

# Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil

Edmilson Moutinho dos Santos

Drielli Peyerl

Anna Luisa Abreu Netto

Organizadores

*Conselho Editorial*

Carla D'Aquino

*(Universidade Federal de Santa Catarina)*

Carlos Augusto Arentz Pereira

*(Universidade Estadual do Rio de Janeiro)*

Colombo Celso Gaeta Tassinari

*(Universidade de São Paulo)*

Evandro Mateus Moretto

*(Universidade de São Paulo)*

George Câmara

*(Universidade Federal da Bahia)*

Julio Romano Meneghini

*(Universidade de São Paulo)*

Laís Forti Thomaz

*(Universidade Federal de Goiás)*

Sergio Valdir Bajay

*(Universidade Estadual de Campinas)*

Thiago Luis Felipe Brito

*(Universidade de São Paulo)*

Virgínia Parente

*(Universidade de São Paulo)*

Xavier Guichet

*(IFP Energies nouvelles)*

A organização do livro “Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil” apresenta diversos temas relacionados a esta fonte energética, a qual encontra-se em um momento de expansão no Brasil. O presente livro é fruto do conhecimento adquirido, durante dezembro de 2015 a novembro de 2020, por pesquisadores e colaboradores do Projeto 26, intitulado "Evaluation of small LNG and CNG supply options for transportation to off-grid locations; and planning expansion and operation of multimodal integrated networks", desenvolvido no Research Centre for Gas Innovation (RCGI), o qual está sediado na Universidade de São Paulo.

O leitor poderá encontrar neste livro temas que circundam a temática do gás natural, como: logística, transporte em pequena-escala, relações geopolíticas, caracterização tecnológica, regulação, transição energética, entre outros. Esta produção tem como finalidade difundir os resultados de pesquisa de inúmeros pesquisadores interessados na produção acadêmica relacionada às oportunidades e desafios do gás natural e do gás natural liquefeito no Brasil, como o título do livro aponta. Dessa forma, buscando responder a esse título, os capítulos dos livros apresentam várias dificuldades a serem superadas e caminhos a serem percorridos, inserindo ou não o gás natural como elemento de transição energética no Brasil.

Assim, após uma extensa pesquisa, coleta e análise de dados diversos, o livro proporciona um novo olhar sobre o uso do GN e GNL no país. Essa discussão está contida entre as linhas desse livro e cabe ao leitor usufruir de todos esses dados e adotar a sua opinião, quebrando assim paradigmas incrustados sobre o uso do gás natural no país.

*Copyright* © Edmilson Moutinho dos Santos, Drielli Peyerl e  
Anna Luisa Abreu Netto (Orgs.), 2020

*Todos os direitos reservados e protegidos pela Lei nº 9.610, de 19/02/1998.  
Nenhuma parte deste livro pode ser reproduzida ou transmitida, sejam quais forem os  
meios empregados, sem a autorização prévia e expressa do autor.*

EDITOR João Baptista Pinto

CAPA Luiz Guimarães

[https://pt.vecteezy.com/abstracte-vectoren/  
57102-blue-wave-background-vector](https://pt.vecteezy.com/abstracte-vectoren/57102-blue-wave-background-vector)

PROJETO GRÁFICO/EDITORAÇÃO Luiz Guimarães

REVISÃO Dos autores

CIP-BRASIL. CATALOGAÇÃO NA FONTE  
SINDICATO NACIONAL DOS EDITORES DE LIVROS, RJ

---

O69

Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil [recurso eletrônico] / organização Edmilson Moutinho dos Santos, Drielli Peyerl, Anna Luisa Abreu Netto. - 1. ed. - Rio de Janeiro: Letra Capital, 2020.

Recurso digital; 10 MB

Formato: epub

Requisitos do sistema: adobe digital editions

Modo de acesso: world wide web

Inclui bibliografia

ISBN 978-65-87594-45-3 (recurso eletrônico)

1. Gás natural - Brasil. 2. Gás natural liquefeito - Brasil. I. Moutinho dos Santos, Edmilson. II. Peyerl, Drielli. III. Netto, Anna Luisa Abreu.

20-67546

CDD: 333.8233

CDU: 665.72(81)

---

Leandra Felix da Cruz Candido - Bibliotecária - CRB-7/6135

LETRA CAPITAL EDITORA  
Telefax: (21) 3553-2236/2215-3781  
[letracapital@letracapital.com.br](mailto:letracapital@letracapital.com.br)

## Agradecimentos

Todos os autores agradecem ao apoio da SHELL Brasil e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), por meio do *Research Centre for Gas Innovation* (RCGI) (Proc. 2014/50279-4), localizado na Universidade de São Paulo, e a importância estratégica do apoio prestado pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) por meio do incentivo regulatório de P&D.

Agradecimentos especiais ao Instituto de Energia e Ambiente e Escola Politécnica, da Universidade de São Paulo, e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES).

Moutinho dos Santos e Costa, agradecem ao apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL nº 1/2018/PRH-ANP ; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

Peyerl e Barbosa agradecem especialmente ao atual apoio financeiro da FAPESP por meio dos Processos 2017/18208-8, 2018/26388-9, 2019/04555-3. Netto agradece à CAPES (Proc. 88887.370478/2019-00). Relva e Silva agradecem especialmente ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pela bolsa concedida.

Especial agradecimentos pela ajuda técnica de Celso Cachola, Luis Guilherme Larizzatti Zacharias e Yuri Freitas Marcondes da Silva. E por todo o suporte técnico dos colaboradores do RCGI.

LETRACAPITAL

## Sumário

Prefácio.....	9
Capítulo I - Reflexões introdutórias sobre as oportunidades e desafios do gás natural e gás natural liquefeito.....	11
<i>Drielli Peyerl, Anna Luisa Abreu Netto e Edmilson Moutinho dos Santos</i>	
Capítulo II - O gás natural associado à transição energética e a descentralização da geração de energia no Brasil .....	18
<i>Mariana Oliveira Barbosa e Drielli Peyerl</i>	
Capítulo III - Regulação do mercado de gás no Brasil: o uso termoelétrico e o aproveitamento do gás do pré-sal .....	39
<i>Vinicius Oliveira da Silva, Stefania Gomes Relva, Marcella Mondragon, Drielli Peyerl, André Luiz Veiga Gimenes e Miguel Edgar Morales Udaeta</i>	
Capítulo IV - A renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás.....	63
<i>Dorival Suriano dos Santos Júnior, Anna Luisa Abreu Netto, Drielli Peyerl e Edmilson Moutinho dos Santos</i>	
Capítulo V - Caracterização do gás natural comprimido e do gás natural liquefeito em pequenas escalas .....	96
<i>Denis Martins Fraga, Drielli Peyerl e Edmilson Moutinho dos Santos</i>	

Capítulo VI - Novas fronteiras de expansão para o gás natural: o suprimento em pequena escala por meio da malha ferroviária brasileira .....	124
<i>Cylon Liaw, Anna Luisa Abreu Netto e Edmilson Moutinho dos Santos</i>	
Capítulo VII - Regulação de GNL: Análise do projeto Gemini no âmbito do STF .....	154
<i>Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Karina Ninni Ramos, Paola Mercadante Petry</i>	
Organizadores e Autores.....	181

LETRA CAPITAL

## Prefácio

### *Uma contribuição oportuna e bem-vinda*

A revolução do shale nos EUA e a massificação do uso do gás natural liquefeito (GNL) transformaram a realidade do gás natural nos últimos anos. O transporte por navios passou a substituir, com flexibilidade, os grandes gasodutos. O aumento da oferta fez os preços despencarem e o uso crescer. O GNL abundante passou a ser uma referência de preço em diferentes mercados. A transição para uma economia de mais baixo carbono já vinha impulsionando o consumo de gás, o chamado combustível de transição, quando surgiu a pandemia da COVID-19. Como consequência, mudanças comportamentais podem ser aceleradas. Grandes empresas do setor anteciparam ajustes na estratégia e buscam a condição de emissores neutros de carbono até 2050. Nesse cenário, o gás natural tem um papel central.

O fenômeno de valorização do gás também tinha chegado ao Brasil. A Petrobras investiu ao longo de décadas para desenvolver o mercado. E o gás começou a ganhar relevância na matriz energética brasileira a partir da construção do gasoduto Bolívia-Brasil na década de 1990. No entanto, as condições de contorno mudaram com o fim do monopólio. Agora, é necessário que exista um mercado aberto e competitivo, em que muitas empresas invistam e compitam.

Em função disso, no passado recente foi adotada uma série de ações de política energética e de regulação. Em 2018, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), mais de vinte anos depois do fim do monopólio estatal do petróleo, enviou ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) uma Nota Técnica sugerindo um conjunto de medidas para incentivar a concorrência no setor de gás natural. Também abriu uma série de Tomadas Públicas de Contribuição (TPCs), retomando a discussão sobre a regulação aplicável ao gás natural.

*Prefácio*

Em dezembro daquele ano, o governo publicou um decreto com o mesmo objetivo. Em 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou resolução que estabelece diretrizes para o aperfeiçoamento das políticas energéticas vigentes, estimulando a promoção da livre concorrência e a modernização do mercado brasileiro de gás. Antes, tinha instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. A ANP aprovou ações adicionais. As resoluções do CNPE e as medidas adotadas pela ANP enfrentaram, de forma estruturada, pela primeira vez desde que o monopólio foi extinto no Brasil, a realidade do mercado de gás, em que a Petrobras exercia forte dominância.

Essas iniciativas culminaram na celebração de um TCC (Termo de Compromisso de Cessação de Conduta) entre o CADE e a Petrobras. Por meio desse acordo, a Petrobras se compromete a conduzir, e vem adotando, uma série de providências que estão viabilizando a abertura do setor.

Para completar o processo de consolidação de um novo mercado de gás natural no Brasil, a nova Lei do Gás foi aprovada na Câmara dos Deputados e está prestes a ser apreciada pelo Senado Federal.

Nesse ambiente, uma publicação que trata das Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil é oportuna e bem-vinda. As ideias aqui apresentadas farão parte do necessário debate sobre o futuro do setor no País.

**Décio Oddone**

Rio de Janeiro, setembro de 2020.

## Capítulo I

---

# Reflexões introdutórias sobre as oportunidades e desafios do gás natural e gás natural liquefeito no Brasil

*Drielli Peyerl*

*Anna Luisa Abreu Netto*

*Edmilson Moutinho dos Santos*

**E**m 1922, descobriu-se no território brasileiro um novo combustível fóssil, o gás natural (GN). Porém, a falta de tecnologia, pessoal qualificado e a dificuldade de inserção do uso do gás na matriz energética ocasionou a ausência de investimento nesse setor por muito tempo à margem da busca e pesquisa por petróleo (PEYERL, 2019). Somente na década de 1960 o Brasil inaugura uma nova fase, tanto no processo de industrialização, como em investimento na plataforma continental por meio da Petrobras, empresa estatal instituída em 1953. A descoberta do primeiro poço *offshore* no campo de Guaricema (Sergipe), em 1968, e do primeiro campo com volume comercial em Garoupa (Bacia de Campos), em 1974, levou o Brasil a repensar o seu potencial de utilização do petróleo e do gás natural (MOUTINHO DOS SANTOS; PEYERL, 2019).

Em nível internacional, a crise global gerada pelas duas crises do petróleo na década de 1970 atingiu principalmente as economias caracterizadas pela dependência de importação de recursos externos. Essas crises afetaram a segurança energética do Brasil e impôs o racionamento de combustível por um período (LIMA, 1977; YERGIN, 2014). Neste período, o petróleo transforma-se em um importante instrumento de troca nas relações políticas internacionais (LIMA, 1977). Apesar da crise, o GN continuou a restringir-se a um papel secundário, em razão dos esforços quase totalmente concentrados na busca e exploração do petróleo nas áreas *onshore* e principalmente *offshore* do país (MOUTINHO DOS SANTOS; PEYERL, 2019; PEYERL, 2019).

A partir da década de 1980, o interesse pelo uso do GN aumenta de forma gradativa (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002). Um dos principais exemplos a ser citado é o Plano Nacional do Gás Natural conhecido como PLANGÁS, iniciativa essa configurada por meio do Ministério de Minas e Energia. O PLANGÁS, lançado em 1987 e implementado a partir de 1989, teve como objetivo principal a utilização do GN na substituição do diesel no transporte coletivo de passageiros e no transporte de carga (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 1989). O PLANGÁS, com metas secundárias, impactou diretamente o setor de transporte público, como táxis e ônibus, o que gerou efeitos na redução dos níveis de emissão veiculares decorrentes de seu uso em substituição ao diesel (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 1989). A primeira iniciativa formada pelo PLANGÁS não obteve resultados conclusivos (FGV, 2014).

A segunda fase do PLANGÁS iniciou-se em 1991, com objetivos mais amplos do que a primeira fase, objetivando a produção, distribuição e utilização do GN, com foco no setor de transporte, mas visava também ampliar a utilização do GN para outros setores (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 1991). Um dos focos dessa segunda fase concentrou-se em expandir a participação do GN, até o final de 2010, de 2% para 12% (FGV, 2014). A fase dois do PLANGÁS também tornou a Petrobras mais participativa com relação ao GN, para fins de distribuição e implantação de gasodutos com países vizinhos (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 1991).

Em 2006, a Petrobras lançou um outro PLANGÁS, denominado de Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (PLANGÁS), “contemplando projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural, com o objetivo de aumentar a oferta de gás natural para 55 milhões de metros cúbicos por dia (MMm<sup>3</sup>/dia) até o final de 2010” (FGV, 2014, p. 8)”. O plano estava diretamente relacionado à realização de obras de ampliação das suas instalações e da capacidade de processamento de gás (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 2007).

Como resultado de todo esse processo histórico de ampliação de participação do GN na matriz energética brasileira, a expansão do uso do GN concentrou-se em dois marcos importantes, os quais serão abordados no presente livro: - a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), tendo iniciado sua operação em 1999, e -

a descoberta das reservas no pré-sal, as quais passaram a ser exploradas em 2011. A construção do GASBOL, a partir de 1996, foi uma decorrência de anos de negociação entre o Brasil e a Bolívia, resultando em contratos de fornecimento de GN, os quais garantiram um abastecimento seguro do energético para o Brasil por mais de 20 anos (PIEDRAS, 2008). Por sua vez, a exploração das reservas do pré-sal aumentou gradualmente a produção nacional do GN, mas ainda encontra vários desafios para que o GN se torne economicamente mais atrativo, como a dificuldade de escoamento e a presença de grandes concentrações de CO<sub>2</sub> (MOUTINHO DOS SANTOS; PEYERL, 2019).

Embora nestes últimos 40 anos tenha havido uma expansão significativa do uso do GN, o Brasil não possui uma cultura de uso do GN, com exceção de alguns estados como São Paulo e Rio de Janeiro (MOUTINHO DOS SANTOS et al., 2007). A questão dos investimentos em infraestrutura, como a construção de gasodutos, e a falta de regulamentação direcionada a esse setor dificultam o uso do GN nesse processo de transição energética, o qual o Brasil e o mundo vêm passando.

Visto, atualmente, como uma fonte de energia de transição do petróleo para as energias renováveis, devido à baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE) em relação a outros combustíveis fósseis, desde a década de 1980 sua inserção na matriz energética brasileira e o debate sobre o seu uso têm sido pauta de inúmeras discussões no país, inclusive econômicas e políticas. De acordo com Moutinho dos Santos (2002, p. 93 e 94), o gás natural “tem uma vantagem ambiental significativa no que tange ao problema do efeito estufa. Em substituição aos demais combustíveis fósseis, o gás provoca uma grande redução de emissões de CO<sub>2</sub>”. Ou seja, o GN é uma alternativa estratégica para a transição energética por dois motivos: sua abundância, principalmente com a descoberta do pré-sal (2006), e vantagens ambientais.

O uso do GN como elemento para a transição energética tem sido alvo da política pública de diversos países, como o Japão (METI, 2018) e Holanda (KERN; SMITH, 2008). Embora existam acordos internacionais para a redução da emissão dos GEE, os combustíveis fósseis permanecerão como fontes de energia primária predominantes por um longo tempo e, entre eles, o GN apresentará a maior

taxa de crescimento anual, 2% (MOUTINHO DOS SANTOS et al., 2007). Portanto, o GN continuará seu caminho de participação crescente na matriz energética global, inclusive como substituto de combustíveis fósseis mais emissores de GEE como o carvão e o petróleo. Destaca-se ainda que, em 1980, o uso do GN representava 17% e espera-se que o consumo global de energia e sua participação cheguem a 22,6% em 2030. (MOUTINHO DOS SANTOS et al., 2007).

Apesar das descobertas de grandes reservas de GN nos últimos anos no Sudeste, o Brasil ainda precisa de fortes investimentos no setor de transporte desta fonte energética, como na construção de gasodutos. Além disso, “o gás natural, ao contrário do petróleo, é um produto mais seguro no que diz respeito à garantia de comercialização internacional. O fato de seu transporte exigir a construção de gasodutos cria compromissos firmes entre o supridor e o consumidor” (GOLDEMBERG; MOREIRA, 2005, p. 224). No caso dos gasodutos para relações bilaterais entre países, tem-se como exemplos, além do gasoduto Bolívia-Brasil, o gasoduto ligando o Canadá aos Estados Unidos e o gasoduto que conecta a Rússia à Alemanha (BP, 2020).

Por sua vez, o transporte de GN na sua forma liquefeita tem transformado o cenário do mercado internacional de GN. O transporte internacional de GNL é realizado principalmente por navios, aumentando, assim, as opções de exportação dos países produtores e viabilizando a entrada do energético em países que não possuem reservas de GN ou não tenham países vizinhos produtores (FGV, 2014). Evidencia-se, assim, que a exportação de GN de países produtores para consumidores ocorre principalmente de duas formas: por meio da construção de gasodutos e por transporte via gás natural liquefeito (GNL), como mencionado anteriormente.

Nos últimos vinte e cinco anos, o GNL tem desempenhado um papel central como um dos elementos que garantem a segurança do fornecimento de energia, com as emissões de GEE mais baixas e limpas dentre as fontes fósseis (WOOD, 2012). Atualmente, o comércio de GNL tem crescido de forma significativa em nível global, principalmente, em razão da oferta de GN e do seu processo de liquefação atrelados ao desenvolvimento de novas tecnologias. Alguns países da América da Latina, como Argentina,

Chile e Brasil, têm investido em infraestrutura de GNL, contornando alguns aspectos que envolvem a dependência do gás natural boliviano e visando ofertas competitivas de GN importado de outros países (CNO, 2016).

Além da sua importância para o mercado internacional, o GNL também pode ser uma alternativa para o escoamento interno do GN, principalmente para abastecer locais que não tenham uma estrutura de gasodutos. No caso brasileiro, foco desse livro, o anúncio da descoberta do pré-sal abriu um novo espaço de inserção do GN no mercado brasileiro, ainda cercado por problemas políticos e de regulação. Neste contexto, o GNL, no Brasil, pode vir a ter um papel importante e significativo como uma alternativa principalmente de fornecimento deste gás produzido no pré-sal ao mercado nacional, o que inclui usinas térmicas e mercado industrial, ainda acrescentando a opção de combustível de transporte, com uma economia de 20% ao consumidor final. (CONFEDERAÇÃO, 2016; MOUETTE et al. 2019).

O transporte de GNL por via terrestre pode ser realizado por caminhões ou trens, com a utilização, por exemplo, de contêineres (CNI, 2016). O transporte de GNL em pequena escala por contêineres pode trazer uma significativa flexibilidade logística para o GNL, permitindo a utilização de multimodais para o abastecimento de consumidores. No caso do transporte de GNL por caminhão, utilizando o modal rodoviário, possibilita-se o escoamento do gás para inúmeros destinos, facilitando a monetização do GNL. Por sua vez, o transporte de GNL por trens, tendo o Japão como primeiro país a desenvolver a tecnologia, tem vantagem sobre o modal rodoviário em longas distâncias, podendo ser uma interessante oportunidade para utilizar a estrutura ferroviária ociosa já existente no país (FGV, 2014; CNI, 2016).

No entanto, o GNL, no Brasil, enfrenta alguns problemas referentes às barreiras físicas e regulatórias, no qual se destaca o controle de gasodutos e terminais pela Petrobras. Em 2016, ações sob a iniciativa do Gás para Crescer, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), objetivou propor medidas concretas para melhorar o quadro regulatório do setor de GN, com vistas

à redução da participação da Petrobras no setor (GÁS ..., 2016). Dessa forma, o mercado brasileiro de GNL poderá ser marcado, nos próximos anos, pela diversificação de players e pela descentralização do fornecimento de combustíveis. Com isso, o GNL poderá ter a função de ajudar na introdução e difusão de GN nesse mercado (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002; MOUTINHO DOS SANTOS et al., 2007).

Dessa forma, o presente livro tem como objetivo elucidar as oportunidades e desafios da inserção do gás natural e do gás liquefeito no Brasil desdobrando-os por meio de uma análise aprofundada de alguns tópicos que circundam a temática, como: transição energética, logística, transporte em pequena-escala, relações geopolíticas, caracterização tecnológica, regulação, entre outros.

Cada capítulo deste livro apresenta aspectos que englobam o papel do GN no Brasil, com relação aos seguintes temas: a importância do gás natural para a transição energética atual brasileira; o processo de descentralização da geração de energia associado ao uso do GN; discussões sobre a possível renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil; caracterização do gás natural comprimido e do gás natural liquefeito em pequenas escalas; o suprimento em pequena escala do gás natural por meio da malha ferroviária; e por fim, uma visão do processo regulatório de GNL no Brasil, focando na decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) sobre o projeto Gemini.

Todos os temas mencionados acima serão pensados e analisados, com exemplificações em mapas e coleta de dados por meio de uma extensa pesquisa, a qual oferece um novo olhar sobre o uso do GN e GNL no país. Essa discussão está contida nas linhas abaixo e cabe ao leitor usufruir de todos esses dados e adotar a sua opinião, quebrando assim paradigmas incrustados sobre o uso do gás natural no país.

## Referências

BP. *Statistical Review of World Energy 2020*. 69th ed., 2020.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Gás natural liquefeito: cenários globais e oportunidades para a indústria brasileira / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília: CNI, 2016. 169 p.

*Capítulo I - Reflexões introdutórias sobre as oportunidades e desafios do Gás Natural e Gás Natural Liquefeito no Brasil*

- DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. Sexta-feira, 22 de dezembro de 1989. Seção I, p. 24101.
- DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, Segunda-feira, 1 de abril de 1991, p. 5884.
- DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, N. 182, quinta-feira, 20 de setembro de 2007, p. 75.
- CONFEDERAÇÃO Nacional da Indústria. *Gás natural liquefeito: cenários globais e oportunidades para a indústria brasileira*. Brasília: CNI, 2016. 169 p.
- GÁS para Crescer – Análise das contribuições*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia. Brasília, novembro de 2016.
- FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). Gás natural. *Cadernos FGV Energia*, Ano 1, n. 2, Novembro 2014.
- GOLDEMBERG, J.; MOREIRA, J. R. Política energética brasileira. *Estudos Avançados*, v. 19, n. 55, 2005.
- KERN, F.; SMITH, A. Restructuring energy systems for sustainability? Energy transition policy in the Netherlands. *Energy Policy*, v. 36, n. 11, p. 4093-4103, nov. 2008.
- LIMA, L. A. de O. Crise do petróleo e evolução recente da economia brasileira. *Revista de Administração de Empresas*, v. 17, n. 2, p. 29-37, 1977.
- METI. Japan's Gas Market Security. Japan: Ministry of Economy, Trade and Industry, 2018. Disponível em: <[http://aperc.iecej.or.jp/file/2018/3/19/O3\\_METI\\_Asuka\\_Nakamura\\_20180307\\_revised.pdf](http://aperc.iecej.or.jp/file/2018/3/19/O3_METI_Asuka_Nakamura_20180307_revised.pdf)>. Acesso em 12 jun. 2018.
- MOUETTE, D.; MACHADO, P. G.; FRAGA, D.; PEYERL, D.; BORGES, R. R.; BRITO, T. L.; SHIMOMAEBARA, L.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. Costs and emissions assessment of a Blue Corridor in a Brazilian reality: The use of liquefied natural gas in the transport sector. *Science of the Total Environment*, v. 668, p. 1104-1116, 2019.
- MOUTINHO DOS SANTOS, E. *Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil*. São Paulo: Annablume, 2002.
- MOUTINHO DOS SANTOS, E., FAGÁ, M. T. W., BARUFI, C. B.; POULALLION, P. L. Natural gas – The construction of a new civilization. *Estudos Avançados*, v. 21, n. 59, p. 67-90, 2007.
- MOUTINHO DOS SANTOS, E.; PEYERL, D. The incredible transforming history of a former oil refiner into a major deepwater offshore operator: blending audacity, technology, policy, and luck from the 1970s Oil crisis up to the 2000s Pre-salt discoveries. In: FIGUEIRÓA, S. F. de M.; GOOD, Gregory; PEYERL, Drielli. *History, Exploration & Exploitation of Oil and Gas*. Switzerland: Springer, 2019.
- PEYERL, D. *The Oil of Brazil*. Switzerland: Springer, 2019.
- PIEDRAS, R. Integração sul-americana: uma visão a partir da experiência com a Bolívia. *Oikos*. Rio de Janeiro: n. 9, Ano 7, p. 145-155, 2008.
- WOOD, D. A. A review and outlook for the global LNG trade. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 9, p. 16-27, 2012.
- YERGIN, D. A. *Busca: energia, segurança e a reconstrução do mundo moderno*. Rio de Janeiro: Intrínseca, 2014.

## Capítulo II

---

# O gás natural associado à transição energética e a descentralização da geração de energia no Brasil

*Mariana Oliveira Barbosa  
Drielli Peyerl*

## 1. Introdução

O gás natural (GN) é uma mistura de vários gases hidrocarbonetos, incluindo metano (entre 70% e 90%), etano, propano, butano e pentano, bem como dióxido de carbono, nitrogênio e sulfeto de hidrogênio, podendo variar amplamente devido à sua gênese e reservatório. Este composto possui como origem a decomposição de matéria orgânica, a qual fica armazenada em certas rochas chamadas de reservatórios (em poros pré-existent) e presa por outra rocha selante que não permite a passagem desses gases para a superfície. Ele apresenta uma grande gama de usos nos diferentes setores econômicos – industrial, residencial, comercial, de transporte – para desde compor processos como matéria-prima até a sua utilização como fonte energética.

Algumas vantagens associadas ao uso deste insumo concentram-se em: - combustível fóssil com menor impacto ambiental, isto é, emissão quase nula de particulados e menores concentrações de dióxido de carbono; - em muitos casos, apresenta vantagem econômica em comparação ao preço de outros combustíveis; - não necessita de grandes locais de armazenamento nos locais de uso e; - apresenta uma segurança no fornecimento, uma vez que há a distribuição contínua deste. Por esses e outros fatores, nota-se uma crescente demanda desta fonte primária de energia no mundo, a qual intensificou-se nos últimos anos em razão da possibilidade de transportar esse combustível no estado líquido (BP, 2019a). Outro motivo da crescente demanda está nas preocupações com as mudanças climáticas e

o uso de combustíveis com menor concentração de emissões (VAN FOREEST, 2010).

Na matriz energética brasileira, o uso do GN correspondeu a cerca de 12,5% da oferta interna de energia em 2018 (EPE, 2019). Esse montante é utilizado principalmente no setor industrial e para geração de energia elétrica, os quais representam, respectivamente, 47% e 37%. Na indústria, além de servir como matéria-prima, o GN é utilizado para processos térmicos. As áreas mais consumidoras são a siderúrgica, cerâmica e alimentícia. Já a demanda para a geração elétrica apresenta um caráter sazonal, tendo maiores valores no segundo semestre. Isso é devido aos períodos de ausência de chuvas nos reservatórios hídricos (principal fonte da matriz elétrica no país), impactando a produção de energia elétrica por essa fonte. Por consequência, gera-se a necessidade de acionamento das usinas térmicas, sendo aquelas à base de GN uma das primeiras a serem demandadas devido à ordem de prioridade estabelecida para uma maior eficiência financeira do sistema. Já os outros setores (automobilístico, residencial e comercial) representam apenas cerca de 11% do total consumido, quer seja por falta de infraestrutura do transporte de GN no país, quer seja pela competitividade de outros combustíveis (MME, 2019).

Com base no contexto acima mencionado, a crescente produção e demanda pelo GN no Brasil têm demonstrado que esse combustível fóssil tende a ter uma participação ativa dentro da matriz energética nos próximos anos. Com isso, o presente capítulo tem como intuito explorar os caminhos percorridos para o uso e inserção do GN no Brasil, e como novas tecnologias e disponibilidade do recurso moldam a sua inserção na matriz energética brasileira. Por fim, aborda-se a atual discussão dos caminhos a serem percorridos dentro do contexto de transição energética e descentralização na geração de energia elétrica utilizando-se do GN como elemento para uma matriz de baixo carbono.

## 2. Breve histórico da utilização do GN no Brasil

O consumo de gás no Brasil foi iniciado com a inserção deste insumo na iluminação pública na cidade do Rio de Janeiro (RJ), em 1851, com a assinatura do contrato pelo Barão de

Mauá (1813-1889), importante nome da economia e da industrialização no Brasil durante o período Imperial (1822-1889). Neste contrato, foi firmada a construção de uma fábrica para produção de gás a partir do carvão mineral e a construção de canalizações. Em 1854, nasceu a primeira empresa do setor na cidade do Rio de Janeiro, chamada Companhia de Iluminação a Gás (MORAES, 2003).

Em 1865, a Companhia de Iluminação a Gás foi comprada por uma empresa inglesa, a qual modificou seu nome para *Rio de Janeiro Gas Company Limited*. Em 1876, os serviços de distribuição de gás foram repassados para a empresa belga *Société Anonyme du Gaz* (SAG), até que, em 1910, a empresa *The Rio de Janeiro Tramway Light and Power Company* passou a controlar o capital da distribuidora. Nesse período, ocorreu uma importante troca na matéria-prima para produção de gás, quando processos químicos com a nafta tomaram o lugar do carvão mineral. Em maio de 1969, foi fundada a Companhia Estadual de Gás da Guanabara (CEG – GB), que passou a se chamar Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG), em 1974, quando o Estado da Guanabara foi extinto.

No estado de São Paulo, o uso do gás é associado ao desenvolvimento, sobretudo, da cidade de São Paulo, juntamente com o crescente comércio de café por volta do fim do século XIX e o início da industrialização por meio de iniciativas privadas. Neste contexto, os serviços públicos apresentaram uma tendência crescente de uso do gás em setores como: iluminação, transporte e abastecimento de residências (BARBOSA et al., 2008).

Em 1872, inaugurou-se a primeira usina de gás a partir do carvão na cidade de São Paulo pela companhia londrina *The San Paulo Gas Company Ltda*, a qual tornou-se responsável pela iluminação pública da cidade. No processo de produção, o carvão era queimado, a fração de vapor era liberada, purificada (retirada do alcatrão presente) e o gás era enviado a uma estrutura chamada gasômetro que auxiliava na manutenção da pressão constante nas linhas de distribuição para chegar aos pontos de consumo (BARBOSA et al., 2008). No entanto, devido às reivindicações populares, decisões do governo e aumento do preço do carvão mineral decorrente da I Guerra Mundial (1914-1918), a eletricidade

dade acabou adentrando e liderando o mercado de iluminação pública. Por este motivo, a *San Paulo Gas Company* modificou a sua estratégia de mercado direcionando-se para a oferta de gás no setor residencial (BARBOSA et al., 2008).

Dito isso, o autor do livro “Cozinha Modelo” – João Luiz Máximo da Silva identifica as principais mudanças que ocorreram na utilização do gás (até então oriundos da queima do carvão), por exemplo, em fogões residenciais, uma vez que a lenha começa a ficar mais escassa próxima a cidade de São Paulo devido ao processo de urbanização (ABRAHÃO, 2009). Em 1912, a empresa *São Paulo Tramway, Light e Power Company Limited (Light)* se incorporam à distribuidora de gás e um grande número de propagandas sobre as novas tecnologias de fogão a gás foram distribuídas, sobretudo, às famílias de média e alta renda - uma vez que a lenha ainda se encontrava bem competitiva economicamente (ABRAHÃO, 2009; BARBOSA et al., 2008).

No entanto, é importante notar que durante o início da distribuição do gás até o ano de 1988, a empresa *San Paulo Gas Company*, a qual tornou-se a atual COMGAS (Companhia da Gás de São Paulo), distribuíu um produto oriundo da nafta ou de outras matérias-primas, tais como azeite, gás de hidrogênio carbonado, carvão e outros (COMGAS, 2014; MORAES, 2003). A partir de 1988, o GN derivado da exploração dos reservatórios geológicos adentrou no mercado, sendo este distribuído pela empresa supracitada.

A descoberta do GN no Brasil ocorreu no ano em 1922, na cidade de Marechal Mallet, no Paraná, a partir da busca de petróleo no território brasileiro (PEYERL, 2019). No entanto, somente a descoberta e exploração de GN e petróleo no Recôncavo Baiano (Bahia), a partir de 1939, que estimulou o início de seu uso comercial no Brasil (MORAES, 2003). A crise do petróleo na década de 1970 e novas descobertas de GN em áreas *offshore* (e.g. Bacia de Campos) desencadearam o concreto investimento do Brasil para uma maior participação do GN na sua matriz energética (EPE, 2019).

Um dos marcos relevantes da participação crescente do GN na matriz energética ocorreu por meio do fornecimento advindo da Bolívia. Ambos os países entram em acordo para a construção de

um gasoduto e fornecimento do gás vindo da Bolívia em 1996<sup>1</sup>. A operação deste iniciou-se apenas em 1999, tendo como objetivos: - o estímulo a uma industrialização no interior do sudeste do Brasil; - a mitigação de problemas ambientais (sobretudo com a substituição de óleo combustível e outros combustíveis com altos índices de poluição pelo GN); - o suprimento de futuras termelétricas a GN e; - a diversificação do mercado consumidor do gás boliviano (GOSMANN, 2011; ROMITELLI, 2000).

Em 2006, o anúncio da descoberta do pré-sal geológico na costa sudeste do Brasil modificou os rumos e participação do GN em vários setores no Brasil, devido à existência de grandes quantidades de GN e petróleo nessa área. Porém, a exploração do pré-sal ainda é considerado um desafio, pois apresenta algumas limitações, como a distância da costa e grandes concentrações de dióxido de carbono (NUNES et al., 2017).

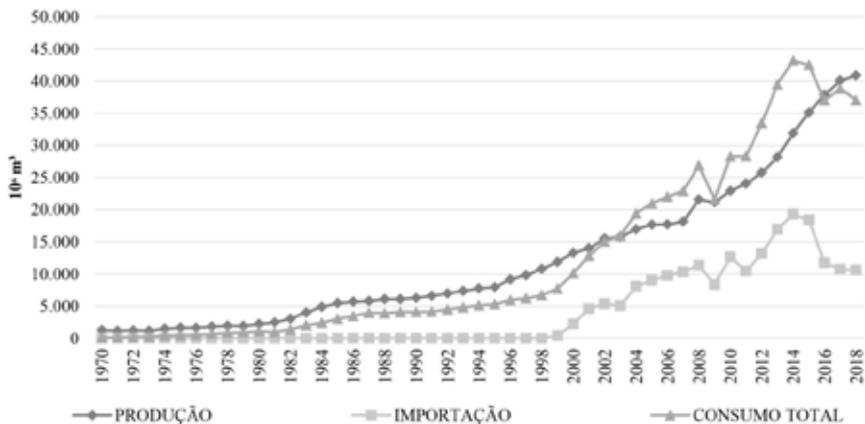
Segundo o último Balanço Energético Nacional, em 2018, o GN correspondeu a 12,5% da oferta interna de energia total no Brasil (EPE, 2019). No entanto, ao observar o período de 1970 a 2018, nota-se uma tendência crescente no consumo total de GN e na sua participação na matriz energética brasileira. Em 1970, o consumo de GN era de pouco mais de 100 Tep, representando menos de 1% da matriz energética e, em 2018, esse valor cresceu para 32.616 Tep, o que correspondeu a 12% da energia consumida<sup>2</sup> no Brasil (EPE, 2019). Na Figura 1, nota-se que o consumo crescente de GN no mesmo período é sustentado pela produção nacional, mas também pela importação, sendo possível perceber que a partir de 1999 a quantidade importada torna-se fundamental para o suprimento da demanda de GN no país.

---

<sup>1</sup> As questões relacionadas ao contrato entre Brasil e Bolívia para fornecimento de gás natural serão discutidas em profundidade no capítulo IV.

<sup>2</sup> O fator de conversão de m<sup>3</sup> para Tep para gás natural seco retirado da “Tabela VIII.10 – Fatores de Conversão para Tep médio” do Balanço energético nacional, 2019.

**Figura 1: Consumo total, produção nacional e importação (via gasodutos e gás natural liquefeito) de GN entre os anos de 1970 e 2018**

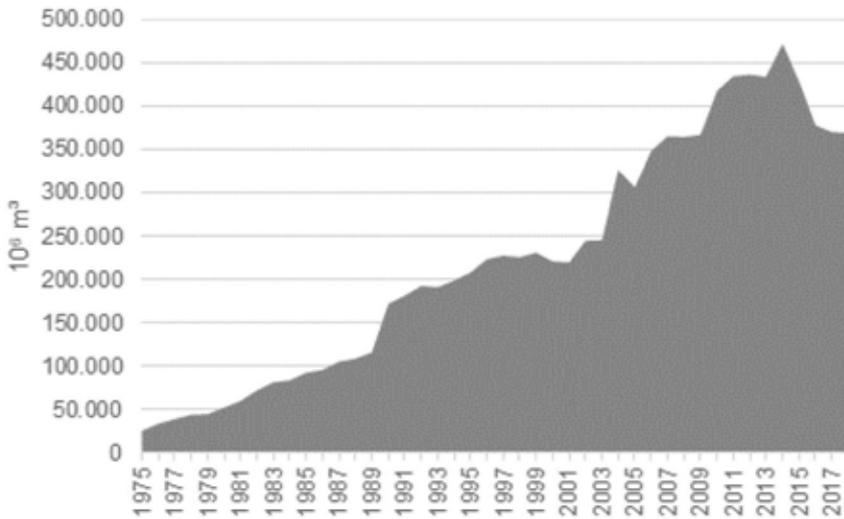


Fonte: Elaborado pelas autoras com base em EPE (2019a).

Verifica-se ainda três períodos importantes do crescimento do consumo de GN no Brasil. O primeiro momento refere-se ao início dos anos 80, quando o GN da Bacia de Campos começa a ser explorado, como já mencionado anteriormente. O segundo momento de crescimento decorre a partir do início da importação de GN vindo pelo gasoduto Bolívia-Brasil, em 1999. Por fim, o último impulso de crescimento do consumo e da proporção relativa do GN na matriz energética brasileira ocorre em 2011, quando inicia-se a exploração do pré-sal geológico brasileiro e a operação dos gasodutos de escoamento construídos nessa área.

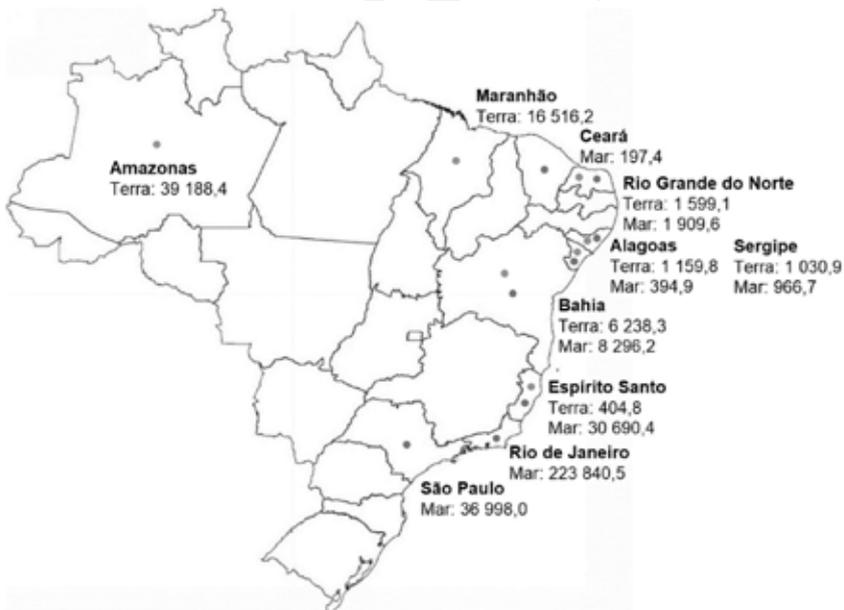
O aumento da produção nacional está diretamente ligado ao aumento do número de reservas provadas durante o período de 1975 a 2018, como é observado no gráfico a seguir (Figura 2). Os estados brasileiros que apresentaram as maiores reservas provadas em 2017 são: Rio de Janeiro (*offshore*), São Paulo (*offshore*), Amazonas (*onshore*), Espírito Santo (*offshore*) e Maranhão (*onshore*) (Figura 3). Os mesmos estados citados apresentam também as maiores porções de produção (ANP, 2018). O total de reservas provadas ainda teve um grande acréscimo em junho de 2019, quando foi anunciado por canais da mídia nacional que a Petrobras descobriu grandes reservatórios de GN entre os estados de Sergipe e Alagoas, com uma produção estimada de 20 milhões de metros cúbicos diários.

**Figura 2: Reservas provadas de GN entre o período de 1975 e 2018**



**Fonte:** Elaborado pelas autoras com dados do histórico do Balanço Energético Nacional disponíveis no acervo digital da Empresa de Pesquisa Energética.

**Figura 3: Reservas provadas de GN no ano de 2017 por estado no Brasil**



**Fonte:** Elaborado pelas autoras com dados da ANP (2018).

**Nota:** Os indicadores mais claros indicam as reservas provadas em mar e os indicadores mais escuros representam as reservas provadas em terra. Os valores representam as quantidades de GN por estado e ambiente (*onshore* ou *offshore*) e está na unidade de milhões de m<sup>3</sup>.

Um fator limitante para a expansão do GN no Brasil é a sua malha de transporte, a qual é reduzida em comparação ao grande potencial que se poderia atingir (Figura 4). Segundo Moraes (2003), o Brasil não ter desenvolvido uma malha de transporte e distribuição robusta decorreu do fato de que estas não foram pensadas junto às fases do processo de industrialização. Além disso, há um pequeno interesse público na questão e uma grande competitividade de preços deste energético com outros, sobretudo, a eletricidade. Em 2019, os gasodutos de transporte possuíam uma extensão de 9409,0 km (MME, 2019).

**Figura 4: Infraestrutura de transporte de GN no Brasil em 2020**



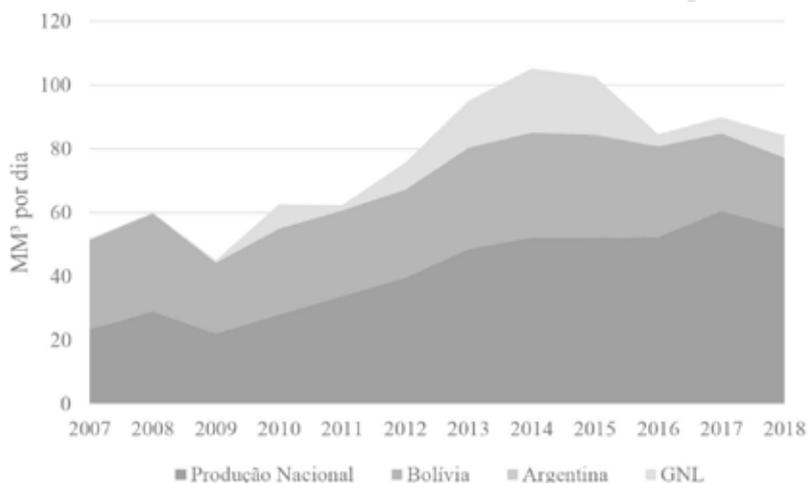
**Fonte:** Elaborado pelas autoras.

**Nota:** Nesta figura pode ser observada os gasodutos de transporte tanto em operação, em construção e em planejamento. Além disso, também podem ser observados as unidades de processamento de GN (segundo dados recentes do Anuário Estatístico da ANP, 2018 são 14 polos de produção) e os terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (que em operação são 4).

Com isso, uma aposta relevante para o fornecimento de GN e auxílio no transporte dentro do país está associado ao uso do gás natural liquefeito (GNL) em pequena e média escala trans-

portado por meio de caminhões e trens. Essa é uma opção, ao contrário dos gasodutos, sem altos custos amortizados, apesar de ser associada a maiores custos de operação. A Figura 5 apresenta o papel do GNL na oferta total de GN do país e como, a partir de 2011, tornou-se uma parcela fundamental para o suprimento da demanda nacional, utilizando os três pontos de regaseificação de GNL no litoral brasileiro em operação até então.

**Figura 5: Importância do gás natural liquefeito importado para suprir a oferta nacional total durante o período de 2007 a 2018**



**Fonte:** Elaborado pelas autoras a partir dos dados dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de GN do período já citado produzidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

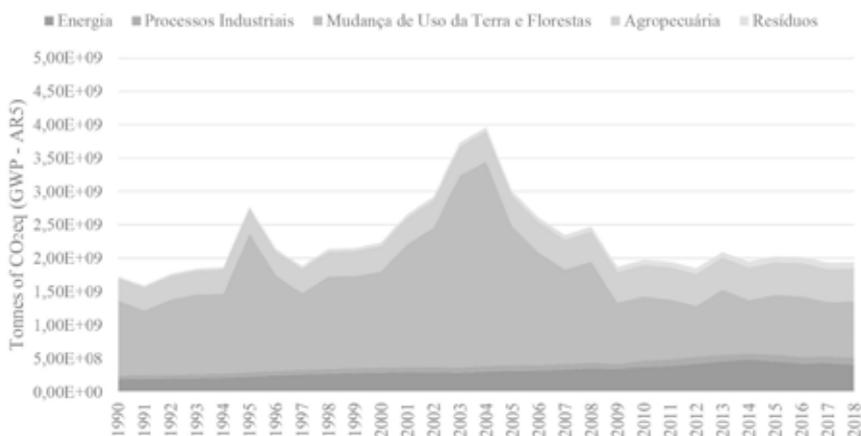
### 3. O gás natural no contexto de transição energética brasileira

A matriz energética brasileira é composta por uma grande porcentagem de fontes renováveis (cerca de 43%) (EPE, 2019), o que está muito distante do observado no cenário mundial, no qual a porcentagem de combustíveis fósseis chega a 81,0% (ENERDATA, 2018; IEA, 2019). No entanto, o Brasil continua como um dos quinze países que mais emitem Gases de Efeito Estufa (GEE) (RITCHIE; ROSER, 2017). Essa grande representatividade em relação às emissões de dióxido de carbono e gases

equivalentes vai na contramão dos dezessete objetivos de desenvolvimento sustentável criados pela Organização das Nações Unidas (ONU), os quais deverão ser implementados por todos os países do mundo até 2030, além dos acordos associados às mudanças climáticas firmados ao longo dos últimos anos desde a criação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), em 1988.

Quando o cenário é reduzido apenas para o Brasil observa-se que, diferente do que ocorre em grande parte dos países do mundo, a influência da mudança no uso da terra (desmatamento, por exemplo) faz-se muito mais relevante no total das emissões do que qualquer outra fonte (SEEG, 2019). Esse número tem apresentado uma tendência de redução desde 2005 (Figura 6). No entanto, quando se observa as outras fontes (agropecuária, energia, processos industriais e resíduos), percebe-se que há uma taxa de crescimento das emissões de CO<sub>2</sub> nos últimos anos, sobretudo no setor da energia (transportes, geração de energia elétrica, entre outros).

**Figura 6: Contribuição das diferentes fontes nas emissões totais (Mt) de dióxido de carbono no Brasil entre os anos de 1990 e 2017**



**Fonte:** Elaborado pelas autoras com dados retirado de SEEG (2018).

Diante de problemas decorrentes das mudanças climáticas, fica evidente a importância de medidas de redução das emissões de GEE nos diferentes setores (industrial, transporte, geração de energia elétrica). Uma das medidas que levam à mitigação das mudanças

climáticas no setor energético e que é uma tendência global é a transição energética para uma matriz que emita menos GEE.

O conceito de transição energética envolve a mudança de um sistema econômico, social e ambiental dependente de uma ou uma série de fontes de energia e tecnologias para outro (FOUQUET; PEARSON, 2012). Este processo está associado a três pilares, que são: (i) diminuição dos efeitos das mudanças climáticas que decorrem dos GEE emitidos pela queima de combustíveis fósseis; (ii) melhoria da saúde da população associada à diminuição da poluição do ar e (iii) segurança energética para garantia das crescentes demandas por energia em diferentes setores da economia, tanto no Brasil, quanto no mundo.

As definições acima citadas podem ter diferentes interpretações segundo outros autores. O'Connor define transição energética como um conjunto de mudanças no consumo de energia de uma sociedade e os impactos causados na disponibilidade do recurso e em toda a cadeia de suprimento do mesmo (O'CONNOR, 2010).

Em relação ao processo de mudança, este pode variar de velocidade dependendo do volume e intensidade das mudanças propostas e necessárias (SOVACOOOL, 2016). No geral, a transição abrange um grande número de mudanças em aspectos diferentes, como a alteração das fontes geradoras de energia, tecnologias e suas barreiras, políticas regulatórias, preços e tarifas e impactos ambientais (O'CONNOR, 2010).

Um outro ponto importante sobre transição energética está associado às motivações que levam à mudança no comportamento do uso das fontes primárias de energia. Em alguns momentos da história, observa-se que a escassez de um combustível foi o motivo preponderante para uma transição, como o caso do maior uso do etanol a partir de 1975 por meio do programa Proálcool, o qual ocorreu em resposta à crise do petróleo de 1973 e aos altos preços que o Brasil pagava por combustível, uma vez que importava 80% do petróleo consumido (LEITE; LEAL, 2007). Sovacool (2016) também cita o desenvolvimento e utilização do carro *flex* pelos brasileiros como um processo de transição energética, o qual foi motivado por incentivos fiscais do governo brasileiro ao reduzir impostos e taxas sobre o preço do álcool.

Atualmente, diferente das motivações já citadas, percebe-se que um dos grandes impulsionadores da mudança na matriz

energética mundial é essa transição voltada a uma economia de baixo carbono, em razão dos acordos mundiais e preocupações climáticas (GIELEN et al., 2019; KERN; SMITH, 2008; SHELL, 2018). Diversos países têm se importado cada vez mais com a diminuição no uso de GEE, uma vez que estas são pautas decorrentes de encontros de diferentes nações, como é o exemplo do Acordo de Paris (UNFCCC, 2015).

Neste contexto de necessidade de diminuição da emissão de GEE, o GN pode ser entendido como um elemento para auxiliar a transição energética brasileira. O GN, além de emitir menos GEE do que o petróleo e o carvão mineral, apresenta um alto valor energético, contribui para a mitigação das questões ambientais, e ainda fornece segurança energética e econômica para o país. Ressalta-se ainda que, a história brasileira com o GN, como um fator cultural, também contribui para o uso desta fonte como elemento de transição (MOUTINHO DOS SANTOS, 2008).

Além disso, com a necessidade de uma maior incorporação de fontes renováveis na matriz elétrica no país, o GN tem atuado como uma fonte de produção elétrica que assegura a oferta, uma vez que todas as fontes renováveis apresentam a intermitência como fator negativo aos seus usos. Ou seja, o GN permite de forma segura uma maior entrada das fontes renováveis convencionais e não-convencionais nos diversos setores.

#### 4. Descentralização da geração de energia

A descentralização de um sistema energético envolve a sua autonomia de gestão de informações, decisões e execução independente dos outros sistemas (PALENSKY, 2001 *apud* ALANNE; SAARI, 2006) junto a um cenário no qual ao invés do fornecimento de energia ser oriundo e concentrado nas grandes usinas produtoras de energia elétrica, o suprimento fica então dividido em pequenas usinas de geração distribuídas geograficamente mais próximos aos centros de consumo. Alguns pontos importantes desse contexto são relacionados às responsabilidades que são passadas de um local central para as diversas regiões, assim como as necessidades de recursos humanos, desenvolvimento de tecnologia e auto-

mação locais para operação desse sistema e questões relacionadas ao financiamento dessas instalações. Os sistemas apresentam níveis de descentralização, uma vez que, em geral, costumam ocorrer em paralelo a um sistema centralizado (ALANNE; SAARI, 2006).

A Geração Distribuída (GD) ainda se apresenta como um conceito com algumas divergências em sua definição, sobretudo em aspectos relacionados à localização da estrutura de geração e onde essa parcela de energia gerada será entregue (linhas de transmissão, distribuição ou direto ao consumidor), especificações da potência e entre outras características (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2014). Para tanto, utiliza-se a definição genérica proposta por (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001, p. 203): “Geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente a linhas de distribuição ou ao lado do consumidor”.

Em um cenário onde o uso de geração distribuída seja intensificado nota-se que os custos com linhas de transmissão de eletricidade de alta voltagem tornem-se menos necessárias, enquanto centros de geração conectados a redes de distribuição ou ao consumidor tornem-se mais oportunos. Com isso, a complexidade das linhas de transmissão será reduzida, assim como a grande centralização de decisões técnicas, políticas e econômicas em grandes centros (DI SILVESTRE et al., 2018).

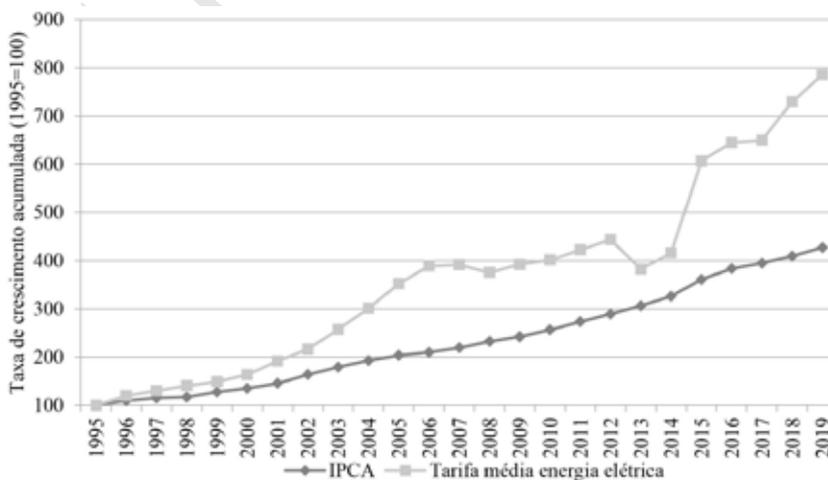
Algumas outras vantagens desse formato podem ser citadas, sendo elas: - redução das perdas ocorridas durante os processos de transmissão em relação a extensas linhas; - maior uso de fontes renováveis ou combustíveis fósseis mais limpos (como, por exemplo, GN) para geração de energia; - conseqüentemente, redução na emissão de GEE para a atmosfera; - melhor manejo na produção para atender às necessidades locais, inclusive proporcionando uma segurança energética para empresas que gerem sua própria energia com pequenas estações produtoras, e; - estímulo para o desenvolvimento e disseminação do conceito de eficiência energética na população para impulsionar atitudes mais racionais de todos (WADE, 2006). Por fim, também permite que comunidades isoladas tenham acesso à energia elétrica.

A geração distribuída apresenta-se ainda como um importante mecanismo de suprimento de eletricidade em um momento onde o seu consumo tem crescido, além da demanda por energia

em geral. Segundo o relatório anual da BP (BP, 2019b), o crescimento da produção de eletricidade no mundo durante o período de 2007 e 2017 foi de 2,5% ao ano. Quando o cenário é restrinvido ao Brasil, o valor de crescimento no mesmo período é de 2,8%. As previsões estimadas para o Brasil no Plano Decenal de Energia para 2029 (EPE, 2019a) também mostram um aumento em 2029 em relação ao ano de 2019, passando de 18% dos 263 MTep consumidos no ano de 2019 para 20,3% dos 336 MTep previstos para consumo em 2029, sobretudo devido à retomada de indústria e ao setor comercial.

Por fim, é importante notar que durante os últimos anos, o gráfico de crescimento dos preços médios da tarifa de energia elétrica em nível nacional apresenta um descolamento em relação ao gráfico que representa o crescimento dos valores de IPCA (Índice de Preços ao Consumidor), que é um dos indicadores mais representativos da inflação. Como pode ser observado na Figura 7, esse descolamento é devido às diferentes taxas de crescimento. Enquanto a taxa de IPCA teve um crescimento de 6,2% ao ano durante o período de 1995 e 2019, a taxa de crescimento da tarifa média de energia elétrica teve o valor de aproximadamente 9,0% ao ano.

**Figura 7: Relação entre as taxas de crescimento do IPCA (inflação) e da tarifa média de energia elétrica vendida no país com os tributos associados**



**Fonte:** Elaborado pelas autoras com dados retirados de ANEEL (2019a), IBGE (2020) e Sousa (2005)

Observa-se ainda na figura 7 que em 2013 há uma queda no preço da tarifa devido a uma medida provisória tomada pelo governo federal com o objetivo de reduzir para o consumidor final a tarifa de energia elétrica, tendo como finalidade uma garantia maior no acesso e que o setor produtivo pudesse tornar-se mais competitivo auxiliando a melhoria da economia. Para tanto, dois encargos que compõem a tarifa de energia elétrica foram eliminados, sendo eles: CCC (Conta Consumo Combustível), responsável pelo subsídio de geração de energia elétrica em sistemas isolados, e RGR (Reserva Geral de Reversão), o qual auxilia na reversão de ativos ao poder concedente no fim de contratos de concessão e em programas de expansão e melhoria do sistema elétrico. Também houve a diminuição do encargo chamado de Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que financia o desenvolvimento do setor energético nos diferentes estados, o acesso à energia àqueles de baixa renda e o desenvolvimento de diversas tecnologias (DIEESE, 2015).

Porém, no ano seguinte, 2014, sobretudo no estado de São Paulo, ocorreram perturbações nos abastecimentos de reservatórios utilizados pelas usinas hidroelétricas brasileiras. Com isso, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) limitou o despacho de usinas hidrelétricas, como forma de precaução aos reservatórios de água, e realocou a obtenção de energia elétrica para outra fonte, as termelétricas, que são mais caras em comparação às hidrelétricas.

Por fim, em 2015, há um grande crescimento da tarifa de energia elétrica, uma vez que o governo federal permitiu que os custos adicionais com a geração de energia elétrica por meio das termelétricas fossem repassados ao consumidor final com a adoção da política das bandeiras tarifárias e uma revisão tarifária para restabelecimento da ordem econômico-financeiras das distribuidoras. Com isso, é possível notar um potencial incentivador indireto das práticas de descentralização, uma vez que a tarifa da energia elétrica se faz mais cara pela necessidade do acionamento das usinas termelétricas.

Em junho de 2019, a micro e minigeração distribuída chegou ao patamar de 1GW de potência instalada, sendo que cerca de 87% dessas são associadas aos painéis fotovoltaicos e 8% a centrais geradoras hidráulicas (CGHs) (ANEEL, 2019b). Micro e minigeração são associadas com instalações onde o cliente utiliza geradores de

pequena capacidade em sua unidade consumidora. Por definição, a microgeração distribuída é a central geradora de energia elétrica cuja potência instalada é de até 75kW e inclui a geração por fontes renováveis e cogeração qualificada (definida pela resolução normativa na ANEEL nº 235 de 2006) e a minigeração distribuída são instalações onde a potência instalada é maior que 75 kW e menor ou igual a 3MW (quando a fonte é hídrica) ou 5MW (quando a fonte é renovável ou a partir de cogeração qualificada) (ANEEL, 2017).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019a), alguns fatos auxiliam o aumento de investimentos em geração distribuída para os próximos anos como, por exemplo, a diminuição do custo das tecnologias e a regulamentação desse setor, além do fator já exposto de alto valor das tarifas médias de energia elétrica. No entanto, algumas questões ainda estão em aberto sobre, por exemplo, a tarifação necessária sobre a geração distribuída de forma justa para a sociedade e distribuidoras - para tanto, algumas consultas públicas foram feitas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Segundo a projeção realizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Expansão de Energia de 2029 (PDE 2029) em relação ao futuro da micro e minigeração - levando em consideração uma tarifa binômica que é projetada para ser aplicada a partir do ano de 2022 - pode ser observado um crescimento mais elevado em relação ao Plano Decenal de Expansão de Energia de 2027 (PDE 2027) nos anos anteriores a 2022. A explicação disso é devido à uma forma de fuga da norma atualizada. No entanto, com a implantação da tarifação, o crescimento da geração instalada é desacelerado e só volta a se recuperar nos últimos anos do período estudado devido à diminuição dos preços da tecnologia e difusão da prática desta pela sociedade (EPE, 2019a).

Também é mencionado no PDE 2029 que até 2029 a capacidade instalada será de 11,4GW, o que exigirá um investimento de R\$5 bilhões de reais e gerará cerca de 2,3% da carga nacional. A maior parte da capacidade instalada é associada aos painéis fotovoltaicos (86%), mas a energia gerada apresenta uma maior divisão na qual fotovoltaica corresponde a 63%, pequenas hidrelétricas a 19%, termelétrica à GN e biomassa a 16% e fontes eólicas a 2% (EPE, 2019a).

Portanto, a geração distribuída apresenta-se como uma opção que está em ascensão no Brasil, uma vez que a capacidade instalada apresenta valores crescentes. Essa escolha acaba trazendo várias vantagens para o consumidor, sobretudo através de um melhor manejo da oferta e demanda, além de evitar perdas por longas transmissões. Apesar da fonte fotovoltaica obter a maior procura, o GN também pode adentrar nesse processo, sobretudo por não apresentar uma intermitência inerente, o que incentivaria a procura a partir de estabelecimentos comerciais e industriais, por exemplo, que apresentam um maior rigor de demanda.

## 5. Conclusões

Como verificou-se no decorrer desse capítulo, a utilização do gás no Brasil, iniciada no fim do século XIX, foi oriunda de algumas outras matérias-primas como o carvão, azeite, nafta, entre outros. Isso permitiu o início da criação de infraestrutura de distribuição para comportar as maiores ofertas que são advindas de reservatórios geológicos. Apenas por volta dos anos 80, há o início da produção e exploração da Bacia de Campos fomentados pela insegurança de suprimento ocasionado pela crise do petróleo. No entanto, a partir desse momento, outras fontes de grande potencial de oferta foram incorporadas: o gasoduto Bolívia-Brasil, que permitiu a entrada do gás boliviano no Brasil e a descoberta do pré-sal geológico. Além desses, atualmente, observa-se em contexto mundial que o transporte por navios e outros modais não convencionais permitem que o GNL auxilie numa maior inserção deste combustível fóssil na matriz energética.

Tanto o escoamento do GN vindo dos reservatórios do pré-sal via gasodutos, quanto o uso do GNL vindo de outros locais do mundo (por exemplo, Nigéria, Holanda, Trinidad e Tobago, Noruega, Angola e Estados Unidos), como visto em gráficos do capítulo (Figura 1 e 5), têm sido importantes fontes de oferta do GN no Brasil. Contudo, é necessário o investimento em uma maior infraestrutura no país, quer seja para gasodutos de escoamento, centrais de regaseificação ou até mesmo em modais não convencionais para transporte para o interior do país.

Além disso, a transição energética e a geração distribuída são duas das tendências mundiais para auxiliar no atingimento aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável criados pela ONU, além dos acordos mundiais para a diminuição dos impactos das práticas antropogênicas nas mudanças climáticas que impactam inclusive o Brasil. Para tanto, o GN entra como um importante agente, uma vez que apresenta um caráter seguro de fornecimento e garantia de uma menor emissão de gases de efeito estufa se comparado ao óleo combustível e ao carvão mineral. No Brasil, esse início da entrada do GN já pode ser percebido tanto no setor elétrico - quer seja nas térmicas de grandes capacidades instaladas ou ainda incipiente na geração distribuída - como no setor industrial.

A partir da importância do GN do Brasil mostrada nesse capítulo e de como este insumo pode ajudar o país a se aproximar dos objetivos definidos para um contexto mais sustentável nos próximos anos, os capítulos a seguir irão abordar diversos temas relacionados ao GN, inclusive a discussão sobre oportunidades de maior desenvolvimento da infraestrutura de transporte em diferentes modais, auxiliando numa melhoria de garantia de suprimento para o mercado consumidor.

## Referências

ABRAHÃO, E. M. Cozinha modelo: O impacto do gás e da eletricidade na casa paulistana (1870-1930). *Revista Brasileira de Historia*, v. 29, n. 58, p. 505-509, 2009. DOI: 10.1590/S0102-01882009000200014.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.

ANEEL. *Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012*, 2017. Disponível em: [http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Documents/FAQ\\_GD.pdf](http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Documents/FAQ_GD.pdf). Acesso em: 24 nov. 2019.

ANEEL. *Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média - Classe de Consumo*. 2019a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>. Acesso em: 24 nov. 2019.

ANEEL. *Brasil ultrapassa marca de IGW em geração distribuída*. 2019b. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-Igw-em-geracao-distribuida/656877](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-Igw-em-geracao-distribuida/656877). Acesso em: 05 out. 2019.

ANP. *Anuário estatístico 2018*. 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2018>. Acesso em: 10 out. 2019.

- ALANNE, K.; SAARI, A. Distributed energy generation and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 10, n. 6, p. 539–558, 2006. DOI: 10.1016/j.rser.2004.11.004.
- BARBOSA, A. A. F.; FERRAZ, L. M.; ARIZA, M. B. de A.; SILVA, P. S. Da; MATTOS, R. De. *O gás como energético no Estado de São Paulo*. São Paulo, 2008.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy June 2019*, 2019a. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 24 nov. 2019.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy Statistical Review of World*. 2019b. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2019.
- COMGAS. *Relatório Institucional*. São Paulo. Disponível em: [https://www.comgas.com.br/wp-content/uploads/2017/05/RIP-2014\\_1-Institucional-versao-marco-2014.pdf](https://www.comgas.com.br/wp-content/uploads/2017/05/RIP-2014_1-Institucional-versao-marco-2014.pdf). Acesso em: 31 ago. 2020.
- DI SILVESTRE, M. L.; FAVUZZA, S.; RIVA SANSEVERINO, E.; ZIZZO, G. How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 93, n. February, p. 483–498, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.05.068.
- DIEESE. *Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil. Nota Técnica 147*. 2015. Disponível em: <https://www.dieese.org.br/notatecnica/2015/notaTec147eletricidade.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2019.
- EPE. *Balanco Energético Nacional - Séries Históricas Completas*. 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 10 out. 2019.
- EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Rio de Janeiro. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=a18d104e-4a3f-31a8-f2cf-382e654dbd20&groupId=36189](http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a18d104e-4a3f-31a8-f2cf-382e654dbd20&groupId=36189). Acesso em: 10 out. 2019.
- EPE. Balanço Energético Nacional. *EPE - Empresa de Pesquisa Energética, [S. l.]*, p. 303, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>. Acesso em: 10 out. 2019.
- ENERDATA. *Total energy consumption*. 2018. Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>. Acesso em: 10 out. 2019.
- FOUQUET, R.; PEARSON, P. J. G. Past and prospective energy transitions: Insights from history. *Energy Policy*, v. 50, p. 1–7, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.08.014.
- GIELEN, D.; BOSHELL, F.; SAYGIN, D.; BAZILIAN, M. D.; WAGNER, N.; GORINI, R. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, v. 24, p. 38–50, 2019. DOI: 10.1016/j.esr.2019.01.006.
- GOSMANN, H. L. *Integração gasífera na América do Sul: Estudo dos casos dos gasodutos Bolívia-Brasil (GASBOL) e Lateral-Cuiabá no contexto das relações bilaterais Bolívia-Brasil*. Universidade de Brasília, p. 53, 2011.
- IEA. *IEA Atlas of Energy*. 2019. Disponível em: <http://energyatlas.iea.org/#/info/map>. Acesso em: 15 fev. 2020.
- IBGE. *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA*. 2020. Disponível em: <https://www.portalbrasil.net/ipca.htm>. Acesso em: 20 fev. 2020.

*Capítulo II - O Gás Natural associado à transição energética e a descentralização da geração de energia no Brasil*

KERN, F.; SMITH, A. Restructuring energy systems for sustainability? Energy transition policy in the Netherlands. *Energy Policy*, v. 36, n. 11, p. 4093–4103, 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.018.

LEITE, R. C. de C.; LEAL, M. R. L. V. O biocombustível no Brasil. *Novos Estudos CEBRAP*, n. 78, p. 15–21, 2007. DOI: 10.1590/S0101-33002007000200003.

MME. *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural de dezembro de 2019*. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 20 fev. 2020.

MORAES, Suzy Elaine Gasparini De. *O mercado de gás natural no Estado de São Paulo: histórico, cenário, perspectivas e identificação de barreiras*. 2003. Universidade de São Paulo, 2003.

MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson. A regulação de gasodutos no Brasil: o difícil equilíbrio entre competição e desenvolvimento do mercado. In: NETO, Francisco Anuatti; MELLO, Marina Figueira De (org.). *Regulação da Infraestrutura no Brasil*. São Paulo. p. 87–118.

NUNES, L.; BOTELHO, F.; COSTA, F.; WAEGER, L.; DE ALMEIDA, E.; COLOMER, M.; VITTO, W. A. C. *Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas*. 2017. Disponível em: [https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/02/2017\\_TD\\_Gas\\_do\\_Pre\\_Sal\\_Oportunidades\\_Desafios\\_e\\_Perspectivas.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/02/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas.pdf). Acesso em: 31 jan. 2019.

O'CONNOR, Peter A. *Energy Transitions*. Boston University, v. 207, 2010.

PEYERL, D. *The Oil of Brazil: Exploration, Technical Capacity, and Geosciences Teaching (1864-1968)*. Switzerland: Springer Nature, 2019. DOI: 10.1007/978-3-030-13884-4.

RITCHIE, H.; ROSER, M. *CO2 and Greenhouse Gas Emissions*. 2017. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>. Acesso em: 13/02/2020.

ROMITELLI, M. S. Energy Analysis of the New Bolivia-Brazil Gas Pipeline (Gasbol). In: BROWN, Mark T. (org.). *Energy Synthesis: Theory and Applications of the Energy*. Methodology Gainesville: The Center for Environmental Policy Department of Environmental Engineering Sciences University of Florida, 2000.

SEEG. *São Paulo - 2018*. 2019. Disponível em: <http://plataforma.seeg.eco.br/territories/sao-paulo/card?year=2018&cities=false>. Acesso em: 07/03/2020.

SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. De T.; OLIVEIRA, M. A. G. Discussão Conceitual E Nova Definição. *Revista Brasileira de Energia*, v. 14, n. 1, 1º Sem. 2008, p. 47–69, 2014.

SHELL. Sky - Alcançando as metas do acordo de paris. *Sky*, 2018. Disponível em: <https://www.shell.com.br/energia-e-inovacao/futuro-da-energia/sky-scenery.html#iframe=L1dIYkFwcHMvU0tZX2Fzc2V0cy9pbmRleC5odG1s>. Acesso em: 31 ago. 2020.

SOUSA, F. J. R. De. A Evolução das Tarifas de Energia Elétrica e do Salário Mínimo. *Câmara dos Deputados*, 2005.

SOVACOO, B. K. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. *Energy Research and Social Science*, v. 13, p. 202–215, 2016.

DOI: 10.1016/j.erss.2015.12.020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2015.12.020>.

UNFCCC. UNFCCC Decision 1/CP.21: Paris Agreement. Jan. 2015, p. 32. Disponível em: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf>. Acesso em: 03/06/2019.

VAN FOREEST, F. *The role of natural gas in the Dutch energy transition: towards low-carbon electricity supply*. Oxford Institute for Energy Studies, v. NG 39, 2010.

WADE. *World Survey of Decentralized Energy*. 2006. Disponível em: [http://www.localpower.org/documents/report\\_worldsurvey06.pdf](http://www.localpower.org/documents/report_worldsurvey06.pdf). Acesso em: 31/01/2019.

LETRA CAPITAL

### Capítulo III

---

## Regulação do mercado de gás no Brasil: o uso termoeletrico e o aproveitamento do gás do pré-sal

*Vinicius Oliveira da Silva*

*Stefania Gomes Relva*

*Marcella Mondragon*

*Drielli Peyerl*

*André Luiz Veiga Gimenes*

*Miguel Edgar Morales Udaeta*

### 1. Introdução

A necessidade de geração despachável de energia elétrica na base da matriz frente ao crescimento do uso de fontes renováveis variáveis em diversos países (IEA, 2017a) faz da combinação das indústrias de gás e energia elétrica um caminho para o desenvolvimento sustentável (UDAETA et al., 2010). Uma combinação balanceada de eletricidade gerada a partir de fontes como o gás natural (GN) e renováveis pode ajustar as ações de geração com base na otimização contínua da disponibilidade de recursos, custos de combustível e requisitos de emissão (VAHL; FILHO, 2015). Porém, é necessário implementar um desenho de mercado que defina a forma como o gás, o transporte e os serviços auxiliares são comercializados (VAZQUEZ; HALLACK; GLACHANT, 2012a). Sendo assim, é fundamental a implantação de um arranjo institucional que impulse o transporte e carregamento do GN e que, por sua vez, impacte o mercado de gás como um todo (VAZQUEZ; HALLACK, 2015).

No contexto brasileiro, as maiores reservas e produção de GN encontram-se em área *offshore*, pós-sal e pré-sal (ANP, 2020). O escoamento de gás do pré-sal ocorre por meio de dois gasodutos *offshore*, denominados de Rota 1 e Rota 2, concomi-

tante à implantação de um terceiro gasoduto, a Rota 3. Mesmo com a operação dessas duas rotas, a reinjeção do GN triplicou no período de 2010 a 2016 (IBP-UFRJ, 2017) em decorrência da necessidade técnica do processo de extração e produção de petróleo e, em função das condições econômicas que vêm reduzindo a sua demanda (ANP, 2020; EPE; MME, 2019). Essa redução impacta a viabilidade financeira da cadeia de produção que é intensiva em capital, ou seja, o investimento só ocorre se houver sinalização de demanda de longo prazo, segurança jurídica e regulatória suficiente para que a percepção de risco do investidor seja tal que ele conclua pela viabilidade econômica do empreendimento. Neste sentido, o setor elétrico pode ser visto como uma âncora de demanda para o mercado de gás, viabilizando-o no longo prazo, uma vez que a vida útil de térmicas a gás de ciclo combinado gira em torno de 30 anos (SPATH; MANN, 2000).

Atualmente, as térmicas são responsáveis por 33% do consumo final energético de GN e o setor industrial, o principal consumidor do país, responsável por 54% (EPE; MME, 2019). Contudo, a viabilização de novas térmicas a gás enfrenta desafios relacionados: (i) à expansão da malha de transporte de gás; (ii) à falta de regulamentação consolidada da cadeia de GN; (iii) aos problemas de logística e infraestrutura de transporte do GN e; (iv) à necessidade de comprovação da disponibilidade do combustível para a obtenção da habilitação da usina para participação nos leilões de energia (RELVA et al., 2020).

Diversas discussões sobre a reforma do setor de gás e do setor elétrico tem ocorrido no país ao longo de 2019 e 2020, dentre elas: (i) o Projeto de Lei do Senado PLS nº 232 de 2016, que trata de um novo marco regulatório para o setor elétrico e abre caminho para um mercado livre de energia com a possível portabilidade da conta de energia entre distribuidoras e a separação na venda de lastro e energia (SENADO FEDERAL, 2020); (ii) o recente PL nº 3.975 de 2019 aprovado pelo senado, que trata da repactuação do risco hidrológico, o GSF<sup>1</sup>, e da destinação da receita advinda da comercialização do petróleo, do

---

<sup>1</sup> Sigla em inglês para Generation Scaling Factor

GN e outros hidrocarbonetos destinados à União (SENADO FEDERAL, 2019a) e; (iii) o PL nº 5.878 de 2019, que trata dos incentivos e limites da geração distribuída (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2019).

Destaca-se ainda, o PLS nº 3.178 de 2019, que revoga o direito de preferência da Petrobras nas licitações no regime de partilha de produção de petróleo, gás e hidrocarbonetos líquidos e garante ao CNPE<sup>2</sup>, assessorado pela ANP<sup>3</sup>, a decisão sobre o regime jurídico de exploração e produção (E&P) de petróleo e GN a ser adotado nos leilões do Pré-sal (SENADO FEDERAL, 2019b). Segue também, em relatoria, uma nova versão de texto para o Código Brasileiro de Energia Elétrica (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2020a). E, por fim, foi aprovado em 1º de setembro de 2020, pela Câmara dos Deputados, o PL nº 6.407 de 2013, o qual trata do novo marco regulatório do mercado de GN no Brasil (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2020b).

Os efeitos desses PL's nos setores de energia elétrica e de gás dependerão da aprovação final desses PLs, com os possíveis vetos que poderão ocorrer, e de como eles serão regulados futuramente. Dessa forma, o foco deste capítulo concentrou-se na sistematização do histórico de regulação do mercado de gás no Brasil e na discussão de quais os possíveis impactos e benefícios na relação setor elétrico e setor de gás a partir do novo modelo de mercado de gás que deve se formar nos próximos anos no país em virtude dos avanços do PL nº 6407 de 2013. Para isso, esse capítulo é dividido em 5 seções, sendo essa a primeira. Na segunda, o histórico de regulação do setor de GN no Brasil e a sua relação com a termoeletricidade são sistematizados. Na terceira discutimos as principais alterações legais da regulação do setor de gás a partir de 2013. Na quarta apresentamos um quadro comparativo dos principais marcos legais da regulação do setor de gás no Brasil discutindo como se deve dar a dinâmica entre os setores de gás e eletricidade para os próximos anos. Finalmente, a última apresenta as considerações finais.

---

<sup>2</sup> Conselho Nacional de Política Energética.

<sup>3</sup> Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

## 2. Regulação do setor de GN no Brasil e a geração termelétrica

O início da indústria do GN se estruturou exclusivamente pelos planos de expansão da Petrobras, que ora atua com base em estratégias de negócios, ora como agente de políticas públicas (SANTOS, 2016). As recentes mudanças institucionais na indústria brasileira de GN ocorreram nas últimas três décadas (MATHIAS; SZKLO, 2007). A primeira mudança, com a Lei nº 9.478 de 1997 (Lei do Petróleo), a qual foi criada em conjunto com o GASBOL (gasoduto Bolívia-Brasil), trouxe a abertura econômica para o setor de GN. A segunda, com a Lei nº 11.909 de 2009 (Lei do Gás), teve como principal objetivo concentrar-se em aumentar a concorrência tanto na etapa de transporte quanto no tratamento, processamento, armazenamento, liquefação, regaseificação e comercialização do GN.

A Lei do Petróleo culminou em grandes projetos de expansão da malha de dutos, como o Projeto PLANGÁS (Plano de Antecipação da Produção de Gás) (FGV, 2014), o qual foi direcionado para saídas de gás *offshore* (COLOMER, 2014). Porém, ainda hoje a rede é monopólio da Petrobras, a qual detém 96% da produção nacional de GN (ANP, 2020), participando de três dos quatro terminais de gás natural liquefeito (GNL) brasileiros, detendo a filial brasileira da TBG – gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e, por fim, detendo participação em 19 das 27 distribuidores de gás do Brasil (ABEGÁS, 2020a).

Nesse sentido, a Lei do Gás de 2009 não garantiu a entrada de novos atores, principalmente no setor brasileiro de transporte de GN (FERRARO; HALLACK, 2012). Esta Lei não determinou como obrigatório o acesso a terceiros nas infraestruturas de escoamento, tratamento e terminais de GNL e, além disso, estabeleceu o regime de concessão para ampliação e expansão da infraestrutura do setor. Porém, toda a infraestrutura de transporte de GN existente, mesmo as construídas após a 2009, foram construídas mediante regime de autorização estabelecido pela Lei do Petróleo.

Apesar dos entraves criados com a Lei do Gás verificou-se nas últimas décadas uma expansão da malha de transporte

de 4.001 para 9.409 km entre 1999 a 2017. Deste total, 2.593 km estão vinculados ao trecho brasileiro do GASBOL e mais de 2.400 km construídos após 2009 (MME, 2017a). Além disso, para o período de 2009 a 2016 foi contabilizado: (i) redução de perdas e de queimas na produção em 48% (MME, 2010, 2018) devido ao aumento da capacidade de escoamento e de melhorias técnicas e redundância de compressores, exigidos por regulação da ANP e também devido ao aumento da reinjeção na produção (COSTA JUNIOR, 2018); (ii) aumento na oferta total para o mercado interno em 18%; (iii) aumento das importações, principalmente de GNL de 0,72 MMm<sup>3</sup>/dia para 17 MMm<sup>3</sup>/dia, vinculado ao início da operação dos terminais de GNL e, (iv) aumento do consumo direto nas usinas de 5,31 MMm<sup>3</sup>/dia para 29,6 MMm<sup>3</sup>/dia, principalmente devido aos momentos de escassez hídrica (MME, 2010, 2018).

Outra iniciativa que impactou o desenvolvimento do setor de gás foi o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), estabelecido pelo Decreto n° 3.371 de 2000, cuja meta era aumentar a capacidade instalada no país em mais de 17 GW (SOUSA, 2009). O PPT estabeleceu uma série de condições para estimular investimentos privados nas termelétricas, como: preços especiais pelo combustível, garantias de compra de energia pelas distribuidoras e linha especial de crédito pelo BNDES, contudo o investimento privado não ocorreu. Dentre os motivos, pode-se citar a dificuldade de obtenção de licenciamento ambiental de algumas usinas e um impasse quanto ao preço do gás importado para as termelétricas que era fixado em dólar. A Petrobras desejava receber em dólar, em função do contrato de compra do gás boliviano, enquanto as distribuidoras de energia elétrica argumentavam que as tarifas de eletricidade eram fixadas em reais (SOUSA, 2009). A Petrobras teve que desempenhar um papel importante para que os investimentos ocorressem, participando como investidora e produtora independente de energia elétrica, e como resultado foram adicionados ao sistema 9,2 GW dos 17 GW planejados (SOUSA, 2009).

O desenvolvimento de um parque termelétrico a gás foi entendido como vetor do desenvolvimento do setor de gás. Assim, a infraestrutura seria justificada para suprimento do setor elétrico

e, a partir dela, se tornaria mais capilar para abastecimento da indústria e consumidores menores. Contudo, o fato das termelétricas não operarem na base do sistema resultou em um consumo de gás pouco frequente das térmicas, principalmente em períodos úmidos, não estimulando a remuneração adequada da infraestrutura de gás (D'ANGELO, 2020).

A retomada do aumento do consumo de gás pelas térmicas ocorreu em 2004, com a criação do novo modelo do setor elétrico (Lei nº 10.848 de 2004). Nos leilões de energia do novo modelo, as térmicas vêm sendo contratadas no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) seguindo um contrato de disponibilidade, com uma parcela fixa de remuneração, relativo ao índice de inflexibilidade da usina e uma parcela variável, relativa ao despacho determinado pelo ONS<sup>4</sup>. Atualmente, o índice de inflexibilidade é o mecanismo que garante o despacho mínimo das térmicas, reduzindo os riscos do agente fornecedor de gás. No mínimo, o fator de inflexibilidade da planta deve ser despachado mês a mês, garantindo uma compra mínima de GN. Neste caso, o vencedor do leilão ganha a concessão e o contrato de compra e venda de energia de longo prazo, dando previsibilidade de fluxo de caixa e facilitando a obtenção de financiamento (SOUSA, 2009).

Contudo, por meio de um teste realizado em 2006 pela ANEEL<sup>5</sup>, o ONS despachou simultaneamente todas as térmicas a gás contratadas e verificou-se que a oferta disponível de gás abasteceria apenas metade da capacidade instalada (CERI, 2017). Assim, passou-se a exigir das proponentes termoelétricas, no âmbito dos Leilões de Energia Nova (LEN), a comprovação de reserva suficiente para o pleno despacho por todo o período contratual (CNI, 2018).

A Lei do Gás determinou que os contratos de compra e venda de GN devem ser registrados na ANP, que por sua vez deve informar a origem ou as reservas que suportarão a transação (CERI, 2017)<sup>6</sup>. Essa comprovação foi exigida para todos os

---

<sup>4</sup> Operador Nacional do Sistema.

<sup>5</sup> Agência Nacional de Energia Elétrica.

<sup>6</sup> Desde a aprovação da Lei do Gás, os requisitos para comprovação de combustível para geração termelétrica sofreram diversas alterações através de diversas portarias do Ministério de Minas e Energia (MME), detalhes podem ser verificados em CERI (2017).

empreendimentos participantes do leilão, independentemente dos contratados. No caso do GN, a Petrobras, na impossibilidade de fornecer a comprovação para todos, não fornece para nenhuma parte. A empresa argumenta que há escassez de gás para cumprir novos contratos de abastecimento (RELVA et al., 2020). Contudo, parte dos inquéritos estabelecidos pelo CADE<sup>7</sup> contra a Petrobras, por supostas práticas anticompetitivas no mercado de gás, diz respeito justamente a indícios de que a Petrobras criou condições mais favoráveis de fornecimento de gás para termelétricas de sua propriedade (CADE, 2018). O gerador de energia precisa obter garantia de suprimento do combustível mesmo sabendo que sua usina pode não ser despachada na maior parte do tempo, o que dificulta também a comercialização desse energético quando as térmicas não são acionadas, já que deve haver a garantia do suprimento, em caso de acionamento da térmica pela ONS.

Dado esse contexto, desde 2013, discutiu-se um projeto de lei para estabelecer um novo desenho do mercado de gás, o PL nº 6.407 de 2013. Em 2015, a Petrobras iniciou processo de desinvestimentos de alguns ativos do setor de GN e isso representou oportunidade para a revisão do marco legal e regulatório setorial (MME, [s.d.]). Diante disso, em junho de 2016, o MME<sup>8</sup> lançou a iniciativa “Gás para Crescer” com o objetivo de propor medidas concretas de melhoria normativa no setor de GN, com base na redução da participação da Petrobras neste segmento. Reflexos dessa iniciativa foram perceptíveis ao longo de 2017 e 2018. Também foi formulado um Projeto de Lei, substitutivo do PL nº 6.407 de 2013, com propostas para reforma do setor. Contudo, a falta de um consenso setorial sobre as propostas e de um ambiente político favorável inviabilizaram a aprovação do Projeto de Lei. Assim, o Gás para Crescer resultou no Decreto Presidencial nº. 9.616 de 2018, que altera o Decreto nº 7.382 de 2010, que regulamenta a Lei do Gás - Lei nº 11.909 de 2009, trazendo algumas alterações pontuais para o setor.

Em 2019, a publicação da Resolução nº 16 do CNPE representou um novo marco para a regulação do setor de gás. Essa resolução

<sup>7</sup> Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

<sup>8</sup> Ministério de Minas e Energia.

estabeleceu o Programa Novo Mercado de Gás que foi lançado com o objetivo de discutir novamente a Lei do Gás no Brasil. Conforme diretrizes da resolução CNPE nº16/2019, a Petrobras e o CADE celebraram um Termo de Compromisso de Cessação (TCC), no qual a Petrobras se comprometeu a negociar o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento e às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), além cessar a sua participação nas atividades de transporte e distribuição de gás. Também em 2019, um novo texto substituto ao presente no PL nº 6.407 de 2013 foi escrito. Esse PL foi votado e aprovado na Câmara dos Deputados em 1º de setembro de 2020 e aguarda a apreciação do Senado Federal (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2020b).

### 3. As propostas para um novo arcabouço regulatório do setor de NG no Brasil

Segundo dados do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria de GN (CT-GN), responsável, em conjunto com o governo, pelo estudo e proposição do novo modelo do setor de GN no contexto do programa Gás para Crescer, esperava-se acesso indiscriminado à infraestrutura de transporte, com a criação de critérios para o acesso dos novos agentes. A cobrança seria feita pelo responsável da rede e homologada pela ANP e este cálculo deveria considerar os custos associados à área de mercado e ao sistema de transporte, incluindo também critérios de eficiência (MME, 2017b). Para o acesso aos terminais de GNL, as condições estabelecidas pelos proprietários dos terminais deveriam estar em conformidade com os regulamentos da ANP. Os proprietários definiriam os serviços a serem prestados no terminal, bem como a remuneração. Caso houvesse divergências, a ANP seria responsável por mediar o conflito. Deste modo, o papel da ANP se fortaleceria como regulador do mercado de gás.

Os principais objetivos do projeto de lei resultante do programa concentraram-se em: (i) melhorar as regras fiscais; (ii) permitir maior integração entre os setores elétrico e de GN; e (iii) formalizar o novo desenho do mercado de GN, para aumentar o fluxo de contratos e comercialização de GN no mercado brasileiro.

Em 2018, não ocorrendo a votação e aprovação do PL, o Decreto nº 9.616 de 2018 alterou o Decreto nº 7.382/2010, que regulamentava a Lei do Gás, destacando: (i) a independência da atividade de transporte; (ii) a articulação entre união e estados para harmonização e aprimoramento da regulação estadual, em particular o que se refere ao tratamento para os consumidores livres; (iii) a regulação voltada para o sistema de transporte e não mais em dutos individuais; (iv) a introdução do modelo tarifário de entrada-saída para no sistema de transporte; (v) a preservação dos contratos de serviço de transporte atuais, com permissão para que ANP crie incentivos para adaptação dos contratos atuais à nova forma de tarifação por entrada-saída; e (vi) a criação do acesso negociado de terceiros à infraestrutura de gasodutos de escoamento, UPGN e instalações de regaseificação, com regulação da ANP, que deve estabelecer diretrizes para o acesso (ALMEIDA, 2019; ODDONE, 2019).

O decreto também extinguiu o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte de Dutos (PEMAT). Até 2019, a expansão da malha de gasodutos dependia do PEMAT que era feito com base no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) elaborado pela EPE<sup>9</sup>. Assim, os futuros dutos licitados deveriam obrigatoriamente estar contemplados no PEMAT (EPE, 2014). Os projetos poderiam ser sugeridos por terceiros, mas deveriam ser aprovados e inseridos no PEMAT. Essa aprovação considerava as projeções de oferta e demanda de GN baseadas apenas nas usinas de GN em operação ou vencedoras do LEN, sem considerar os empreendimentos potenciais que ainda não foram leiloados. Apenas ofertas da Petrobras eram aceitas (EPE; MME, 2017), reforçando a posição de monopólio no segmento de transportes (SANTOS, 2016). Essa ação aumentava o risco do investidor, principalmente em áreas distantes da rede existente, dificultando sua expansão e mantendo o monopólio do setor, em especial, por conta de incertezas regulatórias e inadequações em postos-chaves da cadeia como classificação de gasodutos (repasso, transporte e distribuição), definição de consumidores livres, acesso de terceiros aos dutos e prazo de exclusividade, o que reduz os investimentos do setor que são muito elevados (CAMPOS et al., 2017).

---

<sup>9</sup> Empresa de Pesquisa Energética.

Portanto, o PEMAT vinha frustrando o mercado de gás, uma vez que não existe nova demanda, não há projetos elegíveis e devido à ausência de gasodutos, não foram criadas novas demandas (COLOMER, 2014). O PEMAT foi substituído pelo Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), publicado pela primeira vez em outubro de 2019 (EPE, 2019). O PIG também é de responsabilidade da EPE, porém é baseado nos planos de investimentos das transportadoras e nas informações de mercado (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2010).

Além do Decreto nº 9.616 de 2018, as discussões do Gás para Crescer também ressaltaram a necessidade de alocação equilibrada dos riscos entre os setores elétrico e de GN, que deve se dar por meio do planejamento integrado gás-eletricidade, no qual um único agente deve fazer o planejamento consolidado com precisão de expansão da malha de gasodutos como ocorre com as linhas de transmissão. Novas diretrizes foram consideradas nos LEN A-4 e A-6 ocorridos em 2017<sup>10</sup>(MME, 2017c): (i) adoção de horizonte móvel para contratos de compra de gás, o GSA<sup>11</sup>; (ii) redefinição do limite de inflexibilidade e possibilidade de declaração sazonal da geração futura, permitindo ao agente despachar constantemente durante determinado período de tempo; (iii) reajustes mensais nos preços de combustíveis do Custo Variável Unitário (CVU) e da Receita Fixa vinculada ao consumo de combustível (RFcomb), considerando a revisão da fórmula e de índices de reajuste; (iv) dissociação dos parâmetros CVU e RFcomb declarados no leilão (flexibilização da declaração) e; (v) a ANEEL alterou a cláusula penal por falta de combustível. O leilão A-6 resultou na contratação de duas térmicas a GN, totalizando 1.870,9 MW médios (ANEEL, 2017), que corresponderam aos maiores projetos contratados no certame.

---

<sup>10</sup> A janela de comprovação de disponibilidade de GN já havia sido flexibilizada no 3º Leilão de Energia de Reserva de 2015 e no LEN A-5 de 2016. A regra adotada para os dois certames foi a de comprovação inicial mínima de 15 anos, renovada uma única vez para atender ao período remanescente do contrato, de duração total de 20 anos. Nas regras de 2017 esse período passou a ser de 10 anos, mantendo antecedência mínima de 5 anos para renovação e duração total de 25 anos (CERI, 2017).

<sup>11</sup> Sigla em inglês para *Gas Sales Agreement*.

Em paralelo a esse processo, a ANP, por meio de diversas notas técnicas e realização de processo de Tomada Pública de contribuições, colaborou, principalmente, com (ALMEIDA, 2019): (i) discussões sobre a aplicação dos modelos de independência (separação completa de propriedade ou transportador independente e operador independente de sistema); (ii) discussões sobre as regras e diretrizes para a formalização do acesso a gasodutos de escoamento, UPGN e terminais de regaseificação de GNL; (iii) discussões sobre a criação de um “Pacto Nacional” entre a União e os Estados, para harmonização das regras de regulação do GN, como critérios tarifários e a separação entre as atividades de comercialização e movimentação do GN; (iv) nota técnica em defesa da desverticalização da indústria; da separação total para novos transportadores, ou seja, a empresa transportadora não pode atuar ou ter participação na comercialização do GN; (v) a separação completa de propriedade para transportadores existentes, ou a definição do operador independente do sistema (ISO) ou do Transportador Independente – ITO; (vi) nota técnica com diagnóstico das principais barreiras à concorrência no mercado de gás; (vii) nota técnica abordando a promoção da competição na indústria do gás, defendendo a promoção de um programa de liberação de gás (Gas Release), a atuação dos órgãos de defesa da concorrência em conjunto com a regulação setorial para a entrada de novos ofertantes no mercado e a necessidade de medidas adicionais para desverticalizar os elos do transporte e da distribuição.

Ainda que a iniciativa Gás para Crescer não tenha resultado efetivamente em um novo marco regulatório para o setor de gás, foi ela que movimentou as discussões acerca das reformas necessárias ao setor. Observa-se ainda que, além do Decreto nº 9.616 de 2018 que alterou o Decreto nº 7.382/2010, que por sua vez regulamentou a Lei do Gás, essa lei também foi alterada pelas Leis nº 12.351 e nº 12.276 de 2010. A primeira criou o regime de partilha da produção em paralelo com o de concessão, regime este que incide sobre as áreas do pré-sal e em áreas que venham a ser consideradas estratégicas<sup>12</sup>; enquanto a segunda autorizou a União a ceder onerosa-

<sup>12</sup> A Lei 12.351 foi posteriormente alterada pela Lei nº 13.365 de 2016 para modificar a obrigatoriedade da Petrobras de deter pelo menos 30% de qualquer contrato de partilha e de ser obrigatoriamente a operadora.

mente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, GN e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, com extração até cinco bilhões de barris de óleo equivalente (FORMAN, 2019). Assim, observa-se que o Brasil vem de um longo período de tentativas e adaptações da Lei do Gás, movimento que ganhou força, principalmente a partir do Gás para Crescer.

A partir de 2019, novas ações efetivas de abertura e reestruturação do mercado do gás voltaram a ocorrer. O TCC firmado entre o CADE e a Petrobras, com aval da ANP foi estabelecido no contexto das investigações sobre as supostas condutas anti-competitivas da Petrobras no mercado de GN brasileiro, entre elas abuso de posição dominante e discriminação de concorrentes por meio da fixação diferenciada de preços (CADE, 2019). Pelo TCC, a Petrobras se compromete a negociar o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento e às UPGN, para ceder espaço nos gasodutos de transporte, permitindo a oferta dessa capacidade no mercado, além de vender as suas participações nas transportadoras de gás e alienar a sua participação acionária indireta em distribuidoras, dentre outras obrigações. Tramitam atualmente no CADE três investigações contra a Petrobras, que serão arquivadas assim que o CADE atestar o cumprimento de todas as obrigações previstas no TCC por parte da Petrobras. Essas medidas são para favorecer o acesso de terceiros na infraestrutura do setor de gás e estimular um mercado não monopolizado no setor.

O TCC foi uma das diretrizes estabelecidas no Programa Novo Mercado de Gás (Resolução CNPE nº 16 de 2019). Enquanto o TCC foi a primeira sinalização concreta do fim do monopólio da Petrobras no setor de gás, o Programa Novo Mercado de Gás teve papel de retornar as discussões estabelecidas no Gás para Crescer e fortalecer o ambiente político para aprovação do PL nº 6704 de 2013 com um texto substituto.

Além do estabelecimento de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas para a promoção da livre-concorrência no mercado de GN, a Resolução CNPE nº 016/2019 destaca a necessidade de um processo coordenado de transição da regulamentação. O setor de gás hoje no Brasil possui inúmeras instalações e

contratos de longo prazo. Assim, deve haver uma articulação entre diferentes instituições, como o MME, a EPE, o CADE e a ANP para monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de GN. Diferentemente do que ocorreu no passado, neste momento de alteração regulatória do setor, há um comprometimento da Petrobras em acabar com o seu monopólio, permitindo a entrada de novos agentes. E nesse sentido, é importante pensar não só no papel da Petrobras no setor, mas também dos demais agentes. Hoje a Petrobras não só detém o monopólio e opera o sistema, como também assume os riscos inerentes a esse papel (CECCHI; MATHIAS, 2018).

Uma das propostas do Gás para Crescer defendia a criação de um Gestor Independente do Sistema de Transporte, que teria um papel análogo ao do ONS. Contudo, enquanto o ONS pauta sua atuação pela busca do menor custo de atendimento, a operação do sistema de gás pode buscar alguma redução do custo logístico, mas muito pouco pode fazer por uma redução de custo global de suprimento (ARENTZ, 2019). A solução estabelecida foi a criação de três zonas de mercado, uma por transportadora, com o estabelecimento das empresas como as responsáveis pela coordenação operacional da malha, a partir dos códigos de rede que serão por elas elaborados e aprovados pela ANP. Algumas distribuidoras de gás demonstraram preocupações com o processo de transição do modelo. Para esses agentes, a construção de um código de rede seria um processo demorado, sendo fundamental garantir que não haverá interrupções no fornecimento ou qualquer outro tipo de discriminação na oferta (BNDES, 2020). Portanto, ainda que um dos focos da Nova Lei do Gás seja a separação nos elos da cadeia de valor (produção, transporte, distribuição), estabelecendo a total independência dos agentes transportadores, é importante considerar as ações da Petrobras para essa transição.

#### **4. Evolução do marco regulatório de GN e o futuro da termoeletricidade no Brasil**

O Quadro 1 sistematiza os aspectos tratados na evolução do marco regulatório do setor de gás no Brasil.

### **Quadro 1: Comparativo entre os marcos regulatórios do setor de gás no Brasil**

<b>Aspectos</b>	<b>Lei do Petróleo Lei 9.478/1997</b>	<b>Lei do Gás Lei 11.909/2009</b>	<b>Decreto 9.616/2018</b>	<b>A Nova Lei do Gás PL 6407 de 2013</b>
Gasodutos de Escoamento	Sem tratamento	Atividade autorizada pela ANP. Acesso de terceiros não é obrigatório.	Acesso de terceiros não é obrigatório. A negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às penalidades. Acesso de terceiros estabelecido por ato normativo da ANP.	Fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados. Preferência de uso pelo proprietário, na forma da regulação da ANP.
Unidades de Processamento	Atividade autorizada pela ANP.	Acesso de terceiros não é obrigatório.	Acesso de terceiros não é obrigatório. A negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às penalidades. Acesso de terceiros estabelecido por ato normativo da ANP.	Fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados. Preferência de uso pelo proprietário, na forma da regulação da ANP.
Terminais de GNL	Atividade autorizada pela ANP.	Acesso de terceiros não é obrigatório.	Acesso de terceiros não é obrigatório. A negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às penalidades. Acesso de terceiros estabelecido por ato normativo da ANP.	Fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados. Preferência de uso pelo proprietário, na forma da regulação da ANP.
Comercialização	Autorizada pela ANP, dentro da esfera de competência da União.	Autorizada pela ANP, dentro da esfera de competência da União, mediante registro do contrato. O agente vendedor deve informar a origem das reservas de GN.	Autorizada pela ANP, dentro da esfera de competência da União, mediante registro do contrato. O agente vendedor deve informar a origem das reservas de GN.	Autorizada pela ANP, dentro da esfera de competência da União, mediante registro do contrato na agência ou em entidade por ela habilitada.

*Capítulo III - Regulação do mercado de gás no Brasil: o uso termoeletrônico e o aproveitamento do gás do pré-sal*

Aspectos		Lei do Petróleo Lei 9.478/1997	Lei do Gás Lei 11.909/2009	Decreto 9.616/2018	A Nova Lei do Gás PL 6407 de 2013
Estocagem		Regime de autorização.	Regime de concessão. Acesso de terceiros não é obrigatório.	Regime de concessão.	Regime de autorização. Fica assegurado o acesso de terceiros, nos termos da regulação da ANP.
Transporte	Construção, ampliação e operação	Regime de autorização.	Regime de concessão, precedida de licitação promovida pela ANP. Prazo de duração de 30 anos, prorrogáveis por igual período.	Regime de concessão, precedida de licitação promovida pela ANP. Prazo de duração de 30 anos, prorrogáveis por igual período. Critérios de autonomia e de independência disciplinados pela ANP.	Regime de autorização, sem prazo de duração. Se houver mais de um transportador interessado, a ANP deverá promover processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso. A ANP poderá, a qualquer momento, conduzir processo seletivo público para identificar a existência de transportador interessado.
	Serviço de Transporte	Tarifa de acordo com critérios estabelecido pela ANP.	Acesso mediante chamada pública para contratação de capacidade de transporte, promovida pela ANP. Tarifa de acordo com critérios estabelecido pela ANP.	Acesso mediante chamada pública para contratação de capacidade de transporte, promovida pela ANP. Regime de contratação de capacidade por entrada e saída para novos contratos, em que a entrada e a saída poderão ser contratadas de forma independente. As tarifas serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP.	Regime de contratação de capacidade por entrada e saída, em que a entrada e a saída poderão ser contratadas de forma independente, via processo de alocação de capacidade. As tarifas serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos.

Aspectos	Lei do Petróleo Lei 9.478/1997	Lei do Gás Lei 11.909/2009	Decreto 9.616/2018	A Nova Lei do Gás PL 6407 de 2013
Distribuição	Atividade explorada com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.	Atividade explorada com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.	Atividade explorada com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Articulação entre a União e os Estados para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de GN, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.	Atividade explorada com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Articulação entre a União e os Estados para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de GN, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.
Planejamento da expansão	Proposto pelos agentes de mercado.	Proposto pelo MME, via EPE, através do PEMAT.	Proposto pelo MME, via EPE, mas considerando os planos de investimento dos transportadores.	Proposto pelo MME, via EPE, mas considerando os planos de investimento dos transportadores.

**Fonte:** Elaborado pelos autores.

Ao longo do processo de alteração regulatória do mercado de gás, verifica-se, além dos marcos regulatórios estabelecidos no Quadro 1, uma série de outras leis, medidas provisórias e portarias do órgãos regulatórios e do MME na tentativa de ampliar o acesso de agentes ao setor de gás e estabelecer uma melhor distribuição de riscos entre os agentes do setor elétrico e do setor de gás. A Nova Lei do Gás vem solidificar um modelo de mercado do setor, com garantia de acesso a terceiros na infraestrutura de transporte de gás e com um modelo de tarifação de entradas e saídas. Nesse sentido, o modelo que se vem desenhado para o mercado de gás se assemelha ao europeu.

O mercado de gás europeu, na busca de maior liquidez na comercialização da molécula do hidrocarboneto, implementou um modelo de tarifação de entradas e saídas para o transporte de GN. Nesse modelo, assim como vem sendo estabelecido no Brasil, um agente vendedor de gás, para ter o direito de injetar a molécula no sistema de transporte, precisa realizar apenas a contratação de um ponto de entrada. O interessado em retirar o gás em outro

ponto precisa realizar apenas a contratação em um ponto de saída. Dessa forma, não há necessidade de um vendedor informar qual o destino do gás, assim como o comprador não precisa informar qual a origem do gás. Assim, há uma separação entre o ambiente físico, ou seja, o transporte do gás, e o mundo contratual, a comercialização do gás. A comercialização de GN não é mais atrelada ao caminho físico que a molécula de gás irá percorrer nos gasodutos de transporte.

A separação entre o ambiente físico e contratual traz um dilema para a operação da malha de transporte de gás, que é o seu balanceamento. O balanceamento é o mecanismo que garante que as diferenças entre o ambiente físico e o contratual serão adequadas, e que o transporte será feito de maneira eficiente, garantido o melhor uso da malha. Como os vendedores podem injetar o gás em qualquer ponto de entrada contratado e os compradores podem retirar o gás em qualquer ponto de saída contratado, para que seja possível que todo o montante contratado seja utilizado de acordo com a necessidade do contratante, a capacidade a ser ofertada a um player será sempre menor que a capacidade total do gasoduto de transporte pode oferecer. Dessa forma, para que o operador garanta o atendimento da capacidade contratada sem congestionamentos na rede, a alocação comercial é limitada, o que pode tornar o transporte nos gasodutos ineficiente, utilizando menor capacidade do que aquela disponível (VAZQUEZ; HALLACK; GLACHANT, 2012b).

Embora o modelo de entradas e saídas possa aumentar a liquidez na comercialização de gás, o desenho de mercado para o balanceamento do sistema é crucial para o seu bom funcionamento. Diante da perda de monopólio da Petrobras no setor de transporte de gás, a dinâmica da tarifação de entradas e saídas poderá ser mais bem analisada a partir das regulações da ANP e do real funcionamento do modelo com diversos agentes.

Além da formulação de todas as regulações - pela ANP - necessárias a partir de uma Nova Lei do Gás, o próximo desafio do setor é garantir uma demanda segura que viabilize a ampliação dos investimentos nas estruturas de transporte e processamento. Nesse sentido, a ABEGÁS<sup>13</sup> vem defendendo a necessidade do estabeleci-

---

<sup>13</sup> Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado.

mento de térmicas inflexíveis no setor elétrico e a universalização e interiorização do GN (ABEGÁS, 2020b). Contudo, a participação das térmicas a GN no setor elétrico e a interiorização da malha de gasodutos é algo que vai além do setor de gás e abrange uma discussão ampla sobre a política de desenvolvimento energético, em um contexto de transição energética para uma economia de baixo carbono.

Com relação interiorização da malha de gás, diferentemente dos EUA que desenvolveram uma rede robusta e extensa de gasodutos devido ao amplo e intenso uso de aquecimento residencial, possuem um mercado de perfil descentralizado, com mais de 23.000 produtores, e um setor de transporte de gás desregulado, no Brasil a utilização do GN está concentrada na costa e a interiorização da malha acarretaria investimentos intensivos.

O atual contexto de transição energética é caracterizado, dentre outros aspectos, pela tendência de (i) expansão do uso de gás natural veicular (GNV), GNL e biocombustíveis no setor de transporte, (ii) utilização de cogeração industrial para deslocar a demanda de eletricidade, (iii) descentralização da geração de energia e (iv) aumento do uso de fontes renováveis variáveis. Dado esse contexto, é importante avaliar se não seria contraproducente um grande investimento de capital em estruturas físicas e fixas de gás, num momento no qual a tendência é de descentralização do setor energético e de utilização de fontes despacháveis para atender a demanda ao longo da curva do pato que tende a ser formar a partir do aumento da penetração de energia solar no sistema.

Além disso, o ambiente atual de reformas dos setores elétrico e de gás é favorável à utilização de térmicas a gás como fonte de apoio às renováveis variáveis e que provavelmente serão ancoradas no uso de GNL. A utilização das térmicas como recurso de contratação de potência para o setor não cria a demanda de gás necessária que justifique os investimentos de interiorização da malha de transporte.

Considerando os recursos de gás do pré-sal, não se vislumbra, nesse momento, que o setor elétrico possa assimilar essa oferta nos próximos anos, uma vez que esse gás possui preço maior que o GN importado da Bolívia e dos reservatórios do pós-sal. Além disso, o escoamento desse GN já vem em declínio, dado as

condições econômicas do país nos últimos anos e a crise sanitária (COVID-19). Somado a isso, entrará em operação um terceiro trecho de escoamento de gás do pré-sal em um momento de contínuo declínio da demanda nacional.

Neste caso, o estabelecimento de uma condição regulatória favorável poderá implicar no direcionamento da capacidade nacional para a exportação. Em âmbito internacional, as condições para a importação de GN estão presentes dado o aumento da importação e da implantação de novos terminais de regaseificação de GNL em países europeus e asiáticos. Este movimento para importação de GN ocorre por diversos objetivos: aumentar a oferta interna; substituir a geração por usinas nucleares; reduzir a geração de energia por fontes mais poluentes que o GN; diversificar os fornecedores visando a segurança no abastecimento; e principalmente para atender à demanda chinesa crescente e consistente (IEA, 2017b, 2019; U.S. EIA, 2019).

Portanto, fica evidente que há uma sinalização de longo prazo para o aumento da demanda por GNL em diversos países e que a exportação de GN brasileiro pode se tornar atrativa para investidores. Porém, exalta-se que este cenário de comercialização internacional recai no *realpolitik*, em que prevalecem os interesses nacionais, com acordos transnacionais entre os maiores importadores e exportadores.

## 5. Considerações finais

Por meio da sistematização do histórico de regulação do setor de gás brasileiro com as lentes para a sua relação com o setor elétrico, verifica-se que além dos marcos regulatórios estabelecidos a partir da Lei do Petróleo (1997), passando pela Lei do Gás (2009) até o projeto de Nova Lei do Gás (2019), houve uma série de leis, medidas provisórias e portarias dos órgãos regulatórios e do MME na tentativa de ampliar o acesso de agentes ao setor de gás e estabelecer uma melhor distribuição de riscos entre os agentes do setor elétrico e do setor de gás.

No longo período de tentativas e adaptações, a Lei do Gás foi alterada, principalmente, a partir do impulso dado pelo Gás

para Crescer. Verifica-se também que diversos aspectos vinculados a cadeia produtiva do gás presentes no atual texto do PL 6.407 de 2013 já haviam sido tratados na iniciativa do Gás para Crescer. A Lei do Gás criou entraves ao setor na última década. Observou-se que a ampliação da malha de transporte se deu dentro da regra de autorização, que precedia esta lei, sendo inexistente a implantação de gasodutos de transporte dentro da regra de concessão vigente no período. Outro ponto importante, deve-se à ampliação do consumo direto nas termoeletricas a GN como resultado da escassez hídrica e não da melhoria do mercado.

O novo ambiente de mercado se mostra favorável à utilização de térmicas a gás como fonte complementar as renováveis variáveis, para atender alguns períodos de demanda ao longo da curva do pato e aos períodos de escassez hídrica, mas não cria a demanda de gás necessária para ampliação da capacidade instalada de usinas térmicas e nem da rede de transporte, dada a característica de contração de potência dessas térmicas. Porém, a Nova Lei do Gás solidifica um modelo de mercado em que fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros com preferência de uso pelo proprietário, na forma da regulação da ANP, à infraestrutura de transporte, UPGN, terminais de GNL, com um modelo de tarifação de entradas e saídas com os vendedores podendo injetar o gás em qualquer ponto de entrada contratado e os compradores podendo retirar o gás em qualquer ponto de saída contratado. Além disso, o uso compartilhado permite que vários agentes utilizem a capacidade de armazenamento do terminal e agreguem as suas demandas, dando maior poder de negociação frente aos fornecedores de GNL.

Ainda em relação à oferta interna de GN, esta tende a ser suprida pela capacidade ociosa dos terminais de GNL existentes, pelo GN importado pelo GASBOL e pelos reservatórios do pós-sal. O GN do pré-sal, caso haja o estabelecimento de uma condição regulatória favorável, poderá inserir-se no mercado internacional via exportação de GNL para suprir a diversificação da demanda europeia e o aumento da demanda de longo prazo por parte dos países asiáticos, principalmente pela China, mas com vistas e ponderações à *realpolitik* praticada neste comércio internacional.

## Referências

ABEGÁS. *Estatísticas de Consumo*. 2020. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/estatisticas-de-consumo>>. Acesso em: 14 set. 2020a.

ABEGÁS. *Abegás pede térmicas inflexíveis em novo mercado de gás*. 2020. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/76939>>. Acesso em: 17 set. 2020b.

ALMEIDA, E. de. *Balanço do programa gás para crescer: avanços obtidos e o que ainda precisa ser feito*. 2019. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/tag/gas-para-crescer/>>. Acesso em: 13 out. 2020.

ANEEL. *Leilão de Geração “A-6” tem deságio de 38,7% e contrata 572,5 TWh*. 2017. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-a-6-tem-desagio-de-38-7-e-contrata-572-5-twh/656877?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-a-6-tem-desagio-de-38-7-e-contrata-572-5-twh/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 14 set. 2020.

ANP. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural: julho 2020*. Brasília: ANP, 2020.

ARENTZ, C. A questão da garantia de abastecimento do mercado de gás natural brasileiro. In: FGV ENERGIA. *O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para Brasil*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2019. p. 20-22.

BNDES. *Gás para o desenvolvimento*. Rio de Janeiro: BNDES, 2020. 237 p.

CADE. *Tribunal do CADE pede investigação ampla contra a Petrobras no mercado de gás natural*. 2018. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br/noticias/tribunal-do-cade-pede-investigacao-ampla-contra-a-petrobras-no-mercado-de-gas-natural>>. Acesso em: 14 set. 2020.

CADE. *CADE e Petrobras celebram acordo para venda de ativos no mercado de gás natural*. 2019. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-ativos-no-mercado-de-gas-natural>>. Acesso em: 15 set. 2020.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. PL 5878/2019. 2019. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228681>>. Acesso em: 14 set. 2020.

CÂMARA DO DEPUTADOS. *Código Brasileiro de Energia Elétrica*. 2020a. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/56a-legislatura/codigo-brasileiro-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 14 set. 2020.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. PL 6407/2013. 2020b. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>>. Acesso em: 14 set. 2020.

CAMPOS, A. F.; SILVA, N. F. da; PEREIRA, M. G.; FREITAS, M. A. Vasconcelos. A review of Brazilian natural gas industry: Challenges and strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, p. 1207-1216, ago. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.104>

CECCHI, J. C.; MATHIAS, M. C. A questão da garantia de abastecimento do mercado de gás natural brasileiro. In: FGV ENERGIA. *O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para Brasil*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2019. p. 64-67.

- CERI. *Geração Termelétrica a Gás Natural: comprovação de disponibilidade de combustível*. Rio de Janeiro: FGV CERI, 2017. 77 p.
- CNI. *Térmicas na base: a escolha inevitável*. Brasília: CNI, 2018. 118 p.
- FERRARO, M. C.; HALLACK, M. The development of the natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments. *Energy Policy*, v. 50, p. 601-612, nov. 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.063>.
- COLOMER, M. *O Setor Elétrico e as Indefinições da Política de Gás Natural no Brasil*. 2014. Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2014/06/16/o-setor-eletrico-e-as-indefinicoes-da-politica-de-gas-natural-no-brasil/>>. Acesso em: 14 set. 2020.
- COSTA JUNIOR, N. As políticas regulatórias da ANP voltadas para a redução das perdas e queimas de gás natural. Rio de Janeiro: FGV ENERGIA, 2018. 9 p.
- D'ANGELO, R. G. *Aplicação de metodologia de cálculo de tarifa de entrada e saída para transporte de gás natural na malha brasileira*. 2020. 115 f. Dissertação (Mestrado) – Escola Brasileira de Economia e Finanças, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2020.
- EPE. *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022*. Brasília: EPE/MME, 2014
- EPE. *PIG - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte*. Brasília: EPE/MME, 2019.
- EPE; MME. *Balanco energético nacional: Ano base 2016*. Brasília: EPE/MME, 2017
- EPE; MME. *Balanco energético nacional: Ano base 2018*. Brasília: EPE/MME, 2019
- FGV. Gás Natural. *Cadernos FGV Energia*, ano 1, nº 2, nov. 2014. ISSN 2358-5277
- FORMAN, J. O Novo Mercado de Gás. In: FGV ENERGIA. *O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para Brasil*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2019. p. 55-59.
- IBP-UFRJ. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. 2017. *Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia*. Rio de Janeiro. Disponível em: <[https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017\\_TD\\_Gas\\_do\\_Pre\\_Sal\\_Oportunidades\\_Desafios\\_e\\_Perspectivas-1.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf)>. Acesso em: 14 set. 2020.
- IEA. *Key World Energy Statistics 2017*. Paris: IEA, 2017a. [https://doi.org/10.1787/key\\_energ\\_stat-2017-en](https://doi.org/10.1787/key_energ_stat-2017-en).
- IEA. *World Energy Outlook 2017*. Paris: OECD, 2017b.
- IEA. *Key World Energy Statistics 2019*. Paris: IEA, 2019.
- MATHIAS, M. C.; SZKLO, A. Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. *Energy Policy*, v. 35, n. 12, p. 6478-6490, dez. 2007. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.08.013>.
- MME. *Novo Mercado de Gás*. [s/d]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>>. Acesso em: 10 set. 2020.
- MME. *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques de janeiro de 2010*. 2010. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/36216/430841/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_34\\_jan\\_10.doc/33d02b63-fe6c-4ba3-1752-109064b486da](http://www.mme.gov.br/documents/36216/430841/Boletim_Gas_Natural_nr_34_jan_10.doc/33d02b63-fe6c-4ba3-1752-109064b486da)>. Acesso em: 16 set. 2020.

*Capítulo III - Regulação do mercado de gás no Brasil: o uso termelétrico e o aproveitamento do gás do pré-sal*

MME. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Destaques de abril de 2017*. 2017a. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/36216/430801/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_122\\_ABR\\_17.pdf/62a2fac4-a1c4-6f17-f6eb-562b9cef6c55?version=1.0](http://www.mme.gov.br/documents/36216/430801/Boletim_Gas_Natural_nr_122_ABR_17.pdf/62a2fac4-a1c4-6f17-f6eb-562b9cef6c55?version=1.0)>. Acesso em: 20 set. 2020

MME. Gás para Crescer, Reunião de Trabalho – Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN). Brasília: MME, 2017b.

MME. Portaria no 318, de 11 de agosto de 2017. 2017c. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/20182/abf969ad-c20a-3435-f290-4b7e416cd12c>>. Acesso em: 20 set. 2020.

MME. *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques de março de 2018*. 2018 Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_133\\_MAR\\_18..pdf/32de0096-12d2-49f8-a9d4-a878ba919a59](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_133_MAR_18..pdf/32de0096-12d2-49f8-a9d4-a878ba919a59)>. Acesso em: 16 set. 2020.

ODDONE, D. Novo mercado de gás: presente, transição e futuro. Rio de Janeiro: IX *Seminário de Matriz e Segurança Energética*. 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/5459-novo-mercado-de-gas-presente-transicao-e-futuro>>. Acesso em: 20 set. 2020.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *Decreto no 7.382, de 2 de dezembro de 2010*. 2010. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm#art2xx](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm#art2xx)>. Acesso em: 16 set. 2020.

RELVA, S. G.; SILVA, V. O. da; PEYERL, D.; GIMENES, A. L. V.; UDAETA, M.E. M. Regulating the electro-energetic use of natural gas by gas-to-wire offshore technology: case study from brazil. *Utilities Policy*, v. 66, p. 1-9, out. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2020.101085>

SANTOS, A. T. *A competitividade da geração termelétrica a gás natural no Brasil: uma avaliação econômico-regulatória*. 2016. 143 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

SENADO FEDERAL. *Projeto de Lei n° 3975, de 2019 (Emenda(s) da Câmara dos Deputados ao Projeto de Lei do Senado no 209, de 2015)*. 2019a. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/137672>>. Acesso em: 13 set. 2020a.

SENADO FEDERAL. *Projeto de Lei n° 3178, de 2019*. 2019b. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/137007>>. Acesso em: 16 set. 2020b.

SENADO FEDERAL. *Projeto de Lei do Senado n° 232, de 2016*. 2020. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>>. Acesso em: 13 set. 2020.

SOUSA, F. J. R. de. *A Geração Termelétrica: a contribuição das Térmicas a Gás Natural Liquefeito*. 2009. 131 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

SPATH, P. L.; MANN, M. K. *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System*. NREL/TP-570-27715. Golden, Colorado: NREL, 2000.

U.S. EIA. *Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050*. Washington: EIA, 2019

*Vinicius Oliveira da Silva, Stefania Gomes Relva, Marcella Mondragon, Drielli Peyerl, André Luiz Veiga Gimenes e Miguel Edgar Morales Udaeta*

UDAETA, M. E. M. et al. *Looking for Clean Energy Considering LNG Assessment to provide energy security in Brazil and GTL from Bolivia Natural Gas Reserves*. In: Primoz Potocnik: IntechOpen, 2010.

VAHL, F. P.; FILHO, N. C. Energy transition and path creation for natural gas in the Brazilian electricity mix. *Journal of Cleaner Production*, v. 86, p. 221–229, 2015.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M. Interaction between gas and power market designs. *Utilities Policy*, v. 33, p. 23-33, abr. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2014.04.001>.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M.; GLACHANT, J.-M. Building gas markets: US versus EU, market versus market model. *European University Institute*, v. RSCAS 2012, n. 10, p. 13, 2012a.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M.; GLACHANT, J.-M. Designing the European Gas Market: More Liquid & Less Natural? *Economics of Energy & Environmental Policy*, v. 1, n. 3, 1 jul. 2012b.

## Capítulo IV

---

# A renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás

*Dorival Suriano dos Santos Júnior*

*Anna Luisa Abreu Netto*

*Drielli Peyerl*

*Edmilson Moutinho dos Santos*

## 1. Introdução

A participação do gás natural (GN) na matriz energética brasileira cresceu exponencialmente nos últimos 30 anos e, atualmente, se apresenta como uma importante alternativa energética para a indústria, comércio, residências e para a geração de energia elétrica. Segundo dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2019a), o gás natural correspondeu, em 2018, a 13% de todas as fontes de energia primária disponíveis no Brasil, ficando atrás apenas dos derivados de petróleo e dos derivados de cana de açúcar.

Em 2018, as usinas termelétricas e o setor industrial foram responsáveis por, aproximadamente, 70% de toda a demanda de GN no Brasil, seguidos pelo uso no processo de reinjeção em poços de produção de petróleo, nos veículos a GNV (gás natural veicular) e no consumo nas próprias Unidades de Processamento de Gás Natural. Para atender a toda essa demanda, a oferta total de GN no Brasil é composta pela produção interna e pela importação do combustível. Em 2018, a oferta doméstica líquida de GN alcançou cerca de 55 MMm<sup>3</sup>/dia (aproximadamente 66% do consumo nacional em 2018), sendo que 70% desse volume foi provido de campos associados à produção do petróleo (MME, 2019a).

Em relação à importação, o Brasil adquire o gás natural internacional por dois meios: importando-o da Bolívia, através do gasoduto GASBOL, e de outros países via GNL, utilizando três

terminais existentes de regaseificação. O gás importado boliviano tem sido responsável por uma média de 27% de toda a oferta de gás para o mercado brasileiro nos últimos 5 anos e, em 2018, correspondeu a 80% de todo o volume do gás importado (MME, 2019a)

Diversos fatores incentivaram o desenvolvimento de um acordo de compra e venda do gás boliviano e a construção do gasoduto ligando as reservas bolivianas até o mercado consumidor brasileiro, como a necessidade brasileira de diversificar sua matriz elétrica no início da década de 1990 (até então quase exclusivamente de fonte hídrica), a oportunidade de substituir outros combustíveis fósseis considerados mais poluentes e mais dependentes do fornecimento mundial de petróleo e a existência de grandes reservas de GN no país vizinho, Bolívia (MOUTINHO DOS SANTOS; MAZAFERRO; OXILIA, 2004).

Inaugurado em 1999 e iniciando o fornecimento de gás através de um contrato de 20 anos, o GASBOL representa um importante projeto de integração energética da América Latina e foi o marco inicial e fundamental para a expansão do mercado de gás no Brasil, até então bastante restrito. Para o Brasil, a importação do gás boliviano possibilitou a diversificação de fontes e, portanto, uma iniciativa positiva para o aumento da segurança energética no país (FUSER, 2011). A área percorrida pelo GASBOL, no território brasileiro, representa aproximadamente 50% do PIB do país, abastece usinas termelétricas, refinarias de petróleo e distribuidoras de gás que, juntas, atendem mais de um milhão de consumidores residências e milhares de consumidores comerciais e industriais, graças à disponibilidade do gás boliviano (MME, 2018).

Para a Bolívia, a venda do gás ao Brasil possibilitou a entrada de investimentos externos e de receitas que incentivaram a economia e possibilitaram uma melhoria na qualidade de vida da sua população (EPE, 2017). Em 2018, a venda de GN para o Brasil representou 4% de todo o PIB da Bolívia, injetando, naquele ano, USD 1,6 bilhões em receita na economia boliviana apenas com a venda do gás. (IBCE, 2019).

Após quase 20 anos de fornecimento ininterrupto, o contrato de fornecimento de gás entre Brasil e Bolívia se encerrou oficialmente em dezembro de 2019. Com o término desse acordo, os dois países precisam tomar a decisão sobre a eventual renovação

ou não do contrato de fornecimento de gás da Bolívia para o Brasil. No entanto, há de considerar as profundas transformações estruturais ocorridas nos mercados domésticos de GN nos dois lados da fronteira.

Assim, neste capítulo, serão avaliados os principais fatores que devem ser considerados para uma eventual renovação (ou não) do acordo de fornecimento e compra de gás entre os dois países, no contexto da expectativa do aumento da produção doméstica brasileira de gás e em função das relações geopolíticas comerciais entre Brasil e Bolívia.

## 2. O Gás importado da Bolívia e a importância do GASBOL para o Brasil

No início da década de 1990, com a necessidade brasileira de diversificar a matriz energética, passou-se a considerar o gás importado da Bolívia nas diretrizes da política nacional, não somente por questões estratégicas e de segurança energética, mas também por questões ambientais, que começavam a ganhar espaço nas discussões do governo e da sociedade naquele período. Por ser menos poluente, o GN foi visto como um potencial substituto do óleo combustível, principalmente no setor industrial (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002).

Além do consumo na indústria, Holanda (2001) afirma ainda que na década de 1990 o governo brasileiro passou a considerar uma participação maior de GN para a geração de energia elétrica, em função da diminuição do potencial hidrelétrico na região Sul-Sudeste, principal centro de carga do país. Além disso, vantagens como tempo de construção menor em relação a usinas hidroelétricas de mesmo porte, possibilidade de se localizar próximo aos centros consumidores e a utilização de um combustível mais limpo que o óleo combustível e que o carvão foram todos motivadores adicionais para o início da implantação de um amplo programa de termelétricas a gás natural no Brasil. (HOLANDA, 2001).

Como nesse período o Brasil ainda não havia desenvolvido uma produção interna sólida de GN, consolidou-se, nos anos de 1990, a opção de se importar o combustível da Bolívia, país vizinho

que começava a anunciar descobertas de enormes reservas de GN. O gás boliviano surgiu, então, como a principal opção de suprimento ao Brasil (FUSER, 2011).

Nesse contexto, após períodos de negociações entre os governos brasileiro e boliviano, inicialmente sem grandes avanços, um contrato de compra e venda de GN da Bolívia para o Brasil, chamado de GSA (*Gas Supply Agreement*), foi assinado em fevereiro de 1993, condicionado à obtenção de financiamentos que viabilizassem a construção de um gasoduto interligando as áreas produtivas da Bolívia ao mercado consumidor brasileiro (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002). Tal gasoduto foi denominado de GASBOL: Gasoduto Bolívia-Brasil.

Pelo o acordo de compra e venda do GN, ficou decidido que, pelo lado da Bolívia, a empresa estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) ficaria responsável exclusiva pela exportação de GN produzido no país. Pelo lado brasileiro, a execução do contrato de importação e a construção do GASBOL ficaria sob responsabilidade da Petrobras, então detentora do monopólio de exploração, produção, exportação, importação e transporte de petróleo e gás natural no país (EPE, 2017).

Para o Brasil, o projeto GASBOL representava um passo definitivo para a diversificação de sua matriz energética através do consumo do gás. Para a Bolívia, a importância do desenvolvimento desse projeto se estendia bem além da simples comercialização do seu gás. O GASBOL representou a materialização de um grande projeto de desenvolvimento nacional, com impactos que afetam diferentes gerações.

As obras de construção do GASBOL iniciaram-se em 1997 e foram finalizadas em 1999. Com uma capacidade nominal de transporte de 31 MMm<sup>3</sup>/dia, o GASBOL possui, ao todo, 3.150 km de extensão, sendo 557 km atravessados dentro da Bolívia e 2.593 km dentro do território brasileiro (MOUTINHO DOS SANTOS; MAZAFERRO; OXILIA, 2004).

Dentro do território boliviano, o GASBOL se origina na usina de Rio Grande Natural Gas Plant, pertencente a YPFB, localizada a 40 km de distância de Santa Cruz de La Sierra e, ao se adentrar no Brasil, o duto atravessa 136 municípios em seis estados da federação e termina na refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), da Petro-

bras, localizada na cidade de Canoas/RS (PETROBRAS, 2016). O traçado mais detalhado do GASBOL é apresentado na Figura 1.

**Figura 1: Rota do GASBOL**



O custo do projeto GASBOL foi equivalente a USD 2,1 bilhões, sendo que 20% desse total (USD 435 milhões) correspondeu aos investimentos no lado boliviano e os USD 1,7 bilhões restantes foram gastos no trecho brasileiro. Do total de recursos, 82% foram obtidos pela Petrobras, através de empréstimos de longo prazo junto a agências multilaterais e de crédito à exportação, e através de uma participação expressiva do BNDES (TORRES, 2002).

Em relação aos prazos contratuais do GSA, estabeleceu-se que a Bolívia forneceria GN para o Brasil por um período de 20 anos de contrato, portanto, em princípio, até dezembro de 2019. Quanto às quantidades estabelecidas, o GSA previa o início de um fornecimento de 8 MMm<sup>3</sup>/dia de gás, passando para 16 MMm<sup>3</sup>/dia após 8 anos no início da vigência do contrato. Dez anos após o início da vigência até os dias finais, o Brasil deveria importar uma média de 30 MMm<sup>3</sup>/dia da Bolívia (MOUTINHO DOS SANTOS; MAZAFERRO; OXILIA, 2004).

Em termos de preço, foi definido um valor base na entrada do gasoduto e ambas as partes concordaram que o preço do GN vendido para o Brasil seria reajustado periodicamente a partir dos preços de uma combinação de três tipos de óleo combustível no mercado internacional. Do volume máximo contratual, 80% corresponde uma cláusula *take-or-pay*, em que a Petrobras paga, utilizando ou não, o gás natural importado (PINTO JUNIOR et al., 2016).

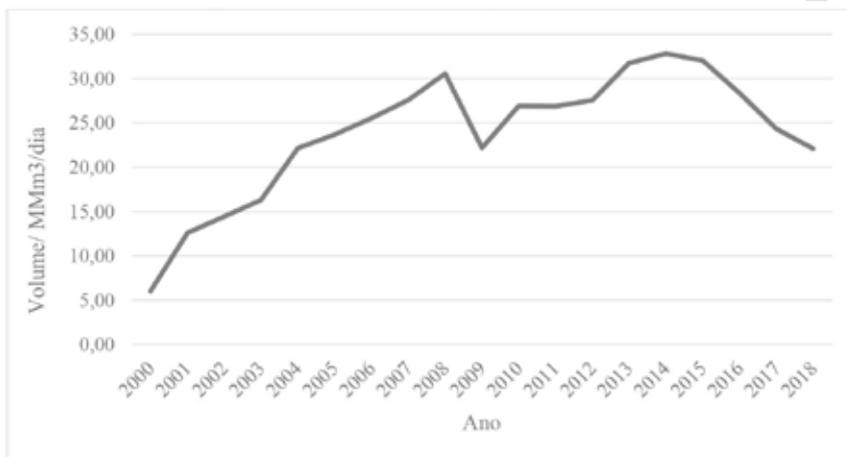
Para gerenciar a operação e a manutenção do GASBOL, a Petrobras e a YPFB criaram, em 1997, duas empresas. Para administrar o trecho brasileiro, criou-se a TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A), companhia de capital fechado tendo como sócios e respectiva participação no negócio os seguintes grupos: Petrobras (51%), BBPP Holdings (29%), YPFB Transporte do Brasil (12%) e GTB-TBG Holdings (8%) (TBG, 2017). Pelo lado da Bolívia, criou-se a GTB (Gas TransBoliviano S.A).

Quase 20 anos após o início do transporte ininterrupto de GN através do GASBOL, o gás boliviano foi essencial para a expansão de um mercado de gás em escala até então inexistente no Brasil. No início dos anos de 1990, a participação do gás na matriz energética primária brasileira era de meros 2% (LAW; DE FRANCO, 1998). A partir de então, a crescente demanda brasileira pelo energético e a possibilidade de compra do gás boliviano foram importantes contribuintes para que a participação do GN na oferta total de energia primária no Brasil chegasse ao valor de 13% em 2018 (EPE, 2019a).

De acordo com Hage (2008), após a implantação do GASBOL, o Brasil incentivou largamente o consumo de GN na indústria, na geração elétrica e no setor de transporte sem a necessidade imediata de se aumentar a produção interna *offshore*, considerada de maior custo. Além disso, sob a ótica da Petrobras, que se tornou o maior agente produtor de GN na Bolívia, tratava-se de promover efetiva política de internacionalização de atividades de Exploração e Produção (E&P), bem como adicionar capacidade produtiva relevantes em ativos *onshore* (diversificação importante para uma empresa que se mostrava crescentemente dependente de operações *offshore*) (HAGE, 2008).

A Figura 2 mostra a evolução do volume de gás importado da Bolívia desde o início da operação do GASBOL até 2018. Observe-se que as importações da Bolívia tiveram um crescimento médio anual composto (CAGR) de 17% entre 2000 e 2010.

**Figura 2: Volume de GN importado da Bolívia.**



**Fonte:** Elaborado pelos autores a partir de dados do MME (2019a).

Em 2000, um ano após o início da operação comercial do GSA, o gás boliviano já correspondia a 26% da oferta brasileira total de GN. Em 2008, a capacidade nominal do GASBOL foi atingida pela primeira vez e o gás da Bolívia representou 50% da oferta brasileira líquida de GN<sup>1</sup>.

Após a repentina queda de consumo, fruto da crise financeira global de 2008/2009, a economia e o consumo energético recuperaram-se no país no final de 2009. As importações através do GASBOL voltam a expandir-se consistentemente (ainda que com um CAGR inferior, de 6%, entre 2009 e 2015).

Em 2014, o Brasil importou um volume recorde de GN da Bolívia de 33 MMm<sup>3</sup>/dia, ou seja, acima da capacidade nominal do duto e as importações corresponderam a 33% de toda a oferta

<sup>1</sup> Curiosamente, já a partir de 2005 e ao longo dos próximos 3 anos, os sentimentos geopolíticos brasileiros (e também bolivianos) em relação ao GASBOL começam a sofrer reveses, alimentados por crescentes sentimentos nacionalistas em ambas as partes. As vantagens mútuas da integração começam a deixar lugar para desconfianças mútuas e medos crescentes em relação a excessivas dependências mútuas.

brasileira de GN naquele ano. Porém, desde aquele ano, as importações de gás da Bolívia têm decrescido, tentando emoldar-se às necessidades bem menos pujantes de um mercado consumidor estagnado por longo período de recessão econômica, bem como a chegada de mais gás doméstico a esse mesmo mercado de pouco vigor. Em 2018, o gás da Bolívia foi responsável por 28% da oferta líquida de gás no Brasil (MME, 2019a).

A área atendida pelo GASBOL no território nacional representa, aproximadamente, 50% do PIB brasileiro de 2018, abastece quatro usinas termelétricas e é entregue a sete distribuidoras que, juntas, atendem mais de 1,2 milhões de consumidores residenciais, 18 mil consumidores comerciais, 2 mil consumidores industriais e 590 estações de serviços de GNV (ANP, 2018).

Além de atender ao mercado consumidor brasileiro com, aproximadamente, 30% da oferta de GN, o GASBOL é considerado um dos maiores projetos de integração energética da América do Sul e esse integração construída pelo GASBOL possibilitou ganhos para ambos países. Para a Bolívia, a exportação do gás ao Brasil permitiu ao país monetizar suas reservas, aumentar os investimentos no país e a relevância da indústria do gás natural nesse país. Para o Brasil, a disponibilização do gás boliviano contribuiu para o desenvolvimento de um mercado consumidor antes praticamente inexistente, o que colaborou para diversificação da matriz energética brasileira e, conseqüentemente, para aumentar a segurança de fornecimento energético do Brasil (EPE, 2017).

### 3. A importância do GASBOL para a economia Boliviana

De acordo com dados do Banco Mundial (2018b), o Produto Interno Bruto (PIB) dos países da América do Sul registrou um CAGR de, aproximadamente, 3,18% no período entre os anos 2007 e 2017. Dentre as economias Latino-americanas, a economia boliviana foi aquela na qual se observou a maior taxa de crescimento do PIB em relação aos demais países da América do Sul. No intervalo de 10 anos analisado, o PIB da Bolívia apresentou um CAGR de 4,49%, número bastante relevante se comparado aos demais países do conti-

nente sul-americano e ao crescimento médio mundial, que teve uma expansão média de 2,18% a.a. Como será visto a seguir, muito desse dinamismo econômico se deve a suas reservas, produção e venda do gás natural ao mercado externo, principalmente ao Brasil.

Segundo dados do Fundo Monetário Internacional (FMI, 2017), o aumento dos preços do gás no mercado internacional nos últimos 10 anos (e o aumento consequente direto das receitas do país) possibilitou à Bolívia significativos investimentos públicos e gastos sociais. Estes, por sua vez, contribuíram para a melhoria do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)<sup>2</sup> do país, com o IDH boliviano saindo de 0,608 no ano 2000 e para 0,693 no ano de 2017, representando um aumento de 14% (UNDP, 2018).

Com relação à pobreza do país, esta diminuiu consideravelmente no período de 2000 a 2015, uma vez que 42% da população vivia com menos de USD 3,20 por dia no ano 2000 e, no ano de 2015, esse índice passou para 12,9% (STATISTA, 2019).

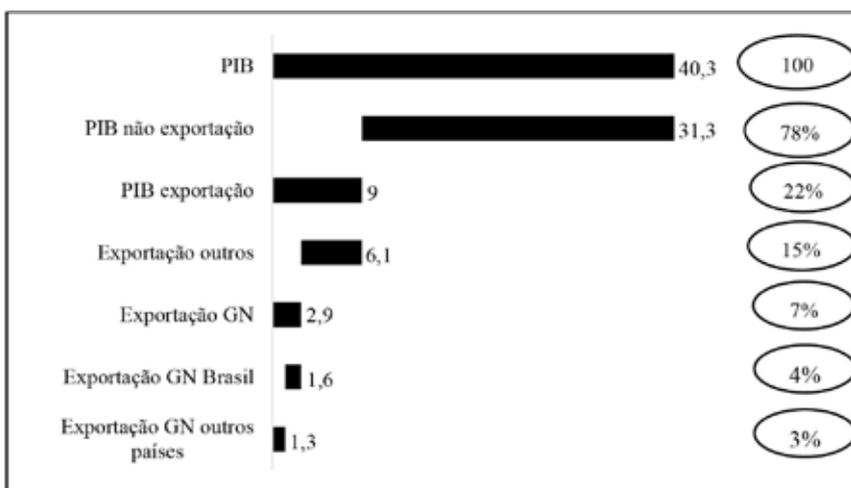
Ao mesmo tempo em que a pobreza diminuiu, o governo boliviano poupou parte dos recursos providos de suas exportações e construiu uma reserva financeira considerável, cerca de USD 20 bilhões, o que permitiu ao governo, por exemplo, absorver impactos econômico da queda nos preços das commodities verificados ao longo da década de 2010 (FMI, 2017).

Evidente que o relativo sucesso apresentado pela economia e desenvolvimento social da Bolívia, ao longo do período de 2007 a 2017, é um fenômeno complexo cuja análise completa extrapola as dimensões e escopo deste capítulo. No entanto, pode-se estimar o papel do Brasil e do GN na economia da Bolívia, a partir dos números relacionados às exportações de GN para o Brasil. Em 2018, o PIB da Bolívia correspondeu a USD 40,3 bilhões, sendo que, aproximadamente, USD 9,0 bilhões (22%) era referente exclusivamente à atividade de exportação (BANCO MUNDIAL, 2019). Os produtos mais exportados pela Bolívia, em 2018, foram Manufaturados (33,6%), Gás Natural (33,1%) e Minerais (26,7%) (IBCE, 2019). Em outras palavras, apenas a venda de GN para o mercado externo foi responsável por 7% do valor de todos os bens e serviços produzidos pela Bolívia em 2018.

<sup>2</sup> O IDH correlaciona informações sobre expectativa de vida da população, nível de escolaridade e renda per capita.

Em relação ao destino das vendas de GN, a Bolívia exporta esse combustível para apenas dois países: Brasil, que absorveu, em 2018, cerca de 55% do volume vendido, e Argentina, que adquiriu os demais 45% no mesmo ano (IBCE, 2019). Uma vez que o GN é o principal produto individual de exportação da Bolívia e que o Brasil é seu maior mercado consumidor, a Figura 3 foi elaborada com o objetivo de mostrar o atual peso que a venda do gás para o Brasil tem na economia da Bolívia.

**Figura 3: Composição do PIB da Bolívia em 2018: Valor Bruto (USD bilhão) e percentual em relação ao PIB total**



**Fonte:** Elaborado pelos autores a partir de IBCE (2019) e Banco Mundial (2019).

É possível observar na Figura 5 que o Brasil exerce um papel bastante relevante na entrada de receita para o país andino, sendo responsável por injetar USD 1,6 bi em 2018 (ou 4,0% de todo o PIB da Bolívia) através do comércio de GN pelo GASBOL.

Segundo Cadena et al. (2017), a entrada dos recursos financeiros na Bolívia, através das exportações de GN para o Brasil, contribui de maneira relevante para as políticas sociais locais e o para o desenvolvimento econômico dessa nação. Dessa maneira, é possível afirmar que o Brasil tem tido uma participação direta nos índices de melhoria de qualidade do povo boliviano. Nessa dimensão, o comércio de gás bilateral tem tido um papel redistributivo fundamental na Bolívia. Enquanto isso, trata-se de um

item com participação bastante limitada no conjunto de pauta de importações brasileira e com peso quase insignificante no PIB no Brasil (CADENA et al., 2017).

De acordo com dados do Instituto Boliviano de Comércio Exterior (IBCE, 2019) e do MME (2019a), entre 2000 e 2017, as exportações totais bolivianas saltaram de USD 1,2 bi para USD 8,0 bi e o volume de GN exportado para o Brasil aumentou de 6,0 Mm<sup>3</sup>/dia para 25 Mm<sup>3</sup>/dia no mesmo período. Assim, as exportações de GN para o Brasil têm tido o papel de definir a curva de volatilidade das exportações totais bolivianas. Portanto, pode-se inferir que uma súbita redução das importações de GN pelo Brasil poderá gerar instabilidades importantes no balanço comercial e na capacidade de evolução do PIB da Bolívia.

Aqui, o único objetivo é demonstrar que uma decisão aparentemente simples de política gasífera brasileira não pode deixar de considerar dimensões geopolíticas complexas vis-à-vis a Bolívia e ao papel de liderança regional do Brasil junto a países vizinhos bem menos favorecidos. Há de se lembrar também que fronteiras instáveis representam ameaças constantes à ordem e à segurança nacional.

#### 4. Possíveis efeitos na Bolívia em um cenário de não renovação do contrato de fornecimento do gás

Considerando que as exportações são responsáveis por uma fatia de 22% do PIB da Bolívia e que o GN enviado para o Brasil tem uma participação majoritária no mix de produtos exportados, um primeiro efeito negativo possível, em um cenário de rompimento do contrato da compra do gás boliviano pelo Brasil, seria uma certa desorganização econômica na balança de transações correntes na Bolívia com provável consequências sérias para a economia boliviana no curto e no longo prazo (IRONS, 2009).

Irons (2009) descreve que uma queda no PIB de determinado país pode ter como efeito a redução dos investimentos públicos e privados, o aumento do número de pessoas sem emprego e a queda da renda das famílias, gerando um ciclo vicioso de perda de atividade econômica. Outros efeitos apontados pelo autor

incluem a área da educação, principalmente para as crianças e jovens, uma vez que a perda da renda desencoraja as famílias a prover um ambiente educacional mais adequado, incluindo não somente a inserção em boas escolas e a atividades de lazer, mas também os cuidados com saúde e alimentação, levando-se a um atraso, ou mesmo abandono, nos planos dos jovens a ingressarem em uma universidade. Além dos efeitos nas famílias, uma outra consequência da queda do PIB diz respeito à redução do nível de investimento privado, que pode levar a uma queda da capacidade de produção do país por um longo período. A desaceleração do investimento também pode reduzir a capacidade de inovação e desenvolvimento de novas tecnologias.

Alguns países vizinhos ao Brasil e à Bolívia já tiveram experiências de como a perda de receitas provindas de exportações podem comprometer a economia do país. Aqui, vale citar o exemplo da Venezuela. Em relação à Venezuela, o exemplo deve ser citado tendo por objetivo não apresentar os efeitos internos que a crise econômica e política vem causando ao país, mas, sim, exemplificar como uma recessão econômica em um país vizinho pode ter efeitos negativos importantes também no Brasil, incluindo temas populacionais associados à fuga em massa de venezuelanos rumo à fronteira brasileira.

A Venezuela apresenta uma das maiores reservas de petróleo do mundo e o energético é praticamente a única fonte de receita externa do país, respondendo por 96% das exportações totais do país. Ou seja, a entrada de dinheiro na economia venezuelana é praticamente dependente exclusiva da exportação de petróleo, sujeito a variações de preço e de demanda em escala mundial (MESQUITA; CORAZZA, 2019). A queda do preço do petróleo verificada no ano de 2014 e a queda da demanda chinesa pelo petróleo mais pesado venezuelano levou a Venezuela a uma forte queda de suas receitas, que foi um dos fatores adicionais da crise econômica que tomou conta da nação após a morte do presidente Hugo Chaves. Segundo Mesquita e Corazza (2019), o país vive a maior recessão de sua história, com 12 trimestres seguidos de retração econômica e uma queda de 37% do PIB entre 2013 e 2017.

Em função da grave situação econômica, alimentos e medicamentos básicos estão em falta na maioria das cidades do país,

levando milhares de venezuelanos a se refugiarem na Colômbia e no Brasil, gerando uma crise humanitária regional que poderá se estender por muitos anos.

O Brasil faz fronteira com a Venezuela em uma extensão total de 2.200 km. Em Roraima, estado que possui a maior parte dessa extensão, a recente entrada de venezuelanos, que deixaram seu país em busca de melhores oportunidades no Brasil, tem trazido consequências graves para o estado. Cambricoli (2018) afirma que, na capital do estado de Roraima, Boa Vista, a entrada de, aproximadamente, 40 mil venezuelanos entre 2017 e 2018 fez com que a população da cidade aumentasse 10%.

Sem a garantia de obtenção de emprego em Boa Vista e na ausência de capacidade dos governos municipal e estadual de acolher os imigrantes venezuelanos, estes passam a morar em praças públicas de Boa Vista, ou mesmo em calçadas, sem nenhum acesso a banheiros ou a água potável, vivendo de esmolas nas ruas e em filas de restaurantes.

Houve, ainda, um aumento do número de mulheres venezuelanas que se submeteram à prostituição, como meio de obtenção de renda enquanto permanecem na cidade entre 2017 e 2018. Segundo ainda Cambricoli (2018), como consequências diretas dessa onda migratória em Boa Vista, registrou-se um aumento do nível de degradação observado na cidade e aumento do nível de insegurança sentida pelos moradores locais.

A situação da Venezuela não está apenas atrelada à dependência das exportações de petróleo. A não diversificação da sua economia, a forte dependência de importações, políticas caóticas de controle cambial e de preços domésticos, bem como um histórico de governos populistas, interventores e corruptos são outros fatores que levaram a Venezuela à situação presente.

Diferente da Venezuela, a Bolívia diversificou bem os seus produtos exportados e não depende exclusivamente do gás, que, como já visto, corresponde atualmente por 33% dos produtos exportados. Porém, em um cenário de queda da exportação de gás para o seu principal mercado, que é o Brasil, e uma consequente queda de sua atividade industrial e eventual recessão econômica, pode-se assistir a novas questões humanitárias migratórias, dessa vez de bolivianos para o Brasil, em busca de empregos e de condi-

ções melhores de vida e, em especial, para o estado do Mato Grosso do Sul, que detém a maior fronteira com o país vizinho.

## 5. Retomada da priorização das relações bilaterais

A parceria comercial gasífera entre Bolívia e o Brasil caracteriza-se como uma relação bilateral, cuja principal característica é prover mutuamente benefícios financeiros, fiscais, políticos e sociais.

Lopes e Carvalho (2011) afirmam que a construção de acordos bilaterais tem sido motivada a partir do momento em que os países percebem o tamanho do desafio envolvido na relação envolvendo diversas nações, como, por exemplo, o lento avançar das negociações multilaterais e os frequentes impasses surgidos entre nações em alguns temas importantes, incluindo aplicação de barreiras não tarifárias, o tratamento diferenciado para determinados produtos e tantas outras questões voltadas a promover valores como direitos humanos, democracia plena ou sustentabilidade.

Em relação ao Brasil e seu comércio internacional, dados do MDIC (2019b) mostram que o Brasil mantém acordos comerciais (diretamente ou via Mercosul) apenas com os países vizinhos da América do Sul, com o México, Cuba, Índia, Israel, Egito e alguns outros países da África. Pela pequena quantidade de acordos oficiais, Kalout et al. (2018), afirmam que o Brasil é uma das economias mais fechadas do mundo, com ganhos bastante reduzidos no comércio internacional. Como solução, os autores sugerem uma maior abertura comercial para o país, redução de tarifas de importação, modernização do regime regulatório e qualificação de mão de obra como um todo.

Outras literaturas encontradas (OECD, 2018; BANCO MUNDIAL, 2018a) apontam ainda que os ganhos de uma maior integração internacional estão relacionados ao maior acesso a bens de capital e insumos, a preços mais competitivos e com modernas tecnologias. A maior abertura possibilita também às empresas participar de cadeias globais de valor, elevando, portanto, sua competitividade e proporcionando ganhos substanciais na criação de empregos e no aumento da produtividade do país, incluindo

mais inovação, competitividade, melhoria na qualidade da mão da obra e dos bens e serviços ofertados. O foco no comércio bilateral é reiterado pelo diretor-geral da Organização Mundial do Comércio (OMC), Roberto Azevedo, o qual também afirma: “Tenho dito com grande frequência que o caminho bilateral tem de ser trilhado e é mais efetivo sobretudo nas negociações tarifárias e acesso ao mercado” (AZEVEDO, 2019).

Portanto, uma renovação do contrato de fornecimento e compra de gás entre o Brasil e Bolívia parece estar em linha com as recentes propensões a acordos bilaterais. A renovação do GSA contribuiria para o Brasil não se isolar no mercado mundial na indústria do gás em se tratando da histórica vocação de um país pela autossuficiência energética.

## 6. Balança Comercial entre Brasil e Bolívia

As relações de parceira comercial entre Brasil e Bolívia se iniciaram ainda na primeira metade do século XX, período em que a economia brasileira deixava de ser fundamentalmente agrária e se iniciava na direção industrial. Entretanto, apesar de algumas tentativas de cooperação entre os dois países no passado, foi apenas através do GASBOL que a cooperação, de fato, se materializou.

Dados do IBCE (2019) indicam que, com a construção do GASBOL e o desenvolvimento das exportações de GN da Bolívia para o Brasil, este se tornou o principal destino das exportações da Bolívia. Em 2018, o Brasil absorveu 19% de todos os produtos que o país andino exporta, seguido pela Argentina (13%), Índia (8%) e Japão (7.5%).

Por outro lado, dados do Ministério da Economia, Indústria, Comércio Exterior e Serviços do Brasil (MDIC, 2019a) indicam que o volume comercial trocados entre Brasil e Bolívia ainda é bastante inferior em relação aos demais países com os quais o Brasil possui relações comerciais. Como mostrado no Quadro 1, a Bolívia, em 2018, não se encontrava nem entre os 30 primeiros países que mais realizaram transações comerciais com o Brasil.

**Quadro 1: Ranking dos países que mais exportaram produtos para o Brasil em 2018**

<b>Ranking</b>	<b>País</b>	<b>Valor (USD MM)</b>	<b>Participação</b>
1º	China	63930	26,7
2º	Estados Unidos	28697	12
3º	Argentina	14913	6,2
4º	Países Baixos	13060	5,5
5º	Chile	6693	2,7
...	...	...	...
37º	Bolívia	1453	0,6

**Fonte:** Elaborado pelos autores partir de MDIC (2019a).

Comparando-se os valores das relações bilaterais entre Brasil e Bolívia, verifica-se que as exportações de GN praticamente financiam as importações bolivianas de bens brasileiros e isso tem sido realizado com certo superávit comercial para a Bolívia. Dentre os itens exportados pelo Brasil para a Bolívia, os destaques são produtos manufaturados ou semimanufaturados, com destaque para lingotes de ferro, betume refinado, condutores elétricos, tratores, locomotivas, móveis de madeira, arroz, calçados e fungicidas (MDIC, 2019a).

O saldo comercial brasileiro com a Bolívia apresenta-se algumas vezes superavitária outras deficitário. Em 2016 e 2017, com a redução de volumes e preço do gás importado da Bolívia, a balança comercial passou a ser superavitária. Em 2018, o saldo voltou a ser negativo para o Brasil, ainda que com margem bem menor desde aquelas verificadas em anos anteriores a 2016 (ITAMARATY, 2019).

Porém, mesmo esses déficits registrados contra o Brasil nas relações comerciais bilaterais com a Bolívia devem ser analisados com vieses mais positivos e estratégicos. Em primeiro lugar, trata-se de montantes que não representam qualquer ameaça para o agregado da balança comercial brasileira. Em segundo lugar, há de se convir que essa representa uma certa ordem natural nas relações comerciais entre duas economias com padrões tão distintos de desenvolvimento, isto é, a Bolívia sendo uma nação exportadora de recursos naturais e o Brasil em busca de fontes energéticas que promovam seus planos de crescimento e modernização industrial, principalmente nas suas regiões Sul e Sudeste.

Nesse sentido, há de se enfatizar que o GN é o único elemento que permite uma certa irradiação da força econômica brasileira além da fronteira, promovendo a inclusão da Bolívia numa economia regional em construção. Com essa perspectiva, há de se lamentar apenas que a pauta comercial entre Brasil e Bolívia ainda seja bastante tímida, havendo, portanto, espaço para novas estratégias que possam aumentar as transações comerciais bilaterais.

## 7. A perspectiva de aumento da produção nacional: O gás do pré-sal

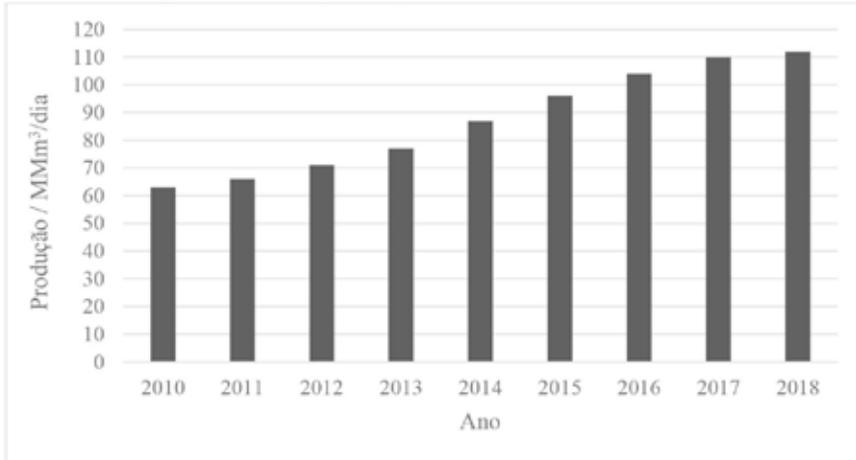
O ano de 2006 representou um marco histórico para as atividades exploratórias *offshore* da Petrobras no Brasil em relação aos seus investimentos em novos campos petrolíferos do país. Naquele ano, abaixo da espessa camada de sal no Campo de Tupi (atual campo de Lula), confirmou-se a existência de um extenso sistema petrolífero com grande capacidade de geração de hidrocarbonetos de alta qualidade, revelando-se uma nova fronteira exploratória com expressivos volumes de óleo e gás natural (PEDROSA; CORRÊA, 2016).

A partir deste campo, as atividades exploratórias não pararam e, em seguida, foram identificados outros sistemas sempre abaixo da camada de sal nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, principalmente. De acordo com Guedes (2016), essa nova fronteira geológica, denominada de pré-sal, corresponde a uma área aproximada de 800 km de extensão e 200 km de largura na área oceânica dos estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santos.

Após a superação de desafios tecnológicos para a extração dos hidrocarbonetos da camada do pré-sal, a produção doméstica, tanto de petróleo quanto de GN associado (dado a levada razão gás-óleo dos reservatórios), cresceu sistematicamente entre 2010 e 2018 (ALMEIDA; COLOMER; VITTO, 2017). Passados quase dez anos após as primeiras descobertas no pré-sal, o Brasil produziu, em 2018, um volume inédito de GN equivalente a 112 MMm<sup>3</sup>/dia, dos quais 45% (50 MMm<sup>3</sup>/dia) corresponderam ao volume de gás extraído das reservas do pré-sal (MME, 2019a). A Figura 4

apresenta a evolução da produção interna brasileira de GN entre 2010 e 2018.

**Figura 4: Evolução da produção bruta nacional de GN**



**Fonte:** Elaborado pelos autores a partir de MME (2019a).

A produção média nacional bruta de GN cresceu 77% nos últimos oito anos, saindo de 63 Mm<sup>3</sup>/dia em 2010 e alcançando 112 Mm<sup>3</sup>/dia em 2018. Essa forte expansão pode ser atribuída às recentes inovações tecnológicas que viabilizaram a exploração do GN na região do pré-sal (TOLMASQUIM, 2016).

Em relação ao transporte do GN do pré-sal ao mercado brasileiro, esse gás é escoado por dois grandes gasodutos submarinos: o gasoduto Rota 1, em operação desde 2011, com capacidade de escoamento de 20 Mm<sup>3</sup>/dia e o Rota 2, que entrou em operação em 2016 e que possui uma capacidade para escoar 13 Mm<sup>3</sup>/dia. Com 401 quilômetros de extensão, o Rota 2 é o gasoduto submarino de maior extensão em operação no Brasil (GUEDES, 2016).

Além dos dois gasodutos já em operação, a Petrobras iniciou a construção de um terceiro gasoduto, chamado de Rota 3, que escoará o GN da região do pré-sal da Bacia de Santos até o Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (Comperj). O projeto do gasoduto Rota 3 possui 355 km de extensão e capacidade de transporte de 18 Mm<sup>3</sup>/dia (MESQUITA; GUIMARÃES; VERGARA, 2018).

Já pelo lado a iniciativa privada, a empresa privada COSAN vem desenvolvendo o projeto de uma quarta rota de escoamento do GN do pré-sal, ligando a Bacia de Santos até o litoral do estado de São Paulo, com capacidade de 15 MMm<sup>3</sup>/dia. O objetivo desse duto é fornecer gás para os municípios da baixada santista e para outros que estejam sob concessão da distribuidora Comgás (ZANARDO, 2015).

Em relação ao planejamento futuro da oferta interna de GN, o governo brasileiro, através do seu Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2027), sinaliza uma produção diária média de 220 MMm<sup>3</sup>/dia para o ano de 2027 (EPE, 2018). Isso corresponderá a um crescimento de 97% em relação à produção em 2017.

Segundo o PDE 2027 (EPE, 2018), a produção doméstica relativa aos campos do pré-sal terá uma parcela bastante significativa no incremento do volume de GN, alcançando uma parcela de 78% do volume de produção total brasileiro previsto para o final de 2027. O governo ainda planeja que as bacias de Campos e Santos, juntas, correspondam a, aproximadamente, 92% da produção total de GN prevista para 2027.

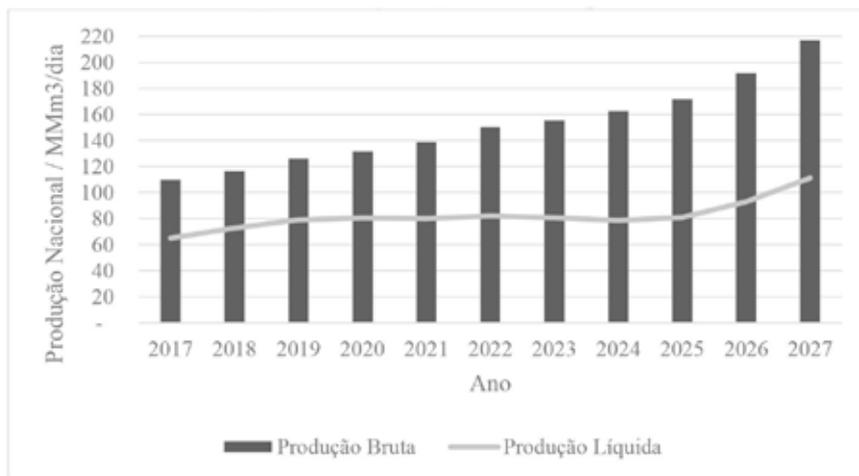
Dessa maneira, as recentes evoluções e as expectativas futuras da produção interna de GN no Brasil impõem uma reflexão a respeito do potencial brasileiro em se tornar futuramente autosuficiente na produção de GN, eliminando, portanto, a necessidade da importação do combustível, principalmente da Bolívia. Porém, como será visto a seguir, a consolidação desse incremento na produção interna brasileira e o caminho para que tal volume chegue ao mercado doméstico brasileiro esbarram em alguns desafios, os quais os agentes públicos e privados precisam considerar.

## **7.1 Desafios da produção do gás natural do pré-sal**

Quando se analisa o planejamento do governo brasileiro em relação à produção líquida de GN, isto é, o volume de gás disponível nas unidades de processamento de GN ao se descontar da produção bruta dos volumes referentes aos processos de injeção nos reservatórios, às perdas ou queimas e ao consumo próprio nos processos de exploração e produção, verifica-se que a produção

líquida não acompanha a produção bruta estimadas, como mostrado na Figura 5.

**Figura 5: Indicativo de expansão da produção bruta e líquida nacional de GN no Brasil**



**Fonte:** Elaborado pelos autores partir de EPE (2018).

De acordo com o PDE 2027 (EPE, 2018), a projeção de crescimento da produção líquida de GN para os próximos 10 anos corresponde a 70%, saindo de 65 MMm<sup>3</sup>/dia em 2017 e atingindo 111 MMm<sup>3</sup>/dia ao final de 2027. A diferença observada entre a produção bruta e a produção líquida ocorre majoritariamente devido aos altos índices de reinjeção do gás para aumentar a recuperação do petróleo que são considerados para o período decenal em questão.

Bernardes (2018) aponta que a alternativa de reinjeção do gás nos campos de petróleo *offshore* pode ser adotada sempre que houver necessidade para tal. Todavia, segundo o autor, a partir do momento em que a reinjeção do gás se torna tecnicamente inviável e o aproveitamento comercial do gás não for possível, as empresas produtoras não terão como explorar os campos petrolíferos do pré-sal.

Para que se possa adotar uma melhor gestão dos campos de produção e, eventualmente, restringir (ou conter) os altos volumes de GN esperados para serem reinjetados nos poços, Almeida,

Colomer e Vitto (2017) destacam que a viabilidade econômica do aproveitamento do gás do pré-sal e, portanto, do aumento na produção interna brasileira, dependerá dos investimentos necessários para o tratamento, escoamento e processamento do gás natural para venda ao mercado nacional. Os autores enfatizam que esse gás apresenta certas particularidades técnicas em relação às reservas tradicionais brasileiras e que resultam em elevados custos de produção.

O primeiro desafio referente ao aumento futuro da produção de GN na camada do pré-sal é a presença considerável de concentrações de contaminantes em algumas regiões, em particular o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). Segundo Beltrão et al. (2009), a ocorrência de  $\text{CO}_2$  no GN pode inviabilizar o transporte do GN bruto até a costa brasileira, uma vez que esse “contaminante”, na presença de traços de água, produz o ácido carbônico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) que tem como efeito uma tendência de maior corrosão nas tubulações de transporte do GN.

De acordo com D’Almeida et al. (2018), a concentração de  $\text{CO}_2$  nos campos do pré-sal que já estão em produção na Bacia de Campos e Santos corresponde a um valor médio de 0,5% em volume. Porém, em algumas áreas de prospecção mais recente, as concentrações de  $\text{CO}_2$  apresentam concentrações bastante elevadas, variando de 5% a 80%, valores muito acima dos limites impostos pela ANP para a comercialização do gás, definidos para um valor máximo de 3% em volume (ANP, 2008). Portanto, a conversão desses gases brutos com alta concentração de  $\text{CO}_2$  em um GN especificado para o mercado doméstico requer importantes investimentos adicionais dos produtores para remoção do  $\text{CO}_2$ . Atualmente, a remoção do  $\text{CO}_2$  é realizada através de processos físicos ou químicos, como, por exemplo, a absorção química, permeação em membranas, absorção, destilação criogênica e até mesmo processos híbridos, cuja seleção da tecnologia depende da vazão e da composição do GN a ser tratado (EPE, 2019b).

Independente da operação unitária utilizada, sua implantação demandará dos custos de investimento e de viabilização de espaço logístico para sua instalação nas plataformas *offshore* de extração do GN, e tais custos deverão ser refletidos no preço final de venda GN. Rochedo et al. (2016) e Almeida Colomer e Vitto

(2017) afirmam que as tecnologias disponíveis de remoção de CO<sub>2</sub>, por apresentarem um alto custo de implantação e operação, exigem tratamento de grandes volumes de GN “contaminado”. Porém, eventuais economias de escala acabam sendo limitadas pelas restrições logísticas, uma vez que unidades de separação de grande porte ocupam muito espaço nas plataformas de extração, principalmente quando é exigido a expansão dos separadores existentes. Assim, o produtor necessita fazer estudos de *trade-off* cujos resultados podem tornar a produção e comercialização desse gás inviável técnica/economicamente.

Um segundo desafio a ser mitigado se refere ao custo de transporte do gás dos poços do pré-sal até uma unidade de processamento de GN localizada na costa brasileira. De acordo com Albert et al. (2011), os custos embutidos em um projeto de gasoduto são função de diversas variáveis, como o volume e composição do gás a ser transportado, profundidade do duto, temperatura da água, topografia na qual os dutos serão instalados e a extensão do gasoduto. Em relação aos campos do pré-sal, os custos do escoamento são impactados por dois principais fatores: a localização dos campos em águas profundas, o que demanda uma maior espessura das tubulações de transporte para suportar altas pressões, e a enorme distância entre as áreas do pré-sal e a costa brasileira, que corresponde a um valor médio de 300 km (EPE, 2019b).

De acordo com Subero, Sun e Deshpande (2004), o CAPEX estimado para implantação de gasodutos *offshore* corresponde a valores situados em uma faixa entre 313 milhões USD/km e 625 milhões USD/km. Ou seja, considerando a distância de 300 km entre os campos do pré-sal e a costa brasileira, o custo para construção de futuros dutos de escoamento pode variar de USD 94 bilhões a USD 188 bilhões. Os montantes envolvidos requerem fontes relevantes de financiamento, com prazos elevados de maturação. Para os produtores *offshore* há de se considerar os custos de oportunidades, já que esses mesmos investimentos podem viabilizar de 2 a 4 novos poços produtores do pré-sal, com rentabilidades que tendem a ser bastante superiores, dada a produção adicional de petróleo associado (MOUTINHO DOS SANTOS, 2019).

Além disso, tais investimentos requeridos demandam volumes expressivos de transporte, os quais, do outro lado do duto, precisam

encontrar acesso aos mercados para a venda do GN a fim de justificar e amortizar tais investimentos. Porém, tanto a produção nacional e o acesso à infraestrutura de transporte quanto a venda para as distribuidoras são atividades que, praticamente, pertencem a uma única empresa, a Petrobras.

Mesmo com a regularização do setor através da Lei 11.909/2009, conhecida como “Lei do Gás”, a Petrobras continuou com o monopólio na oferta de gás natural para o mercado brasileiro. De acordo com Sales e Hochstetler (2016), a Petrobras ainda é responsável por 92% da produção interna de GN no Brasil, controla mais de 95% de toda a malha de gasoduto no país, possui participação acionária em 19 das 27 concessionárias de distribuição de gás presentes em território brasileiro e ainda é responsável por 52% de toda a potência instalada de termelétricas movidas a GN no país.

Esse monopólio da estatal brasileira sobre a infraestrutura de transporte e sua participação nas distribuidoras acaba por não incentivar a entrada de novos agentes produtores que poderiam contribuir para o aumento da produção doméstica brasileira e para uma maior competitividade do setor de GN no Brasil. Apesar dos planos do governo brasileiro em extinguir o monopólio da Petrobras na cadeia de valor do gás dentro de um programa de abertura do mercado, essa situação de exclusividade da estatal brasileira ainda persiste no país.

## 8. O preço do gás Boliviano como fator de competitividade para o Brasil

Além dos aspectos geopolíticos e comerciais entre Brasil e Bolívia, outro fator relevante a ser considerado nas discussões quanto à manutenção (ou não) do fornecimento de gás boliviano para o Brasil refere-se ao preço praticado por esse recurso importado. As negociações quanto à formação de preço a ser cobrado pelo gás a ser consumido pelo Brasil foram tratadas entre os governos de ambos os países.

De qualquer forma, esse valor deve ser comparado com outras alternativas de fornecimento de gás para o Brasil. De acordo com

Filgueiras (2009), pelo fato do gás não possuir um mercado cativo, a sensibilidade da sua demanda é relativamente alta em função do preço, ou seja, os consumidores estão sempre atentos aos custos desse energético na tentativa de se preservar sua competitividade. Uma vez não sendo competitivo, os consumidores podem ter a opção de substituí-lo por outras alternativas de oferta ou mesmo por outras fontes energéticas. Dessa maneira, a política de preços entre os concorrentes que ofertam o GN é uma variável importante para se garantir um mercado consumidor.

No Brasil, a precificação do gás natural é indexada, principalmente, aos preços de uma cesta de óleos no mercado internacional e são praticados em três principais modalidades de precificação (MME; ANP; EPE, 2016; INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2016).

#### **i) Tarifas TCQ (Transporte, Capacidade e Quantidade)**

Modalidade inicialmente adotada pela Petrobras, cuja precificação é separada entre o valor da molécula, cujo valor é diferenciado entre a oferta nacional e a oferta importada, e o valor do transporte, que é função da distância transportada. O preço da molécula é indexado aos preços internacionais do petróleo, enquanto a parcela referente ao transporte depende da origem do gás natural: no caso do nacional, o valor do transporte é indexado ao Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M); e em relação ao gás importado boliviano, a tarifa do transporte é reajustada, anualmente, em 0,5% mais a variação cambial do período (CECCHI, 2002).

#### **ii) Tarifas para geração termelétrica**

Tarifa exclusiva para o fornecimento de gás às usinas termelétricas e estabelecidas pelo Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), implementado no ano de 2000.

#### **iii) Tarifas NPP (Nova Política de Preços)**

Modalidade que foi introduzida pela Petrobras em 2007. Assim como na TQC, há duas parcelas na Tarifa NPP, sendo uma referente à molécula e outra referente ao transporte. A principal diferença, porém, é que na NPP a parcela do transporte passou a ser uniforme em todo o país, independentemente da origem do gás

e do ponto de sua retirada. A parcela relacionada à molécula continuou indexada aos preços internacionais do petróleo. Porém, em 2011, a Petrobras adotou uma política de descontos discricionários na NPP que alterou a dinâmica de precificação. Essa foi chamada de Nova Política Modalidade Firme Renegociado.

A modalidade NPP sem desconto tornava o gás nacional mais caro do que o produto importado da Bolívia e, também, menos atrativo do que o óleo combustível. Para responder à forte queda da atividade industrial iniciada a partir de 2010, os consumidores industriais tentavam resgatar a competitividade migrando seu mix energético para o óleo combustível e para a biomassa.

Analisando o período de junho de 2012 a dezembro de 2018 (MME, 2019a), até o final de 2015 o preço do gás boliviano era inferior ao preço do gás doméstico brasileiro da modalidade NPP sem desconto e superior à NPP com desconto. Porém, desde o final de 2015, quando o preço do petróleo voltou a reagir nos mercados globais, o desconto não é mais aplicado sobre os preços contratados sob a modalidade NPP. Novamente, o gás importado boliviano reconquistou a competitividade em relação ao gás doméstico brasileiro. A maior diferença entre o gás nacional e o gás boliviano neste período acontece em 2017, quando o preço médio do gás da Bolívia foi vendido a 6,0 USD/MMBtu e o preço do gás nacional vendido a 8,0 USD/MMBtu.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2019a), o preço médio do gás importado da Bolívia, no ano de 2018, correspondeu a um valor de 5,35 USD/MMBtu na entrada do Brasil. Ao adicionar o custo de transporte do gasoduto GASBOL, as distribuidoras brasileiras pagaram um preço médio de 7,34 USD/MMBtu. Ainda em 2018, o valor médio pago pelo gás produzido no Brasil, junto com o transporte, correspondeu a 7,79 USD/MMBtu (Modalidade Firme) e a 8,87 USD/MMBtu (Modalidade Firme Renegociado), registrando, portanto, em média, uma diferença de 0,45 a 1,53 USD/MMBtu em favor do gás da Bolívia.

Em valores mais atuais, a Tabela 1 apresenta o preço médio do GN praticado pela Petrobras para as distribuidoras locais referente ao mês de fevereiro/2019, divulgado pelo MME (2019a).

**Tabela 1: Preço Médio Petrobras para Distribuidora em fevereiro de 2019<sup>3</sup>**

Preço médio Brasil (USD/MMBTU)	Gás Importado			Nova Política Modalidade Firme			Nova Política Modalidade Firme Renegociado		
	Transporte	Molécula	Total	Transporte	Molécula	Total	Transporte	Molécula	Total
	1,99	6,75	<b>8,75</b>	2,12	7,55	<b>9,67</b>	1,64	9,08	<b>10,72</b>

Fonte: Elaborado pelos autores partir de MME (2019a).

No final de fevereiro de 2019, a diferença média de preço entre o gás boliviano e o gás nacional foi ainda maior do que a média de 2018. Para cada MMBtu, o gás produzido internamente no Brasil apresenta um preço superior ao gás boliviano de USD 0,91 (10,5%) a USD 1,97 (22,5%), em relação à modalidade firme sem desconto e renegociada, respectivamente.

Apenas como efeito demonstrativo, admitindo-se esta última divulgação de preços e considerando uma transação hipotética de aquisição de 20 Mm<sup>3</sup>/dia de gás doméstico, tal opção de compra representaria um custo anual adicional para o consumidor brasileiro de USD 240 milhões a USD 513 milhões em função da modalidade sem desconto e renegociada, respectivamente.

Para as indústrias brasileiras consumidoras de gás natural, como o setor de químicos e fertilizantes, que utilizam o gás como matéria prima, o custo com o combustível pode representar até 30% de todo o custo operacional produtivo (TOLMASQUIM, 2016). Portanto, o fator preço torna-se um item importante no momento de análise de uma nova política de suprimento que eventualmente privilegie a substituição da importação de gás boliviano pela produção doméstica brasileira.

Em relação a um novo contrato de fornecimento de gás boliviano a partir do seu vencimento, uma vez que toda infraestrutura

<sup>3</sup> Médias regionais simples (não ponderadas por volume). Preços isentos de tributos e encargos. - Quatro Distribuidoras possuem contrato do tipo Nova Política Modalidade Firme (Algás, Cegás, Copergás e Sulgás); - 13 Distribuidoras possuem contrato do tipo Nova Política Modalidade Firme Renegociado (Bahigás, BR distribuidora-ES, Ceg, Ceg Rio, PBgás, Potigás, Sergás, Comgás, Gasmig, São Paulo Sul, Gasbrasiliano, Compagás, Msgás); 5 distribuidoras possuem contrato do tipo Gás Importado, referente ao gás boliviano (Msgás, Comgás, Compagás, Scgás e Sulgás).

do GASBOL já estará pronta com seu custo de construção plenamente amortizado, os preços praticados pelo gás boliviano e os prazos de fornecimento para os consumidores podem se tornar bastante competitivos em relação a outras opções de oferta.

Em relação ao gás nacional provindo do pré-sal, o seu preço ao consumidor final permanece ser uma incógnita. A presença de altas concentrações de CO<sub>2</sub> e a necessidade da instalação e operação de plantas de separação dessa impureza, aliada à construção de novos gasodutos para transportar o GN a uma distância média de 300 km da costa brasileira, irão refletir nos custos de produção e logística e, consequentemente, refletir no preço de venda.

Embora haja um cenário de maior incentivo ao GN, esta fonte dificilmente reinará sozinha em um país que se vangloria pela presença de um mix energético diversificado e com elevada participação de fontes renováveis de energia. As forças políticas no Brasil pró-gás sempre tiveram papéis subjacentes e o planejamento integrado dos recursos jamais exaltaram o gás em detrimento de outras fontes estabelecidas.

Sobre o futuro desse contexto político interno, ainda há muitas indefinições. Por um lado, há um comprometimento do governo federal em se propor um Novo Mercado de Gás mais atrativo aos investimentos. Por outro lado, há de se questionar se a ausência da Petrobras como empresa líder com características desenvolvimentistas não será prejudicial para se ancorar um novo ciclo de expansão da indústria de gás no Brasil.

## 9. Novo Mercado de gás natural no Brasil e a chamada pública GASBOL

Como já discutido no capítulo, a Petrobras detém o monopólio da produção e transporte do gás, que vem sendo mantido desde os anos 50. Todavia, no segundo semestre de 2019, o governo federal anunciou um programa de abertura do setor de gás no Brasil sem precedentes no país (MME, 2019b). Batizado de programa Novo Mercado de Gás, este processo de abertura é composto por uma série de ações para aumentar os investimentos de GN no Brasil, através da diversificação do número de empresas que atuam nesse

segmento e do aumento da oferta de GN oriunda do pré-sal. Entre as ações previstas nesse programa, encontra-se a retirada do monopólio da Petrobras na cadeia de valor do gás, incluindo a venda de ativos e a abertura da infraestrutura de transporte do combustível para outras empresas ofertantes de gás.

Além da saída da Petrobras como agente único do setor do GN, o programa inclui ainda a revisão do modelo tributário do setor, ações para incentivar o consumo do gás e um novo marco jurídico para apoiar a uma inserção maior dos consumidores livres, que podem negociar a aquisição do gás sem a intermediação das distribuidoras do produto. Agentes do MME acreditam que essas ações de abertura do mercado irão proporcionar uma redução no preço final do GN em até 40% até 2022 (MME, 2019b).

O programa Novo Mercado de Gás, mesmo estando em sua fase inicial de desenvolvimento, mostra, a priori, uma visão clara do governo brasileiro quanto à intensão de se aumentar a participação do gás na matriz energética brasileira. A entrada de novos agentes produtores e uma possível queda de preços poderão ter consequências positivas na economia nacional, como a redução dos custos energéticos da indústria.

Segundo Wagner (2019), os altos custos embutidos nos processos produtivos, incluindo os custos com energia, minaram o nível de competitividade dos fabricantes nacionais nos últimos dez anos, que, por sua vez, perderam espaço para importados. Segundo o MME (2019b), esse “choque de energia barata” na indústria poderá colaborar com crescimento de 8,5% do PIB industrial do país.

O plano previsto de quebra do monopólio da Petrobras inclui a alienação da participação da estatal brasileira na empresa TBG, proprietária do GASBOL, e também a perda da exclusividade de contratação do gás boliviano, como será discutido a seguir.

Apesar da data oficial do encerramento do acordo de fornecimento de gás pelo GASBOL ser no final do ano de 2019, o governo brasileiro prevê a manutenção da quantidade máxima contratual (30 MMm<sup>3</sup>/dia) até o ano de 2021 devido à existência de um volume compensatório, denominado de *make-up*, em razão da retirada de gás inferior ao contratado na cláusula *take-or-pay* em determinados períodos, o que permite a prorrogação da vigência

*Capítulo IV - A renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás*

do contrato automaticamente até o final da retirada completa dos volumes remanescentes, o que deve ocorrer no final de 2021 (EPE, 2018).

Atento as esses prazos e atendendo uma solicitação conjunta das distribuidoras presentes em cinco estados brasileiros que são atendidas, exclusivamente, pelo gás transportado via GASBOL (Compagas/PR, GásBrasiliiano/ SP, MSGás/MS, SCGás/ SC e Sulgás/ RS), a TBG lançou, em 2017, uma Chamada Pública para contratação de uma capacidade no GASBOL de 18 MMm<sup>3</sup>/dia, a partir de 2020, abrindo-se, assim, uma oportunidade de concorrência para os vencedores, que deverão assinar novos contratos de transporte de GN com a TGB (ANP, 2018).

Além disso, a própria YBPF da Bolívia passou a considerar a possibilidade de uma negociação direta com os consumidores atuais e novos clientes de gás no Brasil. O volume inicial considerado pela YBPF equivale a uma quantidade excedente de, pelo menos, 4 MMm<sup>3</sup>/dia referente à redução do volume importado pela Petrobras, que vem ocorrendo desde 2017 (MME, 2019a).

Além do interesse pelas distribuidoras atendidas pelo GASBOL, a chamada pública da TBG poderá envolver empresas privadas de energia que atuam no Brasil. No final de 2018, a empresa de energia Shell assinou um memorando de entendimentos com a YPFB para a aquisição de 4 MMm<sup>3</sup>/dia, até o final do ano de 2022, e 10 MMm<sup>3</sup>/dia após 2022. O interesse se materializa à medida que a capacidade do GASBOL se torne disponível no contexto do final do GSA. Segundo a empresa, o objetivo desse acordo é a ampliar sua posição como fornecedora do energético no Brasil (OPETRÓLEO, 2019).

Tanto a Chamada Pública quanto o memorando da Shell são marcos que fazem parte dos primeiros passos para a iminente abertura do mercado de gás no Brasil. Após 20 anos de contrato entre a YPFB e a Petrobras, em que as tarifas permaneciam travadas entre as duas companhias, os acordos diretos com produtores bolivianos podem dar mais flexibilidade aos preços do energético (EPBR, 2019).

## 10. Conclusão

Após 20 anos de execução, o principal contrato de fornecimento de gás natural da Bolívia para o Brasil se encerrou, oficialmente, em dezembro de 2019. O capítulo apresenta alguns elementos para a discussão sobre a renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano, no contexto de um possível aumento da produção doméstica de GN com as novas reservas do pré-sal. Ressalta-se que este capítulo não teve como objetivo dar uma resposta acerca da renovação do contrato, mas dar subsídios para uma reflexão sobre o tema.

A relação do Brasil com a Bolívia é importante para ambos os países no campo da cooperação energética e transfronteiriça. Evidentemente que o valor agregado das trocas comerciais realizadas é muito mais relevante sob a ótica boliviana. Essa relação bilateral ganha contornos de importância geoestratégica quando se considera a extensa fronteira seca entre os dois países (3.423 km), sendo a maior fronteira do Brasil, e os potenciais que ainda podem ser explorados conjuntamente em áreas industriais, comercial e o de combate a ilícitos internacionais.

A perspectiva de crescimento econômico de qualquer nação está diretamente relacionada a uma oferta de energia para abastecer os setores de transporte e de produção. Nesse sentido, a América do Sul conta com abundância e diversidade de recursos energéticos e, tanto a Bolívia quanto o Brasil, possuem uma localização geográfica privilegiada para uma ampla integração energética no continente.

## Referências

ALBERT, A. P. et al. *De las líneas de conducción al mercado*. Oil fiel Review, v. 23, p. 4-15, 2011.

ALMEIDA, E. DE; COLOMER, M.; VITTO, W. A. C. *Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas*. Rio de Janeiro: 2017. Disponível em: <[https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017\\_TD\\_Gas\\_do\\_Pre\\_Sal\\_Oportunidades\\_Desafios\\_e\\_Perspectivas-1.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf)>. Acesso em: 05 maio 2019

ANP. *Chamada Pública da TBG – Contratação da Capacidade de Transporte após Término do Contrato de Transporte TCQ*, 2018.

ANP. *Resolução ANP nº 16*, 2008.

*Capítulo IV - A renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás*

AZEVEDO, R. *Chefe da OMC defende acordos bilaterais*. 2019. Disponível em: <[https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2019/01/04/internas\\_economia,1018739/chefe-da-omc-defende-acordos-bilaterais.shtml](https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2019/01/04/internas_economia,1018739/chefe-da-omc-defende-acordos-bilaterais.shtml)>. Acesso em: 14 maio 2019.

BANCO MUNDIAL. *A Agenda da Produtividade Emprego e Crescimento*. Washington, D.C.: World Bank Group. 2018a. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/203811520404312395/emprego-e-crescimentoa-agenda-da-produtividade>>. Acesso em: 07 fev. 2019.

BANCO MUNDIAL. *GDP growth (annual %)*. 2018b. Disponível em: <<https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?end=2017&start=1997&view=chart>>. Acesso em: 10 set. 2018.

BANCO MUNDIAL. *GDP (current US\$) - Bolivia*. 2019. Disponível em: <<https://data.worldbank.org/country/bolivia?view=chart>>. Acesso em: 5 jun. 2019.

BELTRÃO, R. L. C. et al. *Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil*. *ResearchGate*, July 2014, p. 8, 2009.

BERNARDES, J. M. *Market opening, the vision of new investors in the natural gas chain in Brazil*. Rio de Janeiro, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2018.

CADENA, A. et al. *Where Will Latin America's Growth Come From?*. 2017. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/featured%20insights/employment%20and%20growth/how%20to%20counter%20three%20threats%20to%20growth%20in%20latin%20america/mgi-discussion-paper-where-will-latin-americas-growth-come-from-april-2017.ashx>>. Acesso em 31 ago. 2020.

CAMBRICOLI, F. *A Roraima dos Venezuelanos*. O Estado de São Paulo, p. A11-A19, 22 abr. 2018.

CECCHI, J. *Gás Natural: Competição e Suprimento*. Rio de Janeiro Brazil Energy Roundtable - Instituto das Américas, 2002.

EPBR. *Diretoria da ANP aprova consulta para edital da chamada pública do Gasbol*. Disponível em: <<https://epbr.com.br/diretoria-da-anp-aprova-consulta-publica-para-edital-da-chamada-publica-do-gasbol/>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

EPE. *Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia*, 2017.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*, 2018.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2019 - Relatório Síntese / Ano Base 2018*, 2019a.

EPE. *Informe: Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro*, 2019b.

FILGUEIRAS, M. G. T. *A Política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu Impacto sobre a Competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

FMI. *Como a Bolívia se tornou o país que mais cresce na América do Sul*. Disponível em: <<https://www.bbc.com/portuguese/internacional-41753995>>. Acesso em: 28 fev. 2019.

FUSER, I. *Conflitos e contratos - A Petrobras, o nacionalismo boliviano e a interdependência do gás natural (2002-2010)*. Tese (Doutorado em Ciência Política), Universidade de São Paulo, 2011.

GUEDES, S. *Polo Pré-sal da bacia de Santos: A consolidação de uma Infraestrutura Produtiva*. Rio de Janeiro: 2016.

- HAGE, J. A. A. *Bolívia, Brasil e o gás natural: um breve debate*. Revista de Estudos e Pesquisas sobre as Américas, v. 2, n. 1, p. 1-23, 2008.
- HOLANDA, F. M. *O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira*. Brasília: FUNAG, 2001.
- IBCE. *Cifras del Comercio Exterior Boliviano 2018*. Santa Cruz: [s.n.]. Disponível em: <[www.ibce.org.bo](http://www.ibce.org.bo)>. Acesso em: 28 jun. 2019
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. *O mercado de gás natural e a geração termelétrica*. White paper / instituto acende brasil, v. Fevereiro, p. 1-40, 2016.
- IRONS, B. Y. J. *ECONOMIC SCARRING The long-term impacts of the recession*. WASHINGTON, DC: 2009.
- ITAMARATY. *Estado Plurinacional da Bolívia*. Disponível em: <<http://www.itamaraty.gov.br/pt-BR/ficha-pais/4870-estado-plurinacional-da-bolivia>>. Acesso em: 10 mar. 2019.
- KALOUT, H. et al. *Abertura Comercial Para o Desenvolvimento Econômico*. Brasília: 2018.
- LAW, P. L.; DE FRANCO, N. *International Gas Trade-The Bolívia-Brazil Gas Pipeline. Public Policy for the Private Sector*, v. 144, p. 2-4, 1998.
- LOPES, R. R.; CARVALHO, C. E. *Acordos bilaterais de comércio como estratégia de inserção regional e internacional do Chile*. Contexto Internacional, v. 32, n. 2, p. 643-693, 2011.
- MDIC. *Exportação e Importação Geral*. 2019a. Disponível em: <<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>>. Acesso em: 5 jun. 2019.
- MDIC. *Acordos dos quais o Brasil é Parte*. 2019b. Disponível em: <<http://www.mdic.gov.br/comercioexterno/negociacoes-internacionais/796-negociacoes-internacionais-2>>. Acesso em: 23 maio. 2019.
- MESQUITA, A. B.; GUIMARÃES, C.; VERGARA, L. R. *Relatório de Impacto de Vizinhaça Trecho Terrestre*. Rio de Janeiro: 2018.
- MESQUITA, F.; CORAZZA, L. *Crise na Venezuela: o que levou o país ao colapso econômico e à maior crise de sua história*. BBC News, 30 abr. 2019.
- MME. *Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo*, 2018.
- MME. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural (2009-2019)*, 2019a. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 23 jul. 2019.
- MME. *Governo lança o “Novo Mercado do Gás”, um marco histórico para o Brasil, Ministério de Minas e Energia*, 2019b. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/governo-lanca-o-novo-mercado-do-gas-um-marco-historico-para-o-brasil](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/governo-lanca-o-novo-mercado-do-gas-um-marco-historico-para-o-brasil)>. Acesso em: 23 jul. 2019
- MME; ANP; EPE. *Gás para Crescer - Relatório Técnico*. 2016. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/4033411/0.Gás+para+Crescer\\_Relatório+Técnico.pdf/91716743-86ae-44e9-a838-c850a1f5d6cb](http://www.mme.gov.br/documents/10584/4033411/0.Gás+para+Crescer_Relatório+Técnico.pdf/91716743-86ae-44e9-a838-c850a1f5d6cb)>. Acesso em 23 jul. 2019.
- MOUTINHO DOS SANTOS, E. *Gás natural: estratégias para uma energia nova no brasil*. 1/2002 ed. São Paulo: 2002.

*Capítulo IV - A renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás*

MOUTINHO DOS SANTOS, E. *Novo Mercado de Gás deve ser benéfico para o Brasil*. São Paulo, Jornal da USP, 2019. Disponível em: <<https://jornal.usp.br/atualidades/novo-mercado-degas-deve-ser-benefico-para-o-brasil/>>. Acesso em: 03 set. 2019.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; MAZAFERRO, M. A. N.; OXILIA, V. Trans-boundary Industrial Integration between Bolivia and Brazil. *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, v. 4, October, p. 1-37, 2004.

OECD. *Relatórios Econômicos da OCDE: Brasil. OECD- Better policies for better lives*. 2018. Disponível em: <[www.oecd.org/eco/surveys/economic-survey-brazil.htm](http://www.oecd.org/eco/surveys/economic-survey-brazil.htm)>. Acesso em 15 jul. 2019.

OPETRÓLEO. *Shell assina contrato de fornecimento de gás com petrolífera Boliviana*. 2019. Disponível em: <<https://www.opetroleo.com.br/shell-assina-contrato-de-fornecimento-de-gas-com-petrolifera-boliviana/>>. Acesso em: 8 jan. 2019.

PEDROSA, O.; CORRÊA, A. *A crise do petróleo e os desafios do Pré sal*. Caderno De Opinião. Rio de Janeiro: 2016. Disponível em: <[http://www.fgv.br/fgvenergia/oswaldo\\_pedrosa\\_petroleo/files/assets/common/downloads/publication.pdf](http://www.fgv.br/fgvenergia/oswaldo_pedrosa_petroleo/files/assets/common/downloads/publication.pdf)>. Acesso em: 12 jan. 2019.

PETROBRAS. *Unidade de Processamento de Gás Natural Boliviano e investimentos no Estado do MS*. 2016. Disponível em: <<http://slideplayer.com.br/slide/7295645/>>. Acesso em: 1 ago. 2017.

PINTO JUNIOR, H. Q. et al. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. 2o ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

SALES, C. J. D.; HOCHSTETLER, R. *Gás Natural – concorrência, finalmente*. O Estado de São Paulo, 2016.

STATISTA. *Share of population living on less than 3.20 U.S. dollars per day in Bolivia from 2000 to 2015*. 2019. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/788965/poverty-rate-bolivia/>>. Acesso em: 15 mar. 2019.

SUBERO, G.; SUN, K.; DESHPANDE, A. *A comparative study of sea-going natural gas transport*. Houston, 2004.

TOLMASQUIM, M. T. *Energia Termelétrica: Gás natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*, 2016. EPE: Rio de Janeiro, 2016

TORRES, E. T. F. *O Gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado*. Revista no BNDES, p. 99-116, jun. 2002.

UNDP. *Human Development Indices and Indicators - 2018 Statistical Update*. New York: 2018.

WAGNER, R. *Governo prepara fim do monopólio da Petrobras no gás para reduzir preço*. São Paulo: Folha de São Paulo, 2019. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/04/governo-prepara-fim-do-monopolio-da-petrobras-no-gas-para-reduzir-preco.shtml>>

ZANARDO, C. *Projeto ALPHA – rota 4: desafios para desenvolvimento de infraestrutura*. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, 2015.

## Capítulo V

---

# Caracterização do gás natural comprimido e do gás natural liquefeito em pequenas escalas

*Denis Martins Fraga*

*Drielli Peyerl*

*Edmilson Moutinho dos Santos*

## 1. Introdução

A infraestrutura dutoviária de transporte de gás natural (GN) no Brasil teve seu início principalmente em 1974 com a construção do gasoduto Atalaia - Santiago/Catu, visando a zona costeira dos estados do Nordeste, totalizando 230 km em extensão de gasodutos (EPE, 2016). Contudo, nos 20 anos seguintes, a malha de dutoviária de transporte de GN não sofreu expansões expressivas.

Nos anos 1999/2000, com o início das operações do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), acrescentou-se outros 2.593 km de gasodutos (30 MMm<sup>3</sup>/dia de capacidade). Importante destacar que também foram construídos 557 km de gasodutos na Bolívia. Em razão deste empreendimento, o setor obteve intensificação de investimentos e crescimento de oferta de GN. Em seguida, verificou-se um novo período de estagnação em investimentos, de 2001 até 2006, acompanhado por uma expansão, não tão robusta quanto à observada pelo GASBOL, proporcionada pelo Plano de Massificação do Uso do Gás Natural da Petrobras (PENHA, 2014).

Destaca-se também a construção do GASENE, que é constituído por 1.315 quilômetros de gasodutos com o objetivo de interligação do Sudeste ao Nordeste do país, com trechos partindo de Cabiúnas (RJ) até Vitória (ES), de Vitória (ES) até Cacimbas (ES) e de Cacimbas (ES) até Catu (BA) (GASNET, 2006). Em 2016, o Brasil possuía 9.244 km de gasodutos de transporte dos quais 8.582,8 km estão interligados (EPE, 2016) e que movimentaram,

como média diária e até o mês de abril de 2018, 79,77 MMm<sup>3</sup>/dia (MME, 2018).

Em razão de não estarem previstos grandes investimentos para a construção de novos gasodutos (EPE; MME, 2014), surge, assim, o dilema de carência de infraestrutura para transporte e distribuição de GN para os mercados nacionais não conectados à malha de dutos. Por isso, é importante pensar em alternativas de transporte para o atendimento de áreas não servidas com gasodutos. Dentre as alternativas, está a movimentação do GN na forma comprimida (gás natural comprimido - GNC) e liquefeita (gás natural liquefeito - GNL), com foco em pequena escala.

As distintas razões volumétricas de concentração de GN no GNC e no GNL em pequena escala, que são respectivamente de 200:1 m<sup>3</sup> e 600:1 m<sup>3</sup> em conjunto com as características de temperatura e pressão, permitem observar que o GNC é utilizado em níveis de distribuição distintos do GNL em pequena escala. O GNC distribuído na Costa do Marfim é de 2.000 a 6.000 m<sup>3</sup>/dia (POULALLION, 2016), ao passo que o intervalo inferior de GNL em pequena escala, 0,1 MTPA, é equivalente a 320.000 m<sup>3</sup>/dia.

Assim, neste capítulo, serão apresentados os principais elementos que compõem a cadeia de movimentação de gás natural (GN) através do gás natural comprimido (GNC) e de gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala, com as informações coletadas na literatura, bem como a partir de consultas realizadas com agentes do mercado, obtidas em Treinamento Intensivo em Planejamento e Gestão de Sistemas Logísticos a Granel para gás natural (GNC e GNL) e visitas técnicas realizadas nos terminais de importação de GNL em Portugal e na Espanha. Busca-se também revisar o estado da arte das tecnologias empregadas nos métodos de movimentação de GN estudados e caracterizar os principais elementos de caracterização de investimentos, custos operacionais, manutenção e capacidades operacionais.

## 2. Aspectos e conceituação do GNC

Em norma técnica publicada pela agência reguladora, as operações relacionadas às atividades de GNC são determinadas por aquisição, recebimento, compressão, carga, transporte, descarga,

comercialização e controle de qualidade (ANP, 2007). Entende-se que a cadeia de atividades proposta pela Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2007) regule absolutamente todas as atividades relacionadas à aquisição do GN até a comercialização na forma de GNC. Conforme apresentado por López Bendezú (2008) e Poulallion (2016), a cadeia de valor caracterizada por compressão, logística, armazenamento e descompressão é adequada para a projeção e formação dos custos desta modalidade de movimentação de gás natural e está demonstrada na Figura 1. Os elementos formadores da cadeia de valor do GNC são descritos com mais detalhes na medida em que se apresentam, a seguir, as tecnologias disponíveis, além dos indicativos de custos de investimento e custos operacionais conhecidos na literatura como CAPEX e OPEX.

**Figura 1: Cadeia de Valor de GNC**



**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em López Bendezú (2008), Poulallion (2016) e ANP (2007).

## 2.1. Tecnologia de Compressão em sistemas de GNC

O processo de compressão é composto pelo recebimento do gás, tratamento e compressão à pressão de 200 a 250 bar, o que possibilita que o volume de  $1\text{m}^3$  de GNC seja equivalente a aproximadamente  $268\text{m}^3$  de GN (em condições normais de temperatura e pressão) (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008; POULALLION, 2016). A rigor, o GNC é obtido a partir da compressão de um gás que já se encontra comprimido na produção, em um gasoduto de transporte em altas pressões (como exemplo, 80 a 100 bar) ou em gasodutos de média e baixa pressão de companhias distribuidoras de GN canalizado. Os custos de compressão variam em função dos

volumes a serem comprimidos e do gradiente de pressão a ser vencido. Neste trabalho, assume-se como referência que o GNC é obtido pela compressão de um gás que se encontra em redes dutoviárias de baixa e média pressão.

Existem equipamentos de compressores modulares que facilitam a logística e instalações fixas. São geralmente formados por filtros de entrada de gás, válvulas de controle, sistemas de medição, refrigeração, recuperação de condensados, combate a incêndio, controle elétrico e, por fim, unidade compressora (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008).

Na pesquisa de López Bendezú (2008) foram identificados custos de investimentos em compressores da ordem de 1.600 USD/kW, o que, ao ser ajustado pela inflação dos Estados Unidos até 2018, resulta em uma estimativa de atualização de, aproximadamente, 1.850 USD/kW, para um compressor com pressão de saída de 250 bar e potência de 440 kW/h e que opera com pressões de trabalho de 0,5 até 60 bares. O volume produzido diário é de 100.000 m<sup>3</sup>/dia. Portanto, o custo total estimado para compressor é de USD 814.154.

No caso da Costa do Marfim, apresentado por Poulallion (2016), os custos de investimento em estações de compressão são compostos por uma parcela fixa de 17.000 Euros e valores relacionados às cargas do sistema e custos variáveis em função da produção. Ao efetuar a mesma conversão para dólares americanos e para o consumo de 100.000 m<sup>3</sup>/dia, o valor obtido para os compressores é de USD 815.809. Portanto, estes dois estudos independentes apresentam o custo de compressor com valores similares.

Além dos custos com o compressor, existem outros elementos que compõem os investimentos em compressão. Para López Bendezú (2008), além dos custos do compressor, são observados custos referentes a obras civis e adequações da planta, que correspondem a 20% dos investimentos nos compressores. Na esfera dos custos operacionais, o principal elemento é o custo energético, calculado em função da potência e taxa de utilização do compressor. Assume-se que os custos anuais de operação e manutenção representam uma parcela referente a 2% do investimento total realizado nos compressores.

Desta forma, compõe-se a matriz de custos de compressão, ajustados para 2018, conforme o Quadro 1. O quadro é apresentado considerando-se o tipo de custo, seja investimento, seja custo operacional, a descrição do elemento de custo avaliado, o valor em termos de 2018 e unidade de medida adotada na modelagem.

Os principais elementos de investimento para a etapa de compressão são os custos variáveis de produção e os custos do compressor. No âmbito do custo operacional, os custos de energia e o consumo de energia empregados no processo de compressão são as variáveis consideradas e mais impactantes.

**Quadro 1: Investimento e custo operacional para a compressão de GN**

<b>Tipo de Custo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor em 2018 (USD)</b>	<b>Unidade de Medida</b>
<b>Investimentos</b>	Custo fixo de planta de compressão	18,68	USD/planta
	Custo variável de planta de compressão	11	USD/m <sup>3</sup>
	Custo do compressor	275	USD/m <sup>3</sup> h
	Consumíveis	3	USD/m <sup>3</sup> h
	Sistema de carga	21.926	USD
<b>Operacional</b>	Custo de energia	0,18	USD/kwh
	Consumo energético do compressor	0,207	KWh/m <sup>3</sup>

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em Poulallion (2016).

## 2.2. Logística da Movimentação de GNC

Segundo informações obtidas em pesquisa de campo, a logística de movimentação de GNC realizada por caminhões ocorre através de tanques com capacidade de transporte de gases em alta pressão, entendida por 250 bar. Esses tanques são apresentados em formato cilíndrico e podem ser estruturados de forma modular ou em disposição fixa em carretas. Este último sistema de movimentação pode ser concebido, entretanto este formato é menos frequente.

As principais empresas que atuam na logística de movimentação do GNC em território nacional são as empresas CDGN, IGAS

e NEOGAS, sendo que todas elas possuem tecnologias nos dois tipos de transporte de GNC, tanto no formato modular quanto no formato fixado em carretas.

A seleção de sistemas de GNC para longas distâncias pode ter a viabilidade econômica comprometida em função da quantidade de carretas e de equipamentos que precisam ser instalados no ponto de consumo. Por outro lado, há de se preservar o objetivo de manutenção do fluxo de abastecimento e armazenagem. A escolha do melhor módulo de transporte e armazenamento dependerá da avaliação de distâncias e volumes demandados, buscando-se a minimização dos custos totais, incluindo-se investimentos totais e custos operacionais totais.

A logística modular permite que o caminhão atenda a mais de um ponto consumidor, dependendo dos volumes demandados, visto que geralmente se transporta entre três e oito módulos por caminhão. Cada módulo, observado no projeto piloto, possui aproximadamente 2.500m<sup>3</sup> de capacidade de GNC (POULALLION, 2016). Na segunda opção logística, de disposição fixa, necessita-se que a carreta fique estacionada no ponto consumidor para conexão com a estação de descompressão, impossibilitando o atendimento em múltiplos pontos de consumo através de um único caminhão.

Em consulta com um agente do setor, observou-se que a transferência de GNC dos módulos de transporte para módulos de armazenamento, possibilitando a reutilização dos modelos de transporte, torna-se inviável devido à redução de eficiência na operação visto que este transvase ocorre por diferença de pressão dos dois reservatórios. No momento em que ocorre a pressão de equilíbrio, o volume de gás transferido para o armazenamento é inferior do que o volume de gás transferido quando o módulo de transporte é conectado diretamente na linha. Desta forma, a logística para movimentação de GNC é caracterizada pelo transporte das carretas, seja modular, seja em disposição fixa, e disposição destes módulos ou carretas no ponto de consumo, conectados aos módulos de armazenamento, até o esvaziamento dos cilindros. Após isto, uma nova operação de abastecimento é realizada, e os módulos ou carretas vazias retornam à estação de compressão.

Nesta etapa, os principais custos estão relacionados ao investimento necessário para aquisição dos módulos de movimentação de GNC, que possuem capacidade de cerca de 2.000m<sup>3</sup> até 10.000m<sup>3</sup>, a depender do sistema adotado (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008), seguido pelos investimentos necessários para aquisição dos caminhões. Os custos operacionais, principalmente com motoristas e combustíveis, são os elementos de formação do custo logístico, conforme demonstrado no Quadro 2, que contém as informações obtidas em López Bendezú (2008) e Poulallion (2016).

**Quadro 2: CAPEX para a logística de GNC via caminhões**

Item	Especificação	Valor (2018 USD)
<b>Capacidade total de transporte de GNC</b>	De 2.150m <sup>3</sup> até 10.050m <sup>3</sup>	De 4,65/m <sup>3</sup> até 6,14/m <sup>3</sup>
<b>Caminhão</b>	Cavalo para transporte de módulos	30.000/caminhão
<b>Módulos de transporte</b>	Custo por litro de módulo de transporte	27/volume nominal de cilindro (m <sup>3</sup> )

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em López Bendezú (2008) e Poulallion (2016).

O custo de transporte também é formado por custos operacionais que foram apresentados por Poulallion (2016), incluindo os custos de motoristas, manutenção e trocas de pneus. Em adição, são considerados os custos relacionados ao consumo de diesel na etapa logística. O Quadro 3 descreve estes elementos.

**Quadro 3: OPEX para a logística de GNC via caminhões**

Item	Especificação	Valor (2018 USD)
<b>Custo Operacional</b>	Motoristas, manutenção, troca de pneus	0,29/km
<b>Consumo de diesel</b>	Cavalo para transporte de módulos	25 litros /100km
<b>Custo do diesel</b>	Custo por litro de diesel	1/litro

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em Poulallion (2016).

### **2.3. Armazenamento e decompressão do GNC**

A etapa de decompressão é constituída pela redução da pressão, medição, odorização e aquecimento do gás natural, atendendo a especificações demandadas no ponto de consumo. O dimensionamento é dependente dos níveis de demanda e de estoque de gás natural (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008).

Destaca-se, em discussão com um agente do setor, a importância da confiabilidade na prestação destes serviços, caracterizada pelo fornecimento sem interrupções e com níveis de qualidade e controle elevados, que podem resultar na opção de que os equipamentos sejam de propriedade do prestador de serviços e não de aquisição do consumidor. A configuração de cada sistema está sempre sujeita às obrigações regulatórias e às características do ponto consumidor, as quais muitas vezes são impostas pela companhia de distribuição de GN local.

O armazenamento está relacionado ao número de horas de reserva de abastecimento, demandadas pelo ponto consumidor, e à disposição dos cilindros de abastecimento. No caso de cilindros modulares, estes são alocados no cliente e possibilitam a operação independentemente das carretas. Já no caso de cilindros dispostos de forma fixa na carreta, a própria carreta é deixada no cliente para a execução da operação.

Vale ressaltar que no sistema de armazenamento e decompressão a distância entre a estação de compressão e os volumes horários demandados no ponto de consumo são variáveis fundamentais no dimensionamento dos módulos de movimentação e armazenagem. A distância influencia diretamente o dimensionamento dos tempos de operação acarretando maior ou menor número de módulos necessários. O consumo horário apresenta relação direta com o número de módulos necessários para atendimento do cliente (POULALLION, 2016).

O Quadro 4 contém as informações relacionadas à capacidade e aos investimentos e custos operacionais registrados em uma instalação na Costa do Marfim (POULALLION, 2016). Estes parâmetros foram obtidos em López Bendezú (2008) e Poulallion (2016) e são referentes ao estágio de armazenagem e decompressão.

**Quadro 4: Investimento para a decompressão e armazenamento de GNC**

Item	Especificação	Valor (2018 USD)
<b>Investimento</b>	Fixo, no ponto de entrega	10.000
	Investimento em instrumentação	10/m <sup>3</sup>
	Variável no ponto de entrega	63.470
	Outros custos (gestão, fretes, embalagem, seguros e segurança)	30% do total de investimento ao ano
<b>Custo operacional</b>	Manutenção	3% do investimento
	Mão de obra	13.000/funcionário

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em López Bendezú (2008) e Poulallion (2016).

### 3. Aspectos e conceituação do GNL

O GNL pode ser caracterizado pelo processo de resfriamento do GN a temperaturas criogênicas, cerca de -163° Celsius, sendo que a razão de redução volumétrica resultante deste processo será de cerca de 1:600, em relação ao GN em condições de temperatura e pressão ambientes. Antes do processo de liquefação, são desempenhadas etapas de purificação e de obtenção do GN desidratado, evitando, assim, os riscos de geração de hidratos e de congelamento, dessulfurização, decarbonatação e remoção de mercúrio e de hélio, com os objetivos de redução aos riscos de corrosão (devido, por exemplo, à formação de C5+24, partículas abrasivas e com elevado potencial de geração de danos às tubulações e instalações de alumínio) (MANOEL, 2006).

O processo de liquefação ocorre através de resfriamento em duas etapas, em geral a primeira atinge temperaturas de -20/-30°C e a segunda etapa é de resfriamento, utilizando-se gases refrigerantes (nitrogênio e condensados) para temperaturas de -160°C. Estes processos de resfriamento ocorrem em trocadores de calor, constituídos por tubos espirais com enorme superfície de troca. Normalmente, eles possuem cerca de 4 metros de diâmetro e 60 metros de altura (BRET-ROUZAUT et al., 2011).

Observa-se o rápido crescimento da indústria de GNL no cenário mundial no sentido de diversificação das fontes de suprimento de gás e em função da crescente importância do GN como um combustível fóssil que possibilite menores níveis de emissões de gases de efeito estufa. Essa mudança pode contribuir no atingimento de metas de reduções de emissões destes gases, conforme

definido na última convenção do clima, ocorrida em dezembro de 2016, em Paris. O abastecimento de mercado por GNL cresceu anualmente 7% desde 2000 e taxas de crescimento de 7.8% são apontadas para o futuro (DA SILVA et al., 2017).

Destaca-se a crescente importância da Austrália, Nigéria, Trindade e Tobago e Estados Unidos como supridores deste combustível e cujo crescimento de oferta será superior ao atual principal produtor, o Qatar, em 2035. Do lado dos consumidores, a Ásia permanece como principal destino no GNL, contemplando 70% da produção e espera-se que a China seja o segundo maior importador, atrás somente do Japão. Em termos de comercialização, espera-se que o volume comercializado através GNL supere o volume comercializado de gasodutos antes de 2035 (DA SILVA et al., 2017).

O GNL produzido em pequena escala<sup>1</sup> é caracterizado conforme a capacidade das plantas de liquefação e regaseificação, cujo intervalo, para pequena escala, estende-se de 0.1 MTPA até 1 MTPA. É igualmente observado na literatura plantas ditas de microescala, cujas capacidades de liquefação e regaseificação estão compreendidas em faixas inferiores a 0.1 MTPA (IGU, 2015).

Considerando esta categorização, avalia-se, a seguir, a cadeia de GNL em pequena escala, constituída por liquefação, logística, armazenamento e regaseificação. Portanto, exclui-se desta análise temas relacionados à cadeia de GNL em microescala (inferior a 0.1 MTPA) e à cadeia de GNL em macroescala (superior a 1 MTPA).

Segundo Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017), os principais usos finais de GNL em pequena escala são para combustível de navios, combustível para caminhões e geração de energia em lugares desconectados da malha de gasodutos. O crescimento da demanda por GNL em pequena escala, segundo os autores, dependerá da diferença entre o valor do GNL e do barril de petróleo. Nos cenários construídos, espera-se um crescimento na demanda de 24% no cenário conservador (GNL a mais de USD 9/MMBtu; Petróleo a USD 50-60/barril) e um crescimento de 100% no cenário otimista (GNL a USD 3-4/MMBtu; Petróleo a mais de USD 90/barril). Em um dos cenários denominados realistas, o crescimento seria de 75% (GNL a USD 5-8/MMBtu; Petróleo a USD 70-80/barril).

---

<sup>1</sup> Em inglês: *small scale liquefied natural gas* (SSLNG).

A Figura 2 representa uma cadeia formada por liquefação, logística, armazenagem e regaseificação. Esta cadeia, proposta como um projeto dedicado e verticalmente integrado, é, no momento, mais aplicável ao Brasil, já que o Brasil não dispõe de malhas logísticas que permitam uma movimentação mais ampla do GNL.

Por exemplo, registra-se que a produção nacional de GNL em pequena escala é limitada a uma planta localizada no município de Paulínia, no estado de São Paulo, cuja sociedade é formada por White Martins e Petrobras. Esta planta trata da liquefação do gás. A comercialização do GNL produzido é realizada por outra empresa denominada Gás Local, que também desempenha a distribuição do GNL, através de caminhões, principalmente para clientes industriais, que não estão conectados à malha de gasodutos existente (WHITE MARTINS, 2020).

**Figura 2: Cadeia de Valor de GNL**



**Fonte:** Elaborado pelos autores. Adaptado de IGU (2015).

A cadeia logística de GNL em pequena escala pode ter múltiplas configurações, incluindo navios de pequeno porte, sistemas de cabotagem, barças, trens e caminhões, bem como usos como combustível para caminhões, locomotivas, navios, e, diretamente, para outros usuários finais.

Um exemplo de que a distribuição em pequena escala nem sempre ocorre a partir de plantas de liquefação em pequena escala foi observado nas visitas técnicas realizadas em julho de 2017 aos terminais de importação em Portugal e na Espanha. Ambos os terminais de importação, portanto regaseificação, são de escala convencional e conectados à malha de gasodutos existente nos respectivos países. Em adição às operações convencionais de rega-

seificação e distribuição de GN, ambos os terminais apresentavam instalações que possibilitam movimentar GNL através de caminhões (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Ainda em linha com a cadeia de GNL proposta na Figura 2, há de se reconhecer que as formas multimodais de movimentação do GNL, no Brasil, poderiam iniciar-se em terminais costeiros (fixos ou flutuantes), que têm sido projetados e construídos pelo país. Penha (2014) descreve o surgimento de três destes terminais, todos flutuantes, no porto de Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Baía de todos os Santos (BA).

Estes terminais costeiros são terminais de regaseificação, que transformam o GNL em seu estado gasoso em unidades embarcadas, com a exclusiva função de suprir demandas de GN impostas por termelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (PENHA, 2014). Observa-se também, no Quadro 5, que estes terminais têm operado com elevadas taxas de ociosidade, próximas a 90% desde 2016, podendo, eventualmente, serem concebidos para efetuar a movimentação de GNL, com o desembarque do GNL para um sistema de armazenamento fixo a ser construído próximo às unidades existentes flutuantes.

**Quadro 5: Análise de ociosidade dos terminais de importação de GNL no Brasil**

<b>Importação média (mm m<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018 até abril</b>
Terminal de Pecém	3,59	3,65	2,96	1,75	2,15	1,88
Terminal da Baía de Guanabara	10,99	10,63	5,16	0,63	0	0
Terminal da Bahia		5,64	9,84	1,43	2,91	0,44
<b>Total</b>	14,58	19,92	17,96	3,81	5,06	2,32
<b>Capacidade total diária</b>	21	28	28	28	28	28
<b>Ociosidade</b>	64%	51%	56%	91%	88%	94%

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em MME (2018).

No horizonte de novos projetos, são considerados somente estes modelos de regaseificação flutuante com terminais associados à geração de eletricidade através de usinas termelétricas de ciclo aberto ou combinado contratadas ou a serem contratadas em leilões de energia. Em informe técnico sobre os terminais de regaseificação

de GNL, EPE (2018) destaca 17 projetos de terminais de importação de GNL em estudo, cuja distância média dos gasodutos de transporte é de 80 km e cuja maioria demanda obras de aumento de calado nos portos para recebimento de navios metaneiros de GNL.

No estudo desenvolvido por EPE (2018), não é mencionada a possibilidade de movimentação de GNL para os mercados nacionais através de modais alternativos que não sejam os gasodutos. Entende-se que esta alternativa é possível de implantação e otimize as taxas de utilização dos terminais.

Após os investimentos em transbordo de GNL para a costa do país, estes terminais se tornariam, então, passíveis de recebimento de GNL a custos competitivos e poderiam efetuar a movimentação do GNL através de caminhões, conforme observado nas operações em Portugal e na Espanha. Isto poderia reforçar a movimentação de GNL pelo país e, conseqüentemente, a ampliação do uso GN no mix energético nacional.

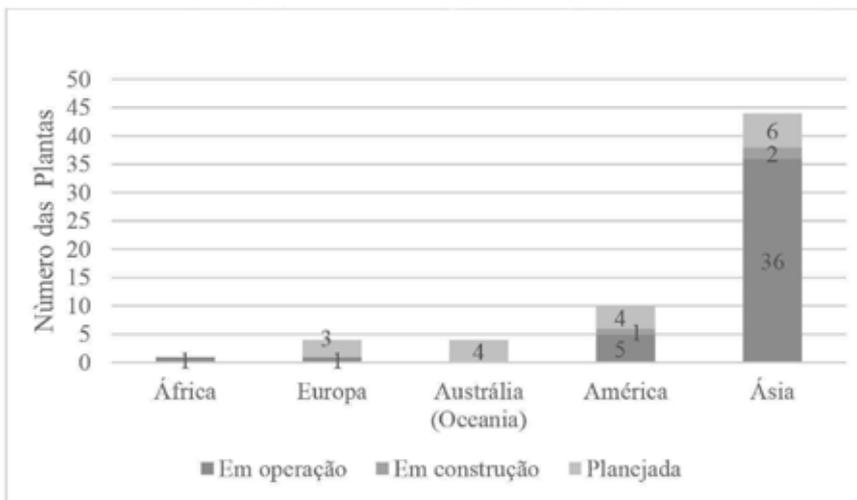
### **3.1. A liquefação em pequena escala de GN**

A seguir, são apresentadas as principais características da liquefação em pequena escala, descrevendo um panorama das unidades existentes pelo mundo, das tecnologias aplicadas e das referências obtidas acerca de custos de investimento e operacionais envolvidos no processo de liquefação. Trata-se de literatura escassa em fontes com viés científico. Muitas das informações aqui coletadas foram obtidas em consultas realizadas junto a profissionais do mercado, em visitas técnicas realizadas no Brasil e no exterior.

Em relatório divulgado em 2015, a International Gas Union (IGU) contabilizou 43 plantas operacionais de liquefação de GN, que correspondem a uma capacidade total somada de 10,1 MTPA. Do total de 43 plantas, observa-se maior concentração na China, com 36 plantas (capacidade total somada de 8,25 MTPA). A segunda maior região, com 5 plantas, foi a das Américas, mais especificamente os Estados Unidos, com um total de 0,61 MTPA de capacidade somada. Outros continentes como África e Europa apresentaram uma única planta, cada qual com capacidade de 1 MTPA e 0,30 MTPA respectivamente (IGU, 2015).

No mesmo relatório, também são apresentadas informações sobre a projeção de expansão dessas plantas para o período a partir de 2014. Registra-se que, na época, o número de plantas de liquefação em planejamento e construção era de 20 (com previsão de adição de 11,77 MTPA de capacidade somada de liquefação). A maior concentração das novas plantas também era observada na China, com 8 projetos (totalizavam 3,37 MTPA de capacidade somada), nas Américas com 5 plantas (3,80 MTPA de capacidade somada), na Austrália com 4 plantas (que totalizavam 4 MTPA) e na Europa com 3 plantas (com 0,59 MTPA de capacidade). Portanto, o somatório das informações referentes às plantas existentes e futuras permite contabilizar 63 plantas de liquefação de pequena escala (com capacidade total somada de 21,93 MTPA)<sup>2</sup> e que não apresentava prazo para conclusão. A Figura 4 e 5 ilustram esta distribuição de localização das plantas de liquefação e suas respectivas capacidades.

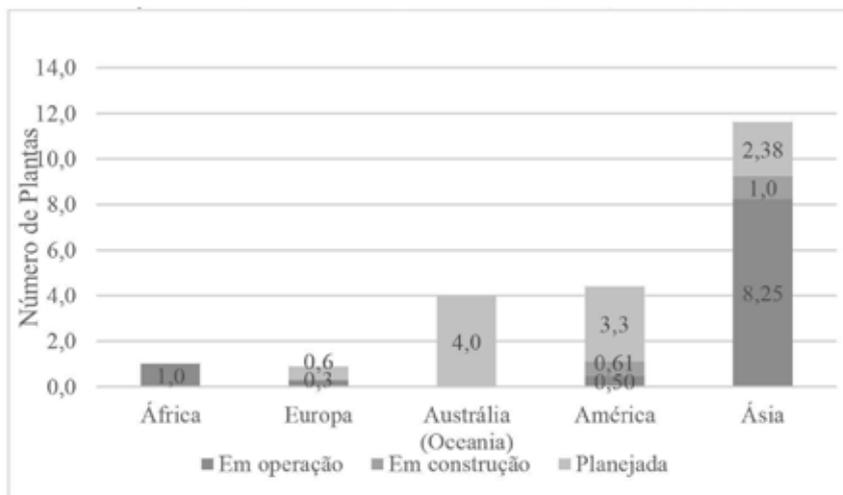
**Figura 4: Distribuição de quantidade de plantas de pequena**



**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em IGU (2015).

<sup>2</sup> Em relatório, publicado em junho de 2018, IGU (2018) observa 339.7 MTPA de capacidade de liquefação global, inclusive com liquefação em pequena escala, e que apresentou crescimento de 10% em relação ao fim de 2015. E reportado que a capacidade total adicional em construção é de 114.4 MTPA. Observa-se então que a capacidade instalada da liquefação em pequena escala, em operação e futura observada em 2015, corresponde a 6,5% da capacidade instalada global.

**Figura 5: Distribuição de capacidade das plantas de liquefação em pequena escala (mtpa)**



**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em García-Cuerva e Sobrino (2009) e IGU (2015).

Alguns agentes do setor, como consultorias e desenvolvedores de tecnologias, estimam que o crescimento da demanda por GNL advindo de processo de liquefação em pequena escala cresça significativamente até 2030, produzindo valores entre 75 MTPA e 90 MTPA (BISCARDINI; SCHMILL; DEL MAESTRO, 2017).

O potencial acréscimo de capacidade de liquefação de 21,93 MTPA permite observar que a capacidade total de liquefação futura, somando-se à capacidade liquefação existente de 10,1 MTPA, será de 32,03 MTPA (IGU, 2015). Esta capacidade é menor do que a metade das estimativas de demanda de GNL produzidas por Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017). Observa-se, então, uma potencial expansão das plantas de liquefação em pequena escala no mundo.

O processo de liquefação do GN é constituído por ciclos de refrigeração que removem o calor do GN tratado (também denominado *feed gas*). Este processo pode utilizar gases refrigerantes associados ao gás natural, no chamado ciclo aberto, ou gases refrigerantes separados do GN, que alimentam trocadores de calor, no chamado ciclo fechado. A liquefação é alcançada após a adição de

trabalho, através de compressores, e rejeição do calor para ar ou água (MOKHATAB, 2013).

A seleção da tecnologia para liquefação do GN visa a escolha do ciclo, ou combinação de ciclos, que tenha melhor ajuste à curva de resfriamento do GN a ser utilizado no processo, que apresenta variações de composição química em função da região. As tecnologias são divididas em três grupos: (i) Processos de Liquefação Cascade; (ii) Processos por refrigerantes mistos; e (iii) Processos baseado em expansão (MOKHATAB, 2013).

O Quadro 6 apresenta os principais fabricantes, as vantagens, desvantagens e principais utilizações observadas de cada tecnologia. Nota-se que os processos (ii) e (iii) são utilizados nas operações de liquefação em pequena escala (GARCIA-CUERVA; SOBRINO, 2009; MOKHATAB, 2013; IGU, 2015).

**Quadro 6: Análise qualitativa das tecnologias de liquefação**

<b>Tecnologia</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>	<b>Utilização</b>
<u>Processo de liquefação Cascade</u> Com variações: Cascade Otimizeado de Conocco Philips e Fluidos misturados Cascade de Linde e Statoil	Operação Flexível Baixa área para troca de calor e baixa demanda energética Baixos riscos técnicos e implementação rápida	Capital intensivo Sem adaptação dos processos à fonte de GN. Limitada a capacidade do terminal	Grandes terminais com capacidade acima de 1 MTPA
<u>Ciclo único de refrigerantes mistos</u> Fabricante: Black & Veatch, APCI, Linde, Kryopak, Chart, KOGAS e LNG Limited	Temperatura operacional próxima a temperatura dos trocadores de calor. Baixa quantidade de compressores, flexibilidade de ajuste dos gases refrigerantes às características do GN e da planta. Baixo custo e alta simplicidade	Baixa eficiência térmica. Elevado tempo de start-up em função da mistura dos gases refrigerantes	Pequena escala (0.1 MTPA até 1 MTPA) Média escala (acima de 1 MTPA)
<u>Ciclo duplo de refrigerantes mistos ou pré-resfriamento mais Ciclo único de refrigerantes mistos</u> Fabricantes: Kryopak e LNG Limited	Baixa área para troca de calor e baixa demanda energética  Maior eficiência que o ciclo único de refrigerantes	Alta complexidade  Maior quantidade de equipamentos	Pequena escala (0.1 MTPA até 1 MTPA)  Média escala (acima de 1 MTPA)

<u>Ciclo baseado em expansão: único, múltiplo ou pré-resfriamento mais ciclo único de expansão</u>	Estável em uma grande variedade de temperaturas de operação	Menor eficiência dentre os demais processos	Pequena escala (0.1 MTPA até 1 MTPA)  Plantas flutuantes de liquefação
Fabricantes: Vários, Mustang, APCI, CB&I Lummus			

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em Mokhtab (2013) e IGU (2015).

A seleção da tecnologia deve considerar fatores como a capacidade requerida dos compressores, áreas disponíveis para a troca de calor e análise dos padrões de temperatura da região. As primeiras plantas de liquefação foram concebidas utilizando-se apenas uma tecnologia, entretanto, com os avanços tecnológicos decorrentes do crescente número de plantas, a combinação de tecnologias é comumente observada na indústria (MOKHATAB, 2013).

O Quadro 7 apresenta as informações relacionadas ao investimento, em valores ajustados para o ano de 2018, apenas para as opções tecnológicas voltadas à pequena e média escala, e cujo valor mínimo observado é de 371,42 USD/TPA na China e o valor mais elevado constante na literatura é de 1591,81 USD/TPA encontrado na Austrália e Europa. O Quadro 7 também apresenta os principais itens da formação dos custos operacionais das plantas de liquefação. Destaca-se o consumo energético de cada tecnologia, que varia de 385 kWh/ton a 557 kWh/ton<sup>3</sup>. É observado também intervalo de capacidade para cada tecnologia, compreendido entre 0.1 MTPA até 1 MTPA.

Como já foi explicado, trata-se de referências extraídas da literatura e de consultas realizadas junto a especialistas, principalmente durante visitas técnicas realizadas. Portanto, existe uma grande limitação dos dados obtidos acerca da possibilidade de associação dos custos às tecnologias e aos países em questão, o que impossibilita o desenvolvimento de uma análise de custos mais robusta e que permita identificar as diferenças de custos entre as tecnologias e países.

<sup>3</sup> É observada em Almeida Trasiña (2016) a otimização de processos de liquefação utilizando refrigerantes mistos e cujo consumo energético é reduzido significativamente, podendo chegar à redução de até 4.3% no consumo de energia.

**Quadro 7: Custos de investimento, consumo energético e capacidade das tecnologias**

Tecnologia	Processo	CAPEX USD/ TPA (2016)	Consumo energético (Kwh/ton)	Intervalo de capacidade (MTPA)
<b>PRICO Process</b>	Refrigerantes mistos	371,42 (China) - 1591,81(Europa e Austrália)	415	0,1 - 1,0
<b>Mustang OCX-2</b>	Baseado em Expansão		474 - 557	0,5 - 2
<b>LNG Limited OSMR</b>	Ciclo único de Refrigerantes mistos		415	0,1 - 1,0
<b>Kryopak</b>	Pré-resfriamento e ciclo único de Refrigerantes mistos		474 - 557	Menor que 0,1
<b>Linde multistage</b>	Ciclo único de refrigerantes mistos		415	0.43 - 2,5
<b>APCI</b>	Ciclo único de refrigerantes mistos	400 (Indonésia) - 600 (Oeste da Austrália)	385 - 398	0.5 - 1.0

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em Lee et al. (2001), Mokhtab (2013), IGU (2015) e World Bank et al. (2015).

Em adição ao material identificado na literatura, é possível calcular o custo de liquefação na única representação nacional, o chamado Projeto Gemini. O valor investido na planta de liquefação que utiliza a Black & Veatch, usuária da tecnologia PRICO Process, ou seja, refrigerantes mistos, foi de USD 27 milhões. A capacidade desta planta é de liquefazer 380 mil m<sup>3</sup> de GNL por dia (MANOEL, 2006).

Ao ajustar as capacidades para a escala adotada na literatura, a capacidade resultante é de 0,11 MTPA, intervalo compreendido no intervalo de capacidade de pequena escala. Portanto, o custo resultante desta aproximação é de 254,57 USD/TPA. Este valor é referente a 2004, mas, se corrigido pela inflação dos Estados Unidos (CPI, para 2018, ano de corte desta pesquisa) resulta em 323.44 USD/TPA. O valor reajustado é inferior ao mínimo observado na China para tecnologia similar. Isso sugere que estas estimativas possam estar distorcidas por fatores cambiais e inflacionários, não capturados nestes cálculos, uma vez que não existem indicadores de

que os custos na China sejam superiores aos Brasileiros. No entanto, a análise é válida como enriquecimento de fontes de informação.

Em relação aos custos operacionais, Lee et al. (2001), Garcia-Cuerva e Sobrino (2009), IGU (2015) e World Bank et al. (2015) descrevem como principais elementos que compõem tais custos os seguintes: mão de obra; custos dos refrigerantes e químicos; custos de consumo de eletricidade; manutenção; administrativos e gerais e obrigações e seguros. O Quadro 8 consolida as informações disponíveis na literatura acerca dos custos operacionais de uma planta de liquefação de refrigerantes mistos e cujos valores coletados, quando aplicáveis, estão demonstrados em USD e ajustados para o ano de 2018.

**Quadro 8: Custos operacionais típicos de uma planta de liquefação de refrigerantes mistos**

Descrição	Quantidade	Unidade	Valor (USD 2018)
Mão de Obra (operação manutenção)	57	Funcionários/planta	2.337,46
Refrigerantes (etano)	644	Ton/TPA	1.640
Refrigerantes (propano)	1544	Ton/TPA	726
Químicos (Tratamento do gás)	-	Não descrito	984.194
Eletricidade	385 - 557	kWh/ton de GNL	0,15/Kwh
Manutenção	2%	% CAPEX/ano	Variável
Custos gerais administrativos	20%	% (do total de mão de obra mais manutenção)/ano	
Seguros e obrigações	0,75%	% do CAPEX/ano	

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em Lee et al. (2001), Garcia-Cuerva e Sobrino (2009), Mokhatab (2013), Igu (2015) e World Bank et al. (2015).

Apesar das limitações observadas nas informações obtidas na literatura e relacionadas aos investimentos e custos operacionais contidos nos quadros 7 e 8, estas informações permitem iniciar a mensuração do custo total envolvido na liquefação.

### 3.2. Logística de movimentação de GNL

Esta seção aborda como o GNL é transportado no modal rodoviário, incluindo características dos caminhões, características dos tanques criogênicos e as principais referências acerca de

custos, obtidas na literatura e nas visitas técnicas aos terminais de importação de GNL em Portugal e na Espanha.

O GNL é normalmente transportado em dois tipos de tanques insulados, ou seja, constituídos de forma a preservar a temperatura de  $-163^{\circ}$  Celsius. O primeiro, denominado convencional, apresenta a principal característica de não mobilidade deste tanque entre modais e tem capacidade máxima observada de  $42 \text{ m}^3$ . O segundo tipo é denominado tanque container, com capacidade observada de  $32 \text{ m}^3$ , e cuja integração intermodal é possível nos transportes ferroviários, naval e rodoviário (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Um exemplo desta integração intermodal ocorre no caso do abastecimento do gás natural da Ilha da Madeira (Portugal). Este transporte ocorre através de tanques inseridos em uma estrutura de container, que são abastecidos no terminal de importação de GNL de Sines. Após a carga, ocorre o deslocamento destes tanques por 159 km até o porto de Lisboa, através de malha rodoviária existente. Ao chegar ao porto, os containers são deslocados dos caminhões para o navio, o qual efetua o transporte, de mais 500 km, até o porto da Ilha da Madeira. Uma vez descarregado no porto da Ilha, os containers retornam a outros caminhões, que os transportam, por mais 35 quilômetros, até a estação de geração de eletricidade termelétrica da Ilha (com capacidade de 450 GWh por ano) (ALVES et al., 2005; FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Ainda a partir do mesmo terminal de importação de GNL, em Portugal, 38 unidades autônomas de regaseificação (UAG), localizadas entre 100 km e 640 km de distância do terminal, são atendidas pela movimentação de GNL, por caminhões, a partir de terminais de importação convencionais.

A visita ao terminal de importação de GNL, da empresa ENAGAS, na Espanha, permitiu observar que, a partir de quatro terminais de importação de GNL, 6.740 operações de transporte através de caminhões para 1.033 destinos ocorreram em 2016. Estas operações corresponderam a 18% do volume transportado de GNL. Somente no terminal visitado, localizado em Cartagena, 201 destinos são abastecidos. Pode-se então observar que as operações logísticas de GNL através de caminhões, nos países visitados, totalizam mais de 10 mil viagens por ano e, no caso espanhol,

corresponderam a 18% do volume total importado. (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Destaca-se ainda que estas operações logísticas surgiram como forma adicional de monetização do GNL importado para regiões cuja malha de gasodutos seja inexistente ou de inviável implantação. Portanto, esta configuração seria utilizada como forma de aproveitamento da capacidade ociosa dos terminais de importação de GNL. Entretanto, a disposição dos terminais visitados é na costa, o que facilita este tipo de operação. No caso do Brasil, investimentos de transbordo de GNL seriam necessários para desenvolvimento destas operações.

A literatura também apresenta intervalos de capacidade para os tanques convencionais, de 20 m<sup>3</sup> até 60 m<sup>3</sup> (ALVES et al., 2005; IGU, 2015). A escolha da capacidade e do tipo de tanque depende de cada projeto, bem como permissões e restrições de circulação de cargas em cada país.

Foi verificada a existência de dois tipos de tanques para armazenamento de GNL. O primeiro é descrito por tanques insulados a vácuo e o segundo por tanques com insulação em poliuretano. Vale ressaltar que o primeiro apresenta menor vaporização que o segundo (0,13% por dia contra 1,13% por dia) e maior robustez (GARCIA-CUERVA; SOBRINO, 2009).

Com relação aos caminhões, podem ser de três eixos e que comportem os tanques de menor volume, cerca de 30 m<sup>3</sup>, com 85% de capacidade. Também podem ser utilizados caminhões com mais eixos e para tanques com volumes até 60 m<sup>3</sup>. A escolha do tipo de caminhão depende da infraestrutura existente na localidade em que se pretende desenvolver as operações (GARCIA-CUERVA; SOBRINO, 2009; IGU, 2015)

Em termos de formação de custos, os principais elementos formadores, identificados em visita técnica e na literatura, estão contidos no Quadro 9 e no Quadro 10. O Quadro 9 apresenta o indicativo de investimentos, por tanques ou caminhões, observados em IGU (2015) e em discussões realizadas nas visitas técnicas (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017). Ambos os valores estão corrigidos para 2018, pelo índice de correção de preços ao consumidor norte americano, CPI.

**Quadro 9: CAPEX para a logística de GNL em pequena escala via caminhões**

Item	Especificação	Valor (USD 2018)
Tanque Criogênico	32m <sup>3</sup> até 40m <sup>3</sup>	175.749/tanque
Caminhão	Para tanques de 32m <sup>3</sup> até 40m <sup>3</sup>	30.000/caminhão

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em IGU (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

Em seu estudo, Araújo et al. (2014) abordam o contexto geral do transporte de bens no modal rodoviário, com foco no eixo compreendido entre São Paulo e Rio de Janeiro, que apresenta significativa representatividade no que diz respeito às empresas distribuidoras e autônomos. Os dados genéricos de formação do custo foram coletados e estão representados no Quadro 10 para as linhas de custo com motorista, pneus, manutenção e mão de obra, ajustados e convertidos para dólares norte-americanos de 2018.

A literatura internacional aborda os custos logísticos de forma consolidada, entretanto, entende-se que é importante adotar referências representativas da realidade do Brasil e desenvolver uma modelagem mais detalhada em função do potencial impacto na formação de custo deste modal.

Observa-se que o total de extensão de rodovias pavimentadas cresceu a taxas anuais de 1,5% entre 2001 (171.000 km) e 2015 (210.000 km). Os estados de Minas Gerais e de São Paulo apresentam a maior concentração de rodovias pavimentadas. Entretanto, 48,6% das rodovias apresentam qualidade avaliadas como regular, ruim ou muito ruim. Em relação às condições de sinalização e geometria, 57,3% das rodovias apresentaram problemas (CNT, 2016).

**Quadro 10: OPEX para a logística de GNL em pequena escala através de caminhões**

Item	Especificação	Valor (USD 2018)
Custo de combustível	Rendimento do Diesel: 2,2km/litro	0,91/litro
Motoristas por Caminhão	Três motoristas	41.174/ano/caminhão
Pneus	11% do custo total logístico	Variável
Manutenção	14% do custo total logístico	
Mão de obra	14% do custo total logístico	

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em Araújo et al. (2014), IGU (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

### 3.3. A Regaseificação e o armazenamento de GNL em pequena escala

As plantas de regaseificação em pequena escala, formadas por vaporizadores, estão normalmente associadas a um tanque de armazenamento. No caso visitado em Portugal, como já foi apresentado, além do suprimento via navio à Ilha da Madeira, existem outras 38 plantas de pequena escala de regaseificação localizadas entre 100 km e 640 km de distância do terminal de importação de GNL. Todas elas estão associadas a um tanque de armazenamento e abastecimento, permitindo um suprimento seguro aos consumidores industriais, de agricultura ou pequenos distritos, que não apresentam malha de dutos (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Os vaporizadores são selecionados em função das condições climáticas, fluxo produtivo desejado e padrões industriais, que variam de projeto para projeto. Busca-se maximizar o valor presente de líquido de cada situação, podendo ser concebidos de forma modular e expandidos em escala para atender crescimentos de demanda. Existem quatro categorias de vaporizadores para a pequena escala de GNL, são eles: (i) *Open Rack Vaporizer* (ORV), (ii) *Submerged Combustion Vaporizer* (SCV), (iii) *Shell and Tube Vaporizer* (STB) e (iv) *Ambient Air Vaporizer* (AAV) (MOKHATAB, 2013; WORLD BANK et al., 2015). O Quadro 11 abaixo contém uma análise qualitativa, feita com base na revisão de literatura, para cada tecnologia disponível na etapa de regaseificação em pequena escala.

As capacidades de regaseificação são identificadas por serem similares às identificadas na liquefação, ou seja, 0,1 MTPA até 1 MTPA. Já os custos são apresentados no Quadro 12. Embora não exista na literatura informações que detalhem os custos operacionais, incluindo mão de obra vinculada às plantas de regaseificação, aponta-se um valor considerado por Garcia-Cuerva e Sobrino (2009) e que reflete mão de obra, consumíveis, eletricidade e outros itens de uma planta satélite.

*Capítulo V - Caracterização do Gás Natural Comprimido e do Gás Natural Liquefeito em pequenas escalas*

**Quadro 11: Análise Qualitativa das tecnologias de regaseificação**

<b>Tecnologia</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>Vantagem</b>	<b>Desvantagem</b>
<i>Open Rack Vaporizer (ORV)</i>	Usa água de rios ou oceano como fonte de calor. A água é injetada no trocador de calor em conjunto com o GNL. É caracterizada pelo fácil acesso à manutenção e demanda avaliações relacionadas a qualidade de água.	Baixo custo operacional.  Tecnologia consolidada e que não necessita de intervenção física.	Capex necessário para instalação do Sistema de injeção de água.  Custos de Manutenção no Sistema de injeção de água.  Impactos ambientais oriundos do descarte da água utilizada na troca de calor. Sujeito a aspectos regulatórios.
<i>Submerged Combustion Vaporizer (SCV)</i>	Utiliza o calor gerado na combustão do <i>boil off gas</i> em baixa pressão com o objetivo de aumentar a temperatura da água e, consequentemente, a troca de calor com o GNL.	Baixa intensidade de Capital quando comparado ao ORV.  Permite ajustes de configuração para adaptação ao meio ambiente e pode ser otimizado através da geração de eletricidade com a utilização do gás vaporizado ( <i>boil -off gas</i> )	Maiores emissões em relação aos outros sistemas. Altos custos operacionais em função do consumo de gás natural no processo e demandas isoladas de suprimento de gás.
<i>Shell and Tube Vaporizer (STB)</i>	Utiliza água do mar como fonte de calor. Pode ser operado em ciclo aberto ou fechado. Apresenta funcionamento similar ao ORV.	Mais compacto, menor necessidade de investimentos quando operado em ciclo aberto e menor custo operacional quando comparado ao ORV.	O descarte de água, quando operado em ciclo aberto. Risco de descarte acidental de água, quando operando em ciclo aberto e Glycol quando operando no ciclo fechado.  Altos custos operacionais para o ciclo fechado.
<i>Ambient Air Vaporizer (AAV)</i>	O ar do ambiente é a fonte de calor no processo de aquecimento do GNL. Pode ser operado através de troca de calor direta entre GNL e o ar ou indiretamente com a utilização de fluídos intermediários.	Nenhum impacto ambiental e emissões de gases de efeito estufa.  Nenhum custo operacional necessário para manutenção.	Maior intensidade de capital. Maior área para os trocadores de calor necessária. Potencial risco relacionados à circulação de ar congelado.

**Fonte:** Elaborado pelos autores baseado em Mokhtab (2013), Igu (2015), World Bank et al. (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

**Quadro 12: CAPEX e OPEX das plantas de regaseificação**

Descrição	Valor (USD 2018)
CAPEX	104,81/TPA
OPEX	255.442/ano/planta

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em Garcia-Cuerva e Sobrino (2009).

Para pequena escala de GNL, é proposto por IGU (2015) dois tipos de tanques, podendo ser eles pressurizados ou atmosféricos. Esses tipos de tanques podem adotar diferentes sistemas de integridade, que, conforme sugere Mokhatab (2013), podem ser divididos em contenção simples, dupla contenção e contenção completa. A principal diferença entre esses tipos de tanques é o nível de segurança em relação a falhas e/ou ignição acarretando variações de custos, que podem chegar até 20% dependendo do design.

Dentre os tanques pressurizados, existem dois tipos, chamados *bullet* e *cilinder*, cuja diferença, observada por IGU (2015), é que o primeiro apresenta possibilidades de ganhos na gestão do *boil-off gas*<sup>4</sup>, ao passo que o segundo apresenta maior capacidade por tanque, embora esta capacidade ainda seja limitada e existam poucos casos em relação ao primeiro (IGU, 2015). Observa-se que o *boil-off gas* pode ser utilizado na própria planta ou recondensado através da implantação de um sistema de gestão (MOKHATAB, 2013).

No âmbito dos tanques com pressões atmosféricas, existem também dois tipos de tanques denominados *flat bottom* e *bullet*. Ambos diferem na sua forma e em algumas características como segurança e capacidade, sendo que o primeiro tem melhor desempenho e menores custos de desenvolvimento (IGU, 2015).

Com relação aos investimentos e capacidades instaladas dos tanques de armazenamento, foram observados os intervalos de contidos no Quadro 13. As capacidades de armazenamento observadas na literatura estão compreendidas entre 500 e 3000m<sup>3</sup> e os custos de investimentos no intervalo entre 850 e 3183 USD/m<sup>3</sup>. Entende-se que os custos operacionais da etapa de armazenagem, pelo fato de os tanques estarem associados às unidades de vaporização, estejam contemplados na etapa de regaseificação.

<sup>4</sup> *Boil-off gas*: perda do propelente líquido devido à evaporação (BRET-ROUZAUT et al., 2011).

### **Quadro 13: Capacidades e custos dos tanques de armazenamento**

<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>
<b>Capacidade dos Tanques</b>	500 – 3000 m <sup>3</sup>
<b>CAPEX</b>	850 – 3183/m <sup>3</sup>

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base em IGU (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

## **4. Conclusão**

As informações levantadas neste capítulo, acerca dos elementos formadores de custo, dos intervalos de volumes adotados na movimentação de GN e do estado da arte das tecnologias empregadas nos sistemas de GNC e GNL em pequena escala, permitem uma melhor concepção e diferenciação destas formas de compressão do gás natural, as quais apresentam-se como alternativas para o abastecimento de locais que não sejam interligados à rede dutoviária.

Embora o transporte de GN mundial tenha ocorrido predominante através dutos, é observada a tendência de crescimento do transporte de gás natural na forma liquefeita (GNL), que consiste em seu resfriamento até temperaturas criogênicas (de -163º Celsius), permitindo que 1 m<sup>3</sup> de GNL contenha aproximadamente 600m<sup>3</sup> de gás natural, o que ocorreu em função do desenvolvimento tecnológico. A utilização de GNL segue em expansão acelerada e pode ultrapassar o comércio de gás natural feito por dutos nos próximos 20 anos (BP, 2017).

Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de gás natural têm apresentado projetos estruturantes de gasodutos virtuais, como a distribuição de GNC para Campos de Jordão, para atendimento da demanda dos setores industrial, comercial e residencial (MAIA, 2016). A utilização do GNC é também observada em outros seis municípios do estado de São Paulo (SECRETARIA DE ENERGIA, 2017), podendo ser considerada modesta frente ao potencial que esta forma de movimentação de GN pode apresentar.

Diante deste contexto, este capítulo mostrou-se relevante para a discussão dos aspectos tecnológicos, econômicos e de logística que envolvem os sistemas de distribuição de gás natural por meio do GNC e GNL, dando subsídios para possíveis simulações de viabilidade de empreendimentos neste setor.

## Referências

ALMEIDA TRASVIÑA, H. F. *Development of novel refrigeration cycles for small scale LNG processes*. 2016. 175 p. (Master of Philosophy). Faculty of Engineering and Physical Sciences School of Chemical Engineering and Analytical Science, The University of Manchester, Manchester, 2016.

ALVES, L. M.; DOMINGUES, A.; CARVALHO, M. D. G. *Small scale LNG in Madeira Island*. 2005. Disponível em: <[http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/39/004/39004893.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/39/004/39004893.pdf)>. Acesso em: 24 de jul. 2018.

ANP. *Resolução ANP nº 41 de 05/12/2007 - Federal*. 2007. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=107032>>. Acesso em: 13 de jun. 2018.

ARAÚJO, M. D. P. S.; BANDEIRA, R. A. D. M.; CAMPOS, V. B. G. *Custos e fretes praticados no transporte rodoviário de cargas: uma análise comparativa entre autônomos e empresas*. J. Transp. Lit. [online], v. 8, n. 4, p. 187-226, 2014.

BISCARDINI, G.; SCHMILL, R.; DEL MAESTRO, A. *Small going big: Why small-scale LNG may be the next big wave*. PWC. 2017.

BP. BP Statistical Review. BP, 2017.

BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, J.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. *Petróleo e Gás Natural: Como produzir e a que custo*. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011.

CNT. *Anuário CNT do Transporte*. 2016.

DA SILVA, R. I. et al. Overview of Brazil Liquefied Natural Gas Industry. International Gas Union Research Conference 2017. Rio de Janeiro: International Gas Union, 2017.

EPE. *Informe: Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros – Panorama dos principais projetos e Estudos*. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-terminais-de-regaseificacao-de-gnl-nos-portos-brasileiros-panorama-dos-principais-projetos-e-estudos>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

EPE; MME. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. 2014. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>>. Acesso em 26 de ago. 2020

EPE. *WEBMAP*. 2016. Disponível em: <<https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. Acesso em: 12 ago. 2016.

FRAGA, D. M.; LIAW, C.; GALLO, A. *Technical Visits to LNG Import Terminals from ENAGAS at Cartagena in Spain and from REN Atlantico, at Sines in Portugal*. 2017.

GARCIA-CUERVA, E. D.; SOBRINO, F. S. *A new business approach to conventional small scale LNG*. 24th World Gas Conference. Argentina: IGU, 2009.

IGU. *Small Scale LNG: 2012–2015 Triennium Work Report*. International Gas Union, 2015.

IGU. 2018 World LNG Report. International Gas Union, 2018.

LEE, G. C. et al. *Optimal design and analysis of refrigeration systems for low temperature processes*. UMIST, 2001.

LÓPEZ BENDEZÚ, M. A. *Avaliação técnico-econômico das alternativas tecnológicas de*

*Capítulo V - Caracterização do Gás Natural Comprimido e do Gás Natural Liquefeito em pequenas escalas*

*transporte de gás natural*. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MAIA, C. *Comgás aposta em inovação para manter crescimento*. Valor Econômico, 1 fev. 2016. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/imprimir/noticia/4417572/empresas/4417572/comgas-aposta-em-inovacao-para-manter-crescimento>>. Acesso em: 04 ago. 2016.

MANOEL, C. C. O. *Aspectos regulatórios e modelos contratuais aplicáveis ao mercado de distribuição de gás a granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás Natural Liquefeito – GNL) no Brasil*. 2006. 188 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MME. *Boletim Mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural*. Abril 2018. 2018. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_128\\_OUT\\_17.pdf/24184432-f2a6-4ae5-88b8-ad4c4003c43](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_128_OUT_17.pdf/24184432-f2a6-4ae5-88b8-ad4c4003c43)>. Acesso em: 15 out. 2017.

MOKHATAB, S. *Handbook of liquefied natural gas*. Gulf Professional Publishing, 2013.

PENHA, H. S. P. *Reflexões críticas e contribuições para aprimoramento da complementariedade dos consumos termelétrico e industrial de gás natural*. 2014. 118 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

POULLALLION, P. *Treinamento Intensivo em Planejamento e Gestão de Sistemas Logísticos a Granel (GNC e GNL) para gás natural*. IEE - Instituto de Energia e Ambiente. 2016.

SECRETARIA DE ENERGIA, D. E. D. S. P. *Anuário de Energéticos por Município no Estado de São Paulo*. São Paulo 2017.

WHITE MARTINS. *Levando o gás natural para o interior do Brasil*. 2020. Disponível em: [praxair.com.br/gases/natural-gas/gnl](http://praxair.com.br/gases/natural-gas/gnl). Acesso em 26 ago. 2020.

WORLD BANK, G. E. A. E.; REDUCTION, G. G. F.; S.A, T. E. *Mini / Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas*. out. 2015.

## Capítulo VI

---

# Novas fronteiras de expansão para o gás natural: o suprimento em pequena escala por meio da malha ferroviária brasileira

*Cylon Liaw*

*Anna Luisa Abreu Netto*

*Edmilson Moutinho dos Santos*

## 1. Introdução

Há duas décadas, desde o início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), em 1999, o gás natural (GN) foi colocado continuamente como uma política energética prioritária. Vários planos de incentivo garantiram um suprimento de GN para geração elétrica, consumo industrial e gás natural veicular (GNV), tais como o Programa Prioritário de Termelétricidade (2000), o Projeto Malhas (2003), o Plano de Massificação do uso de GN (2004) e o PLANGAS (2007) (COLOMER, 2014).

Tendo em vista o crescimento da importância desse recurso na matriz energética brasileira e suas projeções de aumento na demanda, este capítulo reflete sobre a possibilidade de novas rotas logísticas que podem contribuir no esforço de incremento da oferta do GN, sustentando o crescimento previsto da demanda. Em particular, estuda-se neste capítulo o uso da malha ferroviária, meio através do qual, há possibilidade do transporte do gás natural na sua forma liquefeita (GNL), em vagões criogênicos ou em contêineres, cuja tecnologia já é encontrada em outros países, como no Japão. O modal ferroviário será entendido neste trabalho como uma alternativa aos gasodutos em trechos onde não há viabilidade para a sua instalação.

Casos como o do Japão destacam-se pela primazia na introdução de ferrovias com contêineres refrigerados, os quais operam, desde 2000, por meio dos chamados sistemas satélites de GNL, utilizados, por exemplo, pela empresa de exploração e produção

de petróleo Japex. Esses sistemas contribuem para alimentar a alta demanda japonesa que consome 32,3% do volume global comercializado de GNL, com importações provenientes do Sudeste Asiático, do Catar e da Rússia (IGU, 2017).

No Brasil, é visível a falta de alternativas para a implementação de termelétricas ou qualquer outro segmento de consumo relevante de GN afastados da malha de gasodutos. Tal situação é agravada por um cenário de consumo energético crescente nas regiões interioranas do país, como atestam os números do PNE 2050, que demonstram, por exemplo, que o consumo de energia nas regiões Norte e Centro-Oeste do país deve crescer, este último por conta do avanço da agropecuária (EPE, 2016).

Assim, discute-se que, a despeito de sua própria precária situação, sobre a qual será descrito ao longo do texto, a malha ferroviária brasileira pode contribuir para suprir o consumo de GN, pulverizando o consumo desse energético para outras regiões não atendidas por gasodutos. Diferentes arquiteturas logísticas podem ser contempladas e exploradas, mesmo com as restrições existentes na malha ferroviária nacional.

Outro importante ponto a ser observado é que escolhas precisam ser feitas com relação à priorização de soluções logísticas em um país carente de capital de longo prazo e que deverá galgar um longo caminho para repor capacidade de investimento em infraestrutura. Neste sentido, rodovias e ferrovias parecem mais prementes e exigindo investimentos mais urgentes, principalmente rumo ao interior do país. Por isso, defende-se que a indústria do gás necessita encontrar caminhos sinérgicos e usufruir dessas rodovias e ferrovias para alcançar novos consumidores, aproximando-se dos energéticos líquidos e postergando suas soluções de rede para momentos mais favoráveis da economia brasileira.

Diante deste contexto, o capítulo visa apresentar a opção de transporte de GN via ferrovia e discutir alguns pontos acerca da possibilidade da aplicação do transporte ferroviário de GNL em pequena escala para regiões brasileiras não atendidas pela malha de gasodutos.

## 2. Transporte de GN via ferrovia

A opção pelo transporte ferroviário de gás natural mostra-se uma alternativa à falta de acesso aos gasodutos, porém ainda pouco difundida em escala global<sup>1</sup>. O gás natural, quando transportado no estado líquido, deve ser acondicionado em tanques criogênicos ou ISO contêineres, adequados para preservar a baixa temperatura e, conseqüentemente, o estado físico (líquido) em que se encontra o gás (RAGNAR, 2014).

O gás natural liquefeito (GNL) encontra-se a  $-163^{\circ}\text{C}$  em pressão atmosférica e seu volume é 600 vezes menor que a molécula de gás natural em estado gasoso. Já o gás natural comprimido (GNC) tem seu volume 200 vezes menor que a molécula do gás. Para mais detalhes, Kumar et al. (2011) e Mokhatab et al. (2014) discorrem sobre a temática, apreciando, inclusive, a cadeia completa de suprimento.

Por possuir uma densidade energética maior em comparação ao gás no estado gasoso e ao GNC, o GNL possui uma vantagem competitiva no que tange aos custos de transporte, ao conduzir mais moléculas de gás em um mesmo volume, porém o processo de liquefação é mais custoso em relação à compressão deste. Por esta razão volumétrica e, conseqüentemente, pela questão de competitividade frente ao diesel, o GNC é pouco discutido na literatura relativa ao transporte ferroviário, apenas encontrado em testes realizados em locomotivas e dificilmente encontradas em operação (GNA, 2014).

A seguir, são comparadas as características entre o vagão-tanque criogênico e o ISO contêiner para o transporte de GNL na ferrovia, no Quadro 1.

No que diz respeito às vantagens ambientais, o GN tem baixo impacto em relação a combustíveis convencionais, por ter uma emissão de  $\text{CO}_2$  25% abaixo da gasolina e do diesel, como mostrado na Figura 1.

---

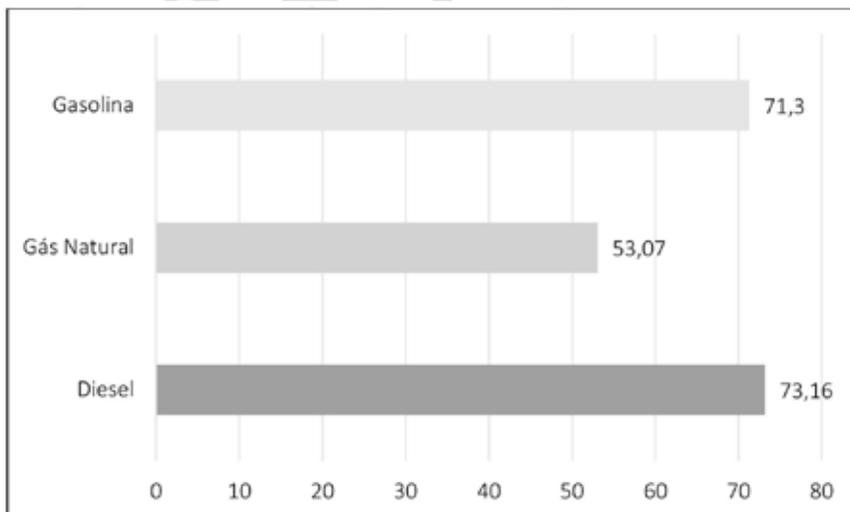
<sup>1</sup> O IGU distribui dados sobre transporte em gasodutos e outros modais com GNL, porém apenas cita a existência do transporte ferroviário, sem entrar em detalhamentos.

**Quadro 1: Comparativo entre vagão-tanque criogênico e ISO contêiner para o transporte de GNL em ferrovia**

ISO contêiner para GNL	Vagões-tanque para GNL
Unidades de pequenos volumes	Vagões de grandes volumes
Contêineres podem ser conduzidos por caminhão dos terminais ferroviários até as plantas de liquefação	Conexão férrea necessária com a planta de liquefação para o carregamento dos vagões
Em caso de falha na ferrovia, a entrega pode ser finalizada por caminhão	Em caso de falha na ferrovia, interrompe-se o transporte dos vagões
Um sistema de carga e descarga é necessário no terminal (empilhadeira, guindastes e afins)	Sem necessidade de equipamentos especiais para a carga e descarga
Podem ser utilizados para armazenamento no próprio cliente final	O vagão pode ser utilizado para armazenagem no cliente final se houver conexão com a ferrovia
Permitem o transbordo entre diferentes modais	Sem possibilidade de transbordo para outros modais
Tem capacidade menor que um caminhão-tanque, porém tem menor impacto ambiental por conta do menor número de viagens	Substituem de 2,5 a 3 caminhões, mitigando o impacto ambiental com a retirada destes veículos das rodovias, resultado em menos trânsito e poluição

Fonte: Adaptado de Ragnar (2014).

**Figura 1: Emissão de kg CO<sub>2</sub> por MMBTU na queima dos combustíveis**



Fonte: Elaborado pelo autor com base na EIA (2016).

Por conta deste aspecto positivo, as opções logísticas a granel do GN podem trazer outros benefícios consigo, tais como:

- Antecipação do acesso ao combustível de menor pegada ambiental a áreas econômicas (eventualmente de expansão de fronteira) que apresentem elevadas pegadas e poucas estratégias de redução no longo prazo;

- Redução da própria pegada ambiental do sistema de transportes, se os modais utilizarem o GN como combustível.

A adoção do modal ferroviário para transporte do GNL é considerada em situações nas quais o transporte por gasodutos encontra dificuldades técnicas ou econômicas na sua construção, tais como: necessidade de travessias em oceanos e mares profundos (barreira esta que conduziu essencialmente ao transporte naval de GNL e que representa o coração da indústria global de GNL); regiões montanhosas ou com outras dificuldades geográficas; restrições ambientais severas ao traçado de gasodutos; distâncias muito elevadas de transporte aos centros consumidores, principalmente mercados de pequena escala (EPE, 2007).

Em geral, gasodutos são empreendimentos de alto custo e com grandes prazos de implantação, frequentemente sujeitos a atrasos devido às várias licenças e autorizações necessárias para sua construção e operação. Essas dificuldades de construção também valem para ferrovias e rodovias, porém estas podem ser facilitadas por serem infraestruturas com interesses mais abrangentes e consideradas mais essenciais.

Além disso, é preciso refletir sobre a viabilidade do transporte de GNL em infraestruturas já existentes, que apresentem ociosidades a serem exploradas, adensando cargas para otimizar usos de modais. Assim, evita-se ou posterga-se investimentos de longo prazo em infraestruturas, principalmente em países como o Brasil, o qual atualmente está atrasado e precisa recompor a capacidade de investimento gradualmente.

### 3. Transporte de GN em pequena escala

A opção pela unidade de produção e suprimento de GNL em pequena escala encontra respaldo em um cenário em que há a necessidade de monetização do gás nos mercados incipientes de

gás natural sem abastecimento por gasoduto, seja por inviabilidade geográfica ou econômica, oferta ou demandas remotas de gás ou ainda para atendimento dos picos na demanda por carga elétrica (IGU, 2015).

Complementar ao modal ferroviário, também se consideram os transportes rodoviário e hidroviário para comportar a logística do volume característico desta escala entre 0,05 e 1,0 MTPA de GNL (IGU, 2015), buscando sempre que possível a intermodalidade como forma mais eficiente de distribuição e custo-benefício. Estes modais recebem a nomenclatura de gasodutos virtuais quando cumprem a função de distribuição do gás natural (comprimido ou liquefeito) nas situações descritas anteriormente (ERIA, 2018). Para os fins desta pesquisa, a opção do ISO contêiner mostra-se mais adequada à multimodalidade, já que confere maior flexibilidade na distribuição de volumes menores e maior rapidez no transbordo entre os modais.

No Brasil, a maioria das concessionárias estaduais suprem uma demanda anual do mercado considerada de pequena escala, com 14 das concessionárias estaduais de GN dentro desta faixa. Apenas 5 concessionárias encontram-se com demanda anual acima de 1 MTPA, representando 66% da demanda total de GN em 2014 (DA SILVA et al., 2017). Para se ter uma dimensão deste volume, a Tabela 1 elenca a demanda anual (média em  $\text{MMm}^3/\text{dia}$ ) de todas as concessionárias que operavam no Brasil, em 2014, e seu equivalente de GNL em MTPA.

Nesse contexto, o transporte a granel do GNL pode colaborar com o aumento do consumo de GN nas regiões administradas pelas concessionárias, no sentido de estimular gradualmente a demanda com pequenas remessas estáveis de gás liquefeito. Esta paulatina mudança no mix energético local virá da substituição dos recursos energéticos mais poluentes e/ou mais caros, acompanhado por uma mudança no comportamento dos setores econômicos e que justificariam a futura construção do gasoduto, uma vez que a demanda se torne perene e de volume proporcional à capacidade de fornecimento por dutos.

**Tabela 1: Demanda brasileira de gás natural por concessionária**

Empresas distribuidoras de Gás Natural	Demanda média de Gás Natural 2014 (MMm <sup>3</sup> /dia)	Equivalência GNL (MTPA)	Faixa de demanda anual
Comgas (SP)	14,95	4,04	<b>&gt; 1 MTPA</b>
Ceg (RJ)	14,79	3,99	
Ceg Rio (RJ)	10,55	2,85	
Gasmig (MG)	4,21	1,14	
Bahiagás (BA)	3,89	1,05	
BR Distribuidora (ES)	3,49	0,94	<b>0,05 - 1 MTPA</b>
Cigás (AM)	3,43	0,93	
Copergás (PE)	3,29	0,89	
Compagás (PR)	2,9	0,78	
Msgás (MS)	2,59	0,7	
Sulgás (RS)	1,97	0,53	
Cegás (CE)	1,91	0,52	
Segás (SC)	1,82	0,49	
Gás Natural Fenosa (SP)	1,18	0,32	
GasBrasiliiano (SP)	0,8	0,22	
Algás (AL)	0,61	0,16	
Pbgás	0,34	0,09	
Potigás	0,34	0,09	
Sergás (SE)	0,29	0,08	
Cebgás	0,01	0	<b>0,05 MTPA</b>
Mtgás	0,01	0	
Gasmar	0,01	0	
Gaspisa	0	0	
Goiasgás	0	0	
<b>TOTAL</b>	<b>73,4</b>	<b>19,83</b>	

Fonte: Adaptado de Da Silva et al. (2017).

#### 4. Matriz de transportes e a malha ferroviária brasileira

A matriz de transporte brasileira não está entre as melhores do mundo. O ranqueamento de competitividade global (com 144 países) realizado pelo Fórum Econômico Mundial (Schwab, 2019)

expõe as fragilidades do sistema ferroviário brasileiro (95<sup>a</sup> posição em eficiência dos serviços dos trens) e do sistema rodoviário (112<sup>a</sup> posição em qualidade das estradas). Estar nas últimas posições denota uma preocupante situação para a matriz de transportes nacional, dependente prioritariamente do modal rodoviário para o transporte de cargas (61,1%), de acordo com a CNT (2018a).

Não só o Brasil é demasiadamente dependente de rodovias, mas conta também com um sistema rodoviário ineficiente e de alto custo. A CNT (Confederação Nacional do Transporte) trouxe uma fotografia em sua pesquisa sobre as condições da amostra de 105.814 km das rodovias brasileiras, em 2017. Ela constatou que 61,8% delas estão classificadas como regular, ruim ou péssima, índice superior aos 58,2% de 2016. Por conta das más condições encontradas, calcula-se um desperdício de diesel na ordem de 807,2 milhões de litros para o modal rodoviário (responsável por 97% do consumo total no setor de transportes), resultando uma perda financeira equivalente a R\$ 2,46 bilhões (CNT, 2018b).

Na tentativa de dirimir os problemas relacionados à falta de investimentos, notoriamente destacada a partir de 2011, estima-se que seriam necessários R\$ 293,8 bilhões, valor muito além do orçamento atual do Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil (R\$ 21,5 bilhões) (CNT, 2017b). O investimento público em transportes foi de apenas 0,17% do PIB em 2017 (CNT, 2019), enquanto, Rússia, Índia e Coreia do Sul investem 3,7% do PIB, em média (O ESTADO DE S. PAULO, 2016).

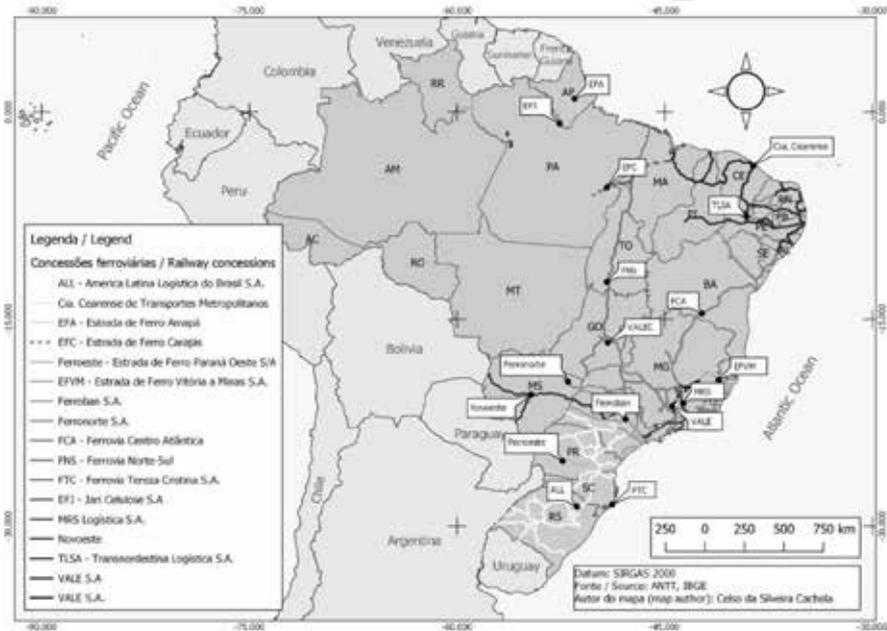
A opção pelo modal rodoviário, indicado para curtas distâncias e para produtos de alto valor agregado, iniciou-se no pós-2<sup>a</sup> Guerra Mundial (1939-1945) e cresceu com a instalação das montadoras multinacionais de automóveis em solo brasileiro, incentivadas pela disponibilidade de aço produzido pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e pelo petróleo da recém-inaugurada Petrobras (REGO; FAILLACE JUNIOR, 2017).

Já as ferrovias compuseram o cerne do setor de transportes na época do Império, sempre nas mãos de investidores privados, e em troca da garantia de juros (5% sobre o capital investido) e isenção fiscal sobre importados. Em meados do século XIX, estimulou-se a expansão da malha ferroviária para acompanhar o desenvolvimento do ciclo do café. Porém, uma vez encerrado este próspero

ciclo econômico (década de 1930), as ferrovias caíram em desuso, sendo reincorporadas à gestão pública em situação deficitária. Posteriormente, dentro das prioridades do Plano de Metas do governo de Juscelino Kubistchek (1956-1961) encontravam-se a indústria e o transporte, o que trouxe mais ênfase às rodovias em detrimento das ferrovias. Na década de 1990, deu-se início à era das privatizações das ferrovias, sendo concluído em 1999 (DUMIT, 2005).

Em 2018, o Brasil possuía 29.165 km de ferrovias, nas quais operavam 12 concessionárias. Para efeitos comparativos, o Brasil possui 1.735.607 km de rodovias e 19.464 km de hidrovias (CNT, 2018a). Na Figura 2, observamos o atual desenho da malha ferroviária:

**Figura 2: Malha ferroviária brasileira**



Na Tabela 2, encontram-se as operadoras discriminadas pela diferença das bitolas (distância entre os trilhos) e pela extensão de suas concessões. Nota-se que a variedade de bitolas é um agravante para a integração da malha ferroviária, uma vez que os custos de transbordo (transferência de carga entre meios de transporte) são bastante onerosos para a competitividade da ferrovia.

**Tabela 2: Extensão das linhas principais e ramais por concessionária segundo bitola (em 2015)**

Operadoras Reguladas pela ANTT <sup>1</sup>	Origem	Bitola			Total (km)
		1,6 m	1 m	Mista	
ALLMN – América Latina Logística Malha Norte	-	735	-	-	735
ALLMO – América Latina Logística Malha Oeste	RFFSA <sup>2</sup>	-	1.953	-	1.953
ALLMP – América Latina Logística Malha Paulista	RFFSA	1.533	305	269	2.107
ALLMS – América Latina Logística Malha Sul	RFFSA	-	7.223	-	7.223
EFC – Estrada de Ferro Carajás	-	997	-	-	997
EFVM – Estrada de Ferro Vitória a Minas	-	-	888	-	888
FCA – Ferrovia Centro-Atlântica	RFFSA	-	7.065	130	7.215
FNS S/A – Ferrovia Norte-Sul TRAMO NORTE (VALEC-Subconcessão)	-	745	-	-	745
FERROESTE – Estrada de Ferro Paraná Oeste	-	-	248	-	248
FTC – Ferrovia Tereza Cristina	RFFSA	-	163	-	163
MRS – MRS Logística	RFFSA	1.708	-	91	1.799
FTL S/A – Ferrovia Transnordestina Logística	RFFSA	-	4.257	20	4.227
VALEC/ Subconcessão: Ferrovia Norte-Sul TRAMO CENTRAL	-	815	-	-	815
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>6.533</b>	<b>22.122</b>	<b>510</b>	<b>29.165</b>

Fonte: Extraído de ANTT (2015).

<sup>1</sup> ANTT: Agência Nacional de Transportes Terrestres

<sup>2</sup> RFFSA: Rede Ferroviária Federal S/A

A VALEC figura como braço federal na construção de ferrovias, a exemplo das Ferrovia Norte-Sul (FNS), a Ferrovia de Integração Oeste-Leste (FIOL) e a Ferrovia Transcontinental. Prioritariamente destinada ao transporte de cargas e responsável por 20,7% do total movimentado em 2017, a movimentação de passageiros se restringe aos trajetos da Estrada de Ferro Carajás (EFC) e da Estrada de Ferro Vitória-Minas (EFVM) (CNT, 2017a).

Apesar da constatação de que os investimentos das concessionárias dobraram, de 2010 para 2015, e alcançaram R\$ 6,5 bilhões, a CNT (2017a) observa que, de forma geral, os valores públicos e privados restringiram-se ao término de obras já há muito em andamento ou a pequenas ações de manutenção de vias. Dentre as perspectivas de expansão da malha ferroviária, após anúncios em 2012 do Programa de Investimentos em Logística (PIL) e do Plano Nacional de Logística (2018),

o governo Federal tem procurado incentivar investimentos e, para tal, adota instrumentos de atração de capital, tal como a antecipação da renovação de contratos de concessão por mais 25 anos e com pelo menos 5 concessionárias (Rumo, MRS, Carajás, Vitória-Minas e Centro-Atlântica), esperando atrair um volume somado de investimentos de R\$ 25 bilhões para os próximos anos.

As duas commodities mais transportadas e exportadas nas ferrovias brasileiras são o minério de ferro e a soja. Entre os anos de 2006 e 2016 estas duas commodities representaram (em peso), em média, entre 77% e 85% das cargas transportadas. A participação do minério de ferro foi proporcionalmente muito maior, representando, em média, de 72 a 79% do total. Estes dados denotam que as ferrovias brasileiras são prioritariamente utilizadas para transportar matérias-primas para exportação a partir de portos costeiros (ANTT, 2017).

Nesse sentido, a ferrovia deve ser percebida como indutora do crescimento, ao tornar o custo do transporte de cargas primárias e volumosas mais plausível em grandes distâncias. Com isso, estimula-se o desenvolvimento no caminho à interiorização do território brasileiro, com abertura de novas fronteiras produtivas. Vale ressaltar que outros produtos agrícolas, como o açúcar e o milho, vêm ganhando cada vez mais espaço nos vagões à medida que a produtividade cresce (ANTT, 2017). A expansão da malha permite otimizar a integração entre as 5 regiões geográficas através da conjugação com outros modais, tais como o rodoviário e o aquaviário.

A multimodalidade já permitiu que a ferrovia tivesse papel relevante no transporte de bens energéticos no Brasil. Fundamentalmente, transportava-se derivados de petróleo das refinarias nacionais, ou terminais de importação localizados em zonas costeiras, para o interior do país (DUMIT, 2005).

Nesta mesma multimodalidade se encontra uma alternativa para diversificação do mix energético no país, com a entrega de GNL para regiões geograficamente distantes das áreas produtoras e que não têm acesso às redes de gasodutos, por razões físicas e/ou econômicas. Nesse sentido, as oportunidades que se apresentam são similares, porém em escala quase continental.

A malha de dutos para transporte de GN tem a sua infraestrutura concentrada principalmente ao longo da costa brasileira, atendendo, principalmente, às capitais e alguns trechos isolados (somando 9.409 km) (MTPA, 2018). Na Figura 3, a malha ferroviária (atual e planejada) foi propositalmente sobreposta à rede de gasodutos de transporte para evidenciar a oportunidade de levar o GNL para outras regiões do país não atendidas pelos dutos. Supõem-se que as malhas dutoviária e ferroviária tendem a expandir-se e encontrar maiores pontos de interiorização. Os pontos de encontro entre gasodutos e ferrovias poderiam servir como *hubs* para suprimento de energia, concentrando atividades agroindustriais e outras atividades que se beneficiem do GNL. A concentração das atividades perto das ferrovias também pode ser positiva para o posterior escoamento do produtos agrícolas. Como *hub* de liquefação e compressão do GN disponibilizado via duto, para posterior extensão do alcance desse gás através da logística multimodal, essa pode vir a ser uma solução para a interiorização do GN sem altos custos iniciais.

**Figura 3: Cruzamento das malhas ferroviária e de gasodutos de transporte (atual e planejada)**



Fonte: Elaborado por Denis Martins Fraga.

A expansão dutoviária tornou-se um obstáculo nas mãos da Petrobras, em atual fase de desinvestimento de ativos, além do fato de exigir um elevado capital e um longo tempo de execução para volumosas demandas, as quais não foram devidamente detectadas ou estimuladas para justificar o investimento. No PEMAT 2022 (Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário), até então o principal norteador no crescimento da rede, não há decisões concretas de expansão (EPE, 2014).

Para a devida expansão, há de se repensar os modelos atualmente adotados no Brasil. Taioli, Moutinho dos Santos e Colin (2008) propuseram revisões do conceito em respeito à logística do etanol e este modelo pode colaborar com os estudos relativos à movimentação do GN pelo país.

## 5. Análise de casos com potencial demanda de GNL em pequena escala no Brasil

Neste tópico, serão discutidos dois casos, dentro do contexto brasileiro, que podem se beneficiar do desenvolvimento do transporte de GNL em pequena escala por trens no país. Estes casos são interessantes candidatos para uma futura análise mais aprofundada, considerando outros fatores aqui não discutidos. As potenciais demandas descritas a seguir foram mensuradas na pequena escala, ou seja, até 1 MTPA.

### 5.1 Maior participação do GN no setor agropecuário

O PIB do setor agropecuário brasileiro foi destaque em 2017, alcançando um crescimento de 14,5% em relação ao 3º trimestre de 2016 e de 13% em relação ao ano anterior, marca histórica de melhor desempenho anual desde 1996 e colaborando ao aliviar a recessão econômica experimentada no Brasil em 2015 e 2016. Com exceção do consumo das famílias e da agropecuária, quase todos os outros setores tiveram desempenho inferior ou igual ao de 2016, resultando em alta de 1% no PIB 2017 (CORREIO BRAZILIENSE, 2018; MAPA, 2018).

Tamanha força da agropecuária, com participação agregada no PIB de 5,7% acumulada até o 3º trimestre de 2017, revela a real

dimensão do agronegócio<sup>2</sup> na economia brasileira: 23 a 24% do PIB. As exportações também foram determinantes para este crescimento do setor, com superávit setorial na ordem de USD 81,8 bilhões e participando com 48% das exportações totais do país, principalmente vindo do complexo soja (grão, farelo e óleo) com expansão de 24,8% e US\$ 31,7 bilhões de receita em 2017, sendo US\$ 25,7 bilhões somente para a soja em grãos (33% de crescimento). O milho exportado resultou em US\$ 4,5 bilhões (alta de 25%) enquanto o segmento sucroalcooleiro (açúcar e álcool) rendeu US\$ 12,2 bilhões (alta de 7,8%) (CNA, 2018a). Boa parte destas commodities para exportação passam pela ferrovia (47%), enquanto 42% percorrem as rodovias e 11% navegam pelas hidrovias até os portos (CNA, 2018a).

Apenas atrás do setor do comércio, a agropecuária consolidou-se como a 2ª maior geradora de empregos em 2017, com saldo positivo de 37 mil novas vagas alocadas majoritariamente no cultivo de laranja (39,4%), apoio à agricultura (20,9%), soja (12,5%) e criação de aves (27,2%) (CNA, 2018b).

Para garantir sua competitividade no mercado internacional, o ramo da agricultura depende de custos igualmente competitivos nos processos produtivos. Um dos principais componentes neste custo está na utilização de fertilizantes, cuja produção nacional não atende à demanda local. Em 2017, dos 34,4 milhões de toneladas de fertilizantes entregues ao mercado, apenas 8,1 milhões de toneladas foram fabricadas nacionalmente, restando 76,4% a serem importados principalmente da Rússia e da China, tornando o setor vulnerável às oscilações de preço do mercado global de fertilizantes (ANDA, 2018).

No caso brasileiro, a Tabela 3 abaixo demonstra a representatividade do custo dos fertilizantes sobre o total da produção das duas principais culturas brasileiras (juntas, somam mais de 85% da produção de grãos no país): o milho, dependente dos nitrogênios, e a soja, grande representante agrícola para os mercados interno e externo e que utiliza principalmente fertilizantes potássicos. Vale destacar que o milho está sujeito a variação de custos a depender do tipo de tecnologia utilizada, se alta e média tecnologias, sendo que utilização da tecnologia mais avançada acarreta maiores custos totais e com fertilizantes.

<sup>2</sup> O PIB do agronegócio compreende, além das atividades primárias realizadas no estabelecimento, as atividades de transformação e de distribuição (MAPA, 2018).

**Tabela 3: Participação dos fertilizantes no custo total de produção (milho e soja)**

Soja Safra 2018/2019 (R\$/hectare)							
Transgênico	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-sul	MT
Fertilizante	678,49	586,34	578,24	556,04	564,06	645,34	586,94
Custo total	3195,24	3583,74	3509,83	3472,95	3555,45	3290,48	3466,39
%	21,20%	16,40%	16,50%	16,00%	15,90%	19,60%	16,90%
Convencional	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-sul	MT
Fertilizante	678,49	-	578,24	556,04	564,79	-	589,6
Custo total	3400,86	-	3487,02	3462,24	3792,99	-	3556,36
%	20,00%	-	16,60%	14,90%	14,90%	-	16,60%
Milho Safra 2017/2018 (R\$/hectare)							
Alta tecnologia*	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-sul	MT
Fertilizante	479,37	467,08	704,04	583,15	486,13	650,96	549,88
Custo total	2719,38	2665,96	2848,70	2843,32	2810,86	3036,83	2822,87
%	17,60%	17,50%	24,70%	20,50%	17,30%	21,40%	19,50%
Média Tecnologia**	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-sul	MT
Fertilizante	342,41	266,9	500,03	429,91	349,97	484,58	393,4
Custo total	2360,43	2347,43	2477,88	2506,30	2523,17	2477,15	2483,02
%	14,50%	11,40%	20,20%	17,07%	13,90%	19,60%	15,80%

\*Alta tecnologia = 120 sacas/hectare \*\*Média tecnologia = 100 sacas/hectare

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base nas informações do ANDA (2018).

Por conta deste cenário, o GN pode corroborar com a posição do Brasil entre os grandes produtores agropecuários do mundo, ao fornecer uma matéria-prima mais barata e competitiva para produção local de fertilizantes, isso se for comprovada a viabilidade econômica e técnica do gás e do petróleo do pré-sal. Segundo Globalfert (2018), a Rússia possui a vantagem de possuir gás natural em abundância e a um preço vantajoso para a produção de fertilizantes nitrogenados, por exemplo a ureia, elaborada a partir da amônia proveniente do gás natural. Dentre as variedades baseadas nos elementos químicos N, P e K, os nitrogenados totalizaram 8,7 milhões de toneladas das importações de fertilizantes

em 2017 (36%), sendo a ureia responsável por 63% deste total, a qual teve alta de 37% com relação a 2016. Entre as culturas que mais utilizam os aditivos baseados em nitrogênio estão o milho, o arroz, o feijão e o trigo (GLOBALFERT, 2018).

Ao analisarmos a produção nacional destes elementos essenciais para a agricultura, constata-se que a Petrobras praticamente monopoliza a fabricação dos nitrogenados com 4 unidades (Tabela 4) e, para o prejuízo da balança comercial do país, todas estão previstas para venda de acordo com o Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 e que, contraditoriamente, prevê a priorização do gás natural como elemento de transição para as renováveis. Excluem-se as unidades UFN IV (Linhares/ES) e UFN V (Uberaba/MG) que estavam em fase de estudo (VALOR ECONÔMICO, 2018).

**Tabela 4: Plantas de produção de fertilizantes nitrogenados da Petrobras**

Planta	Cidade	Estágio	Valor do ativo	Produção Ureia	Produção Amônia (mt/ano)	Fonte de gás natural
			(US\$ MM)	(mt/ano)		
Fafen-BA	Camaçari	À venda	500	1100 (em conjunto)	900 (em conjunto)	Campo de petróleo próximo
Fafen-SE	Laranjeiras	À venda	600			
Fafen-PR	Araucária	À venda	350	700	475	REPAR
UFN III (MS)	Três Lagoas	À venda (80% pronta)	700	1109	173	Inexistente

**Fonte:** Elaborado pelos autores com base nas informações no site do Valor Econômico (2018).

O desinvestimento destes ativos (atualmente em parada progressiva da produção) obrigará o Brasil a aumentar o volume de importados até a entrada de novas empresas e que, de acordo com o jornal Valor Econômico (2018), dificilmente concordarão com o valor de venda anunciado.

Na visão do BNDES (2012), há alguns empecilhos que impedem uma maior competitividade da produção nacional de fertilizantes, porém adiciona algumas soluções:

- Alto custo do gás natural produzido nacionalmente: com a exploração e produção do GN proveniente do pré-sal, há boas expectativas de que o preço diminua;

- Balança comercial desfavorável pelo representativo volume importado: depende do estímulo à produção nacional;
- Infraestrutura portuária e logística: melhoria em armazenamento e investimento no multimodal;
- Questões tributárias que favorecem o produto importado (por exemplo, a isenção de ICMS): redução da alíquota de 2% da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM);
- Falta de um marco regulatório próprio para o setor: em 2012, havia 3 projetos de lei sobre a reformulação do marco regulatório do setor de mineração e que engloba o setor de fertilizantes;
- Falta de incentivos a maiores investimentos em inovação: há algumas iniciativas com relação à produção de fertilizantes organominerais e para a utilização de polímeros.

Embora existam inúmeras dificuldades para o desenvolvimento do setor de fertilizantes, conforme demonstrado acima, o Brasil tem potencial para desenvolvê-lo, seja com GN advindo do pré-sal, ou com a importação do energético (considerando a redução do preço do GNL importado). A importação deste alto volume de fertilizantes pode colocar o Brasil em uma situação vulnerável, razão pela qual soluções como a utilização do transporte multimodal de contêineres precisam ser consideradas para a continuidade do crescimento do agronegócio no longo prazo.

O setor do agronegócio ainda reserva potencialidades<sup>3</sup> para o GN, no que diz respeito às máquinas movidas a diesel e que atualmente podem ser substituídas por motores a biometano ou gás natural (SCHNEPF, 2004), por exemplo, o trator T6 140 New Holland ou a colheitadeira Palesse GS4118K lançados em 2017 (NEW HOLLAND, 2017; GOMSALMASH, 2017).

Um estudo realizado pela IFAG (2018) analisou a influência do reajuste das alíquotas sobre combustíveis sobre os custos da

<sup>3</sup> Para outras possibilidades de substituição de combustível nas etapas do processo agrícola, o artigo “Energy Use In Agriculture: Background and Issues” de Schnepf (2004) esclarece quais tipos de combustível são utilizados por estágio da produção, inclusive, destacando o percentual de uso indireto de gás natural na produção dos fertilizantes e pesticidas. Disponível em: <<http://nationalaglawcenter.org/wp-content/uploads/assets/crs/RL32677.pdf>>

produção agrícola, observando que a alta do preço do diesel (de R\$ 2,88/litro para R\$ 3,09/litro, ou seja, de R\$ 145,35/hectare para R\$ 155,96/hectare) impactou a safra de 2017/2018, onerando a safra da soja em R\$ 35 milhões de reais somente no estado de Goiás. No caso da soja, grande parte do consumo do diesel está na etapa da colheita (48,15%), seguido do plantio (20,7%), condicionamento da lavoura (15,85%) e pré-plantio (15,3%). O consumo calculado deste combustível foi de 50,46 litros/hectare e, como resultado do aumento da tributação, a representatividade deste nos custos passou de 4,7% para 5,1%. Ao todo, foram R\$ 103.095.873,75 (21,3% do total) de aumento no custo de produção de todos os cultivos, ressaltando a oportunidade na substituição do diesel pelo GN com preço e logística competitivos (IFAG, 2018).

## **5.2 Locomotivas movidas a GNL**

Na projeção para o ano 2050 realizada pela EIA (2018), considera-se que a utilização de gás natural nos EUA será expandida entre os veículos de grande porte e os trens de carga durante todo o período. Tal previsão tem ganhado força entre as 7 empresas da Classe I<sup>4</sup>, cujos esforços em substituir o diesel pelo GNL iniciaram-se na década de 1980, e algumas da Classe II<sup>5</sup>, por exemplo, na troca integral da frota de 24 locomotivas pertencente à Florida East Coast Railway em 2017. Neste caso, cada composição pode rodar até 1.450 km em sua velocidade máxima de 97 km/h, levando 90 minutos para o seu completo abastecimento do ISO contêiner de 40 m<sup>3</sup> com GNL, o equivalente a 22.680 litros de diesel (IRJ, 2017).

Como resultado, são esperadas uma economia no custo referente ao combustível empregado e a redução no custo operacional, considerando-se que foram consumidos 3,6 bilhões de litros de diesel (7% do total consumido nos EUA) e equivalentes a US\$ 11 bilhões (23% do total dos custos operacionais) somente na frota

---

<sup>4</sup> Classificação das empresas atuantes nas ferrovias estadunidenses e que auferem uma receita operacional anual de US\$ 457,91 milhões ou superior em 2015. Atualmente, são 7 empresas que atuam no transporte de cargas: Burlington Northern Santa Fe (BNSF), CSX Transportation, CN/Grand Trunk, Kansas City Southern, Norfolk Southern, Soo Line e Union Pacific (UP) (USDOT, 2017).

<sup>5</sup> Corresponde às empresas com receita operacional entre US\$ 36,6 milhões e US\$ 457,9 milhões (USDOT, 2017).

da Classe I em 2012 (CHASE, 2014). Dentro desta avaliação com a economia alcançada na diferença entre os preços do GNL e do diesel, Chase (2014) simulou a possibilidade de absorver o custo incremental estimado de USD 1 milhão para investimento no *retrofit* da locomotiva e na aquisição do tanque criogênico e comparou ao custo de US\$ 2 milhões de uma nova locomotiva movida a diesel.

Em seu cenário de referência, entre 2020 e 2040 haveria a economia acima de US\$ 1,5 milhão, chegando em patamares superiores a US\$ 2,5 milhões caso o preço do barril do petróleo estivesse alto. Com este em baixa, a economia com a substituição não seria suficiente para amortizar o custo da locomotiva adaptada e do tanque criogênico, sendo inferior ao custo incremental (CHASE, 2014).

No Brasil, a primeira experiência documentada sobre locomotivas movidas a GNL ocorreu em dezembro/2009, quando a companhia mineradora Vale investiu R\$ 2,4 milhões no projeto Trem Verde para conversão do modelo BB 36 da GE movido a diesel (O ESTADO DE S. PAULO, 2009). De acordo com o jornal O Estado de S. Paulo (2009), o êxito conquistado é resultado da parceria com a White Martins, dada sua expertise na liquefação de gases, e pesquisadores da PUC-SP (Pontifícia Universidade Católica de São Paulo) e da USP (Universidade de São Paulo).

Segundo ainda a reportagem do O Estado de S. Paulo (2009), a dimensão esperada da economia calculada chegaria a R\$ 460 milhões quando todas as locomotivas estivessem convertidas, evitando a emissão de 73 toneladas de CO<sub>2</sub>/ano. O teste foi realizado na ferrovia da Estrada de Ferro Vitória-Minas com a locomotiva imprimindo 1.200 km de autonomia, variando entre 50 e 70% o grau de substituição do diesel por GNL.

Baseado neste potencial de economia analisado no contexto estadunidense, foram realizadas 2 simulações para o cenário brasileiro, incluindo as 12 concessionárias ferroviárias e a partir de dados obtidos na ANTT (2018) e CNT (2017a) para os anos de 2016 e 2017:

- Cenário 1: 100% de substituição do diesel das locomotivas por GNL;
- Cenário 2: 80% de substituição do diesel das locomotivas por GNL, permanecendo com 20% do diesel para ignição.

O cenário 2 é considerado mais conservador, porém mais realista em relação ao cenário 1, pois incorpora a tecnologia existente testada e homologada entre os fabricantes (por exemplo, a GE no caso da Flórida). A substituição integral do diesel nas locomotivas perpassa por questões técnicas, uma vez que a ignição por compressão seria trocada por um sistema elétrico ainda não firmado no mercado, porém a simulação é válida para observar as possibilidades de economia nos curto e médio prazos. Os parâmetros de entrada e saída considerados são apresentados na Tabela 5:

**Tabela 5: Parâmetros de entrada e saída para a simulação**

Parâmetros de entrada	Parâmetros de saída
Número de locomotivas (média)	Consumo de diesel (litros)
Consumo de diesel/ano (litros/mil TKU)	Custo total do consumo de diesel (R\$)
Preço do diesel (R\$/litro): outubro/2016 e junho/2017	GNL equivalente (m <sup>3</sup> )
Preço do GNL (US\$/mmBTU): agosto/2016 e outubro/2017	GNL equivalente (MTPA)
Câmbio (R\$/US\$): média dos relativos anos	GNL (US\$/m <sup>3</sup> )
	Custo total do consumo de GNL (US\$)
	Custo total do consumo de GNL (R\$)
	Economia no custo (R\$)
	Quantidade de ISSO contêineres (20, 30 e 40 m <sup>3</sup> )

**Fonte:** Elaborado pelos autores.

Necessário ressaltar que alguns parâmetros não foram abordados, tais como: custo da logística do contêiner, custo do *retrofit* da locomotiva, custo do tanque criogênico, investimento em infraestrutura (posto de abastecimento, unidade de liquefação e regaseificação), investimento em equipamentos (vagões adaptados), entre outros. Estas questões podem afastar a simulação da economia real, porém entende-se ser apenas um cálculo preliminar deste abatimento dos custos. Estes poderão ser analisados em estudos futuros para contemplação integral do potencial de substituição, associados a análises de sensibilidade e condicionados à existência de dados e adaptáveis à realidade brasileira.

Cabe destacar que as diferenças encontradas entre 2016 e 2017 nos câmbios e preços do diesel e do GNL comercializados,

bem como o contraste entre a produção anual das concessionárias em TKU, são fatores que influenciam diretamente no cálculo da economia. Como exemplo, o valor do GNL variou negativamente de US\$ 5,08 (2016) para US\$ 3,99 (2017) (EIA, 2018), ao passo que o diesel sofreu uma variação positiva de R\$ 0,67 no seu custo final, ou seja, o encarecimento do diesel em conjunto com o barateamento do GNL neste caso fortalece a argumentação para a troca de combustíveis, assim como a valorização cambial. Se a tendência de crescimento na produção anual das concessionárias permanecer, entende-se que o volume consumido do combustível irá aumentar, o que também reforça a necessidade de se buscar um combustível menos custoso e, neste caso, menos poluente.

Para a transportadora interessada em fazer a logística dos ISO contêineres, é necessário que um volume significativo e com demanda perene seja contratada, sendo esta também uma forma de mitigação de riscos por meio da diversificação de produtos da empresa. A análise na variedade de contêineres (20, 30 e 40 m<sup>3</sup>) torna-se necessária pois cada tamanho atende diferentes perfis de consumidor, a depender do volume e da periodicidade do consumo, assim como permite maior flexibilização na entrega em diferentes localidades. Também entra no processo decisório a questão das médias e longas distâncias percorridas e da disponibilidade de locais para abastecimento, o que influencia diretamente no tamanho do contêiner utilizado.

No que diz respeito à logística do GNL para as centrais de abastecimento, o transporte do gás liquefeito poderia ser realizado por empresas multimodais, como a Brado Logística, a qual possui experiência no transporte de contêineres por meio das rodovias, ferrovias e hidrovias, facilitando o alcance das diversas malhas ferroviárias espalhadas pelo Brasil. Estas empresas poderiam ajudar a desenvolver o mercado de GNL para caminhões e barças, inclusive. Há de se destacar que o custo da logística interna não foi considerado neste cálculo, uma vez que cada localidade e cliente demandam custos distintos, o que interfere diretamente no preço final do GNL para a concessionária e no cálculo da economia.

Neste contexto, destaca-se a Rumo (RMN, RMO, RMP e RMS), detentora da maior malha ferroviária entre as concessionárias e do maior número de locomotivas (média), permitindo que esta

economia possa se estender com maior rapidez. A concessionária em questão é responsável por grande parte das commodities agrícolas para exportação, partindo principalmente das regiões Centro-Oeste e Sul do país. O setor de minério de ferro também se sobressai por conta do alto volume de carga transportada e contribui com cerca de 75% do total de cargas transportadas no Brasil, principalmente a cargo das empresas MRS, VLI (EFC) e Vale (EFVM e EFC) (EPL, 2017).

O cenário 1 (Tabela 6 e 7 - Anexo) ilustra a possibilidade de atendimento desta demanda em pequena escala (0,918 MTPA/2016 e 0,956 MTPA/2017), totalizando respectivamente R\$ 2,6 bilhões (74%), em 2016, e R\$ 3,7 bilhões (85%), em 2017, de economia sobre os custos atuais no consumo de diesel, adotando 100% de substituição por GNL. Já no cenário 2 (Tabela 8 e 9 - Anexo), quando assumimos 80% de substituição do diesel por GNL, observa-se que a pequena escala ainda permanece como opção de atendimento (0,734 MTPA/2016 e 0,765 MTPA/2017), preservando R\$ 1,3 bilhão (40%), em 2016, e R\$ 2,1 bilhões (48%), em 2017. Um volume menor economizado era esperado, uma vez que 20% do diesel continua afetando a variável do custo total com combustível. Os dados utilizados nos dois cenários estão dispostos em anexo.

Como destacado anteriormente, a falta de dados impede a elaboração de uma simulação mais completa, porém é a partir deste ponto que devem ser descontados os custos dos investimentos com maquinário, infraestrutura e logística, além de eventuais ajustes nos valores por questões econômicas e temporais associadas. A decisão final de investimento considera se o total economizado absorve o capital investido e em quanto tempo haveria o retorno deste (*payback*).

De acordo com o fator de conversão utilizado pela ANTT (2012), o total de diesel substituído evitaria a emissão anual de aproximadamente 3 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq no cenário 1 para ambos os anos; no caso do cenário 2, com menor adoção do GNL na frota, o total evitado seria de aproximadamente 2,4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq, sendo valores baixos com relação ao volume total emitido pelo setor de transportes. O montante abatido de CO<sub>2</sub>-eq tem baixa representatividade por conta da diminuta participação do setor ferroviário no consumo de diesel.

## 6. Conclusão

Neste capítulo, foi apresentado o modal ferroviário como alternativa para o transporte de gás natural no estado liquefeito em pequena escala para regiões brasileiras. Como foi visto, este modal é usualmente utilizado em situações nas quais o transporte por gasodutos encontra dificuldades técnicas ou econômicas na sua construção.

O Brasil conta hoje com uma malha ferroviária muito deficitária, sendo atualmente mais dependente do sistema rodoviário para o transporte de cargas, embora este seja também um sistema ineficiente e de alto custo. Neste contexto, alguns dos pontos de cruzamento de entre a malha dutoviária e ferroviária podem ser excelentes *hubs*, principalmente para atividades agroindustriais. Além disso, ao utilizar esta intercessão para a criação de um *hub* de liquefação e compressão GN, facilita-se a interiorização do GN a custos não tão elevados, podendo este se tornar uma fonte para a substituição de combustíveis menos sustentáveis (em razão da emissão de CO<sub>2</sub>), como a gasolina e o diesel.

Como condicionante operacional, discutiu-se a possibilidade de maior utilização do gás natural no setor agropecuário, principalmente no que diz respeito à produção de fertilizantes. Ademais, outra opção discutida foi a utilização do GNL como combustível para as locomotivas, substituindo o diesel.

A descoberta de gás natural no pré-sal aumentou as reservas brasileiras, contudo as opções de escoamento desta produção são limitadas. Refletir sobre o GNL em um contexto de multimodalidade é essencial para a expansão desta fonte energética, ainda mais considerando a extensão do Brasil e a limitação do sistema dutoviário do país. Além do modal ferroviário, a utilização dos modais rodoviários e hidroviários podem ser opções interessantes para a diversificação do transporte do gás natural.

## Referências

ANDA. *Principais indicadores do setor de fertilizantes*. São Paulo: Associação Nacional para Difusão de Adubos, 2018. Disponível em: <[http://www.anda.org.br/estatistica/Principais\\_Indicadores\\_2017.pdf](http://www.anda.org.br/estatistica/Principais_Indicadores_2017.pdf)>. Acesso em: 23 jul. 2018.

*Capítulo VI - Novas fronteiras de expansão para o Gás Natural: o suprimento em pequena escala através da malha ferroviária brasileira*

ANTF. *Mapa ferroviário*. Brasília: Associação Nacional dos Transportes Ferroviários. Disponível em: <<http://www.antf.org.br/mapa-ferroviario/>>. Acesso em: 5 ago. 2018.

ANTT. *Anuário Estatístico*. Brasília: Agência Nacional de Transportes Terrestres, 2018. Disponível em: <[http://www.antt.gov.br/ferrovias/arquivos/Anuario\\_Estatistico.html](http://www.antt.gov.br/ferrovias/arquivos/Anuario_Estatistico.html)>. Acesso em: 24 jul. 2018.

ANTT. *Ferrovária*. Brasília: ANTT, 2015. Disponível em: <<http://portal.antt.gov.br/index.php/content/view/4751/Ferrovitaria.html>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

ANTT. *1ª Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas do Transporte Ferroviário de Cargas - Relatório Final*. Brasília: ANTT, 2012.

BNDES. *A indústria química e o setor de fertilizantes*. BNDES, 2012. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

CHASE, N. *Potential of liquefied natural gas use as railroad fuel*. Washington: Energy Information Administration, 2014. Disponível em: <[https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo14/section\\_issues.php#liq\\_nat\\_gas](https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo14/section_issues.php#liq_nat_gas)>. Acesso em: 20 jul. 2018.

CNA. *Com avanço de 13% nas exportações em 2017, superávit do campo vai a US\$ 82 bi*. Brasília, Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil, 2018a. Disponível em: <<http://www.cnabrazil.org.br/noticias/com-avanco-de-13-nas-exportacoes-em-2017-superavit-do-campo-vai-us-82-bi>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

CNA. *Agropecuária registra saldo positivo na oferta de emprego em 2017*. Brasília, Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil, 2018b. Disponível em: <<http://www.cnabrazil.org.br/noticias/agropecuaria-registra-saldo-positivo-na-oferta-de-emprego-em-2017>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

CNT. *Anuário CNT do Transporte 2017*. Brasília: Confederação Nacional do Transporte, 2017a. Disponível em: <<http://anuariodotransporte.cnt.org.br/2017/Ferroviario/2-1-/Inicial>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

CNT. *Transporte Rodoviário: Desempenho do setor, infraestrutura e investimentos*. Brasília: CNT, 2017b. Disponível em: <<https://repositorio.itl.org.br/jspui/bitstream/123456789/190/2/Transporte%20Rodovi%20Desempenho%20do%20Setor%20Infraestrutura%20e%20Investimentos%202017%20-%20Principais%20Dados.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

CNT. *Desempenho do Setor de Infraestrutura e Investimentos 2017*. Brasília: CNT, 2017c. Disponível em: <<https://repositorio.itl.org.br/jspui/bitstream/123456789/190/2/Transporte%20Rodovi%20Desempenho%20do%20Setor%20Infraestrutura%20e%20Investimentos%202017%20-%20Principais%20Dados.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

CNT. *Boletim Estatístico - maio 2018*. Brasília: Confederação Nacional do Transporte, 2018a. Disponível em: <<http://www.cnt.org.br/Boletim/boletim-estatistico-cnt>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

CNT. *Pesquisa CNT de Rodovias 2017*. Brasília: Confederação Nacional do Transporte, 2018b. Disponível em: <[http://pesquisarodoviascms.cnt.org.br//PDFs/Resumo\\_Principais\\_Dados\\_Pesquisa\\_CNT\\_2017\\_FINAL.pdf](http://pesquisarodoviascms.cnt.org.br//PDFs/Resumo_Principais_Dados_Pesquisa_CNT_2017_FINAL.pdf)>. Acesso em: 24 jul. 2018.

CNT. *Investimento em transporte como proporção do PIB cai pelo terceiro ano consecutivo*. Brasília: CNT, 2019. Disponível em: <<https://cdn.cnt.org.br/diretorioVirtualPrd/27a8aaa2-f440-4656-be30-e7eeeb8b55e3.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 20.

COLOMER, M. *Expansão da Malha de Transporte de Gás Natural no Brasil*. São Paulo: s.n, 2014. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/sites/default/files/Seminario%20Lei%20do%20Gas%20-%20ProfMarcelo.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

CORREIO BRAZILIENSE. *Alta do PIB: “Setor agropecuário carregou a economia”, avalia especialista*. Brasília: Correio Braziliense, 2018. Disponível em: <[https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2018/03/02/internas\\_economia,663301/pib-setor-agropecuario-carregou-a-economia-avalia-especialista.shtml](https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2018/03/02/internas_economia,663301/pib-setor-agropecuario-carregou-a-economia-avalia-especialista.shtml)>. Acesso em: 23 jul. 2018.

DA SILVA et al. *Barriers in the Small-Scale Liquefied Natural Gas (SSLNG) Development in Brazil*. International Gas Union Research and Conference – IGRC, Rio de Janeiro, Maio 2017.

DUMIT, C. *O transporte ferroviário de carga no Brasil: Estudo de caso do transporte de combustíveis na Região Sul*. 2005. 85f, Dissertação (mestrado - Departamento de Engenharia Industrial) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

EIA. *Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050*. Washington: Energy Information Administration, 2018. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2018.pdf>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

EIA. *Price of Liquefied U.S. Natural Gas Exports to Brazil*. Washington, DC: EIA, 2018. Disponível em: <[https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm\\_epg0\\_png\\_nus-nbr\\_dmcfm.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm_epg0_png_nus-nbr_dmcfm.htm)>. Acesso em: 24 jul. 2018.

EIA. *Carbon Dioxide Emissions Coefficients*. Washington: Energy Information Administration, 2016. Disponível em: <[https://www.eia.gov/environment/emissions/co2\\_vol\\_mass.php](https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php)>. Acesso em: 4 ago. 2018.

EPE. *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília: MME/EPE, 2007.

EPE. *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2014.

EPE. *Nota técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2016.

EPL. *Diagnóstico Logístico 2010-2016*. Brasília: EPL, 2017.

ERIA. *Formulating Policy Options for Promoting Natural Gas Utilization in the East Asia Summit Region - Volume II: Supply Side Analysis*. Jakarta: Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, 2018.

GLOBALFERT. *Importação de fertilizantes no Brasil*. 2018. Disponível em: <<https://globalfert.com.br/boletins-gf/13>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

GNA. *LNG Opportunities for Marine and Rail in the Great Lakes, Gulf of Mexico, and Inland Waterways*. s.l: Gladstein, Neandross & Associates, 2014.

GOMSELMASH. *Grain Harvesting Combine Palesse GS4118K*. s.l: Gomselmash, 2017. Disponível em: <<https://eng.gomselmash.by/produktsiya/grain-harvesters/grain-harvesting-combine-palesse-gs4118k/>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

IGU. *Small Scale LNG*. s.l: International Gas Union, 2015.

IGU. *2017 World LNG Report*. s.l: International Gas Union, 2017.

IFAG. *Nota técnica - Análise do impacto da alta do óleo diesel nos custos de produção agrícola*. Goiás: Instituto para Fortalecimento da Agropecuária, 2018. Disponível em: <<http://sistemafaeg.com.br/faeg/noticias/noticias/ifag-divulga-nota-sobre-impacto-da-alta-do-oleo-diesel-nos-custos-de-producao-agricola>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

IRJ. *Florida East Coast Railway converts locomotive fleet to LNG*. Flórida: IRJ, 2017. Disponível em: <<https://www.railjournal.com/regions/north-america/florida-east-coast-railway-converts-locomotive-fleet-to-lng/>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

*Capítulo VI - Novas fronteiras de expansão para o Gás Natural: o suprimento em pequena escala através da malha ferroviária brasileira*

- KUMAR et al. LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Applied Energy*, v. 88, n. 12, p. 4264-4273, 2011
- MAPA. *Agropecuária puxa o PIB de 2017*. Brasília: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2018. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/noticias/agropecuaria-puxa-o-pib-de-2017>>. Acesso em: 23 jul. 2018.
- MOKHATAB et al. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Oxford: Elsevier, v. 1, ed. 1, 2014.
- MTPA. *Infraestrutura*. Brasília: Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil, 2018. Disponível em: <<http://www.transportes.gov.br/component/content/article/63-bit/5110-bitpublic.html#infrarodo>>. Acesso em: 3 ago. 2018.
- NEW HOLLAND. *New Holland T6 Methane Power Tractor Prototype Makes a Statement at SIMA 2017*. s.l: New Holland, 2017. Disponível em: <<https://agriculture.newholland.com/eu/en-uk/about-us/whats-on/news-events/2017/t6-methane-power>>. Acesso em: 24 jul. 2018.
- O ESTADO DE S. PAULO. “Trem verde” da Vale troca diesel por gás. São Paulo: O Estado de S. Paulo, 2009. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,trem-verde-da-vale-troca-diesel-por-gas,322424>>. Acesso em: 24 jul. 2018.
- O ESTADO DE S. PAULO. *País investe só 0,6% do PIB em transportes*. São Paulo: O Estado de S. Paulo, 2016. Disponível em: <<http://anuariodotransporte.cnt.org.br/2017/Ferrovuario/2-1-/Inicial>>. Acesso em: 24 jul. 2018.
- RAGNAR, M. *Rail transportation of liquid methane in Sweden and Finland*. Malmö: Svenskt Gastekniskt Center, 2014.
- REGO, M. L.; FAILLACE JUNIOR, J. E. M. O projeto de implantação da indústria automotiva no Brasil: por uma abordagem sob a ótica da teoria dos stakeholders. *Organ. Soc.*, Salvador, v. 24, n. 81, p. 216-236, 2017. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1984-92302017000200216&lng=en&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1984-92302017000200216&lng=en&nrm=iso)>. Acesso em: 30 ago. 2020.
- SCHWAB, K. *Global Competitiveness Report 2018*, World Economic Forum, Geneva, 2019.
- SCHNEPF, R. *Energy Use In Agriculture: Background and Issues*. s.l: s.n, 2004. Disponível em: <<http://nationalaglawcenter.org/wp-content/uploads/assets/crs/RL32677.pdf>> Acesso em: 30 jul. 2018.
- TAIOLI, F.; MOUTINHO DOS SANTOS, E.; COLIN, J. A comparative analysis between Brazil and the USA in ethanol logistics. *Revue de l'Énergie*, n. 586, p. 1-9, 2008.
- USDOT. *Freight, Facts and Figures 2017*. Washington: U.S Department of Transportation, Bureau of Transportation Statistics, 2017
- VALOR ECONÔMICO. *Faltam interessados em adquirir plantas de fertilizantes da Petrobras*. 2018. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/agro/5438173/faltam-interessados-em-adquirir-plantas-de-fertilizantes-da-petrobras>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

## Anexos

**Tabela 6 - Potencial de economia na substituição de 100% do Diesel das locomotivas por GNL (Todas as concessionárias – 2016) – Cenário 1**

	EFC	EPPO	EFVM	FCA	FNSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTAL RUMO	TOTAIS 2016
n° locomotivas (média)	300	15	315	589	25	17	99	768	184	38	276	420	918	3.046
consumo ano (litros/ml TKU)	2,05	15,53	2,48	10,48	3,23	7,38	14,94	3,48	2,43	19,88	11,12	7,77	-	-
TKU (milhões)	136,268	131	74,559	19,045	4,456	224	652	65,646	22,998	797	4,556	11,831	40,182	341,163
diesel (litros)	278.744,943	2.033,656	184.646,084	199.599,667	14.400,740	1.651,994	9.744,724	228.478,971	55.788,430	15.844,623	506,639,702	91.897,670	214.170,425	1.133.471,184
diesel (R\$/litro)	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	-	-
diesel custo total (R\$)	850.172,07722	6.202,591,18	563.170,556,67	608.278,983,04	43.922,256,08	5.038,581,51	29.721,407,72	696.860,861,81	170.154,710,86	48.326,101,56	154,451,089,92	280.287,893,37	653,219,795,71	3.457,087,110,94
GNL equivalente (m³)	501,741	3,661	332,363	359,279	25,921	2,974	17,541	411,262	100,419	28,520	91,151	165,416	385,507	2.425,755
GNL equivalente (MTPA)	0,226	0,002	0,150	0,162	0,012	0,001	0,008	0,185	0,045	0,013	0,041	0,074	0,173	0,918
GNL (US\$/mmBTU)	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	-	-
GNL (US\$/m³)	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	-	-
GNL custo total (US\$)	61.172,250,29	446,293,72	40.521,691,04	43.803,344,43	3.160,328,73	366,539,98	2.138,538,12	50.141,081,08	12.243,105,65	3.477,197,69	11.113,186,36	20.167,495,06	47.000,984,75	248.747,052,14
GNL custo total (R\$)	213,491,153,51	1.557,565,09	141,420,701,74	152,873,672,05	11.029,547,27	1.265,264,54	7.463,498,02	174,092,372,96	42.728,488,71	12.135,419,93	38.785,020,39	70.384,557,75	164.033,436,78	868.127,211,96
<b>câmbio R\$/US</b>	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	-	-
economia no custo (R\$)	636,680,923,72	4,645,026,09	421,749,854,93	455,905,310,99	32,892,708,81	3,773,316,98	22,257,909,70	52,186,888,85	127,426,272,15	36,190,681,64	115,666,069,53	209,903,335,62	489,186,358,93	2.588,959,898,98
qtd ISO contêiner (20 m³)	25,087	183	16,618	17,964	1,296	149	877	20,363	5,021	1,426	4,558	8,271	19,275	102,012
qtd ISO contêiner (30 m³)	16,725	122	11,079	11,976	864	99	585	13,709	3,347	951	3,038	5,514	12,850	68,008
qtd ISO contêiner (40 m³)	12,544	92	8,309	8,982	648	74	439	10,282	2,510	713	2,279	4,135	9,638	51,006

**Fonte:** Elaborado pelos autores com cálculos baseados em dados da ANTT (2018) e CNT (2017a).

**Tabela 7 - Potencial de economia na substituição de 100% do Diesel das locomotivas por GNL (Todas as concessionárias – 2017) - Cenário 1**

	EFC	EFPQ	EFVM	FCA	FNSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTALRUIMO	TOTAIS 2017
n° locomotivas (média)	315	15	313	628	23	17	100	751	194	41	257	373	865	3.026
consumo ano (litros/ml TKU)	1,97	20,59	2,31	10,22	3,44	6,96	14,69	3,44	2,17	18,62	12,19	5,08	-	-
TKU (milhões)	155,538	159	73,518	24,429	7,315	206	645	63,909	31,663	858	3,444	13,556	49,520	375,239
diesel (litros)	306,114,046	3,275,680	169,797,638	249,675,620	25,185,771	1,432,263	9,481,376	219,596,049	68,858,846	15,973,003	41,989,014	68,891,219	195,712,082	1,180,270,495
diesel (RS/litro)	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	-	-
diesel custo total (RS)	1.139.662.594,39	12.195.243,32	632.156.606,40	929.542.331,51	93.766.623,98	5.332.316,99	35.299.164,62	817.556.088,84	256.361.484,94	59.467.488,73	156.325.100,50	256.482.008,37	728.636.082,54	4.394.147.052,59
GNL equivalente (m³)	551,005	5,896	305,636	449,416	45,334	2,578	17,066	395,273	123,946	28,751	75,580	124,004	352,282	2.124,487
GNL equivalente (MTPA)	0,248	0,003	0,138	0,202	0,020	0,001	0,008	0,178	0,056	0,013	0,034	0,056	0,159	0,956
GNL (US\$/mmBTU)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	-	-
GNL (US\$/m³)	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	-	-
GNL custo total (US\$)	52.764.265,93	564.617,16	29.267.679,27	43.036.087,19	4.341.220,91	246.876,39	1.634.285,90	37.851.331,70	11.869.061,63	2.753.234,51	7.237.562,43	11.874.641,64	33.734.500,21	203.440.864,67
GNL custo total (RS)	168.318.008,33	1.801.128,75	93.363.896,88	137.285.118,13	13.848.494,70	787.535,70	5.213.372,02	120.745.748,13	37.862.306,59	8.782.818,10	23.087.824,15	37.880.106,83	107.613.055,66	648.976.358,29
<b>Δ custo RS(US\$)</b>	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	-	-
economia no custo (RS)	971.344.586,07	10.394.114,57	538.792.709,52	792.257.213,38	79.918.129,28	4.544.781,29	30.085.792,59	696.810.340,72	218.499.178,35	50.684.670,63	133.237.276,35	218.601.901,55	621.023.026,88	3.745.170.694,30
qtde ISO contêiner (20 m³)	27,550	295	15,282	22,471	2,267	129	853	19,764	6,197	1,438	3,779	6,200	17,614	106,224
qtde ISO contêiner (30 m³)	18,367	197	10,188	14,981	1,511	86	569	13,176	4,132	958	2,519	4,133	11,743	70,816
qtde ISO contêiner (40 m³)	13,775	147	7,641	11,235	1,133	64	427	9,882	3,099	719	1,890	3,100	8,807	53,112

**Fonte:** Elaborado pelos autores com cálculos baseados em dados da ANTT (2018) e CNT (2017a).

**Tabela 8 - Potencial de economia na substituição de 80% do Diesel das locomotivas por GNL (Todas as concessionárias – 2016) - Cenário 2**

	EFC	EPPD	EFVM	FCA	FNSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTAL RUMO	TOTAIS 2016
n° locomotivas (média)	300	15	315	589	25	17	99	768	184	38	276	420	918	3.046
consumo ano (litros/ml TKU)	2.05	15,53	2,48	10,48	3,23	7,38	14,94	3,48	2,43	19,88	11,12	7,77	-	-
TKU (milhões)	136,268	131	74,559	19,045	4,456	224	652	65,646	22,998	797	4,556	11,831	40,182	341,163
diesel (litros)	278.744,943	2.033,636	184.646,084	199.599,667	14.400,740	1.651,994	9.744,724	228.478,971	55.788,430	15.844,623	50.639,702	91.897,670	214.170,425	1.133.471,184
diesel (RS/litro)	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	-	-
diesel custo total (RS)	850.172,077,22	6.202,591,18	563.170,556,67	608.778,983,04	43.922,256,08	5.038,581,51	29.721,407,72	696.860,861,81	170.154,710,86	48.326,101,56	154,451,089,92	280.267,893,37	653.219,795,71	3.457,087,110,94
GNL equivalente (m³) - 80%	401,393	2,928	265,890	287,424	20,737	2,379	14,032	329,010	80,335	22,816	72,921	132,333	308,405	1.940,604
GNL equivalente (MTPA)	0,181	0,001	0,120	0,129	0,009	0,001	0,006	0,148	0,036	0,010	0,033	0,060	0,139	0,734
GNL (US\$/mmBTU)	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	-	-
GNL (US\$/m³)	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	-	-
GNL custo total (US\$)	48.937,800,23	357,034,98	32.417,352,84	35.042,675,54	2.528,262,99	290,031,99	1.710,830,49	40.112,864,86	9.794,484,52	2.781,758,15	8.890,549,09	16.133,996,05	37.600,787,80	198.997,641,71
GNL custo total (RS)	170.792,922,80	1.246,052,07	113.136,561,40	122.298,937,64	8.823,637,82	1.012,211,63	5.970,798,42	139.993,898,37	34.182,750,97	9.708,335,94	31.028,016,31	56.307,646,20	131.226,749,42	694.501,769,57
câmbio R\$/US\$	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	-	-
economia no custo (RS)	339.310,323,53	2.475,502,64	224.765,772,61	242.968,452,18	17.529,715,83	2.010,937,28	11.862,046,21	278.122,618,72	67.910,075,55	19.287,325,00	61.642,637,64	111.865,089,82	260.705,128,00	1.379.750,497,00
gide ISO contêiner (20 m)	20070	146	13,295	14,371	1,037	119	702	16,450	4,017	1,141	3,646	6,617	15,420	81,610
gide ISO contêiner (30 m)	13.380	98	8,863	9,381	691	79	468	10,967	2,678	761	2,431	4,411	10,280	54,407
gide ISO contêiner (40 m)	10035	73	6,647	7,186	518	59	351	8,225	2,008	570	1,823	3,308	7,710	40,805

Fonte: Elaborado pelos autores com cálculos baseados em dados da ANTT (2018) e CNT (2017a).

**Tabela 9 - Potencial de economia na substituição de 80% do Diesel das locomotivas por GNL (Todas as concessionárias – 2017) - Cenário 2**

	EFC	EFPO	EFVM	FCA	ENSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTAL RUMO	TOTAIS 2017
n° locomotivas (média)	315	15	313	628	23	17	100	751	194	41	257	373	865	3.026
consumo ano (litros/mil TKU)	1,97	20,59	2,31	10,22	3,44	6,96	14,69	3,44	2,17	18,62	12,19	5,08	-	-
TKU (milhões)	155.538	159	73.518	24.429	7.315	206	645	63.909	31.663	858	3.444	13.556	495.520	375.239
diesel (litros)	306.114,046	3.275,650	169.797,638	249.675,620	25.185,771	1.432,263	9.481,376	219.596,049	68.858,846	15.973,003	41.989,014	68.891,219	195.712,082	1.180.270,495
diesel (R\$/litro)	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	-	-
diesel custo total (R\$)	1.139.662,594,339	12.195,243,232	632.156,606,400	929.542,331,511	93.766,623,988	5.332,316,999	35.299,164,622	817.556,088,840	256.361,484,940	59.467,488,733	156.325,100,500	256.482,008,377	728.636,082,544	4.394.147,052,590
GNL equivalente (m³) - 80%	440.804	4.717	244.509	359.533	36.268	2.062	13.653	316.218	99.157	23.001	60.464	99.203	281.825	1.699.590
GNL equivalente (MTPA)	0,198	0,002	0,110	0,162	0,016	0,001	0,006	0,142	0,045	0,010	0,027	0,045	0,127	0,765
GNL (US\$/mmBTU)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	-	-
GNL (US\$/m³)	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	-	-
GNL custo total (US\$)	42.211,412,755	451,693,733	23.414,143,442	34.428,869,755	3.472,976,733	197,501,112	1.307,428,772	302,811,065,366	9.495,249,300	2.202,587,611	5.790,049,934	9.499,713,311	26.987,600,117	162.752,691,733
GNL custo total (R\$)	134.654,406,666	1.440,903,000	74.691,117,500	109.828,094,500	11.078,795,766	630,028,536	4.170,697,622	96,596,398,500	302,898,845,277	7.026,254,448	18.470,259,322	30.304,085,466	86.090,444,533	519.181,086,633
<b>cambio R\$/US\$</b>	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	-	-
economia no custo (R\$)	549.143,149,977	5.876,242,999	304.602,846,334	447.897,304,400	45.181,178,633	2.569,361,644	17.008,801,115	393,937,054,811	123,527,045,699	28.654,238,766	75.324,800,938	123,585,119,566	351.091,204,999	2.117.307,144,922
qtde ISO contêiner (20 m³)	22,040	236	12,225	17,977	1,813	103	683	15,811	4,958	1,150	3,023	4,960	14,091	84,979
qtde ISO contêiner (30 m³)	14,693	157	8,150	11,984	1,209	69	455	10,541	3,305	767	2,015	3,307	9,394	56,653
qtde ISO contêiner (40 m³)	11,020	118	6,113	8,988	907	52	341	7,905	2,479	575	1,512	2,480	7,046	42,490

**Fonte:** Elaborado pelos autores com cálculos baseados em dados da ANTT (2018) e CNT (2017a).

## Capítulo VII

---

# Regulação de GNL: Análise do projeto Gemini no âmbito do STF

*Hirdan Katarina de Medeiros Costa*

*Karina Ninni Ramos*

*Paola Mercadante Petry*

## 1. Introdução

As Emendas Constitucionais nº 5/95 e nº 9/95 modificaram, respectivamente, a redação do art. 25, § 2º e a, do art. 177, ambos da Constituição Federal de 1988, atinentes à distribuição e ao transporte de gás natural.

Assim, ao dispor de competências diversas, tratando de maneira distinta essas duas atividades pertencentes à cadeia produtiva do gás natural, a Constituição Federal instaurou um regime de limites sutis no que diz respeito ao âmbito de atuação de Estados-federados e da União, responsáveis pela respectiva etapa de distribuição e de transporte.

Neste desiderato, quanto ao assunto, o Supremo Tribunal Federal – STF em 2019 decidiu sobre o conflito federativo entre ANP e agência reguladora de São Paulo – ARSESP, chamando a competência para si em termos de decisão de qual norma deve ser aplicada ao caso da planta de gás natural liquefeito no município de Paulínia.

Objetiva-se, portanto, neste estudo, verificar os modelos regulatórios delineados em nível constitucional e legal a respeito das agências estaduais e da ANP, com o intuito de deixar evidentes os poderes de cada um desses órgãos e analisar referida decisão do STF. O capítulo trata da conjuntura da cadeia do GNL no Brasil, dos conflitos jurídicos existentes nessa esfera e contextualiza possíveis entraves regulatórios diante do encaminhamento de uma política para abertura do mercado de gás no país.

Além da relevância da discussão em tempos da recente movimentação no setor, instituída por meio da Resolução nº 16/2019

do CNPE, Novo Mercado de Gás, o GNL configura-se como alternativa energética para viabilizar o uso do gás em cenários nos quais a construção de gasodutos é inviável ou não é indicada e pode contribuir com uma maior segurança energética do país.

A eficiência do GNL, sua flexibilidade e seguridade operacional são vantagens desse energético para balancear a sazonalidade das energias renováveis, as quais tendem a estar mais presentes na matriz energética do país e também para promover a resiliência do sistema de transporte de gás natural no território nacional. Para tanto, é preciso uma regulamentação ao longo de toda a cadeia do GNL que permita preços compatíveis, favoreça investimentos com maior previsibilidade das receitas, otimização da capacidade instalada, e redução dos riscos de conflitos jurídicos, os quais podem elevar os custos de transação e inibir a entrada de mais empresas nesse mercado (EPE, 2019a).

## 2. Estudo de caso – conflito jurídico na distribuição e no transporte – GNL: O caso do projeto GEMINI

O Projeto Gemini é uma joint venture entre Petrobras e White Martins implantada em 2006 para distribuir e comercializar gás natural liquefeito (GNL) (ROMEIRO, 2018, p.285). O estudo de caso aborda a decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) acerca do caso Gemini, que urge a necessidade de diferenciação entre distribuição e transporte de gás em nível nacional e estadual, na esfera regulatória.

A discussão envolve o Projeto Gemini, parceria entre a Petrobras e a empresa White Martins para liquefação e distribuição de gás natural oriundo da Bolívia a partir do Município de Paulínia (SP). A White Martins, a Petrobras, a GNL Gemini, a TBG Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A e a União, todas envolvidas no chamado Projeto Gemini, ajuizaram uma ação na Justiça Federal em São Paulo para questionar a portaria editada pela Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo (CSPE, então agência reguladora do setor, atualmente denominada ARSESP).

Dentro do escopo do referido projeto, o gás chega de um ramal do Gasbol, é liquefeito e comercializado para consumidores

localizados em um raio de até 1000 km da planta de liquefação instalada em Paulínia (SP), com capacidade de liquefação de 440 mil m<sup>3</sup>/dia (ROMEIRO, 2018, p. 285 e 286).

Do ponto de vista jurídico, a Constituição Federal definiu a distribuição de gás canalizado (gás distribuído por gasodutos) como competência estadual; e, como competência federal, as demais atividades da indústria do gás natural. Conforme disposto na Constituição Federal:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.  
§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 5, de 1995)

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; (Vide Emenda Constitucional nº 9, de 1995)

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

Contudo, por meio de interpretação do art. 56 da Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) entendeu que é permitido a comercialização de gás a granel, especificamente, GNL por potenciais interessados.

Ocorre que, em 2005, a Juíza da 11ª Vara da Justiça Federal – Seção Judiciária de São Paulo – deferiu pedido de tutela antecipada (Ação Ordinária 2005.61.00.029794-9) para ordenar que a CSPE se abstivesse da prática de qualquer ato ou da aplicação de qualquer penalidade com relação às instalações de transporte da Transportadora Brasileira Gasoduto (TGB) e ao projeto GNL Gemini

Comercialização e Logística de Gás Ltda. Segundo as autoras, Petrobras e White Martins, o fornecimento de gás canalizado ao Projeto Gemini é mera atividade de transporte, de competência da União, como define o artigo 177, inciso IV, do texto constitucional.

O pedido foi deferido em primeiro grau com antecipação de tutela para ordenar que o Estado de São Paulo, CSPE, se abstinhasse de praticar qualquer ato contra o Projeto Gemini.

Inconformadas, a CSPE e a Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) interpuseram recursos (agravos de instrumento) em que sustentaram a incompetência absoluta do juízo federal e pediram a reforma da decisão.

O pedido foi negado e o relator decidiu que seria da União e da ANP a competência para prestar e regular o serviço de fornecimento de gás canalizado ao Projeto Gemini e não do Estado de São Paulo e da CSPE.

A polêmica que envolve o Projeto Gemini desde seu início é a presença da Petrobras no consórcio e a captura de clientes-âncoras estratégicos, apontado como possível dano concorrencial, segundo Diogo Lisbona Romeiro, que assina um artigo sobre o caso no livro *Atualidades Regulatórias do Mercado de Gás Brasileiro* (ROMEIRO, 2018). Clientes âncoras são aqueles cuja demanda justifica o investimento em redes e infraestrutura para levar o gás até onde estão. Uma vez implantada a rede, com um cliente fixo respondendo por boa demanda, basta ampliar a base de consumidores.

O Projeto Gemini começou a operar com o intuito de levar GNL a locais ainda não servidos pela rede de gasodutos. Pelo acordo, a White Martins opera a planta e a Petrobras entra com o fornecimento de gás natural (ROMEIRO, 2018, p. 286). Mas, desde o início, isso incomodou alguns setores.

Primeiramente, a CSPE contestou que o fornecimento de gás em área de concessão estadual caracterizava atividade de serviço público de distribuição, passível de regulação tarifária pela agência reguladora e de margem de remuneração para a Comgás, já que a Constituição entende distribuição como serviço de competência estadual (RCGILex, 2019a).

De acordo com Romeiro (2018), como a legislação brasileira não diferencia “transporte” de “distribuição” por características

físicas da infraestrutura utilizada por ambos (diâmetro de canos, pressão etc.), abriu-se uma brecha para contestar a utilização, pelo consórcio, de alguns metros de dutos para transportar o gás do ramal do Gasbol, por onde ele chega, até a planta de liquefação. Segundo o consórcio, o fornecimento de gás canalizado ao Projeto Gemini seria mera atividade de *transporte*, de competência da União, e não de *distribuição* (competência estadual).

Em segundo lugar, além da questão relativa à competência de distribuição de GN, também o fornecimento de gás para a planta de liquefação gerou polêmica, visto que o GN tinha custo próximo de zero, pois era parte da contrapartida da Petrobras no contrato com a White Martins – o que estava estipulado no projeto desde o início. O caso suscitou vários embates administrativos, regulatórios e judiciais, envolvendo instituições como o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), que em 2016 reviu os termos de aprovação inicial do projeto (já em operação havia dez anos), aplicando multas e sanções (ROMEIRO, 2018, p. 295).

Em matéria no dia 10 de maio, divulgada no site RCGILex, a professora Hirdan Costa comentou que, apesar da decisão sobre o caso Gemini não ter sido julgada em Sessão Plenária do STF, há liminares proferidas pelas ministras Ellen Gracie e Carmen Lúcia, e esta última entrou no mérito da questão, reconhecendo que a competência de distribuição é dos Estados (RCGILex, 2019a). Contudo, reconheceu também que o projeto deveria seguir em desenvolvimento enquanto a matéria não fosse julgada, pois as empresas envolvidas no Projeto Gemini haviam entrado com pedido de tutela antecipada na Justiça Federal, requerendo que a CSPE se abstinhasse da prática de qualquer ato ou da aplicação de qualquer penalidade com relação às instalações de transporte da TGB e ao Projeto GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda (RCGILex, 2019a).

A contestação da CSPE, em forma de reclamação, foi diretamente para o Supremo, por se tratar de matéria constitucional, mas ela não foi julgada até hoje em Sessão Plenária do órgão, o que gera, ou tem potencial para gerar, insegurança para todos os que pretendem entrar no mercado de gás natural liquefeito (GNL).

Em 2006, a então presidente em exercício no STF, ministra Ellen Gracie, deferiu liminar na Reclamação (RCL 4210) para suspender

o curso de processos que tramitam na Justiça Federal paulista sobre ações que tratam da competência para o fornecimento de gás canalizado no Estado.

Ministra Ellen Gracie entendeu haver “inegável relevância” nos fundamentos da reclamação no sentido da ocorrência de conflito federativo, destacou a importância da continuidade da prestação do serviço público de fornecimento de gás canalizado, determinou a suspensão da decisão do relator que deferira pedido de antecipação de tutela e manteve os efeitos jurídicos da decisão na ação principal que reconheceu a existência de conflito federativo. Por fim, a Ministra suspendeu, provisoriamente, o trâmite da Ação Ordinária perante a 11ª Vara Federal e dos recursos em curso no Tribunal Regional Federal da 3ª Região:

DECISÃO LIMINAR - DEFERIDA

[...] DEFIRO, EM CARÁTER PRECÁRIO, A LIMINAR, PARA TÃO-SOMENTE: A) SUSPENDER, PROVISORIAMENTE, A EFICÁCIA DA DECISÃO DO RELATOR DO AI 2006.03.00.015778-8, PROFERIDA EM 09.03.2006 E QUE DEFERIRA PEDIDO DE ANTECIPAÇÃO DE TUTELA, MANTIDOS, TODAVIA, OS EFEITOS JURÍDICOS E O STATUS QUO FÁTICO DECORRENTES DA DECISÃO PROFERIDA PELA JUÍZA PLANTONISTA, EM 27.12.2005, NOS AUTOS DA AÇÃO ORDINÁRIA 2005.61.00.029794-9; B) SUSPENDER, PROVISORIAMENTE, O TRÂMITE DA CITADA AÇÃO ORDINÁRIA 2005.61.00.029794-9 PERANTE A 11ª VARA FEDERAL DA SEÇÃO JUDICIÁRIA DE SÃO PAULO, BEM COMO DOS AGRAVOS DE INSTRUMENTO 2006.03.00.003568-3, 2006.03.00.003563-4 E 2006.03.00.015778-8 EM CURSO NO TRIBUNAL REGIONAL FEDERAL DA 3ª REGIÃO, MANTIDOS, SI ET IN QUANTUM, NOS MENCIONADOS ÓRGÃOS JURISDICIONAIS, OS AUTOS DOS RESPECTIVOS FEITOS. SOLICITEM-SE INFORMAÇÕES. COMUNIQUE-SE, COM URGÊNCIA. PUBLIQUE-SE.

Min. Ellen Gracie.

A decisão da ministra Carmen Lúcia, publicada em 11 de outubro de 2006, reconheceu que o conflito tem caráter federativo e que deve seguir em julgamento pelo STF, mantendo as atividades

do consórcio e a suspensão de penalidades bem como da deliberação da urgência que deve ser dada ao caso.

A competência para julgamento da questão ora posta é do Supremo Tribunal Federal, uma vez que ‘se reveste de natureza eminentemente constitucional, pois versa sobre a partição de competências em matéria de gás natural, ditada pelos artigos 177, IV e 25, § 2º, da CF’, o que estaria a ameaçar “o equilíbrio federativo”.

A considerar que as atividades econômicas monopolizadas constitucionalmente para o seu desempenho pela União têm natureza excepcional, parece menos gravoso, neste passo das pendências judiciais, suspender-se a atividade de distribuição de gás natural pela Petrobras à White Martins, tal como se contém no r. despacho da eminente Ministra Ellen Gracie.

Fica mantida a suspensão provisória do trâmite da Ação Ordinária 2006.03.00.029794-9 perante a 11ª Vara Federal da Seção Judiciária de São Paulo, bem como os Agravos de Instrumento 2006.03.00.003568-3, 2006.03.00.003563-4 e 2006.03.00.015778-8, em curso no Tribunal Regional Federal da 3ª Região, retidos os autos nos mencionados órgãos jurisdicionais;

Os efeitos jurídicos e fáticos produzidos pelas atividades desempenhadas até a data da publicação da decisão liminar são mantidos, passando a se garantir que as atividades de distribuição de gás sejam desempenhadas pelos entes estaduais competentes para tanto, na forma do art. 25, § 2º, da Constituição da República e até o julgamento final da presente Reclamação, a cuja tramitação será dada urgência.

Na sequência, consta a mais recente decisão dada pela 2ª Turma do STF sob presidência do ministro Ricardo Lewandowski:

Decisão: A Turma, por votação unânime, julgou procedente a reclamação para reconhecer a existência de conflito federativo, cassando as decisões impugnadas, e determinou a subida dos autos a esta Corte para ulterior tramitação, ficando mantidas as liminares antes concedidas, nos termos do voto do Relator. Falaram: pelo Estado de São Paulo, o Dr. Rodrigo Menicucci; pela COMGÁS, o Dr. Marcus Vinicius Furtado Coelho; pela White Martins, o Dr. Osmar Mendes Paixão Côrtes; pela Petrobras, o Dr. Tales David Macedo; e, pela União, o Dr.

Adriano Paiva. Presidência do Ministro Ricardo Lewandowski.  
2ª Turma, 26.3.2019.<sup>1</sup>

Após o prazo recursal, ocorreu o trânsito em julgado desse Acórdão, portanto, decidiu-se que há conflito federativo e que cabe ao STF julgar todas as ações pertinentes à matéria. Sendo assim, todos os autos subiram para fins de pronunciamento final de mérito da Suprema Corte, ou seja, sobre a competência da ANP ou ARSESP para regular e fiscalizar a planta de GNL em questão.

O professor Edmilson Moutinho dos Santos, coordenador do Programa de Políticas de Energia e Economia do RCGI, alertou sobre as consequências, para o mercado, do impasse na esfera jurídica, afirmando que o conflito perdeu o propósito em si, pois o GNL não é prioridade no momento (RCGILex, 2019a). Mas notou, com efeito, que a indecisão e a consequente insegurança que ela gera não estão impedindo o planejamento e a aprovação de novos projetos de uso e distribuição de GNL a granel, como é o caso de um projeto da Eneva que ganhou recentemente o Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas (Leilão de Geração 01/2019), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019). Neste caso, a Eneva vai usar o GN do campo de Azulão, na Bacia do Amazonas, para liquefação e utilização em uma UTE em Roraima.

Tanto Edmilson Santos quanto Hirdan Costa (RCGILex, 2019a) afirmaram temer que o consórcio firmado entre Petrobras e White Martins termine antes da decisão do STF sair. Mas ponderaram que, independentemente do consórcio se desmanchar ou não, as definições que estão em jogo são importantes no cenário da liberalização e amadurecimento do mercado de gás brasileiro. Espera-se que a subida dos autos determinada pela última decisão do STF acelere o julgamento do caso e que isso dialogue com a necessidade de desverticalizar a cadeia do gás e favorecer negociações entre membros públicos e privados no setor.

Recentemente, o caso voltou a movimentar o CADE e a ANP que concluiu, em 2019, uma análise indicando o cancelamento das autorizações necessárias para o funcionamento do consórcio.

<sup>1</sup> Decisão da Turma do STF. Fonte: Portal STF, 2019 <<http://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=2370757>> Acesso em: 10 out. 2019.

De acordo com matéria veiculada pelo site especializado Epbr<sup>2</sup> (2019), a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) da ANP concluiu, em nota técnica enviada ao CADE, que é devida a revogação das autorizações para transporte e comercialização de gás como forma de punição ao consórcio Gemini. Sugere-se a concessão de um prazo de 540 dias à Petrobras e ao consórcio Gemini para a efetiva revogação das autorizações, evitando o desabastecimento dos clientes. Após esse período, o consórcio não poderia mais distribuir o GNL e a Petrobras ficaria impedida de fazer o carregamento e a comercialização no ponto de entrega Gemini.

Em maio de 2020, o caso entrou em fase de produção de provas, após reunião convocada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com as empresas do consórcio Gemini. O processo está em tramitação no STF há 14 anos (BRASIL ENERGIA, 2020).

Após as considerações sobre o caso apresentado, adentra-se na revisão legislativa e de literatura sobre o papel da regulação, das respectivas agências competentes no transporte e na distribuição e finaliza com outros casos que podem implicar questões jurídicas semelhantes.

### 3. Do Estado intervencionista ao regulatório

Da primeira noção conhecida, ou seja, das cidades-estados da antiguidade, evoluiu-se para o Estado Moderno pós-Revolução Francesa. Desta acepção moderna, esculpida pelos mandamentos da liberdade, igualdade e fraternidade, apontou-se, primeiramente, para um modelo de Estado liberal, o qual trazia em seu bojo a perseguição do Estado mínimo, efetivado pela liberdade de iniciativa, da propriedade privada e da autonomia da vontade. A busca do bem-estar perpassava, sobretudo, pela limitação da liberdade individual em relação ao do próximo (SOUTO, 2000).

Por outro lado, após a crise mundial de 1929 e a Segunda Guerra Mundial, reforçam-se as bases para o surgimento do Estado

---

<sup>2</sup> “Caso Gemini: nova punição pode proibir operação conjunta de Petrobras e White Martins” Epbr, 8 de julho de 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/caso-gemini-nova-punicao-pode-proibir-operacao-conjunta-de-petrobras-e-white-martins/>

Social e Intervencionista, em que imperava o dirigismo contratual, a fim de igualar os desiguais (SOUTO, 2000).

Na Carta Magna de 1988 percebe-se que a ação do Estado se realizaria dentro do “relevante interesse coletivo” ou “imperativo de segurança nacional”, coadunando o fato do Estado apenas adentrar no domínio econômico nessas duas hipóteses, além do artigo 174.

Nessa esteira de raciocínio, o constituinte originário dispôs que as atividades decorrentes da Indústria do Petróleo estariam vinculadas a esse “imperativo de segurança nacional” e, assim, tratou da matéria como monopólio da União a ser exercido pela empresa estatal Petrobras.

Ocorre que o mundo, após o contexto histórico do término da guerra fria, passou por um processo de intensificação das relações transnacionais, desvinculando, mormente o poder do Estado-nação. Impõe-se aos países, em especial àqueles em desenvolvimento, a necessidade de Reforma do Estado. Entenda-se um Estado adaptado ao mercado, que deixe esse livre ao seu próprio jogo, não interferindo no mesmo.

Diante disso, o legislador iniciou, principalmente no governo Collor, a adequação do Estado brasileiro ao contexto da globalização econômica, diminuindo o seu tamanho, enxugando-o por meios de ajustes fiscais e de outras medidas com vistas ao fim do déficit público existente à época.

No caminho de reformas à Constituição Federal de 1988, o legislador percorreu os projetos de desestatização e privatização, incorporando as suas novas diretrizes, o fim dos monopólios naturais nos chamados serviços públicos (ou atividades econômicas em sentido amplo) e em determinadas atividades econômicas em sentido estrito.

Assim, com a edição das emendas, após as de revisão ao texto constitucional, empreendeu-se, em 1995, a possibilidade de entrada de empresas privadas nacionais e estrangeiras em setores outrora de cunho exploratório tão-somente estatal.

Promulgou-se a Emenda Constitucional nº 5/95, que trata da competência dos Estados-federados, a qual, alterando o artigo 25, §2º “pôs termo ao monopólio estatal da exploração e distribuição dos serviços locais de gás canalizado, permitindo doravante, o estabelecimento do regime de concessão, cuja regulamentação se fará

na forma da lei” (BONAVIDES, 2000). Modificou-se, portanto, o texto anterior, em que a exploração e distribuição se davam com exclusividade à empresa estatal ou diretamente a ser exercida pelo Estado-federado.

Em novembro do mesmo ano, editou-se a Emenda nº 9, flexibilizando o monopólio da União no setor de petróleo e gás natural, por meio da possibilidade de o Poder Público contratar empresas estatais ou privadas.

Com a reforma intentada pelo legislador, alterou-se o modelo de intervencionismo direto, no qual o Estado executava tal atividade por meio de sua empresa estatal, para, então, permitir a realização das atividades por outros entes, as chamadas agências reguladoras, abrangendo não apenas uma função fiscalizadora, mas também normativa, sancionadora e fomentadora.

Assim, com a reforma empreendida pelo legislador, alterou-se parcialmente aquele modelo de intervencionismo direto, no qual apenas o Estado-federado ou a União executava as atividades do setor de gás natural, para, então, permitir a entrada de outros atores empresariais neste mercado.

A riqueza do assunto reside na configuração em termos de competência outorgada aos Estados-federados para o serviço de gás canalizado, concomitantemente, ao fato de a União ser a detentora dos direitos de exploração e de regulação do gás natural, da energia hidroelétrica, do petróleo e da energia nuclear.

#### 4. Âmbito de atuação das agências reguladoras estaduais

Com a delimitação constitucional de competência dos Estados sobre a exploração do serviço de gás canalizado, passou a existir conflitos potenciais no que concerne ao âmbito de regulação dos órgãos governamentais estaduais e federais, haja vista os limites sutis da matéria. De forma simplificada, cabe aos órgãos governamentais estaduais tratar da distribuição e aos órgãos governamentais federais tratar do transporte de gás.

Em razão destes conflitos, enfatiza-se importância de nortear os limites da atuação do órgão governamental ou secretaria respon-

sável pela regulação do respectivo setor. No caso em tela, percebe-se a relevância da existência das agências estaduais no modelo atual de concessão do serviço de distribuição de gás canalizado.

Em regra geral, pode-se vincular a competência da agência estadual conforme a do Estado-federado e segundo o estabelecido na legislação interna. Contudo, esse panorama deve se ater ao previsto na Constituição Federal, e, portanto, como a União detém a competência para legislar sobre energia, o que abrange o gás natural, como forma de se estabelecer um mecanismo de divisão de competências, enxerga-se a de caráter geral como a apropriada à União. Dessa forma, no que condiz à competência para legislar, entende-se que em matéria geral de interesse nacional a competência será da União, enquanto os Estados detêm uma competência dentro do respectivo interesse local.

Assim, como expõe José Roberto Cavalcanti (2002), a legislação estadual poderia vir a tratar da distribuição de gás natural, diferentemente da especificação técnica prevista na federal. Com isso, na opinião de Cavalcanti (2002), considerando a relevância da especificação do gás uniforme no território nacional, não caberia aos estados tratar dessa matéria.

Nessa esteira de raciocínio, os moldes regulatórios das agências estaduais se relacionam diretamente com o interesse local, frisando os aspectos atinentes ao serviço de gás natural combustível e canalizado com destinação ao usuário final, doméstico ou industrial em geral. Desta forma, não há o desvirtuamento dessa competência, não sendo possível ao Estado tratar do uso do GN como matéria-prima ou do transporte para um consumidor que não seja usuário final. O Estado, por exemplo, tem o direito de exigir que terceiros não transportem ou vendam gás a consumidores (usuários) finais localizados em seus territórios.

## 5. Âmbito de atuação da Agência Nacional do Petróleo (ANP)

A atuação da ANP no mercado de gás reveste-se de um caráter não apenas fiscalizador, mas também legislador, executivo e judicante. A despeito da estrutura regulatória do gás natural ainda se

encontrar em fase definição, exemplo deste limbo ideológico foi a revogação da Portaria 169/98 da ANP, pela Portaria 62/01 (que não veio para substituir, apenas para revogar), quando era aquela que tratava do sistema do livre acesso no país. Baseado nessa experiência, pode-se dizer que o papel da agência, neste mercado, é o de garantir uma ordenação administrativa, normativa e fiscalizadora mínimas (fundamentadas na política que a União prever para o setor e de acordo com a competência garantida pela Lei do Petróleo), para um ambiente onde a evolução tecnológica e de mercado encontra-se em constante dinamismo.

O objetivo da regulação deste mercado, portanto, é garantir a eficiência do mesmo em cumprimento das funções de interesse público. A competência da ANP restringe-se até a passagem dos dutos de transporte pelo *city-gate*, o qual foi definido como marco de transferência de competência para os distribuidores estaduais.

A importância da ANP no contexto do mercado de transporte de petróleo e derivados reside no fato de que, por se tratar ainda de um mercado cujo monopólio de fato pela Petrobras ainda se encontra patente, tratando-se tal empresa de uma estrutura verticalizada (que atua tanto na exploração de petróleo quanto na revenda de derivados), o risco de se verificar uma concorrência desleal a preços predatórios existe e não deve ser descartado.

Além disso, a própria dinâmica do mercado, em constante evolução tecnológica e de reorganização das próprias empresas que atuam no setor para garantir sua própria sobrevivência, leva a uma necessidade inadiável de se possuir um ente público forte, capaz de não se submeter ao lobby e pressões existentes pelas grandes empresas e que seja capaz de agir com um perfil técnico especializado para as especificidades inerentes ao mesmo, mas sem deixá-lo totalmente ao sabor dos players<sup>3</sup>.

No caso do GNL, o MME autoriza a transação em termos de importação e exportação e a ANP libera e acompanha o produto até que o procedimento dos órgãos fiscais seja finalizado. A ANP também é responsável pela autorização da construção e monitoramento da operação dos terminais de

---

<sup>3</sup> Empresas atuantes no setor de transportes.

GNL. O Brasil importa GNL de países como Nigéria e Qatar e possui, atualmente, três terminais de GNL, os quais pertencem à Petrobras. Porém, essas estruturas contam com períodos de ociosidade. Nesse sentido, a empresa estuda a possibilidade de ampliar sua receita abrindo e disponibilizando acesso a terceiros (BOTÃO, 2019).

A Lei do gás (11.909/2009) permite a utilização por terceiros dos terminais de regaseificação. Entretanto, alguns entraves no âmbito da comercialização e movimentação dificultam a utilização destes terminais de forma compartilhada. Botão (2019) apontou que o swap e a flexibilidade de despacho das termelétricas são exemplos de operações que enfrentam barreiras regulatórias.

O swap permite a otimização dos fluxos de transporte de gás através de uma compensação financeira devido ao descasamento entre a movimentação física do gás e aquela acordada contratualmente. Em termos físicos, esta operação é possível devido ao caráter homogêneo do gás movimentado nos dutos, permitindo que o gás de um carregador seja utilizado por outro. No entanto, ainda não existe uma regulamentação e uma estrutura fiscal que compreenda essa operação comercial no país, e tal escopo é importante para impedir que o consumidor tenha custos elevados decorrentes da bitributação na compra e na venda do hidrocarboneto (BOTÃO, 2019).

As Resoluções da ANP nº 50/2011 e nº 52/2015 regulamentam as operações nos terminais, bem como a escolha dos gasodutos integrantes, o registro de autoprodutor, autoimportador e a comercialização do GNL após o processo de integralização da carga. Em relação ao registro de consumidor livre, cabe ao órgão regulador competente de cada Estado (BOTÃO, 2019).

O Decreto nº 7382/201, por sua vez, regulamenta o transporte do GNL, após regaseificação, até o consumidor final pela malha. Assim, por meio do decreto, a ANP visa disciplinar os critérios de autonomia e de independência da atividade de transporte de gás natural, promovendo a livre concorrência, a transparência da informação e o uso eficiente da infraestrutura (BRASIL, 2010).

## 6. Enquadramento do regime jurídico da distribuição de gás natural

Dessa maneira, primeiramente, ao se perquirir sobre o alcance do termo gás canalizado, entende-se, pela melhor técnica de hermenêutica, que a Constituição Federal utiliza o termo “gás” com o significado de mistura de hidrocarbonetos, não se estendendo essa competência a todo e qualquer tipo de gás (CAVALCANTI, 2002).

No que tange à elucidação da expressão “serviço de gás canalizado”, embora seja corrente o entendimento esboçado pela Secretaria de Direito Econômico, em seu parecer nº 08000.021008/97-91, ao considerar a distribuição de gás qualquer transporte feito a partir do city gate, José Roberto Cavalcanti (2002) expõe entendimento no sentido de que uma interpretação histórica da Constituição aponta para a comercialização de hidrocarbonetos gasosos a serem utilizados como combustível.

O autor continua explicitando que o seu posicionamento encontra respaldo no fato de que o texto constitucional, na sua exegese, atribuir aos Estados a competência para o serviço de distribuição de energia, excluindo-a quando o uso final for de matéria-prima (CAVALCANTI, 2002).

Logo, dentro desta visão, quando o gás natural tiver destinação de matéria-prima, não estará dentro da competência dos Estados. Portanto, a competência dos Estados se restringe à distribuição do gás natural através de dutos aos usuários finais, sejam estes domésticos ou industriais em geral.

No que diz respeito ao enquadramento da atividade de distribuição de gás canalizado, destaca-se a configuração jurídica de serviços públicos, tais como serviços de água e eletricidade, onde a competência de regulação, em regra, pertence a um órgão público estatal ou secretária vinculada ao setor de infraestrutura (TURDERA, 2002).

Dessa forma, a concessionária, seja empresa pública ou privada, está submetida às regras específicas das atividades consideradas como serviço público, que, em regra, por se tratarem igualmente de serviço comercial, possuem regramento jurídico de direito comum, derogado, ora mais ora menos, pelo direito público (PIETRO, 2001).

O direito público será aplicado na base jurídica das relações entre a entidade prestadora do serviço e a pessoa jurídica política que a criou (PIETRO, 2001).

Segundo Maria Sylvia Zanella Di Pietro (2001), serviço público é atividade material que a lei atribui ao Estado para exercício direto ou através de seus delegados, objetivando a satisfação das necessidades coletivas.

Assim, o serviço de distribuição de gás canalizado encontra-se submetido aos princípios de direito público atinentes à matéria, quais sejam, o da continuidade do serviço público, pois o serviço tem que ser ininterrupto; o da mutabilidade do regime jurídico, com a flexibilização do seu regime quando o interesse público assim disser; e o da igualdade dos usuários.

Com esse enquadramento jurídico, as concessionárias se veem compelidas a seguirem o estabelecido pelo ente regulador no mercado de distribuição de gás natural. Por isso, atualmente, enxerga-se a atuação concreta de agências ou órgãos governamentais que regulam as atividades deste setor.

## 7. Principais características a respeito do transporte de gás natural

No âmbito do transporte de gás natural, o mesmo encontra-se atualmente regulado pela Portaria nº 170/1998, da ANP, que procurou regulamentar o disposto nos arts. 56 e 59 da lei do petróleo.

Interessante salientar que, a despeito da crescente importância do mercado de GN no Brasil (face à instabilidade do valor do barril de petróleo no mercado internacional, especialmente neste momento, em face da situação instável do Oriente Médio e, no caso brasileiro, do crescimento do risco Brasil e da disparada do dólar), o mesmo encontra-se ainda, em comparação com o petróleo em si, num patamar inferior de rigidez normativa. Para que se possa atuar no mercado do transporte, verifica-se apenas a necessidade de uma autorização por parte da Agência (Art. 1º, caput) e que a empresa interessada dedique-se, única e exclusivamente, ao transporte do gás natural (Art. 6º).

A despeito desta aparente priorização do petróleo, em detrimento do GN, em matéria de rigidez regulamentar, tal fato pode vir a configurar até mesmo uma vantagem às empresas interessadas em atuar neste setor, pois a autorização a ser concedida nestes casos possui traços específicos inexistentes na autorização clássica do direito administrativo. Naquela, sua revogação não pode ser feita *ad nutum*, mas somente em decorrência de situações específicas, garantindo-se, desta forma, uma maior segurança aos contratantes.

A atividade de transporte de gás natural compreende, além do uso de dutos (sejam estes de transporte, quando há um interesse não exclusivo do proprietário sobre os mesmos, ou de transferência, quando apenas seu proprietário detém o uso e interesse pelo mesmo), instalações marítimas, fluviais, lacustres e terrestres, sem contar as unidades de liquefação e de regaseificação de gás natural liquefeito - GNL - (Portaria nº 170, art. 1º, §1º), independentemente das mesmas visarem ao suprimento interno desta mercadoria, ou à sua importação ou exportação.

O transporte do gás natural é uma atividade sob o monopólio da União (Constituição Federal, art. 177, IV), onde se demandam altos custos de investimentos iniciais, por se tratar de uma indústria de rede<sup>4</sup>, estando, atualmente, sob um verdadeiro monopólio natural<sup>5</sup> da Petrobras, haja vista ser esta a maior detentora da malha dutoviária do país.

Na década passada, em face da necessidade de adequação do arcabouço legal à realidade que se afigurava ante a indústria do gás natural, o Poder Executivo propôs novo estatuto legal, por intermédio do Projeto de Lei nº 6.673, de 2006. O argumento foi que o normativo previsto na Lei do Petróleo era insuficiente para a ampliação da malha de gasodutos em território nacional, dado que, para o desenvolvimento do mercado, era necessário

---

<sup>4</sup> Entende-se por indústria de rede aquela para cujo escoamento de sua mercadoria dependa de uma infraestrutura previamente instalada, a qual, no caso do gás natural, são os dutos pelos quais o mesmo é escoado, desde a refinaria até as distribuidoras e destas aos consumidores finais.

<sup>5</sup> O monopólio natural caracteriza-se por ser um setor cuja atividade não comporte a atuação de vários agentes sob a ótica da livre concorrência, em função dos altos custos de investimento inicial e do próprio negócio desenvolvido, o qual perderia viabilidade econômica se houvesse mais de um participante.

transporte interno em longas distâncias, sob estrutura típica de monopólio natural. O processo legislativo dispendeu três anos de discussão, resultando na Lei nº 11.909, de 09 de março de 2009, conhecida como a Lei do Gás. O novo estatuto legal, a despeito dos diversos instrumentos previstos, não foi suficiente para promover a competição necessária para o consumidor final, permanecendo a Petrobras como principal produtor de gás natural, detentor da malha de gasodutos, e, por consequência, transportador e carregador monopolista no território brasileiro (COSTA; ARAUJO; MASCARENHAS, 2019).

A Portaria ANP nº118/2000 dispõe sobre a atividade de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel, bem como as atividades de construção, ampliação e operação de unidades de liquefação e regaseificação de gás natural.

A construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP são regulamentadas pela Resolução ANP nº 52/2015.

A Resolução nº 52, de 2 de dezembro de 2015, incorporou ao arcabouço normativo novas interpretações e os conceitos da Lei do Gás aplicados para construção, ampliação e operação de instalações diversas utilizadas para transporte de gás natural (COSTA; ARAUJO; MASCARENHAS, 2019).

### **a. O livre acesso e o direito concorrencial no transporte de gás natural**

O papel do direito concorrencial é, portanto, dentro do contexto da entrada de novos participantes no uso dos dutos já existentes, o de garantir que os mesmos não passem a agir em conjunto, seja para expulsar outro participante, seja para agir na forma de um oligopólio.

O desenvolvimento do livre acesso serve, no caso do monopólio natural exercido pela Petrobras, para flexibilizar o mesmo sem tornar a atividade inviável economicamente, pois os concorrentes poderão participar deste mercado, mas sempre com uma contrapartida necessária e com o uso de espaços ociosos nos dutos existentes.

Trata-se, neste caso, de uma concorrência forçada, que não é inerente ao mercado em questão, mas cuja existência faz-se necessária para evitar os efeitos maléficos da existência de um setor no mercado dominado exclusivamente por uma única empresa, mesmo que nesta ainda haja certa cota de participação do Poder Público.

No caso do transporte por meio de dutos, que é o mais utilizado no caso brasileiro para o gás natural, dada a característica de essencialidade deste bem (deve-se recordar que a distribuição caracteriza-se como um serviço público), a propriedade sobre estes dutos deve cumprir com sua função social, a qual com certeza não é manter na posse de uma única pessoa todo um setor econômico. Logo, havendo ociosidade nos mesmos, verifica-se como imprescindível seu aproveitamento total. Tal previsão encontra-se na própria lei do petróleo, quando esta permite que sejam reclassificados (art. 59) como de transporte dutos, anteriormente tidos apenas como de transferência (cujo interesse nos mesmos é apenas do seu proprietário).

Nesse sentido, como parte de seu programa de desinvestimento no setor gasífero, em meados de junho de 2019 a Petrobras conseguiu concluir a venda de 90% da Transportadora da Gás Associado S/A (TAG) para o consórcio formado pela franco-belga Engie e para o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ). O consórcio pagou R\$ 33,5 bilhões pelos ativos, que consistem em 4,5 mil quilômetros de gasodutos entre o Norte e o Nordeste do país (INFOMONEY, 2019).

A venda suscitou imensa polêmica por ter sido realizada sem aval do Congresso e sem licitação – questão levada para o plenário do STF e votada no dia 6 de junho do corrente ano. Por maioria, o órgão decidiu liberar a venda do controle acionário de subsidiárias de empresas públicas e sociedades de economia mista sem que seja preciso aval legislativo ou processo licitatório. A decisão abriu caminho para que companhias como Petrobras e Eletrobras pudessem vender suas controladas (RCGILex, 2019b). Uma semana depois de proferida a decisão, a Petrobras concretizou a venda da TAG – considerada, até agora, como a maior operação feita no âmbito do desinvestimento da NOC no setor de gás.

Por fim, no dia 25 de junho de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução 16 com as diretrizes para a implementação do Novo Mercado de Gás, programa de nível federal com o objetivo de expandir a indústria de gás no Brasil, com a adesão dos Estados.

A norma apresenta os princípios norteadores para instituição de um mercado de gás natural de forma coordenada, incluindo a venda de ativos na tentativa de diversificar os agentes atuantes em todos os elos da cadeia da indústria, e recomendando a privatização das ações detidas pela Gaspetro nas distribuidoras estaduais. (RCGILex, 2019a).

De acordo com o MME, entre as diretrizes da Resolução, destaca-se o Art. 3º, inciso I, que sugere a venda das ações que a Petrobras detém hoje nas empresas de transporte e distribuição de gás natural. Outra diretriz estabelece que a Petrobras, que hoje detém 100% da capacidade de transporte do gás no sistema, defina quanto dessa capacidade deseja utilizar em cada ponto de entrada e de saída da malha de gasodutos, permitindo que novos agentes ofertem gás no mercado nacional (RCGILex, 2019a).

Em consonância com as novas diretrizes, a Petrobras se movimenta para vender sua participação de 51% no Gasbol, o gasoduto que liga Brasil e Bolívia. Recentemente, a empresa assinou um acordo com o CADE que prevê a venda do controle da TBG, transportadora de gás que é dona do Gasbol, até 2021. Uma das interessadas é justamente a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), que já detém 12% da TBG (NUNES, 2019).

No que tange a projetos como o Gemini, em que o baixo custo do GN é vital para a manutenção do negócio, cabe questionar acerca da possibilidade de manutenção desse custo na hipótese de venda da participação da Petrobras no Gasbol.

Recentemente, o CADE e a Petrobras celebraram Termo de Compromisso de Cessação de Prática predatória (TCC), cujo objeto é a venda da malha de gasodutos de transporte da estatal. A partir do referido termo, a Petrobras se comprometeu a desfazer de 100% de seus ativos de transporte como forma de desverticalizar a sua atuação na indústria do gás natural. Apesar da possível concorrência, a estatal, ao manter-se como principal importadora de gás natural da Bolívia e principal produtora do insumo na

costa brasileira, possui mecanismos de se manter como carregadora monopolista no Gasbol e como principal agente na malha de gasodutos da costa brasileira. Dessa forma, caso seja o principal carregador dos dutos a serem vendidos, ela permanecerá como monopolista na entrada e na saída do transporte de gás natural (COSTA; ARAÚJO; MASCARENHAS, 2019).

Especialmente no caso do gás natural, faz-se necessário garantir transparência de tal sorte que os preços de entrada no *city gate* reflitam não mais do que o custo de distribuição como serviço local. A remuneração do agente responsável com a devida parcela de baixo risco que a atividade possui é importante. Além disso, a possibilidade de expansão do serviço local é necessária para o melhor aproveitamento dos meios de produção na economia regional (COSTA; ARAÚJO; MASCARENHAS, 2019).

Como foi visto, as operações do Gemini geraram conflitos jurídicos e administrativos, e a querela foi encaminhada ao STF, que ainda não proferiu uma decisão sobre a diferenciação entre “transporte” e “distribuição”, mas reconheceu que a questão é de fato competência do STF. O caso ilustra determinadas condições de insegurança jurídica que o país oferece para investimentos no setor de GNL. Nesse sentido, é relevante analisar a situação para que se possa delinear visivelmente as competências regulatórias em nível federal e estadual no tocante a essas duas etapas da cadeia do energético. A intenção é prever e resolver os entraves regulatórios para favorecer projetos, em andamento e os futuros, de ampliação da infraestrutura para uso e comercialização do GNL no país.

## 8. Novos casos envolvendo GNL no Brasil

No Brasil, há apenas uma planta de liquefação operando, em Paulínia (SP), para atender ao já citado Projeto Gemini. A liquefação diminui o volume do GN em cerca de 600 vezes, facilitando e possibilitando seu transporte e armazenamento. Entretanto, o GNL tem de ser armazenado e transportado a cerca de  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Embora os custos dessas operações sejam altos, a liquefação do GN impulsionou o mercado de gás globalmente. Até a década de 1960, quando se deu o desenvolvimento e implementação de tecnolo-

gias de liquefação, transporte marítimo em larga escala, recepção e regaseificação do energético, o mercado de GN era uma atividade regional, com transporte feito, basicamente, por meio de gasodutos. (BCCS, 2014, apud RAMOS et al., 2019).

A construção dos primeiros terminais de regaseificação de GNL no Brasil teve a finalidade de prover a flexibilidade de oferta de gás. Nesse sentido, a Petrobras construiu três terminais de GNL no país, contemplando os estados do Rio de Janeiro, Bahia e Ceará. O uso dos terminais tem seguido a demanda regional e a estratégia logística da empresa, sendo que os terminais atuam principalmente no suprimento do mercado termelétrico. Assim, a Petrobras mantém a estratégia de compra de GNL apenas no mercado spot, quando se faz necessário o despacho dessas termelétricas (EPE, 2019a).

Projetos termelétricos que seguem o modelo de negócio de usinas termelétricas (UTE) a gás natural vinculadas a terminais de GNL têm sido uma das alternativas mais competitivas para a contratação de energia nova. Nesse contexto encontram-se os seguintes projetos vencedores dos últimos leilões: UTE Porto do Sergipe I, em Barra dos Coqueiros/SE; UTE Gás Natural Açú (GNA) I (antiga UTE Novo Tempo) e UTE GNA II, ambas no Porto do Açú, em São João da Barra/RJ (EPE, 2019a). A Eneva também foi vencedora de um leilão com o projeto de construção de uma usina termelétrica a gás natural em Boa Vista no Estado de Roraima, que não é interligado.

Além dos terminais de recepção e regaseificação de GNL que alimentarão as UTEs supracitadas, aparecem outros 15 projetos em diferentes estágios de planejamento e execução, sendo 13 no litoral e dois projetos de terminais fluviais, nos estados do Pará (PA) e Amazonas (AM) (EPE, 2019a).

#### **a. UTE Porto do Sergipe I, Barra dos Coqueiros/SE**

A empresa Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (CELSE) está prestes a concretizar o projeto do complexo termelétrico que envolve também um terminal de GNL no Estado do Sergipe e linhas de transmissão. O projeto é o primeiro de iniciativa privada tipo LNG-to-Power do Brasil e quando concluído terá a maior termelétrica da

América Latina, com 1,5 GW de potência prevista (EPE, 2019a). A Linha de Transmissão de 33km de extensão e 500 kV levará a energia gerada na Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I até a Subestação Jardim, em Nossa Senhora do Socorro (SE), de onde se conectará ao SIN (Sistema Interligado Nacional) (CELSE, 2019).

Para a regaseificação, o projeto conta com uma Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural (FSRU), que ficará permanentemente ancorado no terminal a 6,5 km da costa. Este FSRU, nomeado como Golar Nanook, foi construído pela Samsung na Coreia do Sul. A ideia é expandir o uso do GNL para além da demanda termoelétrica. A empresa estuda a possibilidade de um projeto piloto de caminhões movidos a GNL e ainda a conexão do terminal à malha de gasodutos de transporte (CELSE, 2019).

### **b. Terminal de regaseificação Porto de Açú e UTEs, São João da Barra/RJ**

Em São João da Barra/RJ, a Gás Natural Açú (GNA), joint venture entre a Prumo Logística, BP e Siemens, é responsável pela construção de um terminal de regaseificação de GNL no Porto do Açú. O Porto do Açú é um complexo de terminais portuários e o projeto do terminal de GNL, que se localizará no Terminal 2 do complexo, consiste em um FSRU, que recebeu o nome de BW MAGNA e está sendo construído em Singapura, devendo chegar ao porto em 2020. No porto permanecerá atracado e operando na configuração *Ship-to-Ship* (STS). A capacidade de regaseificação é de 21 MMm<sup>3</sup>/dia e pode armazenar até 174 mil m<sup>3</sup> de GNL (GNA, 2019)

O terminal abastecerá principalmente as térmicas GNA I e II. A GNA I tem previsão de início de operação comercial em janeiro de 2021, com 1,3 GW de potência, consumindo 5,5 MMm<sup>3</sup>/dia de gás natural. A GNA II entra em operação apenas em janeiro de 2023, contando com uma capacidade instalada maior prevista para 1,6 GW e consumo de gás de 6,5 MMm<sup>3</sup>/dia. A GNA possui licença para dobrar sua geração de energia, podendo chegar a até 6,4 GW. A empresa também manifestou interesse em conectar o terminal à malha de gasodutos para fornecer gás natural para o mercado interno (EPE, 2019a).

### c. UTE Jaguatirica II, Boa vista/RR

O Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas (Leilão de Geração 01/2019), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cujo edital havia sido publicado em abril (ANEEL, 2019) foi realizado no dia 31 de maio de 2019. Segundo a EPE (2019b), a solução de suprimento com maior potência (126,29 MW) é um projeto da Eneva, de construção de uma usina termelétrica a gás natural em Boa Vista (RR).

O projeto prevê a geração de energia para Roraima a partir do gás natural produzido no campo de Azulão, na Bacia do Amazonas. O gás natural do campo de Azulão será liquefeito e transportado por carretas para Boa Vista, capital de Roraima, onde será instalada a UTE Jaguatirica II. Atualmente, não há produção de gás na Bacia do Amazonas, apenas na vizinha Solimões, onde a Petrobras opera os campos de Urucu, conectados a Manaus por gasoduto.

A Eneva assegurou um contrato de comercialização de energia elétrica e potência nos sistemas isolados pelo prazo de 15 anos, a partir de 28 de junho de 2021. De acordo com nota publicada no Canal Energia (2019), na quinta-feira, 06 de junho, a empresa entregou à Technit, com quem fechou um contrato de empreitada global (*full EPC*, incluindo engenharia, construção e montagem), notificação para início de implantação da UTE Jaguatirica II. O EPC prevê o início de operação comercial em até 24 meses.

## 9. Considerações finais

No decorrer deste estudo, foi possível verificar a importância existente na perfeita delimitação das competências em matéria de regulação no setor de transporte e distribuição de gás natural.

Por se tratar de um tema que se insere num contexto maior que o mesmo, qual seja, a nova disposição acerca do marco regulatório da energia, ainda em fase de alteração por parte do Ministério de Minas e Energia, porém já com alguns resultados concretos no *upstream* (com a avocação para o ministério de funções antes previstas para a ANP, como a formalização do contrato de concessão), é possível constatar que o direito do gás natural ainda passará por diversas mudanças, nem todas decorrentes de uma

nova postura do mercado (cada vez mais segmentado) ou de novas tecnologias.

Verifica-se como fato, porém, que o mercado consumidor deste produto não pode ficar submetido a um único fornecedor ou, mesmo que existam poucos, estes atuantes numa estrutura cartelizada. Trata-se de um mercado altamente especializado, onde se demandam altos custos iniciais e que, pelas suas próprias características, uma delas é a inviabilidade de seu armazenamento. Pelos riscos e valores envolvidos, somente por meio de um contrato de fornecimento contínuo o mesmo se verificaria economicamente viável (contratos de *take or pay*, como é o caso do GASBOL).

Tal risco, entretanto, deve ser administrado, seja pela ANP, no plano nacional, seja pelas agências estaduais, onde ambas devem ser plenamente hábeis, técnica e juridicamente, ao tratar com as empresas deste mercado. Caso o contrário, corre-se o risco de se submeterem ao que a doutrina especializada chama de teoria da captura, que reflete justamente a submissão, por fatores econômicos e/ou tecnológicos, das agências reguladoras às empresas que ela deveria fiscalizar.

## Referências

AGÊNCIA BRASIL ENERGIA. *STF retoma julgamento do Projeto Gemini*. 2020. Disponível em: <<https://www.machadomeyer.com.br/pt/imprensa-ij/stf-retoma-julgamento-do-projeto-gemini>>. Acesso em: 15 set. 2020.

ANEEL. “ANEEL aprova edital de leilão de energia para suprimento a Boa Vista e localidades”. Sala de Imprensa ANEEL, 23 de abril de 2019. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXS-qdMFHrE/content/diretoria-da-aneel-aprova-edital-de-leilao-de-energia-para-suprimento-a-boa-vista-e-localidades/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXS-qdMFHrE/content/diretoria-da-aneel-aprova-edital-de-leilao-de-energia-para-suprimento-a-boa-vista-e-localidades/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em 20 ago. 2020.

BONAVIDES, P. *Curso de Direito Constitucional*. Ed. Malheiros, São Paulo 1999.

BOTÃO, R. *O cenário de GNL no Brasil e no mundo e os entraves regulatórios nacionais*. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa. (Org.). *A regulação do gás natural no Brasil*. 1ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019.

BRASIL. *Decreto Nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010*. Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural, 2010.

CANAL ENERGIA. Eneva inicia construção de térmica vencedora do leilão de

Roraima. *Canal Energia*, 06 jun. 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53101713/eneva-inicia-construcao-de-termica-vencedora-do-leilao-de-roraima>>. Acesso em 20 ago 2020.

CAVALCANTI, J. R. *Limites da competência estadual em matéria de gás*. Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural. In: PIRES, Paulo Valois (coord.). Ed. Lumen Juris, Rio de Janeiro 2002.

CELSE. *Centrais Elétricas de Sergipe S.A. Site da Empresa*. Disponível em: <<https://celse.com.br/br/ute-porto-de-sergipe-i>>. Acesso em 25 nov. 2019.

COSTA, H; ARAUJO, I. L.; MASCARENHAS, K. *Regulação do Transporte e Distribuição de Gás Natural*. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa. (Org.). A regulação do gás natural no Brasil. Ied.Rio de Janeiro: Lumen Juris, v. 1, p. 123-138, 2019.

EPBR. *Caso Gemini: nova punição pode proibir operação conjunta de Petrobras e White Martins*. 8 de jul. de 2019. Disponível em: <<https://epbr.com.br/caso-gemini-nova-punicao-pode-proibir-operacao-conjunta-de-petrobras-e-white-martins/>>. Acesso em 20 ago. 2020.

EPE. *Empresa de Pesquisa Energética. Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil: Panorama dos Principais Projetos Ciclo 2018-2019*. 2019a.

EPE. *Empresa de Pesquisa Energética. Informe - Sistemas Isolados. Resultado do Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas 2019*. Rio de Janeiro, 2019b. Disponível para download em <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resultado-do-leilao-de-roraima>>. Acesso em 20.08.2020.

GNA. *Gás Natural Açú*. Site da empresa. Disponível em <<https://www.gna.com.br/nossos-negocios/usinas-termeletricas>>. Acesso em 25 nov. 2019

INFOMONEY. *Petrobras conclui venda da TAG com pagamento de R\$ 33,5 bi pela Engie*. 13 de jun. de 2019. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/negocios/petrobras-conclui-venda-da-tag-com-pagamento-de-r-335-bi-pela-engie/>>. Acesso em 20 ago. 2020.

NUNES, F. YPBF quer fatia da Petrobras no Gasbol. O Estado de S. Paulo, São Paulo, 11 jul. 2019. *Economia & Negócios* Disponível em <<https://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,ypbf-quer-fatia-da-petrobras-no-gasbol,70002917125>>. Acesso em 20 ago. 2020.

PIETRO, M. S. Z. Di. *Direito Administrativo*. Ed. Atlas, São Paulo 2001.

RAMOS, K., COSTA, H.K.M, ARAÚJO, I.L, MOUTINHO DOS SANTOS. *O acesso de terceiros a terminais de GNL no Brasil e as alterações propostas à Lei do Gás (PL 6.407/2013 e PL 10.985/2018): perspectivas para a próxima legislatura*. Apresentado no 7º ELAEE – Latin American Energy Economics. Decarbonization, Efficiency and Affordability: New Energy Markets in Latin America. Buenos Aires, Argentina - March 10-12, 2019.

RCGILex. *Projetos de GNL no Brasil correm risco de segurança jurídica, alertam experts*. 2019a. Disponível em: <<http://rcgilex.com.br/projetos-de-gnl-no-brasil-correm-risco-de-seguranca-juridica-alertam-experts/>>. Acesso em 25 nov. 2019.

RCGILex. *Aval legislativo para venda de subsidiárias é desnecessário, diz STF*. 8 de junho de 2019b. Disponível em: <<http://rcgilex.com.br/aval-legislativo-para-venda-de-subsidiarias-e-desnecessario-diz-stf/>>. Acesso em 20 ago. 2020.

ROMEIRO, D. L. *A defesa da concorrência em indústrias parcialmente liberalizadas*.

*Estudo de caso da Gaslocal no CADE: defendendo a concorrência ou favorecendo o monopólio?* In: COSTA, H.K.M. et al. *Atualidades regulatórias do mercado de gás brasileiro*. Rio de Janeiro, Synergia, 2018.

SOUTO, M. “*Ordem Econômica na Constituição*” In: *Revista Tributária e de finanças públicas*, n. 32, São Paulo, maio/junho de 2000.

TURDERA, M. *Evolução do Mercado de Gás Natural - Parte XIII: As companhias na cadeia de gás natural*. Disponível em: <[www.gasbrasil.com.br](http://www.gasbrasil.com.br)>. Acesso em 31 maio 2002.

LETRACAPITAL

## Organizadores e Autores

### *Informações sobre os organizadores:*

**Edmilson Moutinho dos Santos.** Graduado em Economia e em Engenharia Eletrotécnica pela Universidade de São Paulo. Mestrados em Energy Management and Policy (University of Pennsylvania) e em Planejamento de Sistemas Energéticos (Unicamp). Doutorado em Economia da Energia pelo Instituto Francês do Petróleo e Université de Bourgogne. Atualmente é professor associado do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Desde Março/2019 é Bolsista de Produtividade Científica Categoria 2 do CNPq. Desde Janeiro/2016, coordena o Programa de Economia e Políticas Energéticas do Research Center for Gas Innovation, e desde janeiro de 2017, coordena o Projeto FINEP/FUSP (Apoio à Rede de P&D em Gás não convencional no Brasil).

**Drielli Peyerl.** Graduou-se em História – Bacharelado e Geografia – Licenciatura, ambos pela Universidade Estadual de Ponta Grossa. Concluiu o mestrado em Gestão do Território – Geografia, também Universidade Estadual de Ponta Grossa. Doutora em Ciências pela Unicamp. Atualmente, é Jovem Pesquisadora/Pesquisadora Colaboradora do Instituto de Energia e Ambiente, RCGI, da Universidade de São Paulo, coordenando o projeto denominado Transições na História da Energia: desenvolvimento e novas perspectivas sobre o gás natural no Brasil, financiado FAPESP - (Processo 2017/18208-8 e 2018/26388-9), e o projeto “Evaluation of small LNG and CNG supply options for transportation to off-grid locations; and planning expansion and operation of multimodal integrated networks” em conjunto com o Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos no RCGI. Tem trabalhado nos temas de Transição Energética, História da Energia e Tecnologia, e Descarbonização.

**Anna Luisa Abreu Netto.** Advogada formada pela Universidade Salvador (2011), possui MBA em gestão empresarial (2016) pela Fundação Getúlio Vargas e mestrado em Administração na Universidade Federal da Bahia (2018). Durante o mestrado, realizou um sanduíche na Universität Passau (Alemanha). Atualmente, é doutoranda no programa de Ciência Ambiental no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo e colaboradora do *Research Center for Gas Innovation*, da Universidade de São Paulo. Sua linha de pesquisa inclui Percepção social e Licença Social para Operar de tecnologias relacionadas à transição energética e mudanças climáticas, incluindo CCS, armazenamento de energia, gás natural e energias renováveis.

*Informações sobre os autores:*

**André Luiz Veiga Gimenes.** Professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP). Coordenador do GEPEA USP - Grupo de Energia do PEA EPUSP. Possui graduação em Engenharia de Energia e Automação Elétricas pela Universidade de São Paulo (1997), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2004). Realiza pesquisas na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Planejamento Energético e Gestão de Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: energia solar, planejamento energético, energia elétrica, planejamento integrado de recursos, desenvolvimento sustentável e eficiência energética.

**Cylon Liaw.** Possui graduação em Administração pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - USP (2011) e mestrado em Ciências (foco em Energia) pelo IEE/USP. Ele tem experiência na área de Administração, com interesse em políticas energéticas e políticas públicas. Ele tem como campo de concentração o gás natural, atuando do Research Centre of Gas Innovation (RCGI), e no setor público (Secre-

taria de Desenvolvimento econômico, Energia, e Relações Internacionais do Estado do Rio de Janeiro). Ele atua como consultor em projetos de concessionárias de gás canalizado e outras variantes do setor de gás.

**Denis Martins Fraga.** Graduou-se em administração de empresas pelo Centro Universitário da FEI (2008), pós-graduação *latu sensu* em Petróleo e gás pela COPPE/UFRJ (2014). cursou mestrado em Energia na Universidade de São Paulo atuando em projetos de pesquisa junto ao Centro de pesquisa e inovação para o gás natural, RCGI, com intercâmbio no IFP School França, para extensão na área de economia do petróleo e gás natural (2018). Atualmente, realiza o doutorado no Imperial College em Londres. Tem cerca de 10 anos de experiência profissional em toda a cadeia do setor de petróleo e gás, passando pelas áreas de desenvolvimento e avaliação econômica de projetos de expansão de gasodutos de distribuição, desenvolvimento de negócios com sondas de perfuração de poços no pré-sal, terrestres, em blocos exploratórios no Mar do Norte e negociação e estratégia para contratos de suprimento de gás natural.

**Dorival Suriano dos Santos Junior.** Graduou-se em Engenharia Química pela Universidade Federal de São Carlos (UFSCar). Possui mais de 10 anos de experiência na indústria de mineração e energia nas áreas de feasibility study, desenvolvimento de novos negócios, Metodologia FEL, gerenciamento de projetos e sistema de gestão ambiental. Se formou no Programa de Mestrado em Ciência da Energia pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo e trabalha como pesquisador no Centro de Pesquisa em Inovação de Gás (RCGI) - Programa de Economia e Política Energética.

**Hirdan Katarina de Medeiros Costa.** É advogada. Mestre em Energia e Doutora em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/USP). Mestre em Direito de Energia e de Recursos Naturais pela Universidade de Oklahoma (OU), nos Estados

Unidos. Mestre em Direito (PUC/SP). Pós-Doutora em Sustentabilidade pela Escola de Artes, Ciências e Humanidades da USP (EACH/USP). Pós-Doutora em Energia no Instituto de Energia e Ambiente da USP. Em 2008, foi Pesquisadora Visitante na Universidade de Oklahoma (OU), nos Estados Unidos. De agosto de 2013 a julho de 2016, foi Pesquisadora Visitante do PRH04 ANP/MCTI. Atualmente, é Professora Colaboradora no PPGE/USP, Vice-Coordenadora do Programa de Políticas de Energia e Economia e Coordenadora dos Projetos 21 e 42, ambos do Centro de Pesquisa para Inovação em Gás - FAPESP/Shell.

**Karina Ninni Ramos.** Está atualmente cursando o doutorado no Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE) do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP). Graduada em Comunicação Social (Jornalismo) pela Escola de Comunicações e Artes da USP (ECA/USP, 1995), tem mestrado em Desenvolvimento Sustentável do Trópico Úmido pelo Núcleo de Altos Estudos da Amazônia da Universidade Federal do Pará (NAEA/UFPA, 2001). Especializou-se em jornalismo ambiental e científico. Trabalhou em grandes jornais e editoras, como O Estado de S. Paulo, a Folha de S. Paulo, a Gazeta Mercantil, a Editora Abril, entre outros. Lecionou no ensino superior (Unama, Senac São Paulo) e trabalhou também no terceiro setor (Imazon, Fase Amazônia). Cria e gerencia conteúdo na área de ciências, tecnologia e inovação para institutos de pesquisa, universidades, Centros de Pesquisa, Inovação e Difusão (CEPIDs), e empreendedores com foco em inovação.

**Marcella Mondragon.** Mestranda em Energia – Área: Planejamento Energético pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Graduada em Engenharia de Energia pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atua como Analista de Assuntos Regulatórios na Votorantim Energia.

**Mariana Oliveira Barbosa.** Graduou-se em Geologia – Bacharelado (2018) no Instituto de Geociências da Universidade de São Paulo. Atualmente é mestranda no programa de pós-Graduação em Energia no Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo, e bolsista da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, processo número 2019/04555-3. Tem atuado no campo de pesquisa do uso do gás natural no estado de São Paulo.

**Miguel Edgar Morales Udaeta.** Professor livre-docente de pós-graduação e pesquisador do GEPEA/EPUSP. Livre docente pela EPUSP (2012), Pos-doutorado em Planejamento energético e planejamento integrado de recursos pela USP (1999 e 2003). Doutorado em engenharia elétrica pela EPUSP (1997), Mestrado em engenharia elétrica pela EPUSP (1990). Graduação em engenharia elétrica pela Universidad Mayor de San Simon” na “Facultad de Ciencias y Tecnologia” UMSS/FCyT, (1984).

**Paola Mercadante Petry.** É formada em Engenharia Química pela Escola Politécnica da USP e mestre em ciências pelo Programa de Pós-graduação em Energia no Instituto de Energia e Ambiente (IEE/USP). Contribui com o Projeto 21 do RCGI e tem experiência na área de políticas energéticas para biocombustíveis, desenvolvimento de tecnologias para bioenergia e projetos para o aproveitamento energético de resíduos.

**Stefania Gomes Relva.** Doutoranda em Sistema de Potências da Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da USP. Mestre em Ciências - Área: Sistemas de Potência pela Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da USP (2016). Graduação em Engenharia Civil pela UNICAMP (2012).

**Vinicius Oliveira da Silva.** Doutorando em Sistema de Potências da Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da USP. Mestre em Ciências - Área: Sistemas de Potência pela Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da USP (2015). Graduação em Engenharia Mecânica pela UNESP (2011).

**O** uso do gás natural (GN) no Brasil é um tema sob os holofotes nos últimos anos, principalmente, em razão das descobertas de reservas de GN no pré-sal, da crescente discussão acerca da utilização desta fonte como elemento para a transição energética no Brasil, incluindo o uso do GNL como combustível para transporte, e do aumento das transações de gás natural liquefeito (GNL) no mundo, alcançando novos mercados. Diante das oportunidades vislumbradas para o GN nos próximos anos, o presente livro chega em um momento oportuno, discorrendo sobre temas necessários para o setor energético do país.

Os autores abordam diversos tópicos sobre o GN e o GNL que são cruciais, incluindo: a importância do GN para a transição energética atual brasileira; a regulação do mercado de gás brasileiro; as discussões sobre a possível renovação do contrato de fornecimento do gás natural boliviano para o Brasil; a caracterização do gás natural comprimido e do gás natural liquefeito em pequena escala; o suprimento em pequena escala do GN por meio da malha ferroviária; e, por fim, uma visão do processo regulatório de GNL no Brasil, focando a decisão do Supremo Tribunal Federal sobre o projeto Gemini.

A arquitetura do livro foi pensada de forma que o leitor adquira uma visão inicial mais ampla sobre o GN no contexto brasileiro, para, em seguida, adentrar em temas mais específicos, como aqueles relacionados ao GNL e ao transporte em pequena escala. Embora exista uma lógica por trás da sua organização, os capítulos podem ser lidos de forma independente, permitindo a compreensão do leitor. Este livro pode ser de grande valia tanto para o público acadêmico, como para investidores, empresas do setor, poder público e outras pessoas que precisem estar munidas de informações para avaliar e tomar decisões sobre o futuro do GN no Brasil.