torna o preço mais atraente.



4.5. URUGUAI

A participação do gás natural em seu sistema energético é muito marginal (1%), embora seja esperado algum potencial do recurso para uso industrial. O país tem uma infraestrutura de gás subutilizada, então não precisariam de novas obras.

O Gasoduto Cruz del Sur tem capacidade de transporte de 6,5 MMm³/d e foi construído em 2002 para abastecer indústrias e residências no sul do país, área de maior densidade populacional no Uruguai. Seu percurso tem um trecho subfluvial de 55 km de extensão, que vai de Punta Lara, Buenos Aires, a Santa Ana, Colônia. A partir desse ponto, continua por terra por cerca de 145 km até chegar à cidade de Montevideú.

O Gasoduto do Litoral tem capacidade de transporte de 1 MMm³/d e foi projetado para abastecer a planta de produção de cimento Portland da ANCAP e o consumo residencial na cidade de Paysandú.

Existem também outros gasodutos, como o gasoduto Casa Blanca, perto de Paysandú e em condições não operacionais; o gasoduto construído pela Gas Sayago para abastecer o gasoduto Cruz del Sur de Punta Yeguas com gás natural regaseificado, com o objetivo de introduzir gás na Argentina e para abastecimento local.

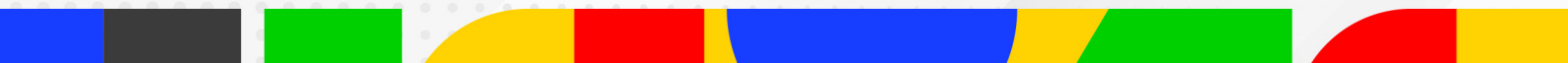
4.6. CHILE

A expansão do sistema TGN na Argentina geraria benefícios tanto na Argentina quanto no Chile e indiretamente para o Brasil. Na Argentina, resolveria os déficits no fornecimento de gás natural na parte norte do país, deslocando as importações de GNL e outros combustíveis; e no Chile, a maior disponibilidade de gás em modo firme permitiria a otimização do mix argentino de gás natural/GNL no norte do país, deslocando o consumo de GNL e outros combustíveis. Nesse sentido, o fortalecimento do Gasoduto Norte é crucial para a integração energética da Argentina, Chile e Brasil, permitindo não apenas a exportação de gás de Vaca Muerta para o Chile, mas também reforçando de forma geral a malha e aumentando os fluxos multidirecionais da região.

O Chile é abastecido com gás natural por meio de:

- importações por via marítima em formato de GNL;
- Importações de GN da Argentina por meio de gasodutos; e
- produção de GN em Magalhães para consumo localizado nessa região.

O consumo de gás natural em 2023 atingiu 20 MMm³/d e em 2024 55% das importações foram feitas por gasodutos da Argentina.





Possui dois terminais de GNL, a saber:

- GNL Mejillones (GNL): Em operação desde julho de 2009. É composto por 1 tanque de 175.000 m³ de GNL e tem uma capacidade de regaseificação a uma taxa nominal de 5,5 milhões de m³/dia.
- GNL Quintero (GNLQ): Em operação desde junho de 2010. Possui 2 tanques de 160.000 m³ (151.000 m³ líquidos) cada, e um tanque de contenção simples com capacidade total de 14.000 m³ (10.000 m³ líquidos). Tem uma capacidade de regaseificação a uma taxa nominal de 15 milhões de m³/dia.

No que diz respeito à sua infraestrutura de transporte, os gasodutos transportam gás natural dos terminais de regaseificação acima mencionados e dos pontos de importação na Argentina, para os respectivos centros de consumo.

Os gasodutos associados ao terminal de GNL de Mejillones são os seguintes: Gasoduto Norandino e Gasoduto Atacama, ambos ligando o Chile à Argentina, e o gasoduto Taltal. O principal destino desse gás é para geração de energia elétrica, principalmente: subestação Tocopilla U16, subestação Mejillones, subestação Atacama e subestação Tal Tal. No que diz respeito ao consumo industrial, o principal destino é o setor de mineração (minas de Chuquicamata e Rodomiro Tomic, empresa de lítio SQM) e RESCOM (em Calama).

Os gasodutos associados ao terminal de GNL de Quintero são os seguintes: Gasoduto Electrogas (de Quintero a San Bernardo) e Gasoduto GasAndes (de San Bernardo à Argentina e à Região de O'Higgins). O principal destino deste gás é para a geração de eletricidade (da Electrogas, principalmente, San Isidro, Nehuenco; e da GasAndes, principalmente, Nueva Renca, Candelaria). O consumo industrial destina-se principalmente à refinaria de Quintero, Ventanas, Caletones; e RESCOM (Região de Valparaíso, Região Metropolitana e Região de O'Higgins).

Os gasodutos associados ao terminal de regaseificação PSR (usinas de regaseificação satélite) Pemuco na região de Bio Bío são os seguintes: Gasoduto do Pacífico, que conecta o Chile à Argentina e seu principal destino é o fornecimento para geração de eletricidade, consumo industrial como a Refinaria de Bío Bío, CMPC e pesca, RESCOM (cidades específicas nas regiões de Ñuble, Bio Bío e Araucanía).

Por sua vez, e no que diz respeito aos gasodutos na região de Magalhães, existem vários gasodutos de propriedade da ENAP associados à importação, produção e transporte de gás natural entre pontos de extração, processamento e consumo. Gasodutos internacionais, El Cóndor – A posse está operacional.

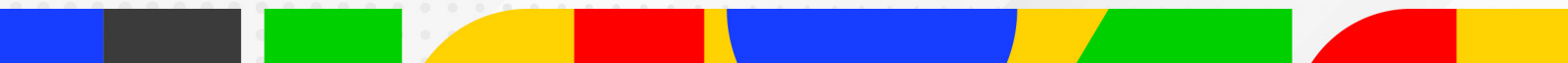
O Chile também possui um sistema de transporte de "caminhões", chamado "Gasoduto Virtual", que conecta usinas de regaseificação (GNL e GNL) a plantas satélites de regaseificação (PSR). Atualmente, existem aproximadamente 65 PSRs no país, distribuídos nas regiões de Antofagasta e da região de O'Higgins à região de Los Lagos. Este transporte está diretamente associado ao consumo industrial, mas há alguns com área de concessão para (futura) distribuição. O fluxo de caminhões de GNL atinge aprox. 10 caminhões/d, e de GNL - 40 caminhões/d.





No que diz respeito ao setor de distribuição, o Chile tem as seguintes concessões concedidas por empresa e região:

- Metrogas: regiones de Valparaíso, RM, O'Higgins, Los Lagos;
 - Metrogas: regiões de Valparaíso, RM, O'Higgins, Los Lagos;
 - GasValpo/Energás: regiões de Coquimbo (NG+H2V), Valparaíso, O'Higgins, Maule;
 - Intergás: regiões de Ñuble, Biobío e Araucanía;
 - GasSur: região de Biobío;
 - Lipigas: regiões de Antofagasta e Los Lagos;
 - Gasco Magallanes: região de Magalhães.



AVALIAÇÃO DAS

ALTERNATIVAS

DE INTERCONEXÕES





5. AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXÕES

A seguir, consolidam-se as informações relativas a cada uma das alternativas de interconexão, considerando aquelas obtidas pelo Comitê Técnico nas reuniões ou em estudos existentes..

5.1. ARGENTINA – BOLÍVIA – BRASIL

Como já apresentado, em qualquer alternativa de exportação de gás natural de Vaca Muerta para o Brasil, seria necessária a expansão da capacidade de transporte de Tratayén a La Carlota, com estimativa de investimentos de US\$ 2,3 a 2,5 bilhões. Dessa expansão, seriam reservados 10 MMm³/dia para o mercado interno argentino. Outros 10 MMm³/dia poderiam ser direcionados para exportação. Nesta alternativa, esse volume seria movimentado para o gasoduto Norte, com destino a exportação via Bolívia. No gasoduto Norte, seria necessário investimento adicional de cerca de US\$ 570 milhões.

Alternativamente à ampliação do gasoduto Norte, existe a possibilidade de conclusão do gasoduto GNEA, da Enarsa, mas a estimativa de investimento necessário não foi apresentada.

Não há, em princípio, necessidade de ampliações na malha da Bolívia e do Brasil para esse volume de exportação de gás natural da Argentina (até cerca de 12 MMm³/dia).

Dessa forma, a estimativa de investimentos se concentra na Argentina e, para essa alternativa, é de cerca de US\$ 2,9 bilhões a US\$ 3,1 bilhões.

Vale ressaltar que essa alternativa permitiria ainda a ampliação da exportação do gás natural para o Chile, compartilhando o volume exportável de 10 MMm³/dia.

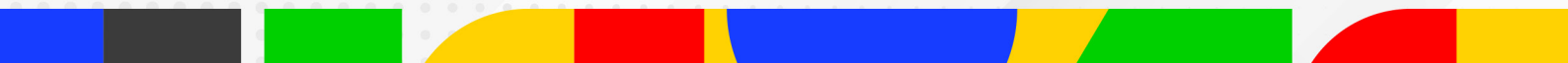
5.2. ARGENTINA – PARAGUAI – BRASIL

A alternativa do gasoduto Corredor Bioceânico, apresentada anteriormente, faz a interconexão com o gasoduto Norte, na Argentina, e com o Gasbol, no Brasil, atravessando a região do Chaco do Paraguai, com um total de 1.050 km de extensão e capacidade para 30 MMm³/dia. A estimativa de investimento total apresentada para esse gasoduto é de US\$ 1,924 bilhões.

Essa alternativa exige a expansão da capacidade de transporte de Tratayén a La Carlota, além da ampliação do gasoduto Norte, à semelhança da alternativa para a interconexão via Bolívia. Ressalta-se que o estudo da interconexão via Bolívia considerou capacidade de exportação de 10 MMm³/dia, enquanto o gasoduto Corredor Bioceânico considerou capacidade de 30 MMm³/dia.

No Gasbol, avalia-se que não haveria necessidade de ampliação.

Vale mencionar ainda que a EPE fez um estudo sobre o gasoduto para interconectar com o Paraguai em Porto Murtinho/MS até o Gasbol. A estimativa de investimento da EPE para esse trecho foi de US\$ 1,12 bilhões (com conversão à taxa de U\$ 1,00/





R\$ 5,46), enquanto a estimativa do Governo Paraguai para esse mesmo trecho foi de US\$ 750 milhões.

Considerando os valores recebidos pelo Comitê Técnico, a estimativa de investimentos para essa alternativa está entre US\$ 4,8 bilhões e US\$ 5,4 bilhões.

Como na alternativa anterior, vale ressaltar que este projeto permitiria a ampliação da exportação do gás natural para o Chile, compartilhando o volume exportável. Dessa forma, é possível que a capacidade de exportação projetada de 10 MMm³/dia no gasoduto Norte tenha que ser reavaliada, para atender às expectativas do Chile, do Paraguai e do Brasil.

De acordo com a TGN, ainda dentro de condições de investimento eficiente, é possível atingir capacidade de exportação de 20 MMm³/dia no gasoduto entre Tratayén e La Carlota. Não foram feitas estimativas para a expansão do gasoduto Norte para comportar essa capacidade. Não obstante, vale comentar que, para a ampliação do gasoduto Norte para atender 10 MMm³/dia para exportação, se previam 96 km de loop de gasoduto de 30 polegadas. Para atingir 15 MMm³/dia, seriam necessários 509 km de loop de gasoduto, também de 30 polegadas. Além disso, seria necessária mais compressão.

Há ainda a proposta apresentada pela Enarsa para a interconexão a partir do gasoduto GNEA, por uma nova rota passando por Assunção até chegar ao Gasbol no Brasil. Ou ainda, a conclusão do gasoduto GNEA até a Província de Salta e interconectando com o gasoduto Corredor Bioceânico. Entretanto, não foram apresentadas estimativas de investimento para esses casos, ficando pendente maior aprofundamento para análise da proposta.

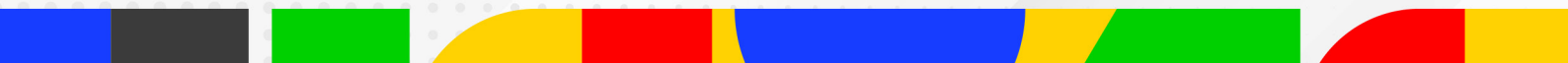
5.3. ARGENTINA – URUGUAI – BRASIL

Não houve elementos suficientes para uma melhor avaliação da interconexão via Uruguai. Não obstante, análise preliminar indica que a distância entre Montevideu, no Uruguai, e Porto Alegre, no Brasil, é de cerca de 900 km. É possível que haja a necessidade de construção de um gasoduto dessa ordem de grandeza, estimando-se que seja de cerca de 400 km no lado uruguaio e de cerca de 500 km no lado brasileiro, podendo variar conforme os pontos de origem e de destino e do próprio traçado selecionado. Além disso, haveria a necessidade de ampliação do Gasoduto Cruz del Sur, entre a Argentina e o Uruguai, que atravessa o Rio da Prata, e outras infraestruturas dentro da Argentina.

5.4. ARGENTINA – BRASIL

Como já comentado, qualquer alternativa de exportação de gás natural de Vaca Muerta para o Brasil exige a expansão da capacidade de transporte de Tratayén a La Carlota, com estimativa de investimentos de US\$ 2,3 a 2,5 bilhões.

Em adição, para a interconexão com o Brasil, em Uruguaiana/RS, haveria a necessidade de ampliação do sistema TGN-TGM, com estimativa de investimento de US\$ 400 milhões, para uma capacidade entre 10 e 12 MMm³/dia.

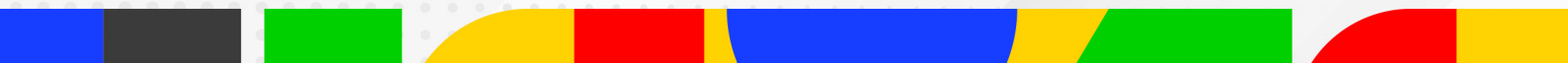




Do lado do Brasil, a estimativa para o trecho 2 do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre é de US\$ 1,2 bilhão, segundo a TSB, e de US\$ 1,24 bilhão (com conversão à taxa de U\$ 1,00/R\$ 5,46), segundo a EPE, com capacidade para 15 MMm³/dia. Além disso, a reversão do fluxo do Gasbol, a depender do volume a ser movimentado e da região a ser alcançada, de acordo com os cenários analisados pela TBG, varia entre US\$ 18 milhões e 737 milhões (com conversão à taxa de U\$ 1,00/R\$ 5,46). Vale considerar que a EPE estimou a duplicação do trecho entre Siderópolis/SC e Porto Alegre/RS em US\$ 405 milhões (com conversão à taxa de U\$ 1,00/R\$ 5,46), que já estaria contemplada nas estimativas da TBG.

Considerando os valores recebidos pelo Comitê Técnico, a estimativa de investimentos para essa alternativa está entre US\$ 3,9 bilhões e US\$ 4,9 bilhões. Ressalte-se que, desse montante, parte (cerca de US\$ 405 milhões) já seria necessário investir no Brasil, para retirada de gargalos atualmente existentes no trecho sul do Gasbol, para atendimento de demanda reprimida.

Esta alternativa permite ainda o atendimento de nova região com potencial de maior consumo de gás natural, comparativamente à alternativa do traçado entre Porto Murtinho/MS e o Gasbol.



QUESTÕES

REGULATÓRIAS E

COMERCIAIS





6. QUESTÕES REGULATÓRIAS E COMERCIAIS

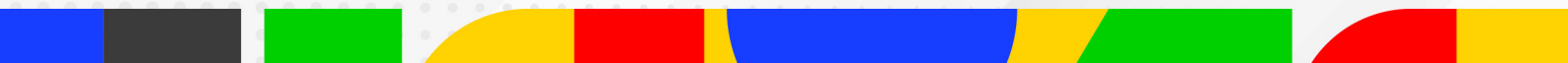
Nas reuniões do Comitê Técnico, os agentes do setor apresentaram suas perspectivas sobre as relações comerciais entre Brasil e Argentina no mercado de gás natural, incluindo os desafios regulatórios e comerciais identificados, além da necessidade de infraestrutura, já considerada na seção anterior.

6.1. QUESTÕES LEVANTADAS NAS REUNIÕES DO COMITÊ TÉCNICO COM OS AGENTES DO SETOR

Os principais aspectos levantados pelos agentes do setor foram: o potencial para estabelecer parcerias comerciais de importação e exportação, os aspectos já consolidados dessa realidade e os desafios que devem ser enfrentados no curto e médio prazo para estabelecer e ampliar essas relações comerciais.

Esses questionamentos podem ser resumidos nos seguintes temas principais:

1. Tarifa de transporte e preço mínimo de exportação de gás natural na Argentina:
 - a. A definição do preço mínimo de exportação do gás argentino reduz a sua competitividade no mercado brasileiro;
 - b. O empilhamento de tarifas de transporte e taxas na cadeia de exportação até chegar ao Brasil encarece o gás argentino;
 - c. Os preços relativamente maiores do gás fornecido na modalidade interruptível em relação à modalidade firme dificultam a entrada no mercado brasileiro neste momento, em operações spot;
 - d. O serviço de transporte, mesmo contratado na modalidade interruptível sobre capacidade ociosa (aquela que já está contratada por um outro carregador, mas que, temporariamente, não está sendo usada), a tarifa é maior, prejudicando o aproveitamento da infraestrutura existente;
2. Tasas y tributos en la comercialización de gas natural entre los países:
 - a. O gás proveniente da Argentina, no Brasil, está sujeito ao PIS/Pasep e à Cofins, tributos federais brasileiros, enquanto o gás boliviano e o GNL importado não são sujeitos a esses tributos, arranjo que prejudica a competitividade do gás argentino no mercado brasileiro;
 - b. A cobrança da taxa do direito de exportação (retenciones) adiciona um custo no preço do gás natural exportado para o Brasil;
3. Contratos firmes de longo prazo:
 - a. A sazonalidade da disponibilidade de capacidade nas infraestruturas de transporte na Argentina limita a possibilidade de exportação de gás natural para o Brasil em volumes maiores e em base firme;



- b. Falta de contratos firmes de longo prazo inviabiliza novos investimento em infraestrutura devido à ausência de garantias;
- c. A restrição na regulação argentina para a celebração de contratos de suprimento firme com sazonalidade nos volumes impede o estabelecimento de contratos de longo prazo, dadas as oscilações do potencial de exportação da Argentina;
- d. Necessidade do estabelecimento de garantias jurídicas e financeiras para a viabilização de contratos de longo prazo;

4. Desafios de interoperabilidade:

- a. Incompatibilidade dos horários de atividade entre os mercados dos três países gera maior complexidade logística, especialmente para operações de oportunidade;
- b. Impossibilidade da prestação de serviços de armazenamento por transportadoras torna o sistema de transporte menos flexível;
- c. Especificações de qualidade variam entre sistemas de transporte (Argentina, Bolívia, Brasil), exigindo harmonização e garantias de qualidade para evitar paradas ou multas.

6.2. REGIMES REGULATÓRIOS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NA REPUBLICA ARGENTINA

Na República Argentina, o transporte de gás natural está enquadrado em dois regimes regulatórios diferentes.

O primeiro, instituído pela Lei 24.076 que regulamenta o serviço público de transporte e distribuição local, considerado monopólio natural, com tarifas determinadas pela ENARGAS e com infraestrutura operada majoritariamente por empresas privadas, sob o regime de licença de transporte.

Neste esquema, a ENARGAS é quem regula as questões técnicas de projeto, construção, operação e manutenção da nova infraestrutura ou expansão da infraestrutura existente.

As tarifas mínimas associadas aos mercados de exportação de gás atualmente, e até que se mantenham em vigor as condições do Plano GAS.AR, vigoram até 2028 e são fixadas pelo Estado Nacional, no âmbito do referido plano. Nesse sentido, essas tarifas são mantidas em pé de igualdade com as estabelecidas para o mercado interno, também em vigor até 2028, e apenas para os produtores incluídos no Plano GAS.AR. Os produtores que desejem exportar fora das quotas estabelecidas pelo plano GAS.AR têm liberdade de venda e de contratação, sem restrições ou intervenção estatal.

O segundo regime está previsto na Lei 17.319, alterada pela Lei nº 27.742 (Lei de Bases) e se aplica aos gasodutos vinculados à produção cuja construção e

operação possam ser realizadas por investidores privados. Nestes casos, a infraestrutura não está sujeita ao regime tarifário, nem ao livre acesso, sendo as tarifas de transporte livremente determinadas entre as partes. Gasodutos como o GPM (Gasoduto Perito Moreno), GNEA (Gasoduto Noroeste Argentino), o gasoduto Mercedes-Cardales, La Carlota – Tío Pujio e GIJA (Gasoduto de Integração Juana Azurduy) são administrados pela ENARSA.

Nas diferentes reuniões, foram discutidos os problemas atuais do sistema tarifário previsto no regulamento para o sistema de transporte do norte, que operará no sentido oposto ao fluxo original como resultado da disponibilidade de gás natural proveniente da bacia de Neuquén (formação Vaca Muerta).

As tarifas para transporte destinado à exportação na modalidade interruptível, de acordo com o Decreto 689/2002, estão disponíveis no site das transportadoras. No caso do TGN, as taxas de transporte de exportação estão disponíveis em <https://www.tgn.com.ar/tarifas-concursos/tarifas/exportacion/>. No caso do TGS, as taxas de frete de exportação para o segundo semestre de 2025 estão disponíveis em https://www.tgs.com.ar/gestion_documentos/files/esp/transporte/Tarifas%20de%20exportaci%C3%B3n/2025/WEB-merc-exp-2sem2025_F.pdf. Por outro lado, os gasodutos administrados pela ENARSA sob o Regime da Lei nº 17.319 (GPM, GNEA e GIJA), não possuem tarifa regulada de exportação. Nesse caso, estariam sujeitas a tarifas de negociação livre entre as partes.

Em relação às tarifas de transporte para o norte da Argentina, dadas as obras de reversão do gasoduto, a TGN informou que ainda não estão fixadas, devendo ser fixadas pela ENARGAS em breve.

Estima-se que o custo total do transporte de Tratayén para Campo Durán, ou seja, a rota Tratayén-La Carlota-Tío Pujio-Campo Durán, seria de aproximadamente US\$ 2,70-2,75/MMBtu, sem considerar as obras adicionais que teriam que ser realizadas nos sistemas existentes. A isso deve ser adicionada uma taxa aproximada de US\$0,14/MMBtu pelo uso do GIJA (Gasoduto de Integração Juana Azurduy), e outro pagamento pelas obras de reversão do Gasoduto Norte (GN) que variaria entre US\$ 0,20 e 0,78/MMBtu.

Não obstante o exposto, é importante ressaltar, como indicado nos parágrafos anteriores, que por meio da Lei 27.742, a Argentina desregulamentou a atividade de transporte de gás natural sob o mecanismo de "autorização de transporte". Esse mecanismo permite a obtenção de uma licença que pode ser resumida da seguinte forma:

1. Qualquer entidade pública ou privada pode obter uma autorização de transporte sem ser produtora de gás natural ou concessionária de qualquer área ou campo produtor.
2. O projeto submetido neste âmbito pode destinar o gás natural transportado ao abastecimento do sistema local como um todo ou para uso exclusivo e dedicado. Neste último caso, por não possuir as características de um prestador de serviço público, seu acesso é restrito e não está sujeito às normas locais de segurança interna de abastecimento.

3. Para os casos previstos na segunda opção mencionada no ponto anterior, não se aplicam tarifas de transporte regulamentadas, uma vez que, como já referido, não se tratam de sistemas que prestam um serviço público.
4. Além disso, o período de autorização não tem prazo determinado, a fim de promover e incentivar o investimento privado neste tipo de projeto.
5. Por fim, cabe ressaltar que esses tipos de projetos podem ser elegíveis para o sistema de promoção e incentivo denominado RIGI, previsto na Lei 27.742.

6.3. TARIFA DE TRANSPORTE NO BRASIL

A atividade de transporte de gás natural no Brasil é regulamentada pela Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, conhecida como a Lei do Gás. A Lei adotou o modelo de separação completa (ownership unbundling) entre a atividade de transporte e as demais atividades concorrenciais da indústria de gás natural. Desse modo, os carregadores não podem ter relação societária com os transportadores. Para aqueles transportadores verticalizados na data de publicação da Lei, foi permitida a submissão a certificação de independência, a ser expedida pela ANP.

O acesso ao sistema de transporte é regulado e assegurado a todos os interessados, de forma isonômica e não discriminatória. As tarifas de transporte são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP. A Lei prevê também a adoção do modelo de contratação do serviço de transporte por entrada e saída, de forma independente entre elas.

Na malha integrada de gasodutos de transporte no Brasil, já se implementou o sistema de contratação por entrada e saída, por transportador. Na configuração atual, a malha de cada transportador constitui uma área de mercado de capacidade, ainda que interconectadas. Nas interconexões entre as áreas de mercado de capacidade, há cobrança de tarifa de interconexão, em valores menores do que as tarifas de entrada e de saída. Uma das diretrizes da política pública setorial é realizar a fusão das áreas de mercado de capacidade, de forma célere, para desenvolver um sistema integrado de transporte de fato, como era realizado anteriormente na gestão da Petrobras.

Estima-se que a tarifa medida de transporte no Brasil é de US\$ 2,00/MMBTU. Entretanto, a tarifa efetiva depende do ponto de entrada, do ponto de saída e de eventual interconexão entre as áreas de mercado de capacidade.

Atualmente, está em andamento o processo da revisão tarifária dos cinco transportadores, para o ciclo 2026-2030: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>. O processo inclui propostas de valoração da base regulatória de ativos (BRA). Em paralelo, está em andamento o processo para contratação de energia elétrica, na modalidade de reserva de capacidade, sob a forma de potência, incluindo usinas termelétricas a gás natural. A Portaria de Diretrizes e Sistemática do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2026 - UTEs a Gás Natural, Carvão Mineral e Usinas Hidrelétricas (UHEs) foi publicada em



24/10/2025 (Portaria Normativa MME nº 118, de 23/10/2025), e considera UTEs conectados ao sistema de transporte. A participação dessas UTEs terá impacto no cálculo da tarifa de transporte.

Há também, como uma das diretrizes do Programa Gás para Empregar, discussões para a definição de uma tarifa de transporte postal, em que a tarifa de entrada ou de saída é a mesma, independentemente de sua localização, de modo a evitar as discrepâncias entre as regiões do país decorrentes de tarifas com sinal locacional. Nesse âmbito, também se discute o repasse de receita entre os transportadores, para suportar as diferenças de receitas decorrentes da tarifa postal. Uma vez implementada, a tarifa de entrada será a mesma, em qualquer ponto da fronteira, no sistema integrado de transporte de gás natural.

6.4. TARIFA PARA EXPORTAÇÃO NA ARGENTINA E TRIBUTOS PARA IMPORTAÇÃO NO BRASIL

Na Argentina, a exportação de gás natural é sujeita à taxa do direito de exportação, com alíquota de 8% (retenciones), cuja aplicação estaria em conformidade com o Código Aduaneiro do Mercosul. Os agentes do setor sinalizaram o custo adicional que isso provoca no preço do gás natural, reduzindo a sua competitividade no mercado brasileiro. Não obstante, não se vislumbra, neste momento, possibilidade de redução dessa taxa na Argentina.

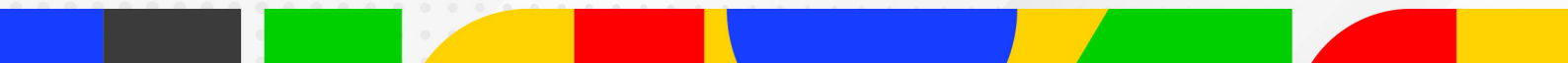
Em relação à tributação no Brasil, os agentes do setor apontaram a incidência do PIS/Pasep e da Cofins sobre a importação do gás natural da Argentina.

No caso da importação da Bolívia, em observância ao Decreto nº 681, de 11 de novembro de 1992, que dispõe sobre a execução do Acordo de Alcance Parcial sobre Promoção de Comércio entre Brasil e Bolívia (Fornecimento de Gás Natural), o gás natural boliviano está isento de PIS/Pasep e da Cofins, entendimento ratificado pela Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda, conforme o art. 2º do Ato Declaratório Interpretativo nº 21, de 28 de julho de 2004. Além disso, a Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004, em seu art. 16, § 1º, prevê o direito aos créditos de PIS/Pasep e da Cofins para esse caso. Vale destacar também que a Lei nº 10.865/2004 estabelece a alíquota 0 para a importação de GNL.

O PIS/Pasep e a Cofins incidem sobre as operações internas de gás natural e são não-cumulativos. Dessa forma, eventual pagamento de PIS/Pasep e da Cofins na importação geram créditos para as operações internas. Não obstante, no caso do gás boliviano, além de haver isenção na incidência do PIS/Pasep e da Cofins na importação, há direito a créditos, que auferem vantagem tributária em relação ao gás natural de demais origens, em especial o argentino.

6.5. CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Para suportar os investimentos nos gasodutos de transporte na Argentina, essenciais para ampliar a capacidade de exportação do gás natural, os agentes do setor indicaram a necessidade de celebrar contratos de suprimento firme de gás natural de longo prazo. No entanto, por envolver incertezas, riscos e questões





de garantias financeiras, há certas dificuldades para celebrar esses contratos. As incertezas envolvem, inclusive, os riscos de mudanças das legislações nos países ou de disponibilidade de gás natural por fatores exógenos durante a vigência do contrato, com possibilidade de frustração do suprimento em algum momento.

Também houve comentários indicando a inviabilidade de assinar contratos de suprimento firme com sazonalidade de volumes, o que impede de conciliar com a disponibilidade de capacidade de infraestrutura no curto prazo, restando apenas a opção da modalidade interruptível, com preços mínimos de exportação maiores.

6.6. INTEROPERABILIDADE DO TRANSPORTE ENTRE OS PAÍSES

O gás natural tem sua característica de miscibilidade e, uma vez injetado no sistema de transporte, torna-se inviável sua separação por origem. Dessa forma, para que possa transitar de um sistema de transporte de um país para outro, é necessário que a sua especificação seja uniforme.

No mesmo sentido, o horário para o cômputo do dia operacional dos transportadores deve ser o mesmo, para fins de apuração dos volumes transportados nas interconexões.

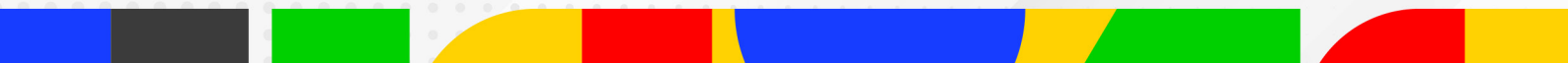
No Brasil, a especificação do gás natural é estabelecida pela ANP, por meio da Resolução ANP nº 982, de 21 de maio de 2025. No sistema de transporte integrado brasileiro, o gás natural deve atender às seguintes especificações, entre outros:

- Poder calorífico superior (PCS) entre 35.000 e 43.000 kJ/m³;
- Índice de Wobbe entre 46.500 e 53.500 kJ/m³;
- Teor mínimo de metano de 85% molar;
- Teor máximo de etano de 12% molar;
- Teor máximo de propano de 6% molar;
- Teor máximo de butano e demais hidrocarbonetos pesados de 3% molar.

A tarifa de transporte é estabelecida em R\$/MMBtu e as contratações são por capacidade, em m³/dia.

O dia operacional no sistema de transporte no Brasil inicia-se às 00h, GMT-3.

Na Argentina, o dia operacional inicia-se às 6h, GMT-3. E, na Bolívia, também às 6h, mas no fuso horário GMT-4.



CONCLUSÕES E

PRÓXIMOS PASSOS



7. CONCLUSÕES E PRÓXIMOS PASSOS

Como resultado das reuniões do Comitê Técnico e das extensas rodadas de consultas realizadas com atores públicos e privados relacionados às exportações de gás natural da Argentina para o Brasil, emergem as seguintes conclusões:

- Os preços mínimos para a exportação de gás natural da República Argentina são determinados no âmbito das cotas estabelecidas pelo GAS.AR PLAN <http://gas.ar/> e são fixados pelo Governo Federal. Atualmente, o preço mínimo é o preço mais alto entre uma porcentagem do petróleo Brent e o preço do mercado interno. A vigência deste regulamento se estende até o final de 2028. Conseqüentemente, a partir de 2029, os produtores e compradores de gás natural podem negociar e fixar preços livremente.
- A Argentina já indicou que, a partir de 2026, o preço mínimo de exportação será igual ao preço interno, não estando mais vinculado ao percentual de petróleo Brent.
- O campo de Vaca Muerta tem o potencial necessário para suprir a demanda de gás natural no Cone Sul por mais de 50 anos a um custo de produção acessível.
- Para fornecer gás natural na modalidade firme aos países vizinhos e em particular ao Brasil (seja através da Bolívia, Paraguai ou Uruguai), é imprescindível a execução de um novo gasoduto de transporte entre Neuquén (Tratayén e/ou a partir de um ponto do gasoduto Perito Moreno) e La Carlota, além de outras ampliações, ou outras opções, tal como um gasoduto dedicado entre Tratayén e Uruguaiana. Estima-se, na melhor das hipóteses, um período mínimo de planejamento e construção de aproximadamente dois anos a partir da assinatura dos contratos.
- O financiamento de gasodutos e expansões requer contratos firmes de transporte e fornecimento entre produtores na Argentina e demanda no Brasil por 10 ou mais anos de forma firme.

A tomada de decisão de investimentos em infraestruturas do setor de gás natural é diferente em cada país, sendo, por exemplo, pelos agentes privados na Argentina e por meio de um planejamento centralizado no Brasil. Dessa forma, é necessária uma coordenação entre os países para que haja orientação para a escolha das melhores alternativas para implementação, respeitando a regulamentação setorial de cada país.

Para subsidiar a decisão sobre a implementação de alternativas, é necessário aprofundar os estudos de cada uma delas, para uma melhor avaliação dos custos de infraestrutura, estimativas de tarifas de transporte e previsão da oferta e demanda de gás natural.

Além disso, para avançar na implementação dos projetos de integração gasífera, reduzir as incertezas e melhorar a competitividade do gás argentino no Brasil, recomenda-se que as seguintes questões técnicas sejam estudadas e definidas



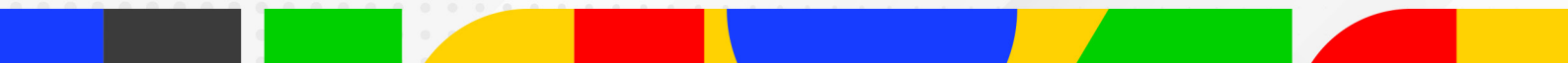
no âmbito da Comissão de Integração Elétrica e Gasífera (CIEG) do Subgrupo de Trabalho (SGT) nº 9 - Energia do MERCOSUL:

- Regras uniformes de despacho de transporte de gás, compatíveis entre os sistemas da Argentina, Brasil e outros países envolvidos;
- Padrões de qualidade do gás compatíveis com todos os gasodutos de integração regional;
- Definição da gestão de restrições ao gás e ao transporte;
- Definição das garantias a oferecer pelos países de trânsito;
- Definição de novas tarifas de transporte para todos os sistemas envolvidos na Integração (sistema de entrada e saída e considerações de exportação);
- Garantias de sustentabilidade dos regulamentos e acordos entre os países e do regime de resolução de litígios;
- Estabilidade regulatória entre os países afetados pela importação e exportação de gás em suas diferentes formas;

Outras questões que podem ser avaliadas pelo GTB são:

- Definição e compromisso com a estabilidade das tarifas de exportação, se houver;
- GNL como opção que proporciona flexibilidade e segurança de abastecimento ao sistema de forma complementar;
- Liberdade para negociação de acordos de importação e exportação entre as partes privadas;
- Igualdade de tratamento tributário no Brasil para o gás natural originário da Bolívia e da Argentina.

Portanto, recomenda-se a prorrogação do trabalho do GTB por mais 180 dias, para permitir a realização de estudos aprofundados, envolvendo, se necessário, representantes de outros países e agentes privados interessados.





Ministerio de Relaciones Exteriores,
Comercio Internacional y Culto
República Argentina

Secretaría de Energía
Ministerio de Economía

MINISTÉRIO DAS
RELAÇÕES
EXTERIORES

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

