**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

DORIVAL SURIANO DOS SANTOS JÚNIOR

**ELEMENTOS PARA A DISCUSSÃO SOBRE A RENOVAÇÃO DO
CONTRATO DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL BOLIVIANO
PARA O BRASIL NO CONTEXTO DO AUMENTO DA PRODUÇÃO
BRASILEIRA DE GÁS**

**SÃO PAULO
2019**

DORIVAL SURIANO DOS SANTOS JÚNIOR

ELEMENTOS PARA A DISCUSSÃO SOBRE A RENOVAÇÃO DO CONTRATO DE
FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL BOLIVIANO PARA O BRASIL NO CONTEXTO
DO AUMENTO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE GÁS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

Versão Corrigida

SÃO PAULO
2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Santos Júnior, Dorival Suriano dos.

Elementos para a discussão sobre 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; orientador: Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2019. 143f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Gás natural – aspectos econômicos – Bolívia - Brasil. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: SANTOS JÚNIOR, Dorival Suriano dos

Título: Elementos para a discussão sobre renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação e Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora:

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Presidente: _____

*Para o Tom,
que nasceu com essa Dissertação.*

AGRADECIMENTO

À Larissa Fernandes, minha esposa, que me motivou, desde o início, para que eu ingressasse nessa jornada acadêmica. Seu valioso e incansável apoio, sua paciência e seu amor incondicional foram definitivos em todos os momentos desse trabalho.

Ao meu filho, Tom, que nasceu e foi crescendo junto a essa dissertação. Seu sorriso e seu afeto tornaram essa jornada ainda mais gratificante.

Aos meus pais, Dorival Suriano e Vera Meconi, e minhas irmãs, Michelle e Flávia Santos, por estarem sempre presentes e pelo suporte em todas as minhas decisões.

Ao Prof. Edmilson Moutinho dos Santos, por ter me dado a honra de ter sido seu orientado, pelo aprendizado que obtive em cada conversa, pelo seu exemplo de caráter e por sua segura orientação.

Ao RCGI (*Research Centre for Gas Inovation*) pela oportunidade de desenvolvimento de parte desse trabalho, e aos amigos pesquisadores Drielli Peyerl e Nathalia Weber, pelas ricas conversas e colaborações, e ao Denis Fraga, pela ajuda imprescindível no estudo de caso dessa pesquisa.

Por fim, aos professores e funcionários do IEE por todo o aprendizado e pelo apoio no desenvolvimento desta dissertação.

RESUMO

Santos Júnior, Dorival Suriano dos. **Elementos para a discussão sobre renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás**. 2019. 143f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo 2019

O gás natural importado da Bolívia é responsável 30% da oferta desse energético ao mercado brasileiro. O contrato de compra e venda desse gás, considerado um dos maiores projetos de integração energética das Américas, encerra-se oficialmente no final de 2019. Dado a expectativa de aumento da produção brasileira de gás natural, oriunda dos campos contidos no polígono do Pré-sal, ainda há incertezas quanto a uma renovação firme desse contrato pelos agentes brasileiros. Todavia, o aproveitamento comercial do gás natural provindo do Pré-sal ainda depende da solução de desafios técnicos, logísticos e ambientais, tais como a distância entre os campos e a costa brasileira e o difícil acesso a mercados consumidores, cuja expansão em larga escala ainda não é revelado pelas estatísticas. Os aspectos geopolíticos entre Brasil e Bolívia também são acentuados, uma vez que a venda do gás natural para o Brasil representa 4,0% do PIB da Bolívia, o que comprometeria negativamente a economia boliviana e as relações geopolíticas entre os dois países em um cenário de não renovação. Nesse contexto complexo e interdisciplinar, o objetivo dessa dissertação é apresentar os elementos de ordem energética, econômica, e geopolítica que influenciam a renovação ou não do acordo de fornecimento de gás com a Bolívia, levando-se em conta a expectativa de autossuficiência do Brasil na produção de gás e o relacionamento comercial entre os dois países. Como metodologia, o presente trabalho apresenta um delineamento de pesquisa bibliográfica que discorrem sobre o tema. No entanto, argumentação apresentada procura trazer reflexões originais e que abrem opções estratégicas não encontradas na literatura. Em um cenário da renovação do contrato de compra do gás com a Bolívia, essa dissertação avalia a existência de um mercado adicional para o gás boliviano no estado do Mato Grosso através da identificação do volume potencial de consumo e da obtenção dos custos de investimentos e operacionais de transporte do gás boliviano para o interior do estado, substituindo o óleo diesel, eletricidade, e óleo combustível pelo gás natural liquefeito transportado via rodoviário e atendendo aos setores agropecuário, industrial e de transporte. Como metodologia para avaliação dessa demanda adicional, utilizou-se uma pesquisa de natureza qualitativa com o delineamento de estudo de caso. Como resultados e conclusões, têm-se que a maior utilização do gás do Pré-sal dependerá da solução de desafios técnicos e financeiros que poderão atrasar a monetização desse gás. Portanto, dada a importância do gás boliviano para as relações comerciais entre Bolívia e Brasil, e levando-se em conta a competitividade do preço do gás boliviano frente ao gás doméstico brasileiro, conclui-se que o Brasil ainda deve contar com a Bolívia como opção de fornecimento de gás para o mercado brasileiro. Em relação ao estudo de caso, estima-se a existência de um mercado potencial de 2,1 MMm³/dia de gás nos setores econômicos avaliados do Mato Grosso a um custo bastante competitivo em relação aos combustíveis comparados. Contudo, o acesso aos pontos de consumo requer soluções logísticas menos convencionais, como a produção de GNL em pequena escala e o transporte por via rodoviária.

Palavras-chave: Gás Natural, Geopolítica Energética, Relações Bilaterais Bolívia-Brasil, Competição gás versus gás, Modelagem Logística do GNL.

ABSTRACT

Santos Júnior, Dorival Suriano dos. **Elements for the discussion on the agreement renewal for Bolivian natural gas supply to Brazil in the context of the increased Brazilian internal gas production.** 2019. 143 f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, University of São Paulo. São Paulo. 2019.

Natural gas imported from Bolivia is responsible for 30% of the gas supply to the Brazilian market. The gas supply agreement (GSA), considered one of the largest energy integration projects in the Americas, officially concludes by the end of 2019. Given the expectation of increase in the Brazilian internal production of natural gas, coming from the Pre-salt area, there is uncertainty as to the renewal of this agreement by Brazilian officials. However, the commercial feasibility of the natural gas from Pre-salt area depends on solutions to technical, logistical and environmental challenges, such as the distance between the fields and the Brazilian coast and the difficulty to access consumer markets, whose large-scale expansion is not yet known by the statistics. The geopolitical aspects between Brazil and Bolivia are also significant, since the provision of natural gas to Brazil corresponds to 40% of Bolivia's GDP, therefore the geopolitical relations between the countries would be negatively impacted in a GSA non-renewal scenario. In this complex and interdisciplinary context, the objective of this thesis is to present the energetic, economic, and geopolitical elements that influence the GSA renewal (or not) with Bolivia, considering the Brazil's self-sufficiency gas production expectation and the commercial relationship between the two countries. As a methodology, this thesis presents a literature search design that covers the theme. However, the presented argumentation seeks to bring original reflections and strategic options not found in literature. In a GSA renewal with Bolivia, this thesis assess the existence of the Bolivian natural gas additional market in Mato Grosso state by identifying the potential consumption volume and by obtaining the capital and operational expenditure costs to transport the Bolivian gas to the countryside of the state, replacing diesel, electricity, and fuel oil with liquefied natural gas transported by road and serving the agricultural, industrial and transportation sectors. As a methodology to assess this additional gas demand, a case study qualitative research was used. Concluding that the greater use of the Pre-salt gas will depend on solving technical and financial challenges that may delay the monetization of this gas. Therefore, given the importance of the Bolivian gas for trade relations between Bolivia and Brazil, and taking into consideration the price competitiveness of the Bolivian gas compared to the Brazilian domestic gas, it is concluded that Brazil must still rely on Bolivia as a natural gas supplier to the Brazilian market. As to the case study, it is estimated that there is a potential natural gas market of 2.1 MMm³/day at a very competitive cost compared to the assessed fuels in the economic sectors evaluated of Mato Grosso state. However, the access to the points of consumption requires less conventional logistics solutions, such as small-scale LNG production and its transportation by road.

Keywords: Natural Gas, Energy Geopolitics, Bolivia-Brazil Bilateral trading, Gas to Gas Competition, LNG Logistics Modeling

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1 - Usos finais do GN no mundo em 2017.....	26
Figura 2. 2 - Reservas provadas globais de gás natural.....	30
Figura 2. 3 - Países com as maiores reservas de gás natural.	31
Figura 2. 4 - Produção mundial de gás natural.....	33
Figura 2. 5 - Consumo mundial de gás natural.....	34
Figura 3. 1 - Infraestrutura brasileira de gás natural.....	38
Figura 3. 2 - Balanço de gás natural no Brasil-2018.	39
Figura 3. 3 - Rota do GASBOL.....	42
Figura 3. 4 - Volume de GN importado da Bolívia.....	44
Figura 3. 5 - Traçado do Gasoduto Bolívia-Mato Grosso.	47
Figura 3. 6 - Mapa do Polígono do Pré-sal.....	49
Figura 3. 7 - Evolução da produção bruta nacional de GN.	49
Figura 3. 8 - Rotas de Escoamento da produção do Pré-sal.	50
Figura 3. 9 - Indicativo de expansão da produção nacional bruta de GN.....	51
Figura 3. 10 - Indicativo de expansão da produção bruta e líquida nacional de GN no Brasil.	52
Figura 4. 1- Crescimento PIB dos países da América do Sul e Mundo entre 2007 a 2017, em % aa (CAGR, dólar constante de 2010).	58
Figura 4. 2- IDH da Bolívia nos anos 2000 a 2017	60
Figura 4. 3 - Percentual da População na Bolívia vivendo com menos de USD 3,30 por dia.	60
Figura 4. 4 - Produtos exportados pela Bolívia em 2018.	62
Figura 4. 5- Composição do PIB da Bolívia em 2018: Valor Bruto (USD bi) e percentual em relação ao PIB total.....	63
Figura 4. 6 - Evolução do valor monetário das exportações Bolivianas e da Exportação de GN para o Brasil.....	64

Figura 4. 7 - Preço médio do gás natural Petrobras para as distribuidoras, isento de tributos e encargos.	79
Figura 5. 1- Localização do estado do Mato Grosso.	91
Figura 5. 2- Mapa do estado do Mato Grosso dividido por mesorregião.	93
Figura 5. 3- Consumo final de energia por fonte em MT em 2016.	95
Figura 5. 4- Consumo final de energia no MT por setor.	97
Figura 5. 5 - Cadeia de Valor de GNL	100
Figura 5. 6 - Tanque criogênico convencional.	101
Figura 5. 7- Tanque criogênico tipo container	102
Figura 5. 8- Tanque de armazenamento pressurizado.	103
Figura 5. 9- Tanque de armazenamento a pressão atmosférica.	103
Figura 5. 10– Vaporizador tipo Open Rack.	104
Figura 5. 11– Vaporizador tipo Submerged Combustion.	105
Figura 5. 12– Vaporizador tipo Shell and Tube	105
Figura 5. 13– Vaporizador tipo Ambient Air	106
Figura 5. 14- Fluxo de atividades do Estudo de Caso	107
Figura 5. 15- Localização das principais cidades mato-grossenses contendo polos agropecuários e industriais.	109
Figura 5. 16- Rotas entre o ponto de liquefação do GN até os pontos de consumo.	112
Figura 5. 17 - Desenho esquemático do modelo de estimativa de custo de GNL.	117
Figura 5. 18 -Intensidade das diferenças de custos entre GNL e eletricidade entre as mesorregiões estado do MT.	120
Figura 5. 19- Intensidade das diferenças de custos entre GN e óleo diesel entre as mesorregiões estado do MT.	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Classificação metodológica da pesquisa.	20
Tabela 4.1 - Principais destinos das exportações da Bolívia em 2018.	69
Tabela 4.2 - Participação dos produtos bolivianos exportados para o Brasil em 2018.	69
Tabela 4.3 - Ranking dos países destinos das exportações brasileiras em 2018.	70
Tabela 4.4 - Ranking dos países que mais exportaram produtos para o Brasil em 2018.	71
Tabela 4.5 - Importação boliviana em 2017: produtos, valores e origem.	76
Tabela 4.6- Preço Médio Petrobras para Distribuidora em fevereiro de 2019	80
Tabela 5.1- Características das Mesorregiões do estado do MT.	94
Tabela 5.2 - Consumo de óleo diesel das cinco mesorregiões do MT para os setores agropecuário, industrial e de transporte.....	107
Tabela 5.3- Consumo de óleo combustível das cinco mesorregiões do MT para os setores agropecuário e industrial.	108
Tabela 5.4- Consumo de eletricidade das cinco mesorregiões do MT para os setores agropecuário e industrial.	108
Tabela 5.5- Percentual de substituição e rendimentos nos setores agropecuário, industrial e transporte.	115
Tabela 5.6 - Potencial de substituição por GN total no MT.	115
Tabela 5.7- Custos estimados para a cadeia de GNL em pequena escala, por mesorregião do estado do MT.	118
Tabela 5.8 - Diferença de custos entre o consumo do GN em substituição aos demais combustíveis estudados.	119
Tabela A. 1 - Entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Etapa de Liquefação.	140
Tabela A. 2 - Entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Etapa de Logística do GNL.	141
Tabela A. 3 - Entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Etapa de armazenagem e regaseificação.	141
Tabela A. 4 - Outras Premissas utilizadas no Modelo Econômico.	142

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo
bi	bilhão
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAGR	Crescimento Médio Anual Composto
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
GOB	GasOriente Boliviano
GOM	GasOcidente Mato Grosso
GSA	Gas Supply Agreement
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
MM	milhão
m ³	metro cúbico
m ³ /dia	metro cúbico por dia
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Mato Grosso
MMBTU	<i>million of British thermal units</i>
MTPA	<i>million ton per annum of LNG</i> (1MTPA equivale a 3,2 MMm ³ /dia)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>

PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PIC	Projeto Integrado Cuiabá
SSLNG	<i>Small Scale Liquefied Natural Gas</i>
ton	tonelada
tep	tonelada equivalente de petróleo
TPA	tonelada por ano
UPGNs	Unidade de Processamento de Gás Natural
USD	dólares norte americanos
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 OBJETIVO	19
1.2 METODOLOGIA DO TRABALHO	20
1.3 DISTRIBUIÇÃO CAPITULAR	22
2. O GÁS NATURAL: SEUS USOS E CONDIÇÕES DE MERCADO GLOBAL	24
2.1 USOS FINAIS DO GÁS NATURAL E SUA IMPORTÂNCIA	25
2.1.1 Consumo na indústria	27
2.1.2 Geração de energia elétrica	27
2.1.3 Consumo no comércio, residências e transporte	28
2.2 RESERVAS COMPROVADAS MUNDIAIS	30
2.3 OFERTA E CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL	32
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	35
3. O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL E O DEBATE CRESCENTE ENTRE O GÁS DOMÉSTICO E O GÁS IMPORTADO	37
3.1 O GÁS IMPORTADO DA BOLÍVIA E A IMPORTÂNCIA DO GASBOL PARA O BRASIL	40
3.2 O FRACASSO DO GASODUTO LATERAL-CUIABÁ	45
3.3 A PERSPECTIVA DE AUMENTO DA PRODUÇÃO INTERNA NACIONAL: O GÁS DO PRÉ-SAL	48
3.3.1 Desafios da produção do Gás Natural do Pré-sal	52
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	55
4. A RENOVAÇÃO DO CONTRATO DO GASBOL: ASPECTOS ECONÔMICOS, GEOPOLÍTICO E COMERCIAIS	57
4.1 A IMPORTÂNCIA DO GASBOL PARA A ECONOMIA BOLIVIANA	58
4.2 POSSÍVEIS EFEITOS NA BOLÍVIA EM UM CENÁRIO DE NÃO RENOVAÇÃO DO CONTRATO DE FORNECIMENTO DO GÁS	65
4.3 OPORTUNIDADES DE AUMENTO E DE DIVERSIFICAÇÃO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS ENTRE BRASIL E BOLÍVIA	68
4.4 O PREÇO DO GÁS BOLIVIANO COMO FATOR DE COMPETITIVIDADE PARA O BRASIL	77
4.5 MUDANÇAS REGULATÓRIAS DO GÁS E NO REGIME DE ACORDOS INTERNACIONAIS	82

4.5.1	Retomada da priorização das Relações Bilaterais.....	82
4.5.2	Novo Mercado de gás natural no Brasil e a Chamada Pública do GASBOL	85
4.6	PONTOS DE ATENÇÃO PARA A RENOVAÇÃO DO GSA.....	87
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	88
5	ESTUDO DE CASO: UM POSSÍVEL MERCADO ADICIONAL PARA O GÁS BOLIVIANO NO ESTADO DO MATO GROSSO	90
5.1	O ESTADO DO MATO GROSSO	91
5.1.1	Divisão Socioeconômica do estado do MT	93
5.1.2	O Consumo Energético do estado do Mato Grosso.....	95
5.2	O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL VIA GNL	98
5.2.1	Liquefação.....	100
5.2.2	O transporte de GNL via caminhão	101
5.2.3	Armazenamento do GNL	102
5.2.4	Regaseificação do GNL.....	104
5.3	METODOLOGIA DE ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO	106
5.3.1	Coleta de dados primários	107
5.3.2	Cálculo rotas da planta de liquefação até os pontos consumidores	110
5.3.3	Cálculo do potencial de substituição de óleo diesel, combustível e eletricidade por GN nas mesorregiões.....	112
5.3.4	Estimativa dos custos da cadeia de GNL em pequena escala	116
5.3.5	Cálculo do custo total do GN+SSLNG	118
5.4	RESULTADOS	119
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	123
6	CONCLUSÃO.....	124
6.1	LIMITAÇÕES DA PESQUISA E RECOMENDAÇÃO PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	126
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129
	APÊNDICE A	140

1. INTRODUÇÃO

A participação do gás natural (GN) na matriz energética brasileira cresceu exponencialmente nos últimos 30 anos e, nos dias atuais, 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 consumo nos processos 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 (UPGN). 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 MMm³/dia (aproximadamente 66% do consumo nacional em 2018), sendo que 70% desse volume foram providos de campos associados a produção do petróleo (MME, 2019a).

Em relação a importação, o Brasil adquire o gás natural por dois meios: importando-o da Bolívia, através do gasoduto GASBOL e adquirindo-o de outros países via GNL (Gás Natural Liquefeito), através dos 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).

Fatores como a necessidade brasileira de diversificar sua matriz eletro-energética no início da década de 1990 (até então quase exclusivamente composta pela 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, incentivaram o desenvolvimento de um acordo de compra e venda do gás boliviano e a construção de um gasoduto ligando as reservas bolivianas até o mercado consumidor brasileiro.

Inaugurado em 1999 e iniciando o fornecimento de gás através de um contrato de 20 anos, o gasoduto 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 suas fontes energéticas e, portanto, uma iniciativa positiva para o aumento da segurança energética no país (FUSER, 2011).

A área percorrida pelo GASBOL, em território brasileiro, representa, aproximadamente, 50% do PIB do país. O gasoduto abastece usinas termelétricas, refinarias de petróleo e distribuidoras de gás que, juntas, atendem mais de um milhão de consumidores residenciais e milhares de consumidores comerciais e industriais, graças a 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 foi equivalente a 4% de todo o PIB da Bolívia, sendo responsável por injetar, naquele ano, USD 1,6 bi 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 encerra, oficialmente, em dezembro de 2019¹. 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.

Nessa dissertação, enfatiza-se uma transformação fundamental e que tem grande impacto nessa discussão, isto é, a expectativa do aumento da produção interna brasileira que passou a ser considerada como uma possível substituição ao gás importado boliviano.

A partir de 2006, uma nova era se iniciou na indústria de hidrocarbonetos no Brasil. A evolução exploratória em áreas *offshore* confirmaram a existência de grandes volumes de petróleo e gás natural em formações rochosas abaixo da camada de sal em extensas áreas marítimas do Brasil. Segundo Almeida, Colomer e Vitto (2017), as reservas de gás natural presentes nas bacias da região, que passou a ser denominada como polígono do Pré-sal, se apresentam como potencial alternativa para satisfazer a demanda futura brasileira.

¹ Na realidade, como será detalhado ao longo do texto, particularidades do contrato fazem com que a vigência de importação sob as mesmas condições contratuais possa estender-se até 2021. Essas complexidades são menos relevantes para a temática fundamental que se analise nesse trabalho.

As estimativa da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018) indicam que a oferta líquida de GN no Brasil deverá aumentar em, aproximadamente, 70% entre 2017 e 2027, alcançando, no final desse período, 111 MMm³/dia. Adicionalmente, recentes inovações tecnológicas ao redor do mundo, que tem viabilizado a exploração e produção de GN, e mesmo biogás, podem contribuir para ampliar as perspectivas de produção de gases no Brasil como o Pré-sal. Contudo, nessa dissertação, deixa-se de explorar essas outras perspectivas futuras.

A expectativa do aumento da produção interna de gás natural leva à discussão sobre a possibilidade do gás natural doméstico brasileiro substituir o gás importado boliviano. Trata-se de um debate estratégico de médio e longo prazo, já que, no curto prazo, conforme será demonstrado ao longo do texto, o aproveitamento comercial do GN do Pré-sal depende da superação de desafios técnicos e econômicos, como a distância dos campos do Pré-sal até a costa brasileira, a ausência de infraestrutura necessária para a monetização desse gás no mercado doméstico, impondo, particularmente, dificuldades de acesso ao mercado brasileiro de gás natural para outros agentes além da Petrobras. Ademais, há de se enfatizar os desafios que aparecem nas áreas de produção. Em particular, muitos campos de produção do Pré-sal apresentam elevados teores de CO₂, que requerem soluções tecnológicas específicas e que impõem custos adicionais de produção.

Além das incertezas quanto a viabilidade comercial interna do gás do Pré-sal e consequentemente, quanto aos futuros preços que deverão ser praticados por essa fonte, outros fatores também devem entrar na discussão sobre a possibilidade de uma renovação do acordo de fornecimento de gás com a Bolívia. Entre outros, esta dissertação explora os aspectos geopolíticos de comércio, temas de segurança nacional ao longo da extensa fronteira que separa os dois países, a dependência da economia da Bolívia em relação as exportações de gás para o Brasil e também propostas para se aumentar o acordo bilateral entre o Brasil e seu vizinho andino, utilizando-se o comércio “gasífero” como âncora para uma expansão do balanço comercial bilateral.

Portanto, este trabalho tem como motivação e justificativa analisar os principais fatores que estão relacionados em uma renovação do contrato de fornecimento de gás com a Bolívia. O presente trabalho examina não apenas os desafios relacionados a um cenário de autossuficiência brasileira na produção de gás, mas, também, discorre sobre a importância de se manter o acordo para o relacionamento comercial e geopolítico entre Brasil e Bolívia.

Adicionalmente, essa dissertação apresenta um estudo de caso que buscou avaliar a existência de um mercado adicional no Brasil para o gás boliviano, com foco no estado brasileiro do Mato Grosso. Esta escolha tem vista a existência de um gasoduto entre a Bolívia e a capital do estado, Cuiabá, chamado de Gasoduto Lateral-Cuiabá. Como referência, trata-se de uma importante infraestrutura de transporte internacional de GN, herdada, como será mostrado ao longo do texto, da mesma época histórica na qual a integração energética Sul-americana, através do GN, encontrava-se na agenda política dos países da região.

Capacidades ociosas nesse gasoduto devem ser entendidas como oportunidades que podem ser exploradas. Em oposição, a ausência de malhas de distribuição de GN no estado do MT impõe desafios e demanda soluções tecnológicas alternativas para se explorar potenciais mercados de gás nos setores agropecuários, industriais e de transporte no interior do estado.

Como delineamento da reflexão que se apresenta nessa dissertação, enfatiza-se que no Brasil, assim como ocorre em tantas outras regiões do planeta, intensifica-se as oportunidades de suprimento de gás para os mercados consumidores. Consequentemente, ambientes mais concorrenciais devem evoluir, impondo mais competição entre produtores, sejam eles empresas ou países. Essa realidade amplifica as oportunidades e, também, a necessidade de se desenvolver novos mercados, incluir novos consumidores e consolidar a chamada “Civilização do Gás”, conforme proposto por Moutinho dos Santos et al. (2007).

1.1 OBJETIVO

O objetivo desta dissertação é avaliar os principais fatores que devem ser analisados no contexto da expectativa do aumento da produção doméstica brasileira de gás e em função das relações geopolíticas comerciais entre Brasil e Bolívia para se pensar sobre a eventual renovação (ou não) do acordo de fornecimento e compra de gás entre os dois países. Para esse intuito, os objetivos específicos consistem em:

- Revistar o estado da arte a respeito do mercado mundial e nacional do gás natural, da sua importância e de seus principais usos finais.
- Propor que os possíveis desafios comerciais e geopolíticos que cercam as relações internacionais gasíferas entre a Bolívia e Brasil requerem olhares alternativos,

inclusive com propostas tecnológicas ainda pouco exploradas na América do Sul, buscando desenvolver demandas adicionais para o GN.

- Avaliar a existência de um mercado adicional no Brasil para o gás importado boliviano através da identificação do volume potencial de consumo e da análise das principais variáveis de investimentos e de custos operacionais de transporte do gás boliviano para o interior do estado do Mato Grosso.

1.2 METODOLOGIA DO TRABALHO

Um trabalho de pesquisa exploratória tem como objetivo ampliar o conhecimento sobre o tema pesquisado, minimizar a dificuldade na elaboração de hipóteses e facilitar a identificação de novas ideias e formas de avaliação de determinado problema de pesquisa (PONTE et al., 2007). Os mesmos autores também sugerem que se faça a classificação da pesquisa quanto ao delineamento, natureza, técnica de coleta e análise de dados. Conforme apresentado na Tabela 1.1, cada categoria apresenta suas respectivas possibilidades.

Tabela 1.1 – Classificação metodológica da pesquisa.

Tipo de pesquisa	Delineamento da pesquisa	Natureza da pesquisa	Técnicas de coleta de dados	Técnicas de análise de dados
Exploratória; Descritiva; Explicativa	Documental; Bibliográfica; Levantamento de dados; Experimental; Ex-post-facto; Estudo de caso; Pesquisa-ação	Qualitativa; Quantitativa; Quali-quantitativa	Entrevista Questionário; Observação; Bibliografia	Quantitativa Qualitativa

Fonte: elaboração própria a partir de Ponte et al. (2007)

Ao avaliar as possibilidades apresentadas na Tabela 1.1, este trabalho se caracteriza como uma pesquisa exploratória, uma vez que busca ampliar o conhecimento existente sobre a

importância do gás, sobre o contrato bilateral Bolívia/Brasil para comercialização de gás, a expectativa futura brasileira de aumentar sua produção interna, sobre os aspectos comerciais envolvidos no acordo de compra e venda de GN com a Bolívia e sobre a possibilidade de haver um mercado adicional para o gás boliviano no Brasil.

Para atingir os objetivos deste trabalho, a metodologia de pesquisa se divide em dois grandes segmentos:

- Para a avaliação da possibilidade do Brasil renovar o acordo de fornecimento de gás com a Bolívia no contexto da aproximação do prazo final do contrato inicial que viabilizou a construção do GASBOL, incluindo os fatores geopolíticos e comerciais que devem ser entendidos sob a ótica dos dois países, o presente trabalho, de natureza eminentemente qualitativo, apresenta um delineamento de pesquisa bibliográfica. A maior parte dos dados referentes ao mercado de gás no Brasil e no mundo, das informações do contrato Bolívia/Brasil em curso, e do peso das exportações de GN na economia boliviana, são de fontes secundárias, ou seja, artigos acadêmicos, *reports* ou relatórios corporativos que discorrem sobre o tema.
- Já para a avaliação da existência de um potencial mercado adicional para o gás boliviano no Brasil, adicionalmente à pesquisa de natureza qualitativa, utilizou-se uma modelagem quantitativa, ainda que mantendo o caráter exploratório desse tema, com o delineamento de estudo de caso. Para Yin (2004), o método de estudo de caso é apropriado para estudos que busquem responder perguntas do tipo “como” e “por que” sobre eventos contemporâneos, pois permite a observação direta dos acontecimentos e *stakeholders* envolvidos.

Para aplicação do estudo de caso, o estado do Mato Grosso foi escolhido para a avaliação de um potencial mercado consumidor para o gás boliviano pelos seguintes motivos:

- A existência de um gasoduto de transporte privado entre a Bolívia a cidade de Cuiabá, capital do estado do Mato Grosso
- A ausência, em 2018, de um mercado consumidor do gás nesse estado brasileiro, implicando na existência de importante infraestrutura de transporte internacional de

gás, com elevada capacidade ociosa, de pode promover oportunidades sugeridas nesse trabalho

- Importância econômica agroindustrial do estado e a existência de um número relevante de unidades industriais como potenciais consumos adicionais de gás boliviano que podem ser desenvolvidos no Brasil

Para a execução do estudo de caso, foram utilizados os métodos descritos por Gallo (2018) e Strapasson (2004), os quais permitiram estimar a demanda potencial de GN no estado do MT, e o uso do modelo econômico para o cálculo dos custos totais de transporte de GN, via GNL em pequena escala pelo modal rodoviário, proposto por Fraga (2018).

A inexistência de uma rede de distribuição de gasoduto no interior do estado do MT e a capacidade instalada ociosa do gasoduto de transporte entre a Bolívia e Cuiabá justificam a escolha pelo transporte do gás via GNL através do modal rodoviário produzido em pequena escala.

Como dados de entrada para a estimativa da demanda e de custo de transporte do GN, foram utilizadas referências presentes na literatura relacionados aos custos de implantação e operação da cadeia de transporte de gás via GNL. Para a análise dos dados obtidos, comparou-se o custo total, por unidade energética (USD/MMBtu), em transportar o gás boliviano via GNL para diferentes regiões do estado do MT com outros energéticos utilizados pelo estado.

1.3 DISTRIBUIÇÃO CAPITULAR

A dissertação é composta por seis capítulos, os quais estão descritos abaixo. O segundo capítulo apresenta um cenário mundial sobre o mercado de gás, destacando a localização das maiores reservas, os maiores produtores e consumidores de gás e os principais usos finais desse energético para a sociedade. Um maior entendimento sobre a dinâmica desse mercado e sobre as atividades econômicas que utilizam o GN é importante para essa dissertação, uma vez que ela aborda o comércio internacional de gás e um estudo sobre demandas adicionais desse combustível.

O terceiro capítulo caracteriza o mercado brasileiro do gás natural, abordando a origem do acordo Bolívia/Brasil para compra e venda de GN e a importância do gás boliviano para o Brasil.

A perspectiva do aumento da produção doméstica brasileira de gás e os principais desafios para a consolidação dessa expansão também são abordados nesse capítulo.

O quarto capítulo retrata a relevância do GN e do Brasil para a economia boliviana, descreve o histórico das relações comerciais entre a Bolívia e o Brasil e apresenta algumas oportunidades para que se intensifique essa relação. Descreve também o histórico de preços do gás natural praticados pela Bolívia e o compara com o preço do gás brasileiro para avaliar a competitividade do combustível importado para o Brasil.

Além disso, o capítulo apresenta as ações futuras que o governo brasileiro vem discutindo sobre o gás da Bolívia pós 2019 e indica algumas possíveis consequências para ambos os países em um cenário o qual o Brasil deixa de adquirir o GN da Bolívia. Por fim, o capítulo apresenta alguns pontos de atenção que poderiam dificultar a renovação do acordo.

O quinto capítulo retrata um estudo de caso sobre a existência de um mercado consumidor adicional no estado do Mato Grosso para o gás boliviano e quantifica o custo de utilização desse gás no estado, comparando-o, em seguida, com os custos de utilização de outros energéticos consumidos no estado. Essa análise é importante para a avaliação de novas demandas para o gás boliviano no Brasil.

O sexto capítulo aborda as conclusões do trabalho, limitações e recomendações para trabalhos futuros. Já na sessão de apêndices, encontram-se as principais variáveis utilizadas no estudo de caso do quinto capítulo.

2. O GÁS NATURAL: SEUS USOS E CONDIÇÕES DE MERCADO GLOBAL

Neste capítulo, serão apresentados o papel energético e não-energético do gás natural, as suas principais características e utilizações. Em seguida, será descrito uma visão global do mercado de gás, apresentando a localização das maiores reservas mundiais, os países que mais produzem e as nações que mais consomem esse combustível. Ainda que meramente introdutório, o objetivo desse capítulo é traçar um quadro de importância crescente do GN no *mix* energético dos países, posicionando, assim, o caráter estratégico das relações gasíferas bilaterais entre Bolívia e Brasil.

O gás natural (GN) é um combustível fóssil encontrado na natureza em acumulações de rochas porosas no subsolo. Composto por uma mistura de hidrocarbonetos, o GN, em condições normais de pressão e temperatura, apresenta-se no estado gasoso. Sua classificação pode ser baseada em relação à presença, ou não, de petróleo no mesmo reservatório: o gás associado é aquele que se encontra em companhia do petróleo, sendo a exploração desse último geralmente priorizada; já o gás não-associado é aquele cuja presença de óleo e água é nula (ou mínima) no reservatório (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002).

Trata-se de uma fonte de energia bastante versátil, podendo ser consumido diretamente como matéria-prima (na indústria petroquímica e na produção de fertilizantes, por exemplo) e indiretamente, sendo queimado para a geração de eletricidade ou calor. Nas usinas termelétricas, o gás natural é queimado e a energia química presente em sua estrutura molecular é convergido em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica.

Por tratar-se de um combustível fóssil considerado mais “limpo e ambientalmente aceitável” em relação aos demais combustíveis fósseis, Alexopoulos (2017), Colombo, El Harrak e Sartori (2016) e Zhang et al. (2016) descrevem o GN como um o “energético de transição” que permitiria aos países consumidores uma alteração gradual em suas matrizes energéticas com predominância de fontes fósseis (incluindo o petróleo e o carvão) para matrizes ditas mais sustentáveis através da participação de fontes energéticas renováveis. O GN, portanto, é defendido como elemento de transição energética entre um cenário energético fóssil para um cenário limpo e renovável.

Já Smil (2015) e Moutinho dos Santos et al. (2007) descrevem o GN não apenas como um energético de transição, mas sim, como um energético de destino, assumindo um papel chave na construção de uma nova era que alimentará a crescente demanda energética das sociedades modernas para este século. Para os autores, o expressivo volume de recursos de GN disponíveis, as tecnologias de alta produtividade e rendimento no consumo do gás e o crescente comércio internacional do combustível justificam o aumento do consumo de GN ao redor mundo, com um número crescente de nações que são incluídas, de forma relevante, no mercado mundial de gás natural.

É dentro dessa perspectiva estratégica que se deve analisar e debater as relações bilaterais futuras entre Brasil e Bolívia no domínio do GN e em suas eventuais expansões englobando outras dimensões.

2.1 USOS FINAIS DO GÁS NATURAL E SUA IMPORTÂNCIA

Pela sua versatilidade, o GN pode ser utilizado para atender as necessidades de diversos setores, como indústria, comércio, residência e transporte. Em 2017, o consumo mundial de energia foi bastante dependente do gás natural. Naquele ano, a participação do GN na matriz energética mundial foi de, aproximadamente, 22% (Egging & Holz, 2016), (EIA, 2018).

Cabalu e Manuhutu (2009) afirmam que o consumo mundial de gás natural tende a aumentar ainda mais no futuro, devido, principalmente, a suas características, como baixo impacto ambiental em relação aos demais combustíveis fósseis e sua facilidade no uso direto. O GN, na visão dos autores, surge como um substituto natural de outros recursos considerados mais caros, com maior impacto ambiental e caracterizados como menos eficientes nos processos de transformações energéticas.

Chen et al. (2018) afirmam ainda que, em linha com a atual tendência mundial para consumos de baixo carbono com preservação da segurança energética, o GN responde as demandas ambientais em função de sua baixa emissão de CO₂ quando consumido. Em termos de segurança energética, os mesmos autores afirmam que o estabelecimento de uma infraestrutura robusta de transporte, tratamento e distribuição do gás possibilitam um fornecimento global e regional da percepção que o GN é uma fonte energética segura.

O gás natural também está se tornando uma *commodity* cada vez comercializada no mercado global. No passado, o gás costumava ser consumido apenas na região onde era produzido devido aos altos custos logísticos. Todavia, avanços na tecnologia de liquefação do gás (GNL) levaram a uma redução importante nos custos do transporte interoceânico, na qual a logística por dutos é, muitas vezes, inviável.

O rápido crescimento do transporte de gás via GNL possibilitou, portanto, um crescimento do mercado global de gás (CABALU, 2009). Em 2017, 35% do suprimento global de gás natural foi comercializado internacionalmente via GNL, representando um crescimento de 25% em relação ao ano de 2008.

Os principais usos energéticos finais do gás natural são geração de energia elétrica, calefação em residências e comércio, aquecimento de água como combustível em caldeiras industriais e combustível para transporte. Usos não-energéticos posicionam o GN como matéria prima para a indústria química, principalmente para a fabricação de amônia, fertilizantes, plásticos e borrachas. (HINRICHS, ROGER A.; KLEINBACH, MERLIN; DOS REIS, 2011).

A Figura 2.1 mostra os principais tipos de consumo para o gás natural realizados no mundo em 2017. Pode se observar que o consumo nas indústrias e nas usinas termelétricas representam quase 70% da demanda energética de gás natural no mundo. Em seguida, apresenta-se breves detalhamentos dos principais usos finais.

Figura 2. 1 - Usos finais do GN no mundo em 2017

Fonte: elaboração própria a partir de EIA (2017).

2.1.1 Consumo na indústria

Como mostrado na Figura 2.1, em 2017, a indústria foi responsável por consumir 37% de todo o gás natural demandado no mundo. Trata-se da segunda fonte de energia mais consumida no setor industrial, depois da eletricidade.

Dentro do segmento industrial, o GN é utilizado, principalmente, na mineração, metalurgia, química, refino de petróleo, fabricação do vidro, papel e celulose, plástico e na indústria alimentícia. Também é utilizado no tratamento e na incineração de resíduos e em processos de secagem. Além desses usos, outros gases extraídos do próprio gás natural, como o butano, propano e etano, podem ser utilizados como matéria-prima para a produção de fertilizantes e produtos farmacêuticos (UCS, 2015).

Um outro uso importante do GN na indústria corresponde a produção de hidrogênio (H_2). A maior parte do seu processo de fabricação provém da reação de vapor da água com metano em altas temperaturas. E o calor responsável por essa reação provem majoritariamente do gás natural. O hidrogênio produzido é utilizado principalmente para a produção de amônia e fertilizantes (UCS, 2015).

2.1.2 Geração de energia elétrica

Segundo a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE, 2016), o consumo mundial de gás natural, em usinas termelétricas, apresentou um crescimento de, aproximadamente, 60% entre os anos 2000 e 2013. De 1973 ao início deste século, o GN passou da quarta para a segunda posição no ranking das fontes mais utilizadas para a geração de eletricidade, correspondendo, por, aproximadamente, 20% de toda a energia elétrica produzida no mundo.

Apesar do carvão, em 2018, continuar a ser a fonte mais utilizada para a geração de energia elétrica no mundo, com uma participação de 41%, o GN apresenta significativas vantagens em relação ao carvão mineral. Além de apresentar menores taxas de emissões de poluentes, termelétricas movidas a gás natural possuem um menor custo de capital e menor tempo de construção em relação as termelétricas a carvão. Além disso, características técnicas e econômicas

favorecem as termelétricas a gás natural como tecnologia de complementação à geração renovável intermitente, como as fontes eólica e a solar. (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

2.1.3 Consumo no comércio, residências e transporte

Tanto no comércio quanto nas residências, o GN é utilizado, majoritariamente, para aquecimento do ambiente e de água, tanto para calefação e banho quanto para cozimento. Além desses usos convencionais, o setor comercial ainda utiliza o GN para operação de equipamentos de refrigeração, geração elétrica distribuída como combustível em sistemas combinados de calor e energia elétrica (processo denominado de cogeração). Em 2016, o gás natural foi responsável por 22% do consumo de energia do setor residencial e por 18% no setor comercial nos EUA. (EIA, 2017a)

Com relação a área de transporte, o gás natural veicular, também denominado GNV, é utilizado em automóveis convencionais a combustão interna tanto em veículos leves como em pesados. A ignição do GN libera a energia química armazenada no GNV a qual é transformada em energia mecânica para movimentar o veículo.

Substituindo a gasolina e os biocombustíveis nas frotas de automóveis leves particulares ou táxis, ou substituindo o óleo diesel e gasolina em veículos pesados urbanos, como ônibus, caminhões e vans, o uso do GNV tem sido uma opção bastante viável para a melhoria na qualidade do ar, especialmente nas grandes metrópoles saturadas de veículos que nelas circulam diariamente. Segundo Moutinho dos Santos (2002), a ausência quase que total de material particulado e de compostos de enxofre na combustão no GNV justifica essa sua importante vantagem ambiental local.

O GNV pode ainda desempenhar um papel significativo na redução de emissões de dióxido de carbono (CO₂), principalmente em veículos pesados que trafegam nas estradas. Nesse sentido, há de se enfatizar que rodovias em circulação mais intensas tendem a atravessar ambientes mais sensíveis, inclusive áreas urbanas e cinturões verdes importantes (MOUETTE et al., 2018).

Para veículos leves, o GNV é normalmente fornecido na forma de gás comprimido (ou GNC), que se encontra em cilindros abastecidos em pressões de até 200 atm. Já para veículos pesados de maior alcance, a entrega do gás tende a ser na forma liquefeita (GNL) (FRAGA, 2018).

Apesar de ser um mercado ainda em desenvolvimento, em que menos 1% dos veículos de transporte no mundo utilizam o GNV e apenas 7% da demanda mundial de gás natural é direcionado para o setor de transporte, o número de veículos movidos a GNV (e consequentemente o número de postos de combustíveis) cresceu, aproximadamente, 15% entre 2010 e 2015 e essa expansão tende a aumentar segundo dados a *Energy Information Administration* (EIA, 2017b), (NIJBOER, 2010).

Corrêa (2005) apresenta as principais vantagens no uso do GNV em relação à gasolina e ao óleo diesel:

- i.) Possui uma densidade atmosférica inferior à do ar atmosférico que, no caso de vazamentos, praticamente elimina a possibilidade de escape do produto para o meio ambiente pela rápida dissipação, reduzindo, dessa maneira, a probabilidade de ocorrência de explosões;
- ii.) Possui menor ponto de ebulição em relação a gasolina e ao álcool combustível, o que o torna menos inflamável;
- iii.) Não contaminante de subsolo e lençóis freáticos, como ocorre com os combustíveis líquidos;
- iv.) Apresenta reação de combustão próxima a combustão completa, o que possibilita uma menor geração de resíduos de carbono no motor, aumentando sua vida útil e os intervalos entre os períodos de manutenção. Além disso, gera uma menor quantidade de óxido de enxofre, chumbo e monóxido de carbono, e não emite fumaça preta e nem odores que impactam a qualidade do ar.

Como vantagem adicional, é possível utilizar alternativamente o GNV em motores movidos álcool, gasolina e a diesel, por meio de um processo de conversão. Este tipo de adaptação, em que é possível escolher qual combustível a ser utilizado, pode ser instalada pelo próprio fabricante do automóvel ou em oficinas credenciadas.

2.2 RESERVAS COMPROVADAS MUNDIAIS

As reservas denominadas provadas referem-se aos reservatórios de hidrocarbonetos que já foram identificados, mas que ainda não foram explorados. Apesar do volume indicado ser obtido através de diversas análises de engenharia e geologia, as reservas provadas são, na verdade, probabilidades da existência de determinado volume de gás natural, seja *onshore* ou *offshore*, no qual não existe a certeza do volume do hidrocarboneto, do retorno financeiro e da viabilidade técnica de extração dessas reservas em determinado momento² (EIA, 2018).

Segundo dados do *British Petroleum Statistical Review of World Energy* (BP, 2018), as reservas mundiais provadas de gás natural, em 2017, corresponderam a 193 trilhões de m³ e estão distribuídas geograficamente pelo mundo conforme ilustrado na Figura 2.2.

Figura 2. 2 - Reservas provadas globais de gás natural.

Fonte: elaboração própria a partir de BP (2018)

² As reservas potenciais em determinado campo são descritas por uma função de distribuição de probabilidade. Assim, na indústria do Petróleo e do Gás natural são utilizadas três medições derivadas do percentil de abordagem, descritas abaixo: (BRET-ROUZAUT; FAVENNEC; MOUTINHO DOS SANTOS, 2011).

Medição 1P (reservas provadas): corresponde a uma probabilidade de 90 ou 95% de que o tamanho real da reserva exceda o valor informado.

Medição 2P (reservas provadas + provável): corresponde a uma probabilidade de 50% de que o tamanho real da reserva exceda o valor informado.

Medição 3P (reservas provadas + provável + possível): corresponde a uma probabilidade de 5 ou 10% de que o tamanho real da reserva exceda o valor informado.

De acordo com a Figura 2.2, os países pertencentes ao Oriente Médio concentram 41% (79 trilhões de m³) de toda a reserva global de gás natural, sendo que apenas o Irã e o Catar possuem, em seus territórios, aproximadamente 60 trilhões de m³. Ou seja, os dois países concentram quase 30% de toda a reserva de GN do planeta.

Nas regiões da Europa e Eurásia, que juntas possuem 32% das reservas mundiais, Rússia e o Turcomenistão contêm as maiores reservas provadas daquelas duas regiões, totalizando 54 trilhões de m³ em ambos os países. Na região da Ásia Pacífico, que concentra a terceira maior reserva de GN do mundo, com 10% do total, os destaques são China e Austrália, conjuntamente com 9,0 trilhões de m³.

Já no continente americano, os Estados Unidos contam com 8,7 trilhões de m³ e a Venezuela com 6,4 trilhões de m³. Com tal volume, a Venezuela é responsável por, aproximadamente, 80% de toda a reservas de gás natural na América Central-Sul.

É possível observar que as reservas de gás natural no mundo não são distribuídas de forma homogênea. Comparando-se a região contendo a menor reserva (América do Sul e Central) com a região de maior reserva (Oriente Médio), está última contém, aproximadamente, 11 vezes o volume correspondente da primeira.

Saindo da análise das regiões do globo e observando os países individualmente, a Figura 2.3 apresenta as cinco nações contendo as maiores reservas provadas de GN no mundo.

Figura 2. 3 - Países com as maiores reservas de gás natural.

Fonte: elaboração própria a partir de BP (2018)

Os cinco países citados na Figura 2.3 possuem 63% de todas as reservas provadas de gás natural do planeta, com 121 trilhões de m³. Ou seja, a grande maioria da oferta futura de gás natural está concentrada nesses cinco países, sendo que os dois primeiros colocados, Rússia e Irã, presenciaram eventos recentes de instabilidade em suas políticas externas. O primeiro, membro permanente do Conselho de Segurança da ONU, costuma apoiar governos considerados autoritários e repressivos a sua população, como os governos da Síria e da Venezuela. Já o Irã vem sofrendo embargos econômicos frequentemente nos últimos 40 anos em função do seu programa nuclear sem a devida fiscalização de órgãos internacionais vigentes. Esses eventos não deixam de impactar, de alguma maneira, a estabilidade dos mercados do gás natural em todo o mundo.

Bret-Rouzaut et al. (2011) ponderam, porém, que a única quantidade, de fato, conhecida de gás natural no mundo corresponde àquela já utilizada. Na prática, não se tem um conhecimento com precisão a respeito do volume do hidrocarboneto que ainda poderá ser encontrado na crosta terrestre.

2.3 OFERTA E CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL

Quando se compara os países detentores das maiores reservas mundiais provadas de GN, nota-se que não, necessariamente, coincidem com os maiores produtores de gás no mundo. Afinal de contas, mesmo nos lugares em que as condições técnicas e políticas possibilitam a produção, os custos podem ser significativos dentro das condições de mercado vigente para permitir sua exploração comercial (BRET-ROUZAUT; FAVENNEC; MOUTINHO DOS SANTOS, 2011).

Em 2017, a produção mundial de GN atingiu um número recorde de 3,7 trilhões de m³, um crescimento de 4 % em relação ao ano de 2016 (BP, 2018). A Figura 2.4 mostra a produção de GN em diferentes regiões do mundo no ano de 2017.

Figura 2. 4 - Produção mundial de gás natural.

Fonte: elaboração própria a partir de BP (2018)

De acordo com a Figura 2.4, os Estados Unidos são o maior produtor mundial de GN, com 735 bilhões de m³ produzidos em 2017, equivalente a 20% de toda a produção mundial naquele ano. O desenvolvimento tecnológico na produção de gás natural proveniente dos gases não convencionais, principalmente do *shale gas*, revolucionou a produção do gás norte-americana, o que possibilitou um aumento de 40% da sua oferta anual de gás natural entre 2010 e 2018 (EIA, 2019).

A Rússia aparece como o segundo maior produtor individual do mundo, com 636 bilhões de m³ de gás natural produzidos em 2017. Neste mesmo ano, Rússia e EUA foram responsáveis por quase 40% da oferta mundial do combustível. Além do atendimento doméstico importante, a produção russa e de outros países da Eurásia são centrais para o abastecimento dos mercados europeus.

Interessante notar que o Canadá, apesar de contar com uma reserva provada de apenas 1,9 bilhões de m³, (10% da continente americano e menos de 1% do total das reservas mundiais), apareceu como o quinto maior produtor mundial de gás em 2017.

A parcela “outros” apresentada da Figura 2.4 engloba os demais países produtores. Na América do Sul, os maiores produtores, em 2017, foram Venezuela (37,4 bilhões de m³), Argentina

(37 bilhões de m³) e Brasil (27,5 bilhões de m³). Juntos, esses três países foram responsáveis por 60% de toda a produção na América Central e Sul naquele ano. (BP, 2018).

Dessa maneira, ao analisarmos os dados das reservas provadas e de produção, nota-se, portanto, que os cinco maiores detentores das reservas gasíferas possuem 63% do total e responderam por 50% de todo o gás produzido em 2017, enquanto que os cinco países que mais produzem o gás são responsáveis por 53% de toda a produção mundial e possuem 86% das reservas totais de GN.

Já pelo lado do consumo de gás, o perfil da demanda pouco se diferencia em relação ao perfil da produção. A Figura 2.5 apresenta os países que mais consumiram gás em 2017.

Figura 2. 5 - Consumo mundial de gás natural.

Fonte: elaboração própria a partir de BP (2018)

Em 2017, foram consumidos, aproximadamente, 3.670 bilhões de m³, sendo os Estados Unidos os maiores consumidores do mundo (20% do total). Junto com o segundo maior (Rússia) e com o terceiro colocado, China, esses três países foram responsáveis por, aproximadamente, 40% de todo o consumo mundial de gás natural em 2017.

Destaca-se que, a partir de 2013, a China tornou-se o terceiro maior consumidor de GN do mundo, em função do seu rápido crescimento do mercado deste combustível a partir de 2009. A

necessidade de reduzir o consumo de carvão para minimizar os problemas graves de saúde pública, relacionado a qualidade do ar devido ao o nível de poluição, foi o principal motivador do crescimento do consumo de gás natural na China. (EPE, 2016).

Além da produção doméstica, o consumo de gás natural provém também do comércio mundial do combustível via importação e exportação para atender a diferentes demandas. O comércio internacional de gás natural movimentou 1.134 bilhões de m³ em 2017, sendo 65% desse volume transportado via gasoduto e o restante via GNL (BP, 2018).

Comparando-se os dois meios logísticos que são utilizados para importar/exportar o gás natural, o sistema de gasodutos possui fatores limitantes pelo fato de não permitir o armazenamento do gás e por serem fixos nas áreas onde são instalados, dificultando a alteração de percursos e quantidades transportadas. Em compensação, características do GNL, como sua alta densidade, viabiliza seu transporte em longas distancias e possibilita uma maior flexibilidade de rotas transportadas (ZHANG et al., 2018).

O meio de transporte via gasoduto tem um papel de destaque na região da Eurásia, que possui, aproximadamente, 170 mil km de gasodutos, sendo a Alemanha o maior importador mundial de gás via gasoduto e a Rússia o maior exportador através desse meio de transporte.

Em relação ao GNL, o maior exportador mundial, em 2017, foi o Qatar, e o maior importador foi o Japão (BP, 2018). Zhang et al. (2018) afirmam que o comércio mundial de GN transportado via GNL é bastante promissor e que poderá apresentar taxas de crescimentos expressivas nas próximas décadas.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nas últimas cinco décadas, o GN tem mantido uma tendência de aumento na matriz energética mundial, saindo de uma participação de 15% no início da década de 1960 para 22% em 2017. Importantes avanços tecnológicos que permitiram a exploração do gás de folhelho, principalmente nos EUA, possibilitaram o aumento das reservas mundiais de GN e também competitividade do preço do gás em relação ao petróleo e ao carvão a partir do final da década de

2000. Essas transformações vêm mobilizando os mercados globais de energia e o GN tem obtido destaques estratégicos em praticamente todas as regiões do planeta.

No capítulo a seguir, apresenta-se o mercado de GN no Brasil, com foco nas duas principais opções de oferta: o gás importado proveniente da Bolívia, em que é descrito um breve histórico do contrato de compra e venda do gás, da construção dos gasodutos GASBOL e Lateral-Cuiabá e sua importância para a expansão do mercado de GN na economia brasileira; e a expectativa de aumento da produção interna no Brasil, o que se contextualiza com o objetivo do presente trabalho em avaliar se é benéfico ao Brasil continuar contando com o gás boliviano em sua matriz energética.

3. O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL E O DEBATE CRESCENTE ENTRE O GÁS DOMÉSTICO E O GÁS IMPORTADO

Neste capítulo serão apresentadas as caracterizações quantitativas e qualitativas do mercado de GN no Brasil, incluindo dados de reserva, oferta e demanda. No aspecto do suprimento, serão apresentadas as duas principais fontes de oferta do GN para o Brasil: a produção doméstica brasileira, com expectativas de crescimento e os principais desafios envolvidos nesta produção futura; e a importação do gás boliviano através do GASBOL e do gasoduto Lateral-Cuiabá, em que é descrito um breve histórico da compra desse gás, os fatores motivacionais e a importância do gás boliviano para a inserção desse combustível na matriz energética brasileira.

Embora a produção de GN no Brasil tenha se iniciado na década de 1950, sendo o seu primeiro destino o consumo no setor industrial na região do Recôncavo Baiano, foi apenas no início da década de 1980, impulsionado pelo terceiro choque do petróleo provindo da Revolução no Irã e da Guerra Irã-Iraque, em que a produção começou a se expandir, de fato, no Brasil, especialmente com o aumento da oferta no Rio de Janeiro através da bacia marítima de Campos.

Com as descobertas na Bacia de Campos, as reservas provadas (1P) brasileiras saltaram de 16 bi m³, na década de 1960, para 52 bi m³ na década de 1980. Em 2018, as reservas gasíferas no Brasil corresponderam a 370 bi m³, sendo a 31ª maior reserva de gás provada do mundo. Considerando medições em 3P (provada+provável+possível), as reservas no Brasil corresponderam a 570 bi m³ em 2018 (ANP, 2019).

A maior parte desse volume (aproximadamente 75%) está localizada no mar e é, predominantemente, associada ao petróleo. Os demais 25% encontram-se em terra e são caracterizados como não-associados ao petróleo (EPE, 2016).

A oferta total de GN no Brasil, em 2018, foi composta pela produção interna e pela importação do combustível, majoritariamente provindo da Bolívia, via GASBOL, e também através dos três terminais de regaseificação de GNL existentes no país.

Com relação a produção doméstica, o Brasil produziu, em 2018, uma média 112 MMm³/dia (MME, 2019a). Deste total, 55 MMm³/dia foi disponibilizado aos mercados domésticos. A

diferença foi consumida nas áreas de produção, reinjetada nos poços de origem, queimada ou perdida.

Quanto a aquisição externa, em 2018, o Brasil importou uma média de 29 MMm³/dia de GN, sendo 22 MMm³/dia providos da Bolívia e 7 MMm³/dia via GNL, importado principalmente da Nigéria, Catar e Trinidad Tobago (ROCKMANN, 2016).

Para absorver a oferta de GN, o Brasil conta com uma infraestrutura composta de 29 UPGNs (Unidade de Processamento de Gás Natural), 3 terminais de regaseificação de GNL (localizados em Pecém/CE, na Baía de Todos os Santos/BA e na Baía de Guanabara/RJ) e cerca de 9.400 km de extensão de gasodutos de transporte, sendo que 2.860 km se referem aos trechos nacionais dos dois gasodutos de transporte internacionais que conectam a Bolívia ao Brasil: GASBOL e Lateral-Cuiabá. A Figura 3.1 apresenta a localização dessa infraestrutura em território brasileiro.

Figura 3. 1 - Infraestrutura brasileira de gás natural.

Fonte: EPE (2016).

Uma vez que a maior parte da oferta de GN no Brasil é provinda de campos domésticos e associados ao petróleo, o aproveitamento do gás nessa condição pode ser realizado para três fins:

- i) Geração de energia na própria plataforma de extração;

- ii) Reinyeção no reservatório com o objetivo de aumentar a produtividade da recuperação de petróleo;
- iii) Envio a uma UPGN, onde será tratado, processado e, finalmente, enviado para os centros consumidores (EY, 2014).

Em relação ao consumo de GN, totalizando uma média de 79 MMm³/dia em 2018, dados do MME (2019a) mostram que o setor industrial é o maior consumidor de gás no Brasil, sendo responsável por 28% de toda a demanda observada no país em 2018. Em segundo e terceiro lugar aparecem o consumo no processo de reinyeção em poços de produção de petróleo (25% de toda a demanda em 2018) e o consumo em usinas termelétricas, que foram responsáveis por demandarem 20% do volume de GN consumid também em 2018. Por fim, os 27% restantes da demanda foram absorvidos nas próprias UPGNs, nos processos e Exploração e Produção (E&P), nos veículos movidos a GNV, nos próprios gasodutos e, finamente, parte consumido devido a queimas, perdas e outros.

Um resumo do mercado de GN no Brasil no ano de 2018 é ilustrado na Figura 3.2.

Figura 3. 2 - Balanço de gás natural no Brasil-2018.

Fonte: elaboração própria a partir de MME (2019a).

* Outros: Residencial, Comercial e Cogeração.

É importante destacar que o balanço de oferta e demanda de GN no Brasil é bastante variável a cada mês e a cada ano. Os números da Figura 3.2 representam a média observada em 2018. Os terminais de GNL, por exemplo, que importaram aproximadamente 7 MMm³/dia em 2018, foram responsáveis por importarem 20 MMm³/dia e 18 MMm³/dia em 2014 e 2015, respectivamente. Alterações semelhantes ocorrem em relação a produção doméstica e ao volume importado do gás boliviano devido, principalmente, a variações que ocorrem na atividade industrial

brasileira e no despacho de usinas termelétricas a gás natural, que ocorrem de acordo com a programação do Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro (ONS).

Nos dados da Figura 3.2, chama atenção também o alto índice de reinjeção de gás natural³ praticado atualmente devido à elevada presença de campos de gás associados ao petróleo no Brasil e a crescente participação da produção do Pré-sal no total da produção brasileira. Pela primeira vez, esse volume foi maior que o GN consumido para a geração de energia elétrica e bem próximo ao atual volume anual consumido na indústria. Como será discutido no item 3.2, com uma produção doméstica crescente, os desafios de monetização desse gás nos mercados domésticos crescem e requerem soluções paliativas (temporárias), como o crescimento do processo de reinjeção. Contudo, essas soluções são temporárias e postergam problemas ainda maiores para o futuro.

3.1 O GÁS IMPORTADO DA BOLÍVIA E A IMPORTÂNCIA DO GASBOL PARA O BRASIL

No início da década de 1990, a necessidade brasileira de diversificar a sua matriz energética passou 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 localizarem próximo aos centros consumidores, e a utilização de um combustível mais limpo que o óleo combustível e que o carvão, foram todos

³ Processo em que o gás natural é injetado de volta ao reservatório para manutenção de pressão e aumento de recuperação do reservatório, ou pela ausência de demanda para toda a produção de gás ou para evitar a queima do gás nas próprias plataformas, por questões ambientais.

motivadores adicionais para o início da implantação de um amplo programa de termelétricas a gás natural no Brasil.

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, portanto, como a principal opção de suprimento ao Brasil (FUSER, 2011).

Nesse contexto, após uma série 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 (*Gás 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 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, 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. Como será discutido no capítulo 4, 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 em 1997 e foram finalizadas em 1999. Com uma capacidade nominal de transporte de 31 MMm³/dia, o GASBOL possui, ao todo, 3.150 km de extensão, sendo 557 km atravessados dentro da Bolívia e 2.593 km localizados dentro do território brasileiro.

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 Petrobras, localizada na cidade de Canoas/RS (PETROBRAS, 2016). O traçado mais detalhado do GASBOL é apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.3 - Rota do GASBOL

Fonte: Petrobras (2016).

O custo do projeto GASBOL foi equivalente a USD 2,1 MM, sendo que 20% desse total (USD 435MM) correspondeu aos investimentos no lado boliviano e os USD 1,7 MM restante 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 as quantidades estabelecidas, o GSA previa o início de um fornecimento de 8 MMm³/dia de gás, passando para 16 MMm³/dia após 8 anos no início da vigência do contrato. Dez anos após o início do contrato até os dias finais, Brasil deveria importar uma média de 30 MMm³/dia da Bolívia.

Em termos de preço, foi definido um valor base na entrada do gasoduto e ambas 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 partição do 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 partição 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 2017 (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*).

A Figura 3.4 mostra a evolução do volume de gás importado da Bolívia desde o início da operação do GASBOL até 2018. Observa-se que as importações da Bolívia tiveram um crescimento médio anual composto (CAGR) de 17% entre 2000 e 2010.

Figura 3. 4 - Volume de GN importado da Bolívia.

Fonte: elaboração Própria a partir de 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 GN⁴.

Após a repentina queda de consumo, fruto da crise financeira global de 2008/2009, a economia e o consumo energético recuperaram-se no Brasil 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 MMm³/dia, ou seja, acima da capacidade nominal do duto e as importações corresponderam a 33% de toda a oferta brasileira de GN naquele ano. Porém, desde aquele ano, as importações de gás da Bolívia têm decrescido, tentando emoldar-se as 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).

⁴ Curiosamente, já 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 os países. As vantagens da integração começam a deixar lugar para desconfianças e medos crescentes em relação a excessivas dependências mútuas. Essas questões são abordadas no capítulo 4.

A área atendida pelo GASBOL no território nacional representou, aproximadamente, 50% do PIB brasileiro de 2018. Abastece quatro usinas termelétricas e é entregue a sete distribuidoras que, juntas, atendem mais de 1,2 MM de consumidores residências, 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 essa 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 ampliar a relevância da indústria do gás natural naquele 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 ao Brasil (EPE, 2017).

3.2 O FRACASSO DO GASODUTO LATERAL-CUIABÁ

O GASBOL constituiu um importante vetor de integração energética regional na América do Sul. Além desse gasoduto, um grupo de investidores privados, liderados pelas empresas Enron e Shell Gas Latin América, desenvolveu, no final de década de 1990, o Projeto Integrado Cuiabá (PIC) (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002).

O escopo do PIC consistiu na implantação de uma usina termelétrica movida a gás natural no município de Cuiabá (UTE Cuiabá – ou UTE Gov. Mário Covas, com capacidade instalada de 480 MW) e na construção de um gasoduto (chamado de Gasoduto Bolívia – Mato Grosso ou Gasoduto Lateral-Cuiabá), conectando a UTE Cuiabá até a fronteira e o território boliviano (GANDRA, 2017).

Para operacionalizar e gerenciar o projeto PIC, três consórcios foram criados, tendo todas elas como principais sócios a Eron e a Shell: A Empresa Produtora de Energia (EPE), responsável pela operação e manutenção da UTE Cuiabá; e as companhias GasOriente Boliviano (GOB) e GasOcidente Mato Grosso (GOM) criadas para gerenciar o gasoduto nos trechos boliviano e brasileiro, respectivamente (GOSMANN, 2011).

Diferentemente do GASBOL, o desenvolvimento e a execução do gasoduto Lateral-Cuiabá foram realizados unicamente pela iniciativa privada, sem qualquer participação das duas grandes estatais, YPFB e Petrobras. Em valores de 2018, os investimentos realizados, tanto na termelétrica quanto no gasoduto, correspondem a R\$ 7,0 bi (ÂMBAR, 2018).

No início do ano de 2000, a EPE e a empresa boliviana produtora de gás, Andina, controlada na época pela Repsol S.A, assinaram um contrato de compra e venda de GN para abastecer a UTE Cuiabá através do gasoduto Lateral-Cuiabá. O volume contratado entre as partes foi equivalente a 2,2 MMm³/dia⁵.

Inaugurado no início de 2002, após três anos de construção, o Gasoduto Lateral-Cuiabá se origina através de uma derivação do GASBOL na cidade de San Jose de Chiquitos, na Bolívia e se estende por 362 km pelo território boliviano até o município de San Matias, na fronteira do Mato Grosso. No Brasil, o gasoduto se estende por 283 km pelo estado do MT através dos municípios de Cáceres, Poconé, Nossa Senhora do Livramento, Várzea Grande e, finalmente, termina na UTE Cuiabá, localizada na capital do estado. A capacidade instalada de transporte de gás desse duto corresponde a, aproximadamente, 3,0 MMm³/dia (GASOCIDENTE, 2007).

A Figura 3.5 apresenta um croqui do trajeto do Gasoduto Lateral-Cuiabá e sua ramificação de origem no GASBOL, ainda do lado boliviano.

⁵ Este acordo de fornecimento de gás refletia elevados compromissos firmes entre as partes, que entendia o projeto como uma oportunidade de longo prazo. Assim, 80% do volume de gás foi contratado no regime *take-or-pay* e 100% do volume exportado apresentava cláusula de *delivery-or-pay*. Os detalhes dos conceitos jurídicos dessas cláusulas podem ser explorados em Moutinho dos Santos et al. (2002).

Já em relação ao contrato específico do transporte do gás, a EPE contratou uma capacidade de transporte firme no regime *ship-or-pay* com a GOB e com a GOM. O período de vigência de compra e transporte do gás foi estipulado em 21 anos, a partir do início da operação comercial que se iniciou em março de 2002 (GOSMANN, 2011).

Figura 3. 5 - Traçado do Gasoduto Lateral-Cuiabá.

Fonte: elaboração própria a partir de Googlemaps (2019)

A partir de 2006, o programa de nacionalização do setor de hidrocarbonetos ocorrido na Bolívia impactou as companhias envolvidas no projeto PIC de forma ainda mais severa de que ocorrera com aqueles associados ao projeto GASBOL. O Decreto da Nacionalização outorgou que apenas a estatal Boliviana YPFB poderia comercializar e exportar o gás natural boliviano, invalidando, portanto, o contrato de compra e venda entre a EPE e a Andina. O controle acionário da Andina passou a ser exercido pela YPFB, que não aceitou os termos do contrato de venda do gás para a UTE Cuiabá. Sem condições de continuar despachando, a UTE Cuiabá acabou entrando em um estado de hibernação que se estendeu até o ano de 2011.

Nesse mesmo ano, em 2011, a EPE assinou um contrato de locação da UTE Cuiabá para a Petrobras para viabilizar o retorno da operação e a recuperação dos investimentos realizados no projeto PIC. Para garantir o fornecimento de GN e retomar o despacho da termelétrica, a Petrobras firmou um contato com a YPFB. Dessa forma, a Petrobras passou a comercializar a energia gerada pela UTE Cuiabá, através do contrato de aluguel com a EPE. Esse novo arranjo duraria até o ano de 2015 (FARIAS, 2017).

Em 2015, os investidores pioneiros do PIC, Shell e Enron, alienaram suas participações nos consórcios GOB, GOM e EPE, transferindo seus interesses para o grupo Âmbor Energia Ltda., que tem como principal sócio a holding J&F Investimentos S.A, também controladora das empresas

JBS, Eldorado Celulose, Banco Original, entre outras. A partir de então, a Âmbar Energia passou a ser a responsável pela operação direta da UTE Cuiabá após o período de locação da usina pela Petrobras.

Contudo, mesmo com a operação da usina sendo realizada pelo grupo Âmbar, o fornecimento de GN para a UTE Cuiabá continuou dependente do contrato de fornecimento de gás firmado entre a YPF e a Petrobras em 2011. Na prática, o nível de despacho da UTE Cuiabá atrelou-se às decisões da Petrobras em suas relações com a Bolívia (FARIAS, 2017).

Por fim, a partir de 2014, no âmbito da operação “Lava Jato”, liderada pela Polícia Federal e pelo Ministério Público brasileiro, e tendo como alvo os sócios da J&F Investimentos, a Petrobras extinguiu antecipadamente o contrato de fornecimento de GN para a UTE Cuiabá, devido a violação de cláusula contratual que trata de legislação anticorrupção (GANDRA, 2017). Sem um acordo firme de fornecimento de gás, a UTE Cuiabá está paralisada desde então, sem despachar energia para o sistema interligado nacional e, como consequência, sem que ocorra o transporte de GN pelo gasoduto Lateral-Cuiabá.

3.3 A PERSPECTIVA DE AUMENTO DA PRODUÇÃO INTERNA 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, conforme ilustrado na Figura 3.6.

Figura 3. 6 - Mapa do Polígono do Pré-sal.

Fonte: Almeida, Colomer e Vitto (2017)

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 (RGO) dos reservatórios), cresceram 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 MMm³/dia, dos quais 45% (50 MM m³/dia) corresponderam ao volume de gás extraído das reservas do Pré-sal (MME, 2019a). A Figura 3.7 apresenta a evolução da produção interna brasileira de GN entre 2010 e 2018.

Figura 3. 7 - Evolução da produção bruta nacional de GN.

Fonte: elaboração própria a partir de MME (2019a).

Segundo a Figura 3.7, a produção média nacional bruta de GN cresceu 77% nos últimos oito anos, saindo de 63 MMm³/dia em 2010 e alcançando 112 MMm³/dia em 2018. Essa forte expansão é atribuída às recentes inovações tecnológicas que viabilizaram a exploração do GN na região do Pré-sal (EPE, 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 m³/dia e o Rota 2, que entrou em operação em 2016 e que possui uma capacidade para escoar 13 MM m³/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 MMm³/dia (MESQUITA; GUIMARÃES; VERGARA, 2018).

A Figura 3.8 apresenta localização das atuais rotas de escoamento do gás do Pré-sal.

Figura 3. 8 - Rotas de Escoamento da produção do Pré-sal.

Fonte: Guedes (2016).

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 MMm³/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), último publicado até o encerramento desse trabalho, sinaliza uma produção diária média de 220 MMm³/dia para o ano de 2027 (EPE, 2018). Esse volume corresponde a um crescimento de 97% em relação à produção em 2017, conforme apresentado na Figura 3.9.

Figura 3. 9 - Indicativo de expansão da produção nacional bruta de GN.

Fonte: elaboração Própria a partir de EPE (2018).

Segundo o PDE 2027, 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, corresponderão 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

autossuficiente na produção de GN, eliminado, 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 se esbarram em alguns desafios sobre os quais os agentes públicos e privados deverão considera-los.

3.3.1 Desafios da produção do Gás Natural do Pré-sal

Quando se analisa o planejamento do governo brasileiro em relação a produção líquida de GN, isto é, o volume de gás disponível nas UPGN ao se descontar, da produção bruta, os 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 essa produção líquida não acompanha a produção bruta estimada, como mostrado na Figura 3.10.

Figura 3. 10 - Indicativo de expansão da produção bruta e líquida nacional de GN no Brasil.

Fonte: elaboração própria a 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 MMm³/dia em 2017 e atingindo 111 MMm³/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 (que são considerados para o período decenal em questão) para aumentar a recuperação do petróleo.

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 podem ficar limitadas em 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, dependerão 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 se deve à presença considerável de contaminantes, em particular o dióxido de carbono (CO₂), em algumas regiões. Segundo Beltrão et al. (2009), a ocorrência de CO₂ no gás natural 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 (H₂CO₃), que tem como efeito aumentar as taxas de corrosão nas tubulações de transporte do GN.

De acordo com D’Almeida et al. (2018), a concentração de CO₂ nos campos do Pré Sal que já estão em produção na Bacia de Campos e Santos correspondem a um valor médio de 0,5% em volume. Porém, em algumas áreas de prospecção mais recente, as concentrações de CO₂ apresentam valores bastante elevados, variando de 5% a 80%, percentuais 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 CO₂ em

um GN especificado para o mercado doméstico requer importantes investimentos adicionais dos produtores para remoção do CO₂.

Atualmente, a remoção do CO₂ é realizada através de processos físicos ou químicos, como, por exemplo, a absorção, permeação em membranas, destilação criogênica e até mesmo processos híbridos, cuja a seleção da tecnologia depende da vazão e da composição do GN a ser tratado (EPE, 2019b).

Independente da operação unitária utilizada, sua implantação demandará custos de investimento e de viabilização de espaço logístico para sua instalação nas plataformas *offshore* de extração do gás, 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 CO₂, por apresentarem um alto custo de implantação e operação, demandam grandes volumes de GN “contaminados” para serem tratados. 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 técnico/economicamente.

Um segundo desafio a ser mitigado se refere ao custo de transporte do gás dos poços do Pré-sal até uma UPGN 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 entre 0,313 MM USD/km e 0,625 MM 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 MM a USD 188 MM.

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.

Além disso, tais investimentos requeridos demandam volumes expressivos de gás a serem transportados que precisam de acesso aos mercados para a venda do GN a fim de justificar e amortizar tais investimentos. Porém, tanto a produção nacional e o acesso a infraestrutura de transporte, quanto a venda para as distribuidoras, são atividades que, praticamente, pertencem a uma única empresa: 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 se persiste no país. Essa iniciativa do governo será descrita no capítulo 4.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A cooperação entre o Brasil e a Bolívia para a compra e venda de GN foi motivada pela combinação de dois principais fatores: a demanda brasileira pelo energético para diversificar sua

matriz energética e a existência de grande volume de reserva na Bolívia, acima de sua capacidade de consumo.

Segundo dados do último Balança Energético Nacional (BEN), o gás natural foi responsável por 13% da oferta total de energia no Brasil em 2018, atrás apenas dos derivados de petróleo (34%) e da biomassa de cana de açúcar (17%).

Já em relação a matriz elétrica, composta pelas fontes de energia que são utilizadas exclusivamente na geração de eletricidade, o gás natural foi a segunda fonte mais utilizada em 2018, com 9% de participação e ficando atrás apenas da fonte hidráulica (67% do total) (EPE, 2019a). Ou seja, trata-se de uma fonte de energia importante para o Brasil, ainda mais num país com destaque para a geração de energia através de fontes renováveis.

A expectativa do aumento da produção doméstica brasileira de GN nos campos do Pré-sal sugere um cenário futuro no qual o Brasil poderia se tornar autossuficiente na produção de gás, sem depender da importação do gás boliviano. Entretanto, os desafios descritos neste capítulo sugerem que a produção futura de GN no Pré-sal e a sua viabilidade comercial parecem ainda incertos. Tal incerteza fortalece a discussão sobre a opção da renovação do contrato de importação do gás boliviano que se encerra no final de 2019.

Já para a Bolívia, o fornecimento de gás natural no Brasil possibilitou um meio de alavancar a economia boliviana e criar condições reais de diversificar sua balança comercial, melhorar a qualidade de vida da sua população, bem como encontrar um caminho efetivo de integração ao principal centro econômico na América do Sul. A importância do Brasil e do gás natural para a economia boliviana será detalhado no próximo capítulo.

Em relação a descoberta de novas reservas de GN na Bolívia, a mais recente certificação independente das reservas bolivianas, realizada pela empresa canadense, *Sproule International*, em 2018, indicou um volume de 303 bi m³ em reservas provadas no país, valor um pouco maior em relação a encontrada pela certificação anterior (296 bi m³), realizada em 2013. O novo valor de reserva motivou o governo boliviano e a YPFB a lançarem novos projetos de exploração e com a participação de investimentos internacionais (RAMOS, 2018). Em outras palavras, há um cenário aparentemente bastante favorável para se sustentar, pelos menos, outros 15-20 anos de GSA, com reservas gasíferas sustentáveis na Bolívia.

4. A RENOVAÇÃO DO CONTRATO DO GASBOL: ASPECTOS ECONÔMICOS, GEOPOLÍTICO E COMERCIAIS

Com a aproximação do encerramento do contrato de fornecimento de GN boliviano para o Brasil e a série de desenvolvimentos em curso que tende a aumentar a produção gasífera brasileira, principalmente na região do Pré-sal, pode-se afirmar que o mercado de GN no Brasil encontra-se no limiar de um novo período histórico. Trata-se de um cenário com diferentes opções de oferta e com consequente crescimento da chamada “competição gás-gás”⁶.

A maior “competição gás-gás”, que deverá ser mais intensa na região Sul e Sudeste do Brasil, terá consequências e um tempo de evolução, por enquanto, difíceis de serem previstos. De qualquer forma, importantes vantagens para os consumidores podem surgir no sentido de redução de preços, encurtamento e flexibilização dos contratos, maior segurança de oferta, entre outros. Por outro lado, não se pode descartar eventuais acirramentos nacionalistas que tenderão a beneficiar ou patrocinar operadores domésticos em detrimento de ofertantes internacionais.

Nesse capítulo, procura-se caracterizar essa questão através de perspectivas mais amplas, que ultrapassam as meras comparações entre preços relativos do gás nacional e do gás importado. Nesse sentido, o presente capítulo tem como objetivo analisar o papel do gás e do Brasil para a economia boliviana. Procura-se fundamentar algumas vantagens para o Brasil e para a Bolívia em se renovar o acordo GSA, tendo como perspectiva aspectos geopolíticos e comerciais entre os dois países.

A competitividade do preço do gás boliviano em relação ao preço do gás doméstico brasileiro é outro elemento que deve ser analisado com atenção. Por fim, são apontadas possíveis consequências para o Brasil e para a Bolívia em um cenário de não renovação do GSA.

⁶ “*Gas to Gas competition*” é uma realidade relativamente nova que se desenvolveu principalmente em mercados de gás mais consolidados do hemisfério Norte, nos quais diferentes potenciais ofertantes passam a dispor por melhores condições de acesso aos mercados. Hulshof, Van Der Maat e Mulder (2016) e Meeling (2010) descrevem as características dessas transformações, que tendem a ser mais favoráveis aos consumidores e a um ambiente de maior concorrência.

4.1 A IMPORTÂNCIA DO GASBOL PARA A ECONOMIA BOLIVIANA

De acordo com dados do Banco Mundial (2018a), o Produto Interno Bruto (PIB) dos países da América do Sul registrou um crescimento médio anual composto (CAGR) de, aproximadamente, 3,18% no período entre 2007 e 2017. A Figura 4.1 apresenta a taxa de crescimento do PIB dos principais países do continente, assim como a taxa média de crescimento observada no mundo e no continente sul-americano como um todo, também referente ao período 2007-2017.

Figura 4. 1- Crescimento PIB dos países da América do Sul e mundo entre 2007 a 2017, em % aa (CAGR, dólar constante de 2010).

Fonte: elaboração própria a partir de Banco Mundial (2018a).

De acordo com a Figura 4.1, a economia boliviana foi aquela em que se observou a maior taxa de crescimento do PIB em relação aos demais países da América do Sul. No intervalo dos 10 anos analisado, o PIB da Bolívia apresentou um CAGR de 4,49%, número bastante relevante se comparado aos demais países do continente sul-americano e ao crescimento médio mundial, que teve uma expansão média de 2,18% a.a.

Observa-se igualmente que, no mesmo período, o PIB do Brasil e da Argentina, as duas maiores economias do continente sul-americano, apresentou uma taxa de crescimento média anual composta equivalente a 1,39% e 1,45%, respectivamente.

Por outro lado, os valores observados na Figura 4.1 sugerem que, em relação aos demais países da América do Sul, a economia da Bolívia apresentou uma relevante expansão, evidenciando, dessa maneira, uma economia dinâmica e, aparentemente, longe de uma estagnação no período analisado. 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.

Entre os motivos que justificam as altas taxas de crescimento da economia boliviana, Cuba (2017) afirma que, apesar da queda no preço das *commodities* observadas após a crise global em 2008, o governo boliviano conseguiu manter o ritmo de crescimento da sua econômica graças a uma política fiscal austera, ao aumento das receitas após a política de nacionalização de suas reservas de hidrocarbonetos e as exportações de gás para o Brasil e para a Argentina. Segundo o mesmo autor, o crescimento econômico observado no governo de Evo Morales, no poder desde 2006, tem sido chamado de “milagre econômico boliviano”.

De acordo com dados do Fundo Monetário Internacional, (FMI, 2017), o aumento dos preços do gás no mercado internacional nos últimos 10 anos possibilitou à Bolívia significativos aumentos nos investimentos públicos e nos gastos sociais. Estes, por sua vez, contribuíram para a melhoria na distribuição de renda no país, que pode ser observado nas Figuras 4.2 e 4.3

A Figura 4.2 apresenta a evolução do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) da Bolívia entre o período de 2000 a 2017, e a Figura 4.3 mostra a redução do percentual da população boliviana que vive com renda diária menor que USD 3,20.

Figura 4. 2- IDH da Bolívia nos anos 2000 a 2017

Fonte: elaboração própria a partir de UNDP (2018).

Figura 4. 3 - Percentual da População na Bolívia vivendo com menos que USD 3,30/dia.

Fonte: Statista (2019).

Analisando a Figura 4.2, é possível verificar que o IDH boliviano, que correlaciona informações sobre expectativa de vida da população, nível de escolaridade e renda per capita, saiu de um valor de 0,608 no ano 2000 e atingiu 0,693 no ano de 2017, representando um aumento de 14% nesse período.

Já a Figura 4.3 mostra que a pobreza no país diminuiu consideravelmente no período entre 2000 e 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%.

Todavia, apesar dos avanços mostrados acima, a Bolívia continua sendo um dos países que apresenta os menores IDH's da América Latina. Dados da UNDP (2018) mostram que, no final de 2017, Colômbia, Peru e Equador apresentaram IDH's acima de 0,70. Porém, um crescimento de 14% nesse índice observado entre 2000 e 2017 e a drástica redução do percentual da população vivendo com menos de USD 3,20 por dia sugerem que a Bolívia passou do país mais desigual da América do Sul a uma posição média no continente.

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 bi, que permitiu ao governo, por exemplo, absorver os 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 o desenvolvimento social da Bolívia, ao longo do período 2007 a 2017, é um fenômeno complexo cuja análise completa extrapola as dimensões e escopo dessa dissertação.

No entanto, pode-se estimar o papel do Brasil e do GN na economia da Bolívia a partir dos números relacionados as exportações de GN para o Brasil. Em 2018, o PIB da Bolívia correspondeu a USD 40,3 bi, sendo, aproximadamente, USD 9,0 bi (22%) referente, exclusivamente, à atividade de exportação de gás natural (BANCO MUNDIAL, 2019).

A Figura 4.4 apresenta os principais produtos presentes da pauta de exportação da Bolívia, em 2018, e a participação relativa de cada um deles.

Figura 4. 4 - Produtos exportados pela Bolívia em 2018.

Fonte: elaboração própria a partir de IBCE (2019)

De acordo com a Figura 4.4, as vendas de GN ao mercado externo corresponderam a 33,1% de toda a pauta de exportação da Bolívia, isto é, a uma entrada de receitas no país de USD 2,92 bi em 2018. Em outras palavras, apenas a venda de GN para o mercado externo foi responsável por 7,0% do valor de todos os bens e serviços produzidos pela Bolívia em 2018.

Em relação ao destino das vendas de GN, a Bolívia exporta esse combustível para apenas dois países: Brasil, que absorveu cerca de 55% do volume vendido em 2018, 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 o seu maior mercado consumidor, a Figura 4.5 foi elaborada com o objetivo de mostrar o atual peso que a venda do gás ao Brasil tem na economia da Bolívia.

Figura 4. 5- Composição do PIB da Bolívia em 2018: Valor Bruto (USD bi) e percentual em relação ao PIB total.

Fonte: elaboração própria a partir de IBCE (2019) e Banco Mundial (2019).

É possível observar na Figura 4.5 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 para o desenvolvimento econômico dessa nação.

Portanto, 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.

Weintraub et al. (2008) afirmam que o GASBOL possibilitou o crescimento da exploração do gás na Bolívia com diversas descobertas realizadas à medida que a construção do duto avançava, fazendo com que a produção de gás na Bolívia dobrasse entre 1990 e 2002. Como consequência, o

cenário de abertura do comércio bilateral entre o Brasil e a Bolívia permitiu que a economia boliviana expandisse sua competitividade na atração de capital externo.

De acordo com dados do Instituto Boliviano de Comércio Exterior (IBCE, 2019) e do Ministério de Minas e Energia do Brasil (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 MMm³/dia para 25 MMm³/dia no mesmo período.

Assim, conforme mostrado na Figura 4.6, 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. Infelizmente, uma análise detalhada destas dimensões ultrapassa o escopo desta dissertação.

Figura 4. 6 - Evolução do valor monetário das exportações Bolivianas e da Exportação de GN para o Brasil.

Fonte: elaboração própria a partir de IBCE (2019) e MME (2019a).

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 favoráveis. Há de se lembrar também que fronteiras instáveis representam ameaças constantes à ordem e à segurança nacional.

4.2 POSSÍVEIS EFEITOS NA BOLÍVIA EM UM CENÁRIO DE NÃO RENOVAÇÃO DO CONTRATO DE FORNECIMENTO DO GÁS

Considerando que as exportações totais da Bolívia são responsáveis por uma fatia de 22% do PIB do país 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) descreve que a 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 da 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, incluído 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 a redução do nível de investimento privado, que pode levar à uma queda da capacidade de produção do país por um longo período de tempo. A desaceleração do investimento também pode reduzir a capacidade de inovação e desenvolvimento de novas tecnologias.

Alguns países vizinhos do Brasil e da Bolívia já tiveram experiências negativas de como a perda de receita provinda das exportações pode comprometer a economia do país. Aqui, vale citar os exemplos da Argentina e da Venezuela.

A Argentina está passando por uma crise fiscal desde o final de 2017. Gallas (2018) afirma que, além de motivos relacionados a uma gestão caracterizada pelo elevado gasto público do governo da ex-presidente Cristina Kirchner, o quadro do desajuste fiscal da Argentina foi agravado por uma forte seca que atingiu o país em 2018 e que causou uma queda de 30% da produção de grãos, afetando a arrecadação provinda da venda de grãos ao mercado externo.

Como consequências, a Argentina teve que recorrer ao Fundo Monetário Internacional em 2018 para negociar um empréstimo de emergência. Também em 2018, a inflação no país apresentou um crescimento de 20% em relação ao ano anterior, o dólar valorizou-se em relação ao peso argentino, o valor dos salários se estagnou e as reservas externas encontravam-se no menor nível em relação aos anos anteriores (GALLAS, 2018).

Em relação a 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, respondendo por 96% das exportações totais do país. Ou seja, a entrada de dinheiro na economia venezuelana é praticamente dependente exclusiva da exportação do 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 sofrer uma forte queda de suas receitas, e que foram fatores adicionais da crise econômica que tomou conta da nação após a morte do ex-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 a 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 trazidos consequências graves para o estado brasileiro. Cambricoli (2018) afirma que, na capital de Roraima, Boa Vista, a entrada de, aproximadamente, 40 mil venezuelanos entre 2017 e 2018 fez com que a população da cidade aumentasse em 10%.

Sem a garantia de obtenção de emprego em Boa Vista e incapacidade dos governos municipal e estadual em 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 desde de 2017. Segundo ainda Cambricoli (2018), como consequências diretas dessa onda migratória em Boa Vista, o município registrou um aumento do nível de degradação e 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 de produtos domésticos, bem como a presença de governos interventores e corruptos, são outros fatores que levaram a Venezuela à situação presente.

Mesmo a Bolívia já passou por experiências ruins no passado com a queda de suas exportações. No início do século XX, o metal estanho era o grande motor da econômica boliviana. Os preços do estanho chegaram no auge em 1927, levando, inclusive, a Bolívia a ter o maior PIB/per capita de sua história naquele ano. Porém, com a Grande Depressão de 1929, as vendas de estanho ao mercado externo despencaram, trazendo desemprego generalizado entre os mineiros e levando a Bolívia a uma profunda recessão econômica (WEINTRAUB et al., 2008).

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% de todos os produtos exportados pelo país. 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, futuramente, à novas questões humanitárias migratórias, dessa vez de bolivianos para o Brasil, em busca de empregos e de condições melhores de vida e, em especial, no estado do Mato Grosso do Sul, que detém a maior fronteira com o país vizinho.

4.3 OPORTUNIDADES DE AUMENTO E DE DIVERSIFICAÇÃO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS 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. Como será visto a seguir, apesar de algumas tentativas de cooperação entre os dois países no passado, foi apenas através do GASBOL que a cooperação, de fato, se materializou.

Em 1938, logo no início das descobertas de petróleo e gás na Bolívia e com o monopólio da YPF sob a exploração e produção, o Brasil assinou com o país andino um acordo de exploração conjunta de petróleo boliviano e de exportação do excedente para o Brasil. Apesar da criação da Comissão Mista Brasil-Bolívia para o desenvolvimento do tratado, o acordo não foi colocado em prática (CONDURU, 2001).

Ainda segundo Conduru (2001), o desenvolvimento da indústria boliviana de GN aconteceu posteriormente ao desenvolvimento da indústria petrolífera, cujo petróleo foi priorizado primeiramente como um produto de exportação. Contudo, o isolamento geográfico dos campos de petróleo, alinhado com os altos custos de exploração e produção, contribuíram para que gás natural, sob um novo regime orientado para o livre comércio e sob uma nova lei de hidrocarbonetos, assumisse a liderança como produto para novos acordos energéticos da Bolívia.

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 exportou, seguido pela Argentina (13%), Índia (8%) e Japão (7.5%), como mostrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Principais destinos das exportações da Bolívia em 2018.

Páís Destino	Exportações 2018 (USD MM)	Participação
Brasil	1.718	19,2%
Argentina	1.142	12,7%
Índia	723	8,1%
Japão	670	7,5%
Coréia do Sul	577	6,4%
Estados Unidos	504	5,6%
Colombia	471	5,3%
China	457	5,1%
Peru	365	4,1%
Outros	2.342	26%
Total	8.969	100%

Fonte: elaboração própria a partir de IBCE (2019).

Em relação aos produtos exportados para o Brasil, também em 2018, a Tabela 4.2 apresenta a participação dos principais itens. Pode-se observar que o GN é, indiscutivelmente, o principal produto boliviano vendido para o Brasil. Os demais itens da pauta de exportação tiveram uma participação bastante inferior sobre o valor total exportado naquele ano.

Tabela 4.2 - Participação dos produtos bolivianos exportados para o Brasil em 2018.

Produtos	Valor (USD MM)	Participação
Gás Natural	1.619,4	94,3%
Uréia	48,1	2,8%
Borato de Sódio	15,8	0,9%
Feijão	4,3	0,3%
Prata	4,1	0,2%
Sucata de alumínio	3,9	0,2%
Óxidos de antimônio	3,8	0,2%
Outros	18,6	1,1%
Total	1.718	100%

Fonte: elaboração própria a partir de IBCE (2019).

Pode-se afirmar, portanto, que, sem as transações bilaterais com GN, o Brasil encontrar-se-ia praticamente isolado do ponto de vista das importações em relação a um país vizinho com o qual mantém mais de 3.400 km de fronteira.

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 possuem relações comerciais. Como mostrado nas Tabelas 4.3 e 4.4, a Bolívia, em 2018, não se encontrava nem entre os 30 primeiros países que mais realizaram transações comerciais com o Brasil.

Tabela 4.3 - Ranking dos países destinos das exportações brasileiras em 2018.

Ranking	País	Valor (USD MM)	Participação
1º	China	63.930	26,7%
2º	Estados Unidos	28.697	12,0%
3º	Argentina	14.913	6,2%
4º	Países Baixos (Holanda)	13.060	5,5%
5º	Chile	6.393	2,7%
...	...	...	
...	...	...	
37º	Bolívia	1.453	0,6%

Fonte: elaboração própria a partir de MDIC (2019a).

Tabela 4.4 - Ranking dos países que mais exportaram produtos para o Brasil em 2018.

Ranking	País	Valor (USD MM)	Participação
1º	China	34.730	19,16%
2º	Estados Unidos	28.968	15,98%
3º	Argentina	11.051	6,10%
4º	Alemanha	10.557	5,83%
5º	Brasil	7.384	4,07%
...	...	...	
...	...	...	
27º	Bolívia	1.636	0,90%

Fonte: elaboração própria a partir de MDIC, 2019.

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 do Brasil para a Bolívia, os destaques são produtos manufaturados ou semimanufaturados, como lingotes de ferro, betume refinado, condutores elétricos, tratores, locomotivas, móveis de madeira, arroz, calçados e fungicidas.

Segundo dados do Ministério de Relações Exteriores do Brasil (Itamaraty, 2019), as exportações brasileiras para a Bolívia diminuíram 7% entre 2017 e 2018, saindo de USD 1,5 bi para USD 1,4 bi, aproximadamente. Já as importações provindas da Bolívia aumentaram de USD 1,3 bi em 2017 para USD 1,6 bi em 2018, representando um crescimento de 23%, o que levou ao Brasil ter um *déficit* de pouco mais de USD 200 milhões em 2018.

O saldo comercial brasileiro com a Bolívia apresenta-se algumas vezes superavitário 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 alavancam seus planos de crescimento e modernização industrial, principalmente nas 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. Essas oportunidades serão discutidas a seguir.

Moutinho dos Santos, Mazaferro e Oxilia (2004) citam algumas opções de investimentos que já foram consideradas por ambos governos em um passado recente. Tais entendimentos, apesar de ainda serem relacionados ao gás natural boliviano, teriam possibilitado, porém, um aumento das relações bilaterais entre Brasil e Bolívia, como, por exemplo:

i. Construção de uma planta química de tratamento do GN boliviano na fronteira Brasil/Bolívia. Este complexo visava extrair o etano do gás para a produção de etileno e polietileno, que seriam, então, transportados para a cidade de São Paulo, onde já existe um polo petroquímico consolidado; o polietileno também poderia ser transportado para o mercado asiático através do sistema hidroviário Paraguai/Paraná⁷.

ii. Implantação de um polo siderúrgico, também na fronteira entre os dois países, que aproveitaria as reservas de minérios de ferro localizadas na cidade de Corumbá (MS) e o gás da Bolívia para produzir aço e comercializá-lo ao sudeste brasileiro e ao mercado asiático.

⁷ Contudo, dada a composição do GN boliviano, frequentemente bastante seco e com elevados teores de metano, esta estratégia apenas esteve em pauta enquanto se previa cenários energéticos no Brasil que contemplassem expansões do GASBOL e do volume importado do GN boliviano. Com advento do Pré-sal, esses cenários foram descartados.

iii. Construção de uma usina de fertilizantes que absorveria o GN boliviano para a produção de amônia e ácido nítrico. Essa usina seria instalada na fronteira da Bolívia com o estado brasileiro do Mato Grosso, produzindo insumos para suprir duas ricas regiões de produção de grãos, isto é, a região de Santa Cruz de la Viera, na Bolívia, e o Centro-Oeste brasileiro, ambas fortemente dependentes de importação de fertilizantes e que, conjuntamente, poderiam representar um mercado promissor para o fertilizante a ser produzido em grande escala e com competitividade global.

Tais projetos, e tantos outros que podem envolver unidades fabris com poder de produzir bens de consumo com maior valor agregado (todos sujeitos a estudos de viabilidade), mostram que a relação comercial entre Brasil e Bolívia pode ir além da integração energética, convergindo também para uma promissora integração industrial, o qual impulsionaria o mercado regional de ambos os países.

Outra oportunidade, ainda mais ousada, mas que parece ser promissora para o aumento das relações comerciais entre os dois países, é a presença, na Bolívia, de, aproximadamente, 17% de toda a reserva de lítio do planeta. Sob o maior deserto de sal do mundo, chamado de *Salar de Uyuni*, estima-se haver uma reserva de 9,0 milhões de toneladas de lítio, metal utilizado em baterias de *smartphones*, carros elétricos e em outros equipamentos eletrônicos (DRAPER, 2019).

Segundo Draper (2019), o crescimento anual do consumo por lítio, entre 2013 e 2018, foi equivalente a 10% em todo o mundo, alcançando uma demanda anual de 40 mil toneladas em 2018. Essa demanda tende a crescer ainda mais à medida que se aumenta a produção de carros elétricos, impulsionada pelos limites cada vez rigorosos impostos às emissões de poluentes e de gases de efeito estufa dos carros tradicionais.

Segundo estudo da FGV Energia (FGV, 2019), a frota mundial de veículos elétricos e híbridos, em 2017, foi de 2 milhões de automóveis para passageiros. A previsão do estudo é de que, até 2020, a frota chegue a 13 milhões e, em 2030, a 140 milhões, alcançando 10% da frota mundial total de carros.

O mesmo estudo descreve, inclusive, alguns planos de investimentos no Brasil, como por exemplo: a montadora chinesa Zotye, que anunciou, em 2018, a construção de uma fábrica de carros híbridos no estado de Goiás; a Toyota Brasil, que deverá ampliar a sua unidade de produção de

híbridos no país; e a chinesa BYD, que já fabrica ônibus elétricos em Campinas (SP) e estuda a produção um modelo de carro sedã elétrico.

Embora a extração do lítio seja realizada em diversas partes do mundo, a Bolívia tem a vantagem de possuir um sexto das reservas conhecidas daquele metal. Dessa maneira, uma parceria poderia envolver a mineração do lítio na Bolívia, associado à investidores e detentores de tecnologia brasileira, os quais podem unir-se para explorar um mercado promissor global de baterias veiculares. Inclusive, pode ser uma oportunidade para a indústria automobilística para o Brasil participar ativamente da tendência mundial de expansão dos carros elétricos⁸.

Esses planos de investimentos podem indicar uma oportunidade de aumento da demanda de lítio e baterias para carros elétricos/híbridos no Brasil e, conseqüentemente, um projeto que parece ousado pode, efetivamente, elevar a um padrão mais sofisticado as relações comerciais entre a Bolívia e o Brasil. No Brasil, desde 2011 foram vendidos 5,9 mil carros elétricos e híbridos. Apenas em 2016, as vendas alcançaram 2.079 unidades⁹.

Além da integração energética e industrial, a cooperação fronteiriça e o combate a ilícitos transnacionais são também temas de parcerias que envolvem Brasil e Bolívia. Com 3.423 km de fronteira na divisa entre os dois países e contornando cinco estados brasileiros, a cooperação fronteiriça do Brasil com a Bolívia é uma pauta presente na agenda de debates de ambos os governos (ITAMARATY, 2019).

Por essa razão, visando tornar essa fronteira um espaço propício para a cooperação comercial, política, cultural e social, Brasil e Bolívia têm desenvolvido, nos últimos anos, importantes acordos e encontros para a cooperação mútua específicos para as zonas de fronteira, com foco no combate ao tráfico de ilícitos. Menciona-se, por exemplo, os "Comitês de Integração Fronteiriça", criados em 2011. Na divisa entre Brasil e Bolívia, os Comitês operam nas seguintes

⁸ Em escala regional, Brasil e Bolívia podem conceber uma cadeia de produção integrada, com baterias produzidas na Bolívia para alimentarem veículos elétricos brasileiros, visando conquistar um emergente mercado sul-americano para essas tecnologias e mesmo um foco exportador. O GN da Bolívia e do Pré-sal representam fontes energéticas seguras para um tão ousado plano de desenvolvimento regional.

⁹ São números marginais para um setor automobilístico que produz mais de 260 mil veículos/mês. Ademais, de acordo com a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, (ANFAVEA, 2019), a indústria automotiva brasileira tem perdido capacidade exportadora com expressiva redução em unidades de veículos vendidos (queda de 41% no primeiro trimestre de 2019). Dessa maneira, há de se buscar uma rápida inserção global nos nichos veiculares de maior expansão, isto é, híbridos e elétricos.

regiões de fronteira: Corumbá (MT) /Puerto Suárez, Brasileia-Epitaciolândia (AC) /Cobija, Cáceres (MT) /San Matías e Guajará-Mirim (RO) /Guayaramerín. (ITAMARATY, 2019).

Dentro da política de integração na fronteira brasileiro-boliviana, ambos os governos assinaram um acorno, no início da década de 2010, para construção de uma ponte sobre o rio Mamoré, entre as cidades de Guajará-Mirim, no Brasil, e Guayaramerín, na Bolívia.

Até a conclusão da construção dessa ponte, o transporte de passageiros e cargas entre as duas cidades tem sido efetuado por barqueiros dos dois países (RAUPP, 2018). Aqui se encontra, contudo, exemplo de construção de infraestrutura conjunta para valorização regional, mas que precisa ancorar-se em projetos binacionais de desenvolvimento suficientemente ousados e que busquem efetivas inserções na economia global.

Por fim, uma outra oportunidade de trocas comerciais entre o Brasil e a Bolívia pode estar relacionada à comutação de produtos por meio da chamada modalidade *Barter*.

De acordo com O'Sullivan e Sheffrin (2003), a modalidade *Barter*, geralmente aplicada no comércio bilateral, é definida como um sistema de transação comercial em que os participantes trocam bens ou serviços diretamente por outros bens ou serviços, sem usar, portanto, moeda como meio de troca, ou seja, a opção de acordos do tipo *Barter* pode ocorrer quando ambas as partes ofertam produtos e serviços demandados pela outra parte.

Segundo dados do *The Observatory of Economic Complexity* (OEC, 2019), a Bolívia importou, aproximadamente, USD 9,4 bi em mercadorias em 2017. A Tabela 4.5 apresenta os principais produtos importados pela Bolívia e os países de origem de tais produtos.

Tabela 4.5 - Importação boliviana em 2017: produtos, valores e origem.

Produto	Valor Importado (USD MM)	Participação/ Importação total	Origem do produto
Automóveis passeio	536	5,7%	Japão, Chile e Índia
Petróleo refinado	414	4,4%	Chile, Argentina e Peru
Caminhões transporte	404	4,3%	Chile, China e Tailândia
Ônibus	267	2,8%	Chile, China e Japão
Pesticidas	238	2,5%	China, Argentina e Uruguai
Caminhões fora-de-es	199	2,1%	Brasil e Peru
Lingotes de ferro	195	2,1%	Brasil, China e EUA
Alimentícios	141	1,5%	Brasil, Chile e EUA

Fonte: elaboração própria a partir de OEC (2019).

De acordo com a Tabela 4.5, dos 8 principais produtos importados pela Bolívia, o Brasil aparece como fornecedor em três deles: lingotes de ferro, caminhões do tipo fora de estrada e produtos alimentícios. Pode-se dizer que o Brasil não se mostra competitivo em uma nação vizinha na venda de produtos de alto valor que tem importância em relação ao total importado, como em automóveis, caminhões de transporte e petróleo refinado.

Ao se observar tais itens da pauta de importação da Bolívia, a modalidade de acordo *Barter* (ou permuta, em português) pode ser pensada como uma opção para se aumentar as relações comerciais entre o Brasil e a Bolívia, incluindo, nessa discussão, as decisões de manutenção do fornecimento de gás boliviano para o Brasil, sobretudo dentro de uma argumentação estratégica de se preservar o valor do gás boliviano no mercado brasileiro contra pressões bairristas já descritas em capítulos anteriores.

Gilbert (2017) afirma ainda que a modalidade *Barter* é interessante quando o poder da moeda de um dos países envolvidos é perdido por elevadas taxas de inflação ou quando o preço de determinada mercadoria trocada está sujeito a oscilações no mercado internacional, como é o caso do gás natural. No caso das relações bilaterais Brasil-Bolívia, sistemas de troca podem representar uma etapa menos radical e com menor conteúdo político em relação a qualquer iniciativa de integração mais ampla como a monetária.

O Brasil produz todos os cinco primeiros itens de maior valor agregado que a Bolívia importou, em 2017, de outros países, segundo a Tabela 4.5. Dessa maneira, a modalidade *Barter*

pode ser avaliada em um cenário no qual o apoio do Brasil, no longo prazo, à valorização do GN e do lítio boliviano será compensado pela maior participação bilateral nas trocas de petróleo refinado e ou veículos. O valor atual das exportações de gás boliviano ao Brasil, em 2017, correspondeu a, aproximadamente, USD 1,2 bi, sendo semelhante ao que a Bolívia gastou a com a compra de petróleo e veículos de passeio no mesmo ano.

4.4 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 levado nas discussões quanto a 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 consumido pelo Brasil foram tratadas entre os governos de ambos países. De qualquer forma, esse valor do preço deve ser comparado com outras alternativas de fornecimento de gás para o Brasil.

Segundo 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 é praticada em três principais modalidades que são descritas abaixo (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 (que 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 (IGPM); 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 estabelecida 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 a molécula e a outra referente ao transporte. A principal diferença em relação a TQC 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 a 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 ação foi chamada de Nova Política Modalidade Firma Renegociado.

A fim de se comprar o preço do GN vendido às distribuidoras pela Petrobras, a Figura 4.7 apresenta um histórico dos preços do gás praticados no Brasil entre 2012 até 2018, isento de tributos e encargos. A mesma Figura apresenta também o preço do óleo combustível para efeitos comparativos, uma vez que se trata do principal combustível concorrente ao gás no segmento industrial

Figura 4. 7 - Preço médio do gás natural Petrobras para as distribuidoras.

Fonte: MME (2019a).

A linha verde da Figura 4.7 corresponde aos preços do gás importado da Bolívia. Já as linhas de cores azul e vermelha são referentes aos preços da modalidade NPP, sendo que a linha vermelha representa os preços dessa modalidade com um desconto concedido pela Petrobras para algumas distribuídas de gás no Brasil. Finalmente, a linha roxa refere-se aos preços do óleo combustível tipo A1.

A modalidade NPP sem desconto tornava o gás nacional mais caro do que o produto importado da Bolívia e, também, menos atrativo em relação ao óleo combustível. Para responder a forte queda da atividade industrial iniciada a partir de 2010, os consumidores industriais tentaram resgatar a competitividade de suas atividades alterando suas fontes energéticas do GN para através para o óleo combustível e para a biomassa.

Ainda segundo a Figura 4.7, entre meados de 2012 até o final de 2018, o preço do gás boliviano é inferior ao preço do gás doméstico brasileiro da modalidade NPP sem desconto e superior a 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 na

modalidade NPP. Novamente, o gás importado boliviano reconquistou a competitividade em relação ao gás doméstico brasileiro. A maior diferença entre o gás nacional o gás boliviano no período de 2012 a 2018 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, em 2018, correspondeu a 5,35 USD /MMBtu na entrada do Brasil. Ao adicionar o custo de transporte do 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, uma diferença média de 0,45 a 1,53 USD /MMBtu em favor do gás da Bolívia.

Em valores mais atuais, a Tabela 4.6 apresenta o preço médio do GN praticado pela Petrobras para as distribuidoras locais referente ao mês de fevereiro/2019, último dado divulgado pelo MME (2019a) antes da finalização desta dissertação.

Tabela 4.6- Preço Médio Petrobras para Distribuidora em fevereiro de 2019¹⁰.

	Gás Importado			Nova Política Modalidade Firme			Nova Política Modalidade Firme Renegociado		
	Transporte	Molécula	Total	Transporte	Molécula	Total	Parcela Fixa	Parcela Variável	Total
Preço médio Brasil (USD/MMBTU)*	1,99	6,76	8,75	2,12	7,55	9,67	1,64	9,08	10,72

Fonte: elaboração própria a partir de MME (2019a)

¹⁰ - Médias regionais simples (não ponderadas por volume). Preços isentos de tributos e cargos

- 4 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 (BahiaGás, BR distribuidora-ES, Ceg, Ceg Rio, PBgás, Potigás, Sergás, Comgás, Gasmig, São Paulo Sul, Gasbrasil-no, Compagás, Msgás);

- 5 distribuidoras possuem contrato do tipo Gás Importado, referente ao gás boliviano (Msgás, Comgás, Compagás, Scgás e Sulgás)

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 apresentou um preço superior ao gás boliviano de USD 0,91 (10,5%) a USD 1,97 (22,5%), em relação a modalidade firme sem desconto e renegociada, respectivamente.

Apenas para efeito demonstrativo rápido, admitindo-se a esta última divulgação de preços, e considerando uma transação hipotética de aquisição de 20 MMm³/dia de gás doméstico, tal opção de compra representaria um custo anual adicional para o consumidor brasileiro de USD 240 MM a USD 513 MM em função da modalidade sem desconto e renegociada, respectivamente¹¹.

Para as indústrias brasileiras consumidoras de gás natural, como o setor de químicos e fertilizantes, o custo com o combustível pode representar até 30% de todo o custo operacional produtivo. 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 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 consumidos 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 parece ser ainda uma incógnita. A presença de altas concentrações de CO₂ e a necessidade da instalação e operação de plantas de separação dessa impureza, aliada a 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, conseqüentemente, refletir no preço de venda.

Weintraub et al. (2008) afirmam que os preços estimados para GN no mercado consumidor são determinantes para a viabilidade de novos projetos de exploração e transporte desse mesmo GN, o que faz com que muitos investidores tenham que negociar os preços com os consumidores e com os gestores dos gasodutos antes de se comprometerem com a produção. Verdade que o fato

¹¹ Poder Calorífico Superior do gás natural: 9.600 kcal/m³
1,0 kcal = 3,97 Btu
1,0 USD = R\$ 3,72 (MME, 2019)

do GN nacional ser basicamente associado a produção crescente de petróleo do Pré-sal torna o debate bastante específico e impõe uma dinâmica ainda mais complexa. De qualquer forma, o preço do gás no mercado final deverá ser satisfatório para todos aqueles que investirem tanto na produção quanto nas outras etapas ao longo da cadeia de valor do gás

Além disso, o GN dificilmente reinará sozinho 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 exaltou gás em detrimento de outras fontes estabelecidas.

Sobre o futuro desse contexto político interno, como será abordado mais adiante nessa dissertação, 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 e com característica desenvolvimentista não será prejudicial para se ancorar um novo ciclo de expansão da indústria do gás no Brasil.

Os projetos que serão envolvidos para que se aumente a produção interna brasileira através do Pré-sal irão demandar altos investimentos que, normalmente, estão sujeitos a estouros no orçamento e a atrasos nos cronogramas de implantação. Esses riscos de investimentos e de mercado podem resultar em vendas com prejuízos em um cenário no qual o GN for entregue nos períodos com preços baixos do gás, sobretudo se essa situação ocorrer antes do retorno dos investimentos.

4.5 MUDANÇAS REGULATÓRIAS DO GÁS E NO REGIME DE ACORDOS INTERNACIONAIS

4.5.1 Retomada da priorização das Relações Bilaterais

Além das várias questões já desenvolvidas nesse capítulo 4 e nos anteriores, alguns tópicos adicionais devem ser enfatizados para o melhor exercício de discussão sobre as perspectivas futuras das relações comerciais gasíferas entre Bolívia e Brasil.

A parceria comercial envolvendo o gás natural entre Bolívia e o Brasil caracteriza-se como uma relação bilateral, cuja principal característica é prover mutuamente benefícios financeiros, fiscais, políticos e sociais. Distingue-se conceitualmente dos acordos denominados de multilaterais, que são aqueles firmados com três ou mais países, como, por exemplo, o Nafta (*North American Free Trade Agreement*) na América do Norte, a União Europeia, e o Mercosul (Mercado Comum no Cone Sul), na América do Sul.

Desde a ruptura da crise financeira global de 2008, o multilateralismo tem perdido força e gerado reações negativas em diversas nações. Esse fato vem proporcionando uma tendência cada vez maior de se privilegiar acordos envolvendo apenas duas regiões nas relações internacionais nos dias de hoje.

Lopes e Carvalho (2010) afirmam que a construção de acordos bilaterais tem sido motivada a partir do momento em que os países percebem o tamanho do desafio intrínseco na relação envolvendo diversas nações, como, por exemplo, o lento avançar das negociações multilaterais e os frequentes impasses surgidos entre nações de 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.

Amorim (2015) e Baptista (2018) descrevem que o caminho das negociações multilaterais se revela um processo lento, caro e desgastante. Por outro lado, acordos bilaterais podem ser mais rápidos, com focos específicos e úteis para se aprofundar uma integração comercial de modo eficiente.

O foco no comércio bilateral é reiterado inclusive 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).

Em relação ao Brasil e o comércio internacional, dados do MDCl (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 e Egito e alguns 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 para se aumentar tais ganhos, os autores sugerem uma maior abertura comercial para o Brasil, redução de tarifas de importação, modernização do regime regulatório e qualificação da mão de obra como um todo.

Outras literaturas encontradas (OECD, 2018), (BANCO MUNDIAL, 2018) apontam ainda que os ganhos de uma maior integração internacional estão relacionados ao maior acesso a bens de capital e a insumos a preços mais competitivos e providos de modernas tecnologias. A maior abertura possibilita também às empresas participarem 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 de obra e dos bens e serviços ofertados.

Amorim (2015) afirma ainda que a abertura comercial de uma economia tem como consequência o uso mais eficiente de seus recursos devido ao processo competitivo e a estímulos gerados pela mudança nos preços relativos. Assim, dado o maior rendimento e produtividade dos seus fatores de produção, uma nação aberta ao comércio internacional poderá alcançar maior nível de consumo e, conseqüentemente, elevar o bem-estar de sua população.

Segundo Baptista (2018), o Brasil sempre favoreceu a relações pacíficas entre diversas nações, dada a sua diplomacia coerente e de qualidade. Em se tratando de relações comerciais, o autor exemplifica que a integração almejada do Mercosul parece ter perdido o rumo, gerando críticas de que o bloco está obsoleto. Porém, dada as vantagens apontadas pela abertura comercial com outras nações, o autor defende uma não-desconstrução do Mercosul, mas sim, uma reforma interna que possibilite acordos bilaterais em que todos os membros possam ser beneficiados.

O governo brasileiro do Presidente Jair Bolsonaro, com característica liberal e pró-mercado, vem estabelecendo para o Ministério das Relações Exteriores concentrar suas ações no reforço ao comércio exterior, adotando acordos específicos bilaterais com parceiros estratégicos (PLANALTO, 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 do país pela autossuficiência energética.

4.5.2 Novo Mercado de gás natural no Brasil e a Chamada Pública do GASBOL

Como visto no capítulo 3, a Petrobras detém o monopólio da produção e do transporte de 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.

Batizado de “Novo Mercado de Gás”, este processo de abertura é composto por uma série de ações para se 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 na indústria e um novo marco jurídico para apoiar 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 as 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 fase inicial de desenvolvimento, mostra, a priori, uma visão clara do governo brasileiro quanto a intensão de se aumentar a participação do gás na matriz energética brasileira. A entrada de novos agentes produtores e uma possível queda no preço do gás poderá ter consequências positivas para a economia nacional, como, por exemplo, a redução dos custos energéticos na atividade industrial.

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 s produtos importados. Segundo o MME (2019b), o Novo Mercado de Gás proporcionará um “choque de energia barata” na indústria brasileira, que poderá colaborar com crescimento de 8,5% do PIB do setor industrial.

No âmbito do GASBOL, o plano previsto para o rompimento do monopólio da Petrobras no setor de gás está incluso a alienação da participação da estatal brasileira na empresa TBG,

proprietário do gasoduto Bolívia-Brasil, e também a perda da exclusividade de contratação do gás boliviano. Esses pontos serão discutidos 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 MMm³/dia) até o ano de 2021 devido à presença de um volume compensatório, denominado de *make-up*. Essa quantidade existe em razão da retirada de gás em determinados períodos ter sido inferior àquela contratada pela cláusula *take-or-pay*, o que permite a prorrogação da vigência do contrato automaticamente até o final da retirada completa dos volumes remanescentes, que deve ocorrer no final de 2021. (EPE, 2018).

Atento a esses prazos e considerando uma solicitação conjunta das distribuidoras presentes nos cinco estados brasileiros atendidos, exclusivamente, pelo gás transportado pelo GASBOL (Compagas/PR, GásBrasilião/ SP, MSGás/MS, SCGás/ SC e Sulgás/ RS), a TBG lançou, em 2017, uma Chamada Pública para a contratação de uma capacidade de 18 MMm³/dia do GASBOL a partir de 2020. Através de um processo de concorrência, os vencedores dessa Chamada deverão assinar novos contratos de transporte de GN com a TBG (ANP, 2018).

Além disso, a própria YPFB passou a considerar a possibilidade de uma negociação direta com os consumidores atuais e com os novos clientes de gás no Brasil. O volume inicial considerado pela estatal boliviana equivale a uma quantidade excedente de, pelo menos, 4 MMm³/dia. quantidade 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 companhia Shell assinou um memorando de entendimentos com a YPFB para a aquisição de 4 MMm³/dia, até o final do ano de 2022, e 10 MMm³/dia após 2022. O interesse se materializa à medida em que a capacidade do GASBOL se torna disponível no contexto do final do SGA. Segundo a Shell, o objetivo desse acordo é ampliar sua posição como fornecedora de gás 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).

4.6 PONTOS DE ATENÇÃO PARA A RENOVAÇÃO DO GSA

A partir das discussões descritas no início deste capítulo e no anterior, não há dúvidas a respeito da importância do gás natural boliviano tanto para o desenvolvimento de um mercado de gás no Brasil, quanto para a melhora da economia boliviana, através do ganho de receitas com a exportação daquele combustível.

Porém, alguns pontos merecem ser observados com atenção pelos agentes públicos e privados interessados em uma renovação do GSA. Entre eles, enfatiza-se, principalmente, a atual divergência de ideologia política entre os governos brasileiro e boliviano.

O Presidente do Brasil, Jair Bolsonaro, desde a sua posse, no início de 2019, indicou em diversas vezes a preferência por parceiros comerciais que compartilham a sua visão de mundo e que adotam uma política externa não ideológica.

Não por acaso, os primeiros destinos das viagens oficiais realizadas por Jair Bolsonaro desde a sua posse foram o Chile, EUA e Israel, sendo o Chile governado por um empresário (Sebastian Piñera), os EUA com uma visão de política nacional alinhada com o governo brasileiro, e Israel, que, desde quando o Bolsonaro se tornou evangélico, tem tido o apoio de empresários da comunidade judaica. Essas primeiras visitas sugerem, portanto, que os países vizinhos, especialmente os pertencentes ao Mercosul, não parecem ser uma prioridade neste momento.

Por outro lado, a política do governo Evo Morales se caracteriza como sendo de esquerda, o que representa uma notória distância ideológica que separa o Brasil e Bolívia, principalmente depois de 2018. Independentemente da heterodoxia econômica adotada com sucesso na Bolívia, conforme mostrado no início deste capítulo, o Presidente boliviano Evo Morales sempre foi visto no espectro ideológico “bolivariano”, lançado e liderado pelo falecido Presidente Hugo Chaves, da Venezuela.

Fuser (2011) afirma que a adoção de medidas de nacionalização elaboradas pelo governo boliviano, a partir de 2006, gerou uma série de preocupações pelo lado brasileiro quanto a riscos de uma interrupção no fornecimento de gás natural para o Brasil.

Naquele ano, o Presidente Evo Morales, líder do Movimento Rumo ao Socialismo, assumiu o governo da Bolívia com uma proposta de nacionalização dos recursos energéticos internos, o que implicou em mudanças nos contratos com as petroleiras internacionais presentes no país para que o Estado boliviano pudesse auferir maiores rendas e obtiver maior controle das atividades petrolíferas na Bolívia.

Essa medida nacionalista, que virou decreto poucos meses depois que Evo assumiu a presidência, afetou todas as empresas multinacionais que atuavam naquele país, incluindo a Petrobras. Pelo decreto de nacionalização da produção de gás na Bolívia, a Petrobras foi obrigada a vender duas refinarias instaladas na Bolívia (Alberto e San Antonio) pelo valor de USD 112 MM. Esse valor, de acordo com o Hage (2008), foi bem inferior aos investimentos realizados pela empresa brasileira na Bolívia, estimados em mais de um bilhão de dólares. Segundo o mesmo autor, as consequências de tal atitude convergiram não somente em prejuízo econômico, mas também em desgaste político, o que comprometeu uma relação de longo prazo entre os dois países.

A intensão do Presidente Morales em tentar se reeleger em um quarto mandato consecutivo em outubro deste ano, mesmo sendo impedido de fazê-lo após referendo realizado em 2016, mostra a determinação do presidente de não deixar o poder. Mesmo que as ações nacionalistas tenham ocorridos há mais de 10 anos, a política de continuísmo de Evo Morales pode representar um risco não negligenciável tanto para os novos agentes que queiram ingressar no processo produtivo, quanto para os possíveis novos compradores e consumidores do gás boliviano.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

As relações políticas e comerciais entre Brasil e Bolívia são importantes 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. Porém, essa relação bilateral ganha contornos de importância estratégica quando se considera a extensa fronteira seca

entre os dois países (3.423 km - a maior fronteira do Brasil com um país), e os potenciais acordos que ainda podem ser explorados conjuntamente em áreas industriais e no combate a ilícitos internacionais.

Apesar de recentes rumores a respeito de que as reservas de GN na Bolívia poderiam ser insuficientes para atendimento simultâneo de sua crescente demanda doméstica e dos compromissos de venda externa, a mais recente certificação das reservas bolivianas, realizada pela empresa canadense *Sproule International* em 2018, revelou que o volume provado de GN da Bolívia, em 2018, corresponde a 301 bi m³. Esse valor corresponde a uma vida útil das reservas de aproximadamente 15 anos, considerando as demandas existentes (RAMOS, 2018).

Com o programa Novo Mercado de Gás, o governo brasileiro revela uma séria e inédita intensão para a abertura do mercado de gás no país. Indiscutivelmente, trata-se de uma ação positiva de ganhos de competitividade para os consumidores do energético.

Por outro lado, Moutinho dos Santos (2019) pondera que o objetivo do governo de reduzir o preço do GN em 40% nos próximos dois anos é complexo, principalmente pela ausência de infraestrutura, como já mencionado no capítulo 3. Os custos com transporte e distribuição correspondem a mais da metade do preço final do gás para o consumidor e essa malha logística ainda precisa ser construída para absorver um aumento da oferta que, inevitavelmente, irá exigir investimentos relevantes.

Na continuidade dessa dissertação, exercita-se um estudo de caso com o objetivo de se encontrar uma demanda adicional brasileira para o gás boliviano. Nesse sentido, o capítulo 5 apresenta um modelo quantitativo simplificado que procura identificar potenciais mercados para esse gás no estado de Mato Grosso (MT). Aproveitando-se a fronteira que o estado faz com a Bolívia e também a presença do gasoduto Lateral Cuiabá, o qual, como descrito no capítulo 3, conecta o país andino à capital do estado, Cuiabá. O estudo de caso busca quantificar o custo de substituição de outros energéticos, consumidos atualmente no estado, pelo gás boliviano.

Uma vez que o estado do MT não possui uma infraestrutura de transporte de gás, além do gasoduto Lateral Cuiabá (e mesmo sua malha de distribuição é praticamente ausente), o estudo de caso utiliza o transporte de GN via GNL (Gás Natural Liquefeito). Como será visto no capítulo 5, tal solução tecnológica é indicado para o transporte de longas. No presente estudo, escolheu-se a modalidade rodoviária para transporte do GNL.

5 ESTUDO DE CASO: UM POSSÍVEL MERCADO ADICIONAL PARA O GÁS BOLIVIANO NO ESTADO DO MATO GROSSO

Neste capítulo, o volume potencial de demanda de GN nos principais setores econômicos do estado do MT é calculado e, em seguida, utiliza-se um modelo de estimativa de custo por unidade energética de transporte de gás natural liquefeito (GNL), via modal rodoviário, para avaliar a competitividade desta forma de movimentação de GN no estado de MT. O objetivo é identificar potenciais novos mercados para o gás boliviano no Brasil.

Como metodologia de trabalho, o estudo de caso utiliza os métodos descritos por Gallo (2018) e Strapasson (2004) para estimativa de demanda potencial de GN no estado do MT e um modelo de estimativa de custo de transporte de GNL via rodoviário, proposto por Fraga (2018). Neste modelo, calcula-se o custo total por unidade energética de toda a cadeia de movimentação do GN, o qual é supostamente liquefeito em uma unidade de liquefação de pequena escala e transportado em caminhões na forma de GNL para cinco pontos de consumo localizados nas cinco mesorregiões que formam o estado do MT. Cada um desses pontos é admitido como concentrador das demandas energéticas estimadas para cada uma dessas cinco mesorregiões.

Ao final, este custo total é comparado com as despesas de utilização de outros energéticos consumidos no MT para se avaliar a competitividade do uso do gás importado boliviano nesse estado brasileiro.

Como será mostrado ao longo dos parágrafos que seguem, a escolha do estado do MT como foco do estudo de caso refere-se à existência do gasoduto internacional, Lateral-Cuiabá, já conectando a capital do estado com as fontes de suprimento de gás na Bolívia. Como visto no capítulo 3, a capacidade ociosa desse duto tem valor estratégico, pois permite viabilizar o suprimento de gás boliviano para a planta de GNL de pequena escala, a qual supostamente localizada em Cuiabá.

5.1 O ESTADO DO MATO GROSSO

O estado do Mato Grosso (MT) está localizado na região Centro-Oeste do país. Com uma área territorial equivalente a 903 mil km², o estado é o terceiro maior do Brasil, ocupando uma área que corresponde a 10,6% de todo o território nacional. Como comparativo, o tamanho do Mato Grosso é um pouco inferior à área da Bolívia, equivalente a 1.100 mil km² (IBGE, 2017).

Sem fronteira com qualquer oceano que permeia a América do Sul, assim como acontece na Bolívia, o estado do MT faz divisa, à oeste, com o estado brasileiro de Rondônia e com a Bolívia; ao norte, com os estados do Pará e Amazonas; com Tocantins e Goiás à leste e, ao sul, com o estado do Mato Grosso do Sul. A Figura 5.1 apresenta o mapa da América do Sul com destaque para a localização do estado do MT.

Figura 5. 1- Localização do estado do Mato Grosso.

Fonte: Googlemaps (2019)

Verifica-se que, do ponto de vista geopolítico, o estado do MT e a Bolívia compartilham da mesma dificuldade de ausência de mar para escoar sua produção interna (principalmente agrícola) e para receber os requeridos insumos importados, inclusive energéticos. Um projeto de

revitalização do gasoduto Lateral-Cuiabá tem, portanto, valor estratégico rumo a construção de uma integração energética e econômica centro-continental.

De acordo com o último censo oficial realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2010), o Mato Grosso possui uma população equivalente a 3,03 milhões de pessoas, colocando o estado na 19ª posição do Brasil em número de habitantes, com 1,6% da população total nacional. A relação entre o tamanho do estado e o número de habitantes torna o Mato Grosso um dos menores estados no que diz respeito a densidade demográfica, com 3,34 habitantes por km².

Em relação à economia, os resultados apurados pela Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária (IMEA, 2018) demonstraram que o PIB do estado do MT apresentou uma taxa média de crescimento anual de 11,2% entre os anos 2016 e 2017, alcançando um valor bruto de, proximamente, R\$ 108 bi e um PIB per capita de R\$ 36 mil, valor este bem próximo ao equivalente no Brasil (R\$ 32 mil per capita).

Apesar do PIB Mato-Grossense corresponder a apenas 1,6% do PIB do Brasil em 2017, a taxa de crescimento no país como um todo, no biênio 2016-2017, foi equivalente a 1,0%, valor bastante inferior ao crescimento observado no estado do MT.

O IMEA (2018) afirma ainda que o setor agropecuário representa o principal motor da economia Mato-Grossense, sendo ele responsável por, aproximadamente, 51% do PIB do estado. Conhecido como o celeiro no Brasil, o estado do MT é o maior produtor nacional de soja em grãos, com 28,6% da produção brasileira, e também o maior produtor de milho, responsável por 25% de toda a produção nacional¹².

O setor pecuário também representa um importante papel na economia do Mato Grosso. Segundo Silva (2016), o rebanho bovino do estado, com aproximadamente 29 milhões de cabeças, é o maior do Brasil, representando 14% do total no país. Em relação a produção suína, os municípios Mato-Grossenses também estão entre os maiores produtores, responsáveis por 25% do rebanho no Brasil. A autora destaca ainda que fatores como o surgimento de frigoríficos, próximos

¹² De acordo com Silva (2016), dos vinte municípios brasileiros que mais produziram soja em 2015, quatorze são mato-grossenses. Além da soja e milho, outras culturas em que MT lidera a produção no Brasil são o algodão herbáceo e o girassol, produtos os quais o estado é responsável atualmente por 60% e 75% da produção nacional, respectivamente.

às regiões produtoras, e a abertura de mercados externos exportadores foram responsáveis pelo crescimento recente do número de rebanhos bovinos no estado.

Já em relação à indústria, os principais seguimentos presentes no estado são a fabricação de produtos alimentícios, principalmente processamento de carne bovina e a produção de óleo de soja e derivados. Destaca-se também a produção de álcool etílico, fabricação de produtos de madeira, e produção de seguimento de bebidas. (MATSUBARA, 2016).

5.1.1 Divisão Socioeconômica do estado do MT

Fundamentado nas características socioeconômicas e geográficas do estado, o Mato Grosso é dividido em cinco mesorregiões. A Figura 5.2 mostra o mapa do estado, com destaque para essas cinco áreas distintas. Uma breve descrição das principais características sócio econômicas dessas cinco mesorregiões é descrita na Tabela 5.1

Figura 5. 2- Mapa do estado do Mato Grosso dividido por mesorregião.

Fonte: NIEP (2017).

Tabela 5.1- Características das Mesorregiões do estado do MT.

Mesorregião	População (mil)	Nº de municípios	Principais características
Norte	1.100	55	<ul style="list-style-type: none"> - Maior território em área e mais importante polo econômico do estado (responsável por 36% do PIB do MT); - Maior produtora de grãos do estado (dos dez maiores municípios produtores de soja do Brasil, os quatro primeiros estão localizados nessa mesorregião, sendo eles: Sorriso, Sapezal, Campo Novo do Parecis e Nova Mutum; - Principais grupos agroindustriais presentes: Amaggi e Scheffer.
Centro-sul	1.000	17	<ul style="list-style-type: none"> - Abriga as duas maiores cidades do estado: Cuiabá (capital) e Várzea Grande; - Principais grupos agroindustriais presentes: indústrias de bebidas Coca Cola e AmBev, indústria cimenteira Votorantim e o grupo alimentício BRF
Sudeste	490	22	<ul style="list-style-type: none"> - Economia se destaca tanto pela importância agropecuária quanto pela industrial, com destaque para o polo agroindustrial de Rondonópolis, que possui, inclusive, um dos três terminais ferroviários do estado - Principais grupos agroindustriais presentes: multinacional alimentícia Bunge, cervejaria Petrópolis e o grupo agroindustrial Amaggi
Sudoeste	306	22	<ul style="list-style-type: none"> - Economia predominante baseada na pecuária extensiva de corte e leiteira, agricultura e mineração; - Destaque na extração de ouro e diamantes do Brasil (87% da produção nacional ocorre no MT, ocorrendo majoritariamente nessa região do estado); - Principais grupos empresariais presentes: frigorífico JBS, grupo agrícola Marfrig e a mineradora Apoema.
Nordeste	275	25	<ul style="list-style-type: none"> - É considerada a mesorregião com maior carência em infraestrutura socioeconômica; - Municípios distribuídos de maneira isolada. - Principais atividades econômicas da região são os setores de processamento de carne bovina e suína com destaque para a presença do grupo frigorífico JBS.

Fontes: Silva (2016), IBGE (2018) e DNPM (2007)

5.1.2 O Consumo Energético do estado do Mato Grosso

O consumo de energia primária total do estado do MT é equivalente a 5,0 MMtep, correspondendo a cerca de 2% do consumo total de energia primária no Brasil (EPE, 2019a).

A Figura 5.3 apresenta as principais fontes energéticas consumidas atualmente no estado do MT.

Figura 5. 3- Consumo final de energia por fonte em MT em 2016.

Fonte: elaboração própria a partir de NIEPE (2017)

Como pode ser observado na Figura acima, os combustíveis derivados de petróleo são responsáveis por 57% de todos os energéticos consumidos em MT, sendo o óleo diesel o principal combustível deste grupo, com 76% do consumo total de derivados de petróleo. Os demais 24% são compostos por óleo combustível, querosene de aviação, GLP, gasolina e coque de petróleo (NIEPE, 2017).

Entre os derivados da biomassa, que correspondem à segunda fonte energética mais consumida, os destaques são os produtos da cana-de-açúcar (responsáveis por 75% de toda a biomassa consumida no estado do MT), lenha e o carvão vegetal (ambos responsáveis por 17% de toda a biomassa consumida). Os 8% restantes são constituídos pelo biodiesel adicionado ao diesel, resíduos de madeira, casca de arroz e moinha de carvão.

Já o gás natural teve uma participação mínima na demanda total do estado em 2016, com apenas 0,05% de todo o consumo energético do MT. A totalidade do GN consumido no Mato Grosso foi importado da Bolívia através do gasoduto Lateral-Cuiabá e atendeu fundamentalmente os setores industrial, transporte e geração de energia elétrica.

A expansão dessa participação do GN no consumo energético do estado do MT pode ser entendida como uma oportunidade para diversificar a matriz de consumo e aprimorar a segurança energética do estado, bem como um motivador para a atração de investimentos para expansão da indústria do gás na região.

Já a oferta interna de energia, o estado do MT se destaca pela produção de energia a partir de fontes renováveis, principalmente derivados da cana de açúcar, biodiesel e de usinas hidroelétricas. Porém, de acordo com os últimos dados do Balanço Energético do estado de MT, (NIEPE, 2017), a produção atual de energia renovável não acompanha a demanda energética do estado do MT, e essa diferença é complementada pela importação de derivados de petróleo, o qual o estado importa 100% do volume para seu consumo, utilizado intensivamente nos setores agropecuário e de transporte.

Em relação aos usos finais de energia, a Figura 5.4 mostra que o setor de transporte é o maior consumidor energético do Mato Grosso, correspondendo a 48% da demanda total. Isso demonstra os desafios logísticos associados a uma nova fronteira econômica, marcado por grandes distancias, população e atividade econômica muito dispersas.

Em seguida, os setores agropecuários e industrial aparecem como o segundo e o terceiro maior consumidor do estado. Os três setores juntos correspondem a 76% de todo o consumo energético no MT.

Figura 5. 4- Consumo final de energia no MT por setor.

Fonte: elaboração própria a partir de NIEPE (2017).

Como visto anteriormente, a participação do GN no consumo energético final do estado do MT equivale a menos de 1% em relação a demanda total do estado e o Gasoduto Lateral Cuiabá é o único meio de transporte de GN para o estado de MT. Por conseguinte, para haver uma expansão do uso de GN em todo o estado do MT, é fundamental o planejamento e a implantação de malhas logísticas que possibilitem o acesso do gás aos consumidores finais¹³. (FRAGA, 2018).

Neste sentido, o Plano Decenal de Expansão da Malha de Dutos de Transporte de Gás Natural, PEMAT, que prevê a expansão de apenas 11 km de novos dutos de transporte até o ano de 2022 para todo o Brasil, e sem considerar nenhuma expansão para o estado do MT demonstra o tamanho do desejo de se construir um sistema de transporte e distribuição de GN via gasodutos em um território tão grande e com atividade econômica tão dispersa. É importante, portanto, buscar outras estratégias de transporte de gás para o MT (EPE; MME, 2014), (CROSO, 2015).

Como descrito no capítulo 3, a ausência de um contrato firme de fornecimento de gás para a UTE Cuiabá inviabiliza a operação do gasoduto Lateral-Cuiabá, comprometendo, inclusive, a entrega e a distribuição de gás nos postos de gasolinas e nas indústrias conectadas ao *city-gate* de Cuiabá, que dependem diretamente do gasoduto para receber o combustível.

¹³ É necessário que o gasoduto Lateral-Cuiabá volte a ficar operacional. Além disso, a partir do ponto de recepção do gás boliviano na cidade de Cuiabá, é fundamental o planejamento e a implantação de malhas logísticas que possibilitem o acesso de novos consumidores finais ao gás boliviano.

De acordo com Favalessa (2018), o único consumidor existente no estado do MT, cuja demanda viabiliza a operação do gasoduto Lateral Cuiabá, é a UTE Cuiabá, que apresenta um consumo diário de até 2,2 MMm³ de GN, em caso de despacho pleno. Segundo o autor, sem uma demanda desse porte, o gasoduto deixa de ser viável economicamente.

A distribuição do pouco gás consumido no Mato Grosso, além da UTE Cuiabá, é realizada pela concessionária MT-Gás que, apesar de possuir um contrato de fornecimento com a YPFB e com a GOM, não consegue receber o gás pelo gasoduto Lateral Cuiabá devido ao volume insuficiente para cobrir os custos de operação/manutenção da GOM, obrigando a MT-Gás a buscar outras soluções de transporte (FARIAS, 2017).

O transporte de gás pelo gasoduto Lateral-Cuiabá encontra-se, em 2019, paralisado e os responsáveis por sua operação buscam alternativas de demanda para que o transporte do gás boliviano por esse importante ramal seja retomado. Como opção estratégica, vislumbram-se alternativas que possam ser implementadas sem a dependência do retorno da operação da UTE Cuiabá.

Neste trabalho, explora-se uma solução tecnológica alternativa que conta igualmente com a disponibilidade do gasoduto Lateral-Cuiabá e parece mais apropriada para as características de oferta e demanda energética do estado do MT. O presente estudo de caso avalia um potencial mercado disponível nas cinco mesorregiões do estado do Mato Grosso. E dada a ausência de gasodutos para o transporte e distribuição do GN nas demais regiões do estado, além de Cuiabá, o estudo considera a liquefação do GN boliviano na capital do MT e seu transporte para as demais regiões via caminhão através do GNL.

5.2 O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL VIA GNL

O gás natural liquefeito (GNL) é definido como o gás natural presente no estado líquido. Para ser liquefeito, o GN é resfriado a uma temperatura de 163° Celsius negativo, de maneira que o volume do GN, comparado com aquele em condições normais de pressão e temperatura, é reduzido em, aproximadamente, 600 vezes. Essa redução no volume e compactação de armazenamento, mantendo-se a mesma densidade energética do GN, permite que o transporte do

gás natural, via GNL, seja vantajoso quando se envolve longas distâncias entre o produtor e o consumidor e quando há ausências de gasodutos disponíveis para o transporte de GN. De acordo com Bittante, Pettersson e Saxen (2018), o transporte de GNL pode ser realizado através de navios, barcaças, trens e caminhões.

Acompanhando a tendência de crescimento da indústria do GN em todo o planeta como um energético menos poluente em relação a outros combustíveis fósseis, o GNL também tem ganhado importante espaço, ajudando diferentes regiões do globo a terem acesso ao GN e auxiliando na integração, cada vez maior, da indústria do gás (BP, 2018). Segundo Da Silva et al. (2017), o abastecimento do mercado mundial por GNL tem apresentado taxas médias de crescimento anuais de 7% desde 2000. O mesmo autor prevê taxas de crescimento futuro ainda maiores, de 7.8% ao ano.

Em 2017, 393 bi de m³ de GNL foram comercializados em todo o mundo, sendo o Catar o maior exportador, responsável por 26% do fornecimento do combustível no mercado internacional. Austrália e Malásia aparecem como segundo e terceiro maior exportador. Já pelo lado da demanda, Japão, China e Coreia do Sul estão entre os três maiores importadores de GNL. Apenas o continente asiático foi responsável por receber 72% do GNL produzido naquele ano (BP, 2018).

Apesar do volume de GNL comercializado, em 2017, ser bastante inferior ao volume comercializado via gasodutos (740 bilhões de m³) no mesmo ano, espera-se que a quantidade de gás natural comercializado através de GNL supere o volume comercializado por gasodutos antes de 2035 (DA SILVA et al., 2017a).

Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017) e Moutinho dos Santos (2002) descrevem os principais usos finais do GNL como; o abastecimento de caminhões convencionais, de caminhões utilizados na atividade de mineração e de navios e locomotivas; geração de eletricidade em usinas termelétricas e consumo industrial em regiões desconectadas da malha de gasodutos.

O GNL produzido em pequena escala (*Small Scale Liquefied Natural Gas* - SSLNG) é caracterizado de acordo com a capacidade de produção das plantas de liquefação e regaseificação.

Para ser considerado como SSLNG, essa capacidade corresponde ao intervalo entre 0,1 MTPA até 1 MTPA, o que corresponde a 0,32 a 3,3 MMm³/dia (IGU, 2012)¹⁴.

Para chegar até o ponto de consumo, a cadeia logística integrada do GNL (e considerada nesse estudo de caso) é constituída pelas etapas de liquefação, transporte, armazenagem e regaseificação. A Figura 5.5 ilustra essa cadeia e, em seguida, são apresentadas as principais características de cada etapa.

Figura 5. 5 - Cadeia de Valor de GNL

Fonte: elaboração própria a partir de Fraga (2018)

5.2.1 Liquefação

O processo de liquefação consiste em remover o calor do GN para diminuir sua temperatura por meio de ciclos de refrigeração em trocadores de calor. O GN passa então do estado gasoso para o estado líquido em compressores que adicionam trabalho ao sistema e a energia térmica extraída é rejeitada para o ambiente (ar ou água). Atualmente, há diversos tipos de tecnologias que são empregados no processo de liquefação.

Segundo relatório da *Internacional Gas Union* (IGU, 2015), encontram-se em operação 43 plantas de liquefação de pequena escala em todo o mundo, com capacidade para liquefazer 10,1 MTPA (33 MMm³/dia), sendo que a maioria delas está concentrada na China. Fraga (2018) afirma que a produção de todas as plantas de liquefação de pequena escala no mundo corresponde a,

¹⁴ No mundo do GNL, a unidade dominante é o MTPA, milhões de toneladas por ano, que corresponde a 3,3 MMm³/dia de gás em condições normais de pressão e temperatura.

O conceito de valorização de campos de produção de gás em condições desfavoráveis no que tange ao acesso aos mercados, através da liquefação em pequena escala (SSLNG) e transporte/distribuição do GNL via modal rodoviário (ou outro que não seja gasoduto), e utilização posterior para geração elétrica, é conhecido como RESERVOIR -TO- WIRE. No Brasil, uma primeira implementação desse conceito ocorrerá pela empresa ENEVA no Amazonas/Roraima (ENEVA, 2019). Infelizmente, nessa dissertação, não houve tempo para descrever e explorar essa situação.

aproximadamente, 7,0% de todas as plantas de liquefação (pequena e grandes escala) em operação no mundo. Biscardini, Schmill e Maestro (2017) projetam que a capacidade instalada de plantas de liquefação de pequena escala cresça para 90 MTPA até o ano de 2030.

A produção de GNL no Brasil é limitada a uma única planta, localizada no município de Paulínia, no estado de São Paulo, cuja gestão é pertencente as empresas White Martins e Petrobras. Denominada de GasLocal, a planta tem capacidade nominal para produzir 440 mil m³/dia de GNL e sua distribuição é realizada através de caminhões, abastecendo clientes industriais da região não conectadas às malhas de gasodutos.

5.2.2 O transporte de GNL via caminhão

Para manter a sua temperatura em -163° Celsius durante o transporte, o GNL é geralmente transportado em dois tipos de tanques, denominados de convencional e container. A principal diferença entre eles é referente a capacidade de volume a ser transportado (20 m³ a 60 m³ no primeiro tipo e 32 m³ no segundo tipo). Nos tanques tipo container, é possível o transporte e a interligação com diferentes tipos de modais, como o ferroviário, naval e rodoviário. (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

As Figuras 5.6 e 5.7 e apresentam a ilustração desses dois tipos de tanques.

Figura 5. 6 - Tanque criogênico convencional.

Fonte: AtendeServe (2016).

Figura 5. 7- Tanque criogênico tipo container

Fonte: Hondings (2018)

De acordo com Alves, Domingues e Carvalho (2005), a interligação de diferentes meios de transporte é vantajosa quando há casos em que o transporte de GNL entre uma planta de liquefação e o usuário final só pode ser alcançado via caminhão e/ou ferrovia, e/ou hidrovia, por exemplo. Também é possível conceber o transporte naval/costeiro de cabotagem a partir de um terminal de GNL até diferentes portos que dão acesso a consumidores ou vias de consumo. Em outras palavras, a escolha entre o tanque convencional e container depende das limitações logísticas de circulação de GNL de cada projeto e de cada localidade.

5.2.3 Armazenamento do GNL

Para o armazenamento do GNL, antes do processo de regaseificação, dados da IGU (2015) descrevem os dois tipos de tanques, classificados quanto ao regime da pressão de trabalho: tanque pressurizado ou a pressão atmosférica. A principal diferença entre eles está relacionada ao nível de segurança, e, conseqüentemente, a variações de custos que podem variar em 20%.

Os volumes típicos de armazenamos podem variar entre 500 m³ e 3.000 m³ e, além da diferença do volume armazenado, tanto os tanques pressurizados quanto a pressão atmosférica apresentam ainda algumas diferenças quanto à forma, níveis de segurança, perdas e custos de investimentos (IGU, 2015).

As Figuras 5.8 e 5.9 mostram tanques de armazenamento do tipo pressurizado e a pressão atmosférica, respectivamente.

Figura 5. 8- Tanque de armazenamento pressurizado.

Fonte: IGU (2015)

Figura 5. 9- Tanque de armazenamento a pressão atmosférica.

Fonte: Fraga (2018)

5.2.4 Regaseificação do GNL

Na operação de regaseificação, o GNL é convertido para o estado gasoso em equipamentos denominados evaporadores. Mokhatab (2013) descreve 4 tipos de evaporadores em plantas de regaseificação de GNL: *Open Rack Vaporizer (ORV)*; *Submerged Combustion Vaporizer (SCV)*; *Shell and Tube Vaporizer (STB)*; e *Ambient Air Vaporizer (AAV)*. A variação decorre principalmente da tecnologia empregada, capacidade de produção e custos de manutenção.

Apesar da variação, o princípio operacional dos evaporadores é o mesmo: a troca de calor entre o GNL e um determinado fluido a uma temperatura superior, para que o GN, no estado líquido, possa receber o calor daquele fluido. Com o aquecimento, o GN expande e volta ao seu estado gasoso. As Figuras 5.10 a 5.13 apresentam os quatro modelos de vaporizador que são os mais utilizados em plantas de regaseificação de GNL no mundo.

Figura 5. 10– Vaporizador tipo *Open Rack*.

Fonte: Simões et al. (2008)

Figura 5. 11– Vaporizador tipo *Submerged Combustion*

Fonte: Simões et al. (2008)

Figura 5. 12– Vaporizador tipo *Shell and Tube*

Fonte: Simões et al. (2008)

Figura 5. 13– Vaporizador tipo *Ambient Air*

Fonte: Simões et al. (2008)

5.3 METODOLOGIA DE ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO

Com o objetivo de avaliar a existência de um potencial mercado consumidor para o GN boliviano no estado do Mato Grosso e estudar o grau de competitividade em substituição aos energéticos atualmente consumidos no MT, o presente estudo de caso utiliza um modelo de estimativa de custos, desenvolvido por Fraga (2018), que quantifica, na unidade USD/MMBtu, todo o custo logístico envolvido no transporte de GN, via GNL, através de caminhões.

Os custos obtidos para a cadeia de suprimento de GNL foram comparados com os custos do óleo combustível, óleo diesel e eletricidade, consumidos nos setores agropecuário, industrial e de transporte no estado de MT em 2018. Os energéticos e as atividades econômicas foram selecionadas baseado na relevância desses setores e dos tipos de combustíveis mostrados no Balanço Energético do estado do MT.

A Figura 5.14 representa as sete (7) etapas que compõem a metodologia quantitativa do estudo de caso. A descrição de cada uma delas é detalhada em seguida, por ordem de acordo com a mesma apresentada na Figura 5.14.

Figura 5. 14- Fluxo de atividades do estudo de caso

Fonte: elaboração própria a partir de Fraga (2018).

5.3.1 Coleta de dados primários

A primeira etapa do estudo de caso consistiu em coletar os dados do consumo energético dos setores agropecuário, industrial e de transporte das cinco mesorregiões do MT, obtidos a partir de NIPE (2017). Para tais setores, foram explorados os consumos de óleo combustível, óleo diesel e eletricidade.

As Tabelas 5.2 a 5.4 mostram os dados do consumo energético de MT para cada tipo de combustível analisado, em cada uma das cinco mesorregiões e uma comparação percentual com o consumo total de energia no MT.

Tabela 5.2 - Consumo de óleo diesel das cinco mesorregiões do MT para os setores agropecuário, industrial e de transporte.

	TOTAL MT	NORTE	%/ total MT	CENTRO-SUL	%/ total MT	SUDESTE	%/ total MT	SUDOESTE	%/ total MT	NORDESTE	%/ total MT
Óleo Diesel / '000 m ³											
AGROPECUÁRIO	726,1	384,8	53,0%	36,0	5,0%	134,5	18,5%	50,8	7,0%	120,0	16,5%
TRANSPORTE	1.872,8	570,0	30,4%	481,8	25,7%	559,2	29,9%	113,7	6,1%	148,1	7,9%
INDUSTRIAL	60,1	19,9	33,1%	20,3	33,8%	6,6	11,0%	12,8	21,3%	0,5	0,8%
TOTAL	2.659,0	974,7	36,7%	538,1	20,2%	700,3	26,3%	177,3	6,7%	268,6	10,1%

Fonte: elaboração própria a partir de NIEPE (2017)

Tabela 5.3- Consumo de óleo combustível das cinco mesorregiões do MT para os setores agropecuário e industrial.

	TOTAL MT	NORTE	%/ total MT	CENTRO- SUL	%/ total MT	SUDESTE	%/ total MT	SUDOESTE	%/ total MT	NORDESTE	%/ total MT
Óleo Combust./'000 m ³											
AGROPECUÁRIO	1,4	1,1	78,6%	0,0	0,0%	0,3	21,4%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
INDUSTRIAL	1,7	0,0	0,0%	1,7	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
TOTAL	3,1	1,1	35,5%	1,7	54,8%	0,3	9,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0%

Fonte: elaboração própria a partir de NIEPE (2017).

Tabela 5.4- Consumo de eletricidade das cinco mesorregiões do MT para os setores agropecuário e industrial.

	TOTAL MT	NORTE	%/ total MT	CENTRO- SUL	%/ total MT	SUDESTE	%/ total MT	SUDOESTE	%/ total MT	NORDESTE	%/ total MT
Eletricidade/ GWh											
AGROPECUÁRIO	937,6	462,8	49,4%	73,0	7,8%	227,4	24,3%	89,5	9,5%	84,9	9,1%
INDUSTRIAL	2.377,5	748,8	31,5%	545,1	22,9%	616,3	25,9%	365,0	15,4%	102,3	4,3%
TOTAL	3.315,1	1.211,6	36,5%	618,1	18,6%	843,7	25,5%	454,5	13,7%	187,2	5,6%

Fonte: elaboração própria a partir de NIEPE (2017)

Verifica-se que a mesorregião Norte é a maior consumidora de óleo diesel e de eletricidade, nas atividades econômicas apontadas. No setor agropecuário, a região demanda 53% de todo o óleo diesel, 78% do óleo combustível e, aproximadamente, 50% de toda a energia elétrica que é consumido em todo o estado para aquele setor. O fato dessa mesorregião ser a maior produtora de grãos do estado explica o elevado consumo energético no setor agropecuário.

A mesorregião Centro-Sul é responsável pelo consumo de 100% do óleo combustível e 34% do óleo diesel em relação as demais regiões do estado do MT que são demandados no setor industrial. Como citado anteriormente, essa mesorregião se destaca entre as demais áreas do estado do MT pela presença de indústrias diversas.

A mesorregião Sudeste apresenta um consumo energético bem distribuído no consumo de óleo diesel e eletricidade nos setores econômicos avaliados. O consumo de óleo combustível é praticamente inexistente nessa mesorregião e o destaque maior se refere ao óleo diesel utilizado no setor de transporte, o qual a região é responsável por 30% de todo o consumo do estado naquele setor.

Já a mesorregião do Sudoeste, que se destaca pela atividade mineral, o consumo energético é maior no setor industrial, no qual essa mesorregião é responsável por demandar 20% do todo o

óleo diesel do estado do MT utilizado para a indústria. O consumo de óleo combustível nos setores agropecuários e industrial é inexistente.

Finalmente, por ser a área mais carente socioeconomicamente, a mesorregião Nordeste é a aquela que apresenta o menor consumo energético do estado do MT.

Na segunda etapa da coleta dos dados, realizou-se uma pesquisa de mercado nas cinco (5) mesorregiões para compreender em quais cidades estão localizados os principais polos agropecuários e industriais consumidores de óleo combustível, diesel e eletricidade. Essa informação serviu de referência para a escolha de um centroide em cada uma das 5 mesorregiões, que pudesse representar um ponto de consumo centralizado dos energéticos analisados. A Figura 5.15 representa uma ilustração das localidades onde foram identificados os polos agropecuários e industriais do MT.

Figura 5. 15- Localização das principais cidades mato-grossenses contendo polos agropecuários e industriais.

Fonte: elaboração própria a partir de *Googlemaps* (2019).

Por fim, realizou-se a coleta dos custos médios praticados no estado do MT referentes ao óleo combustível, óleo diesel e energia elétrica, para os setores econômicos estudados.

Em relação aos custos referentes ao óleo combustível e ao óleo diesel, o MME (2018) indica os valores médios praticados no Brasil correspondentes a R\$ 286/tep e R\$ 368/tep, respectivamente¹⁵. Utilizando-se os fatores de conversão para o gás natural (NAVAL, 2009) e de conversões de câmbio, segundo MME (2018), os preços finais para o óleo combustível e para o óleo diesel correspondem a 13,11 USD /MMBtu e 27,93 USD /MMBtu.

Os dados de custos da eletricidade aplicados para a agricultura e indústria foram obtidos a partir de dados da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, (FIRJAN, 2017), e também transformados em USD/MMBtu através das mesmas referências citadas no parágrafo anterior para a conversão de unidade energética e conversão de câmbio. Obteve-se, assim, o valor de 27,93 USD/MMBtu para o custo da energia elétrica praticado no MT.

O custo do GN importado da Bolívia é informado pelo MME (2019a) e corresponde 7,766 USD/MMBtu¹⁶. Esse valor é formado pela soma dos custos referentes à molécula do gás e pela parcela do transporte no gasoduto Lateral-Cuiabá, entre a Bolívia e o city-gate de Cuiabá.

As premissas utilizadas no modelo econômico quanto aos investimentos na cadeia do GNL (*CAPEX*), custos de operação e manutenção (*OPEX*) e premissas macroeconômicas são descritas no Apêndice A, no final dessa dissertação.

5.3.2 Cálculo rotas da planta de liquefação até os pontos consumidores

Nesta etapa, os centroides de cada mesorregião do estado foram definidos com base na localização do centro geográfico de cada uma das cinco mesorregiões e dos polos agro/industriais identificados. As rotas de transporte de GNL até esses pontos foram calculadas utilizando-se a malha rodoviária disponível em Openstreetmap (2018), que permite delimitar os caminhos apenas

¹⁵ Pela dificuldade em se obter tais preços praticados no estado do Mato Grosso, o presente trabalho utilizou, no modelo econômico, os valores médios praticados no Brasil.

¹⁶ Preço Petrobras para as distribuidoras referente a outubro/2018, mês em que o modelo econômico foi utilizado para este estudo.

em rodovias pavimentadas. Em função disso, os centros geográficos sofreram algum deslocamento a fim de estarem presentes em locais com acesso a vias asfaltadas.

Como ponto de origem do transporte de GNL, considerou-se a cidade de Cuiabá, onde já existe um *city-gate* localizado no ponto final do Gasoduto Lateral-Cuiabá. No modelo econômico utilizado, considerou-se a construção de uma planta de liquefação próximo a esse *city-gate* e assumiu-se que cada caminhão, abastecido de GNL, partiria dessa planta com destino aos centroides das cinco mesorregiões.

Para o cálculo das rotas e dos pontos dos centroides de cada mesorregião, adotou-se a ferramenta ArcGIS. Esse cálculo é importante para o dimensionamento da quantidade de caminhões, tanques demandados para a entrega do GNL e de todos os demais custos logísticos associados à entrega.

A Figura 5.16 ilustra as cinco rotas calculadas entre a planta de liquefação de Cuiabá e os centroides das mesorregiões. As rotas entre a pressuposta planta de liquefação no *city-gate* de Cuiabá até os centroides das cinco áreas do estado do MT são demonstradas através de linhas, porém, as distâncias são obtidas através de rotas calculadas em trechos asfaltados de menor distância, conforme dados obtidos Openstreetmap (2018).

Figura 5. 16- Rotas entre o ponto de liquefação do GN até os pontos de consumo.

Fonte: elaboração própria a partir de Openstreetmap (2018).

5.3.3 Cálculo do potencial de substituição de óleo diesel, combustível e eletricidade por GN nas mesorregiões

Os métodos descritos por Gallo (2018) e Strapasson (2004) foram utilizados para o cálculo do volume potencial de substituição do óleo combustível, óleo diesel e eletricidade por GN.

Com relação à substituição da eletricidade pelo GN, obtido na unidade Joules ($PotGN_{jse}$), Gallo (2018) descreve a equação como sendo o produto do consumo total de eletricidade, em Joules (Con_{el}), pelo percentual de substituição de determinado setor s ($\% sub_s$) e pelo rendimento da eletricidade (R_{el}), dividido pelo rendimento do GN (R_{GN}). Essa relação é apresentada na Equação 1.

$$PotGN_{jse} = \frac{Con_{el} * \% sub_s * R_{el}}{R_{GN}} \quad (1)$$

Através da Equação 1, é possível converter o potencial de substituição dado de Joules para a unidade metros cúbicos normais (0°C e 1 atm) por dia ($PotGN_{m3s}$), ao aplicar um fator de conversão (Fc_{Jm3}). Este fator é resultante do poder calorífico superior médio do GN boliviano, que corresponde a 40 MJ/m³. O fator de 1,092 converte o potencial de metros cúbicos normais para condição base (20°C e 1 atm), que, dividido pelo número de dias do ano, resultam no potencial de substituição de GN, em m³/dia, conforme mostrado na Equação 2.

$$PotGN_{m3s} = \frac{PotGN_{jssel}/10^6 * 1,092}{Fc_{Jm3} * 365} \quad (2)$$

Em relação ao óleo combustível e ao óleo diesel, o cálculo do potencial de substituição por GN para determinado setor s ($PotGN_{jso}$), representado pela Equação 3, é obtido pelo produto do consumo total de óleo combustível /diesel (Con_O) pelos seus rendimentos (R_O), dividido pelo rendimento do GN (R_{GN}).

Para obter-se o valor potencial de substituição na unidade m³/dia, adota-se a Equação 4, obtida de forma similar à Equação 2¹⁷.

$$PotGN_{jso} = \frac{Con_O * R_O}{R_{GN}} \quad (3)$$

¹⁷ Uma vez que as Equações 1 e 3 requerem o consumo energético, na unidade *Joule* (J), como dados de entrada, utiliza-se os seguintes fatores de conversão relacionados aos consumos totais de eletricidade, óleo diesel e óleo combustível:

- 1 MWh = 3.600 MJ
- Poder calorífero óleo diesel: 36 MJ/l
- Poder calorífero óleo combustível: 42 MJ/l

$$PotGN_{m3s} = \frac{PotGN_{jso}/10^6 * 1,092}{Fc_{Im3} * 365} \quad (4)$$

Para a utilização de um percentual de substituição de eletricidade e óleo diesel por GN na indústria e na atividade agropecuária, adotou-se os valores sugeridos por Gallo (2018) e Strapassono (2004) que estabelecem os percentuais de substituição para diversos tipos de indústria e para atividade agropecuária. No presente estudo de caso, adotou-se o valor médio do percentual de substituição aplicados para a indústria sugerida pelos autores, correspondente a 28%¹⁸. Para o setor agropecuário, os autores consideram um valor de 60% como percentual de substituição de eletricidade e óleo diesel por GN.

Em relação ao óleo combustível, assume-se um percentual de substituição pelo GN equivalente a 100% nos setores agro e industrial, uma vez que os usos finais térmicos são compatíveis e passíveis de substituição por GN na maior parte das vezes. Já o percentual de substituição de óleo diesel por GN no setor de transporte, Mouette et al. (2018) sugerem o valor de 10% como o volume de óleo diesel a ser substituído por GN em veículos de transporte. Os valores de rendimentos dos energéticos considerados também foram adotados conforme sugeridos por Gallo (2018) e Strapasson (2004).

A Tabela 5.5 consolida os valores de percentual de substituição por gás natural e os rendimentos de cada energético. Esses valores foram incorporados ao modelo quantitativo de estimativa de custos para a obtenção da demanda potencial de GN no estado no MT para os setores econômicos considerados.

¹⁸ Os autores, em seus respectivos trabalhos, consideram os percentuais de substituição de eletricidade e óleo diesel para os seguintes tipos de indústria:

- Alimentos e Bebidas): 30%	- Minerais Não Metálicos): 30%
- Ferro e Aço): 27%	- Papel e Celulose): 2%
- Mineração): 38%	- Metais Não Ferrosos :37%
- Química): 36%	- Têxtil:22%
	- Média Indústria: 28%

Tabela 5.5- Percentual de substituição e rendimentos nos setores agropecuário, industrial e transporte.

% Substituição por Gás Natural							Rendimentos			
Óleo comb. na Indústria	Óleo Diesel na Indústria	Eleticidade na Indústria	Óleo Diesel no Transporte	Óleo comb. na Agricultura	Óleo Diesel na Agricultura	Eleticidade na Agricultura	Óleo Combust.	Óleo Diesel	Eletric.	Gás Natural
100%	28%	28%	10%	100%	60%	60%	70%	70%	78%	71%

Fonte: elaboração própria a partir de Strapasson (2004) e Gallo (2018)

Ao inserir os dados de consumo energético das cinco mesorregiões do estado de MT, (fornecidos pelas Tabelas 5.2 a 5.4) e os valores descritos na Tabela 5.6 nas Equações 1 a 4, obtêm-se um volume potencial teórico de consumo de GN nos setores agro, industrial e transporte em cada uma das cinco mesorregiões do estado do MT. Como resultado dessa aplicação, a demanda agregada teórica foi calculada em 2,083 MMm³/dia.

A Tabela 5.6 apresenta esse volume de maneira segregada pelas cinco mesorregiões do estado do MT, tipo de energético pelo qual o GN tem potencial de substituir e pelas três atividades econômicas avaliadas.

Tabela 5.6 - Potencial de substituição por GN total no MT.

Mesorregião	Potencial de Substituição por GN (m ³ /dia)							
	Óleo comb. na Indústria	Óleo diesel na Indústria	Eleticidade na Indústria	Óleo diesel no Transporte	Óleo comb. na Agricultura	Óleo diesel na Agricultura	Eleticidade na Agricultura	TOTAL
Centro Sul	5.031	15.007	45.664	128.467	-	57.537	13.257	264.963
Nordeste	-	349	8.564	39.490	-	192.040	15.361	255.804
Norte	-	14.745	62.676	151.670	3.458	615.548	83.750	931.847
Sudeste	-	4.799	51.581	149.092	943	215.244	41.244	462.903
Sudoeste	-	9.510	30.559	30.309	-	81.306	16.203	167.887
TOTAL	5.031	44.410	199.044	499.028	4.401	1.161.675	169.815	2.083.404

Fonte: elaboração própria.

Como pode ser observado na Tabela 5.6, a mesorregião Norte, por ser a região mais desenvolvida e a que apresenta o maior consumo energético, desponta como sendo a região que apresenta o maior potencial de consumo de GN, correspondendo a 0,93 MMm³/dia (ou 45% da

demanda potencial teórica estimada). A mesorregião Sudeste apresenta a segunda maior demanda potencial, responsável por 22% do consumo total estimado para o estado.

As mesorregiões Centro Sul e Nordeste possuem ambas demandas potenciais equivalentes, à 12% do consumo potencial total estimado para o estado. A mesorregião Nordeste apresenta o menor consumo potencial de GN em todo o estado do MT, com um potencial de absorver 8% da demanda total identificada.

5.3.4 Estimativa dos custos da cadeia de GNL em pequena escala

Nesta quarta etapa, o modelo econômico de estimativa de custos, proposto por Fraga (2018), é utilizado para determinação dos custos, por unidade energética (USD/MMBtu), relacionados a cadeia logística do GNL em pequena escala, ou seja, liquefação, movimentação via modal rodoviário, armazenamento e regaseificação dos volumes de GN potenciais acima estimados. Tais custos referem-se, portanto, à logística de transformação e de transporte do GN, via GNL, do *city-gate* de Cuiabá até os pontos centroides de cada mesorregião do estado de MT.

Para que modelo econômico calcule os custos finais de transporte de GNL para cada uma das 5 mesorregiões do MT, a Figura 5.17 representa o diagrama de blocos que indica os dados de entradas e saídas do modelo quantitativo adotado.

Figura 5. 17 - Desenho esquemático do modelo de estimativa de custo de GNL.

Fonte: Fraga (2018).

Os resultados do custo logístico do GN foram obtidos considerando um horizonte de tempo de 30 anos, valor equivalente ao tempo médio de concessão das distribuidoras de GN no Brasil. Para comparar todos os custos a valor presente, utilizou-se uma taxa mínima de atratividade correspondente a 10% a.a., que representa o custo médio ponderado de capital adequado à taxa de juros básica vigente no país, de 6,5% a.a. (CENTRAL, 2018).

A Tabela 5.7 apresenta, de maneira consolidada, os custos estimados para o GNL (em USD/MMBTu), entregue em cada mesorregião do estado do MT, obtidos a partir do modelo econômico e com valores desagregados nas etapas de liquefação, movimentação do GNL, armazenamento e regaseificação.

Verifica-se que as distâncias a serem percorridas são centrais da definição da competitividade do GN. Assim, o custo de movimentação do GNL representa apenas 5% do custo logístico total na região Centro-sul. Porém, esse percentual salta para 27% para entendimento da mesorregião Norte, que apresenta volumes substituíveis mais favoráveis.

Tabela 5.7- Custos estimados para a cadeia de GNL em pequena escala, por mesorregião do estado do MT.

Custo cadeia logística de transporte de GNL (USD/MMBTU) descontado a 10%a.a.					
Mesorregião	A	B	C	D	B/D
	Liquefação	Movimentação de GNL	Armazenagem e Regasificação	Total Logística	-
Centro Sul	3,79	0,31	1,97	6,07	5%
Nordeste	3,79	1,94	2,04	7,77	25%
Norte	3,79	1,63	0,61	6,02	27%
Sudeste	3,79	0,67	1,15	5,62	12%
Sudoeste	3,79	1,63	3,07	8,49	19%

Fonte: elaboração própria

5.3.5 Cálculo do custo total do GN+SSLNG

O custo do GN boliviano e os impostos referentes à movimentação de produtos deve ser adicionado aos custos logísticos totais apresentados na Tabela 5.7, para, em seguida, serem comparados com os custos do óleo combustível, diesel e eletricidade consumidos no estado do MT nos setores agropecuários, industrial e transporte.

Utilizando-se a metodologia proposta por Fraga (2018), o cálculo do custo total de movimentação de GNL em pequena escala é representado pela Equação (5), que é definido pelo somatório do custo do GN movimentado entre a Bolívia até o ponto de entrega de GN, em Cuiabá, com o custo da cadeia de GNL em pequena escala e com os impostos aplicados para o transporte de mercadoria.

$$C_{gntotal} = C_{gn} + C_{tliq} + C_{tlog} + C_{tregarm} + \text{impostos} \quad (5)$$

onde:

$C_{gntotal}$: custo total de movimentação do GNL

C_g : custo do GN boliviano (molécula + transporte) até a cidade de Cuiabá, via gasoduto Lateral-Cuiabá

C_{tliq} : custo de liquefação do GN

C_{tlog} : custo do transporte de GNL pelo modal rodoviário

$C_{tregarm}$: custo do armazenamento e regaseificação do GNL

Impostos: PIS (1,65%), COFINS (7,6%) e ICMS (15%).

5.4 RESULTADOS

A Tabela 5.8 apresenta os resultados obtidos quanto a diferença de custos na substituição dos combustíveis avaliados nesse trabalho pelo GN, mostrados nas colunas em destaque. Esta mesma Tabela também consolida as informações quando aos custos logísticos e aos custos dos combustíveis consumidos no estado do MT.

Tabela 5.8 - Diferença de custos entre o consumo do GN em substituição aos demais combustíveis estudados.

Mesorregião	Custos de Movimentação GNL Logística GNL (USD/MMBTU)					Custos Energéticos (USD/MMBTU)			Difereça de Custos (USD/MMBTU)		
	GN	Liquefação	Transporte	Arm. e Regas	Custo Total GNL	Eletr.	Óleo Diesel	Óleo Comb.	Eletr. - GNL	Diesel - GNL	Óleo Comb.- GNL
Centro Sul	7,77	3,79	1,97	0,31	13,84	27,93	30,48	13,11	14,09	16,64	-0,73
Nordeste	7,77	3,79	2,04	1,94	15,54	27,93	30,48	na	12,39	14,94	n.a
Norte	7,77	3,79	0,61	1,63	13,79	27,93	30,48	13,11	14,14	16,69	-0,68
Sudeste	7,77	3,79	1,15	0,67	13,39	27,93	30,48	13,11	14,54	17,09	-0,28
Sudoeste	7,77	3,79	3,07	1,63	16,26	27,93	30,48	na	11,67	14,22	n.a
Média	7,77	3,79	1,77	1,24	14,56	27,93	30,48	13,11	13,37	15,92	-0,56

Fonte: elaboração própria

Com relação a energia elétrica, é possível verificar, a partir da Tabela 5.8, que o custo da entrega de GN, através do GNL, é inferior ao custo do uso da eletricidade na indústria e no setor agropecuário nas cinco mesorregiões do estado de MT. O custo médio da energia elétrica no Mato

Grosso corresponde a 28,0 USD/MMBtu para a indústria e para a agropecuária, enquanto que o custo médio de uso do GN, transportado via GNL, corresponde a 14,6 USD/MMBtu nos mesmos setores econômicos. A substituição, portanto, da eletricidade por GN nos setores agropecuário e industrial resultaria em uma economia de 52% para o usuário final dos dois setores avaliados.

Para representar a discrepância de custo entre o uso de GN e o uso da eletricidade, a Figura 5.18 ilustra essa diferença de custos nas cinco mesorregiões avaliadas em que, quanto mais escuro for a mesorregião, maior é a diferença entre os custos da substituição da energia elétrica por GN e, portanto, maior é a competitividade desse deslocamento.

Figura 5. 18 -Intensidade das diferenças de custos entre GNL e eletricidade entre as mesorregiões estado do MT.

Fonte: elaboração própria.

A mesorregião Sudeste, a qual se destaca tanto pela atividade agropecuária, quanto pela industrial, apresenta a maior diferença de custo no estado: 14,54 USD /MMBtu em favor do GN. O fato da mesorregião Norte ser responsável por consumir metade da eletricidade para o setor agropecuário e ser o maior consumidor desse energético na indústria faz com que a diferença de

custo na substituição pelo GN seja um pouco inferior (14,15 USD/MMBtu) em comparação ao Sudeste. Além disso, a diferença das distâncias entre o *city-gate* de Cuiabá e os centroides das duas mesorregiões favoreceu a ligeira competitividade do Sudeste em relação Norte.

Em relação ao óleo diesel, a diferença de custo em substituí-lo pelo GN também foi positiva em todas as cinco mesorregiões do estado do MT. O custo do óleo diesel nos setores agropecuário, industrial e de transporte corresponde a 30,5 USD/MMBtu e o custo do consumo de GN, nas mesmas atividades, equivale a um valor médio de 16,0 USD/MMBtu nas cinco mesorregiões. Ou seja, a substituição do óleo diesel pelo GN representaria uma redução de 48% do custo energético nos três setores econômicos do estado.

Assim como acontece na substituição da eletricidade pelo GN, as diferenças observadas nos custos para as cinco mesorregiões são similares quando se desloca o óleo diesel pelo GN, diferenciando-se pelos custos de transporte (em função, principalmente, da distância entre a planta de liquefação e os centroides de cada mesorregião) e pelos custos de armazenamento e regaseificação, que são diretamente proporcionais aos volumes transportados de GNL.

Novamente, o Sudeste e o Norte foram as mesorregiões mais competitivas do estado para a troca do diesel pelo gás, apresentando uma discrepância de custo de 17,1 USD/MMBtu para o Sudeste e 16,7 USD /MMBTU para o Norte em favor do gás, o que representa uma economia de, aproximadamente, 45%. A Figura 5.19 ilustra as diferenças de custo observadas nas 5 mesorregiões do MT para essa substituição.

Figura 5. 19- Intensidade das diferenças de custos entre GN e óleo diesel entre as mesorregiões estado do MT.

Fonte: elaboração própria.

Por fim, a substituição de óleo combustível pelo GN nos setores agropecuário e industrial mostra que o custo do óleo combustível é ligeiramente inferior ao custo do GN, correspondendo a uma média de 0,56 USD/MMBtu em favor do óleo combustível.

O preço médio do óleo combustível praticado no estado do MT, equivalente a 13,1 USD/MMBtu é menor que o custo do transporte do GN, via GNL para o interior do estado do MT. (14,6 USD/MMBtu).

As mesorregiões Nordeste e Sudoeste, pela ausência de consumo de óleo combustível no Balanço Energético do estado do MT em suas atividades agrárias e industriais, foram excluídas dessa comparação.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A localização próxima da Bolívia, a disponibilidade de um gasoduto de transporte conectando o país vizinho e operando com elevada ociosidade são elementos fortes da atratividade do GN boliviano no estado do MT, a despeito da ausência de uma malha de gasoduto robusta no interior do estado.

Além dos fatores acima, a potência agropecuária presente no Mato Grosso e, portanto, havendo uma potencial demanda energética, é um motivador a mais para o desenvolvimento do presente estudo de caso. Trata-se de uma região de fronteira econômica que apresenta crescimentos de riqueza econômica equivalentes àqueles que se observa nos principais países emergentes do planeta.

A utilização de um modelo quantitativo para estimativa dos custos de produção e movimentação de GNL em pequena escala possibilitou a obtenção dos custos totais do transporte de GN, via modal rodoviário, e individualizados por cada uma das cinco mesorregiões do estado do MT. A estimativa desses custos permite avaliar a competitividade do gás natural boliviano como alternativa de substituição de outros energéticos consumidos no estado.

Ainda que modelos mais sofisticados precisam ser elaborados, os resultados aqui apresentados mostram, sem equívoco, a competitividade do GNL em todas as mesorregiões do estado do MT. Verifica-se que a combinação de um maior potencial de consumo de GN e de uma menor distância em relação ao *city-gate* de Cuiabá possibilitam menores custos logísticos para o GNL e ganhos ainda maiores para os consumidores locais em estratégias energéticas com maior participação do GN boliviano. Aliás, este resultado não é completamente surpreendente, já que uma tal situação replica o que já se observa em respeito à maior competitividade do GN boliviano nos mercados atendidos pelo GASBOL nas regiões Sul e Sudeste do Brasil.

6 CONCLUSÃO

Após 20 anos de execução, o contrato de fornecimento de gás natural da Bolívia para o Brasil se encerra, oficialmente, em dezembro de 2019. O presente trabalho 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.

A evolução exploratória em áreas *offshore* confirmou a existência de grandes volumes de gás natural abaixo da camada de sal. Apesar dos expressivos volumes esperados, a monetização desse gás dependerá da superação de desafios técnicos e econômicos envolvidos, como a significativa distância entre campos do Pré-sal até a costa brasileira, a presença de contaminantes, especialmente o CO₂, no GN brasileiro e as dificuldades de acesso ao mercado brasileiro.

O histórico de quase 20 anos de operação ininterrupta do GASBOL foi primordial para o desenvolvimento de um mercado de gás praticamente inexistente no Brasil. Além de prover segurança e diversificação energética para o Brasil, o GASBOL é um dos maiores projetos de integração energética no continente sul-americano e um marco nas relações comerciais e geopolíticas entre Brasil e Bolívia.

O GN produzido na Bolívia é fundamental para a economia do país. A venda de GN boliviano ao mercado externo representa 7% do produto Interno Bruto do país, sendo que somente o Brasil, o maior comprador do gás boliviano, é responsável por 4% de todo o PIB gerado pela Bolívia em 2018. Nesse sentido, a compra do gás boliviano, através do GASBOL, tem um importante papel na geração de renda e na melhora do índice de desenvolvimento humano da Bolívia.

Apesar da extensa fronteira entre Brasil e Bolívia, o comércio bilateral entre os dois países é ainda bastante tímido. Alternativas como a instalação de polos indústrias na fronteira, a diversificação dos produtos comercializados (tendo o Lítio um promissor líder para essa diversificação, dado a sua presença em grandes quantidades na Bolívia e uma potencial demanda brasileira por baterias), ou mesmo a utilização do modelo *Barter* pela combinação de mercadorias produzidas no Brasil e de produtos demandados pela Bolívia são vistas como oportunidades para o aumento do comércio bilateral entre os dois países.

Além de fatores comerciais e geopolíticos, o processo decisório de renovação do contrato de fornecimento de gás da Bolívia deve considerar, também, a variável preço. O valor pago pelo gás boliviano tem se mostrado competitivo em relação ao gás doméstico brasileiro nos últimos seis anos. E dado que, após o final de 2019, o custo de investimento do GASBOL já estará pago e a necessidade de investimentos para escoamento do GN do Pré-sal até a costa brasileira por dutos, parece ser pouco provável que o custo do gás do Pré-sal se tornará mais competitivo que o custo do gás boliviano no curto-médio prazo.

Iniciativas recentes do governo brasileiro em abrir o mercado de gás no Brasil, motivadas, entre outros, pelas descobertas do Pré-sal, são positivas sob o ponto de vista da intensão em se construir um cenário no país até então inédito quanto ao consumo do gás. Porém, para que isso ocorra, é preciso mudar toda a cultura do mercado de gás no Brasil, a começar pela necessidade de se construir gasodutos, não somente oceânicos, mas também em terra, para interiorizar o gás e abrir mercados no país.

Dado a importância de se manter o acordo para o relacionamento comercial e geopolítico entre Brasil e Bolívia, e as incertezas e desafios quanto a viabilidade do escoamento do gás do Pré-sal, essa dissertação apresenta um estudo de caso que avalia a existência de um mercado adicional no Brasil para o gás boliviano no estado do Mato Grosso. Nesse trabalho, foi possível avaliar os custos para o transporte de GN por sistemas de GNL em pequena escala em cinco mesorregiões do estado e compara-los com os custos do óleo diesel, óleo combustível e da energia elétrica consumidos atualmente nos setores agropecuário, industrial e de transporte do Mato Grosso.

O estudo de caso identificou uma demanda potencial de 2,01 MMm³/dia de GN no estado do MT, sendo possível transportá-la ao interior do estado a um custo médio de 15 USD/MMBtu pelo modal rodoviário. A diferença entre os custos de utilização do GN em substituição a energia elétrica foi de USD 13/MMBtu em favor do gás. Quando se avaliou o deslocamento do óleo diesel pelo gás, o estudo mostrou uma diferença de 16 USD/MMBtu também em favor do GN.

Já no cenário avaliado em que GN substitui o óleo combustível, a diferença de custos entre os dois energéticos é quase irrelevante. O custo praticado do óleo combustível no estado do MT mostrou-se levemente inferior ao custo do GN transportado via GNL. (0,56 USD/MMBtu em favor do óleo combustível).

Verifica-se que a mesorregião Centro-Sul concentra todo o consumo adicional estimado para a capital do estado, Cuiabá. Em outras palavras, a estratégia de se viabilizar uma planta de liquefação, situada na capital, com o sentido de gerar novas demandas que possam garantir a operação do gasoduto Lateral-Cuiabá, não pode restringir-se exclusivamente ao limitado consumo esperado para essa mesorregião. Para o atendimento de Cuiabá e vizinhanças, o gasoduto Lateral-Cuiabá continua dependente do despacho da UTE Cuiabá para se viabilizar.

Por outro lado, os consumos agregados estimados para todo o estado do MT totalizam grandezas que se aproximam da capacidade nominal de transporte do gasoduto Lateral-Cuiabá. Dessa maneira, a estratégia proposta pode ser pensada a despeito de qualquer solução referente ao despacho termelétrico.

Uma vez apresentado nesse trabalho os desafios inerentes ao aumento da produção doméstica brasileira e os elementos geopolíticos envolvidos na relação bilateral entre Bolívia e Brasil, é satisfatório afirmar que o Brasil ainda deve contar com o gás importado boliviano pelos próximos anos.

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 energético e, tanto a Bolívia quanto o Brasil, possuem uma localização geográfica privilegiada para uma ampla integração energética no continente.

6.1 LIMITAÇÕES DA PESQUISA E RECOMENDAÇÃO PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Além da relação bilateral Bolívia/Brasil, outros exemplos de relações bilaterais envolvendo o mercado de gás natural podem ser explorados em futuros estudos. Por exemplo, como citado no capítulo 2, o Canada aparece, em 2017, como o quinto maior produtor de GN do planeta. Além de um consumo próprio relativamente modesto (3% do consumo mundial em 2017), o gás canadense destina-se prioritariamente aos mercados dos EUA. Essa experiência de relações gasíferas

bilaterais consolidadas na América do Norte podem servir de inspiração para futuras discussões sobre esse tema.

A presente dissertação procurou enfatizar as opções de suprimento de gás para o mercado brasileiro, focando-se, portanto na oferta. Recomenda-se, para futuros estudos neste tema, uma análise sobre a evolução futura do consumo de GN e fim de comprar com os volumes potenciais ofertados.

Entende-se que, assim como uma análise da demanda futura, uma comparação mais precisa dos preços futuros do gás boliviano e do gás doméstico brasileiro do Pré-sal será fundamental para os agentes tomadores de decisão sobre qual fonte será a mais competitiva. Portanto, sugere-se um estudo mais detalhado sobre as tendências de preços finais do gás tanto doméstico quando o importado boliviano.

Em relação ao gás boliviano, a parcela do transporte tende a perder participação no preço final, uma vez liquidado o investimento do GASBOL. A parcela da molécula tende a manter algum vínculo com preços do petróleo. E para o gás nacional, a parcela do transporte tende a se manter elevada para viabilizar os investimentos em logística de escoamento (ainda que com a redução do custo de capital no Brasil) e a parcela da molécula tende a perder participação no preço final se o Novo Mercado de Gás conseguir patrocinar a abertura do mercado de gás no país.

No que diz respeito ao estudo de caso, a principal limitação está relacionada a premissa de que os centroides de cada uma das cinco mesorregiões concentram todo o consumo energético do estado para a agropecuária, indústria e transporte. No entanto, para um primeiro estudo, cujo objetivo foi estimar um potencial mercado consumidor para o gás boliviano no estado do MT, essa premissa contribui para a avaliação inicial da alternativa de movimentação de gás natural e de substituição de outros combustíveis fósseis, como o óleo diesel e o óleo combustível.

O estudo baseou-se no transporte de GN pelo gasoduto Lateral-Cuiabá, considerando a utilização do gasoduto bem próximo a sua capacidade nominal e, portanto, sem considerar o despacho da UTE Cuiabá. Porém, em um cenário no qual UTE Cuiabá volte a operar em sua capacidade nominal e demande o GN transportado pelo gasoduto Lateral-Cuiabá, a capacidade do duto poderia ser aumentada fazendo os ajustes necessários nas estações de compressão e em válvulas controladoras, sem a necessidade de se duplicar o gasoduto, como sugere Martinoia

(2013). Dessa maneira, o gasoduto Lateral-Cuiabá poderia atender tanto a cadeia de GNL quanto a UTE Cuiabá.

Para trabalhos futuros, sugere-se a identificação de pontos de consumo específico ao longo do estado do MT, de maneira que cada ponto receba o volume necessário para sua demanda. A presença no estado de importantes grupos agropecuários e industriais possibilitam essa localização, assim como identificação de postos de abastecimento de combustíveis nas principais cidades, auxiliaria no estudo da demanda para o setor de transporte. Uma modelagem que permite avaliar a entrega de GNL em pequena escala em vários pontos de consumo e de fornecimento de GN pode otimizar os custos logísticos avaliados nesse estudo, que considerou somente a distribuição em um único ponto de consumo.

Outra limitação se refere a significativa amplitude observada nos custos da cadeia do para GNL em pequena escala, o que pode impactar o nível de confiança dos custos obtidos na literatura. A definição de custos dos projetos deve ser feita caso a caso e deve levar em consideração questões específicas, como a composição do gás natural, temperaturas da localidade, tecnologias disponíveis e a demanda de gás natural a ser atendida.

Por fim, sugere-se que o estudo de viabilidade do uso do GN seja ampliado para outros estados, além do MT e além do modal rodoviário. O desenvolvimento de ferrovias no interior do país, o transporte em barcas nas hidrovias e a modal cabotagem no litoral brasileiro são motivadores para se avaliar um potencial mercado consumidor de GN transportado via GNL no interior do Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

ALEXOPOULOS, T. A. The growing importance of natural gas as a predictor for retail electricity prices in US. **Energy**, n. 137, p. 219–233, 2017.

ALMEIDA, E. DE; COLOMER, M.; VITTO, W. A. C. **Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em:
<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf>.

ALVES, L. M.; DOMINGUES, A.; CARVALHO, M. D. G. **Small scale LNG in MadeiraOslo**Disponível em
http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/39/004/39004893.pdf>., , 2005.

ÂMBAR. **Áreas de Atuação: Geração Térmica**. Disponível em:
<<http://ambarenergia.com.br/areas-de-atuacao/#geracao-termica>>. Acesso em: 28 nov. 2018.

AMORIM, R. L. C. Acordos Comerciais, Economia Fechada e Brasil: Algumas Observações. **NECAT: Núcleo de Estudos de Economia Catarinense**, v. 4, n. Dezembro, p. 2–20, 2015.

ANFAVEA. **Resultados da indústria automobilística no semestre**. São Paulo: [s.n.].

ANP. **Resolução ANP nº 16**, 2008.

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

ANP. **Boletim de recursos e reservas de petróleo e Gás Natural 2018**. Brasília: [s.n.].

AZEVEDO, R. **Chefe da OMC defende acordos bilaterais**. Disponível em:
<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.

BAPTISTA, L. O. Braxit: integração ou “entreganação”. **O Estado de São Paulo**, p. A2, 28 ago. 2018.

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

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

BISCARDINI, G.; SCHMILL, R.; MAESTRO, A. **Small going big: Why small-scale LNG may be the next big wave**. [s.l: s.n.]. Disponível em:
<<https://www.strategyand.pwc.com/reports/small-going-big>>.

BITTANTE, A.; PETTERSSON, F SAXEN, H. Optimization of a small-scale LNG supply chain. **Energy**, v. 148, n. 230, p. 79–89, 2018.

BP. **British Petroleum Statistical Review of World Energy**. [s.l: s.n.].

BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, J.-P.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Petróleo e gás natural: como produzir e a que custo**. 2. ed. Rio de Janeiro: [s.n.].

CABALU, H. Indicators of security of natural gas supply in Asia. **Energy Policy**, v. 38, n. 1, p. 218–225, 2009.

CABALU, H.; MANUHUTU, C. Vulnerability of Natural Gas Supply in the Asian Gas Market. **Economic Analysis and Policy**, v. 39, n. 2, p. 255–270, 2009.

CADENA, A. et al. **Where Will Latin America ' S Growth Come From ?** [s.l: s.n.].

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 JaneiroBrazil Energy Roundtable - Instituto das Américas., , 2002.

CENTRAL, B. **Séries de estatísticas consolidadas**. Disponível em:
<<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 8 nov. 2018.

CHEN, J. et al. Determinants of global natural gas consumption and import–export flows. **Energy Economics**, 2018.

COLOMBO, S.; EL HARRAK, MOHAMED SARTORI, N. **The Future of Natural Gas**

Markets and Geopolitics. [s.l.] Istituto Affari Internazionali, OCP Policy Center, 2016.

CONDURU, G. F. **THE ROBORE AGREEMENTS (1958): A CASE STUDY OF FOREIGN POLICY DECISIONMAKING PROCESS IN THE KUBITSCHKE ADMINISTRATION.** Oxford: [s.n.].

CORRÊA, J. L. **O crescimento do consumo de gás natural veicular no Brasil desde os anos 90.** [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro-PUC Rio, 2005.

CROSO, T. **Análise do planejamento setorial para o setor de gás natural o caso do PEMAT 2022.** [s.l.] Universidade de São Paulo, 2015.

CUBA, L. P. **Como a Bolívia se tornou o país que mais cresce na América do Sul** **BBC Mundo**, 2017. Disponível em: <<https://www.bbc.com/portuguese/internacional-41753995>>. Acesso em: 25 fev. 2019

D'ALMEIDA, K. . et al. **Ocorrência de CO₂ em campos petrolíferos na margem leste brasileira.** Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <<http://cbg2018anais.siteoficial.ws/anexos/st8/7960.PDF>>.

DNPM. **Anuário Mineral Brasileiro - Principais Substâncias Metálicas.** Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://www.anm.gov.br/dnpm/publicacoes/serie-estatisticas-e-economia-mineral/anuario-mineral/anuario-mineral-brasileiro/amb_metalicos2017>.

DRAPER, R. A corrida do Ouro Branco. **National Geographic Brasil**, p. 30–33, fev. 2019.

EGGING, R.; HOLZ, F. Risks in global natural gas markets : Investment , hedging and trade. **Energy Policy**, v. 94, p. 468–479, 2016.

EIA. **Natural Gas Explain: Use of Natural.** Disponível em: <www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_use>. Acesso em: 1 set. 2018a.

EIA. **International Energy Outlook 2017** **International Energy Outlook.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <[www.eia.gov/ieo%0Awww.eia.gov/ieo%0Ahttps://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](http://www.eia.gov/ieo%0Awww.eia.gov/ieo%0Ahttps://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)>.

EIA. **U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2016.** Disponível em: <<http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf>>.

EIA. **Natural Gas Gross Withdrawals and Production**. Disponível em:

<http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_nus_mmc_f_a.htm>. Acesso em: 20 jan. 2019.

ENEVA. **Modelo Reserver-to-Wire**. Disponível em: <<http://www.eneva.com.br/quem-somos/modelo-reservoir-to-wire/>>. Acesso em: 8 jul. 2019.

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; MME. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relatório Final%0APEMAT 2022.pdf %0A](http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relatório%20Final%20PEMAT%202022.pdf)>.

EPE. **Energia Termelétrica: Gás natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**, 2016. Disponível em:

<[http://www.epe.gov.br/Documents/Energia Termelétrica - Online 13maio2016.pdf](http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf)>

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

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

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

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

EY. **Desenvolvimento do gás natural no Brasil**. Rio de Janeiro: [s.n.].

FARIAS, H. J. **Fornecimento de Gás ao Mercado de Mato Grosso e Operação da UTE Gov. Mario Covas (UTE Cuiabá)**. Cuiabá: [s.n.].

FAVALESSA, M. **Governo quer obrigar empresa dos irmãos Batista a manter fornecimento de gás para MT**. Disponível em: <<https://oliveira.com.br/governo-quer-obrigar-empresa-dos-irmaos-batista-a-manter-fornecimento-de-gas-para-mt/>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

FGV. **Montadoras se rendem ao carro elétrico**. Disponível em:

<<https://fgvenergia.fgv.br/noticias/montadoras-se-rendem-ao-carro-eletrico>>. Acesso em: 13 maio. 2019.

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**. [s.l.] Universidade

Federal do Rio de Janeiro, 2009.

FIRJAN. **Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?** Rio de Janeiro: [s.n.].

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.

FRAGA, D. M. **Movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário.** [s.l.] Universidade de São Paulo, 2018.

FUSER, I. **Conflitos e contratos - A Petrobrás, o nacionalismo boliviano e a interdependência do gás natural (2002-2010).** [s.l.] Universidade de São Paulo, 2011.

GALLAS, D. **Why confidence in Argentina's economy is dwindling.** Disponível em: <<https://www.bbc.com/news/world-latin-america-44107630>>. Acesso em: 1 out. 2018.

GANDRA, A. **Petrobras cancela contrato de fornecimento de gás para UTE Cuiabá.** Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2017-06/petrobras-cancela-contrato-de-fornecimento-de-gas-para-ute-cuiaba>>. Acesso em: 28 nov. 2018.

GASOCIDENTE. **A GasOcidente.** Disponível em: <http://www.gasocidentemt.com.br/gas_ocidente.asp>. Acesso em: 23 nov. 2018.

GILBERT, J. **We Grow Fuel Here: Fighting the Oil Slump by Bartering for Grain.** **Bloomberg**, 2017.

GOOGLEMAPS. **Mapa do estado do Mato Grosso.** Disponível em: <<https://www.google.com/maps/place/State+of+Mato+Grosso/>>. Acesso em: 20 dez. 2018.

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** HUGO LEONARDO GOSMANN. [s.l.] Universidade de Brasília, 2011.

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

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.

HINRICHS, ROGER A.; KLEINBACH, MERLIN; DOS REIS, L. B. **Energia e Meio Ambiente**. 4. ed. [s.l: s.n.].

HOLANDA, F. M. **O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira**. Brasília: [s.n.].

HULSHOF, D.; VAN DER MAAT, J. P.; MULDER, M. Market fundamentals, competition and natural-gas prices. **Energy Policy**, v. 94, p. 480–491, 2016.

IBCE. **Cifras del Comercio Exterior Boliviano 2018**. Santa Cruz: [s.n.]. Disponível em: <www.ibce.org.bo>.

IBGE. **XII Censo Demográfico**. Disponível em: <https://censo2010.ibge.gov.br/sobre-censo.html>.

IBGE. **Panorama Mato Grosso**. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mt/panorama.>. Acesso em: 12 nov. 2018.

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

IMEA. **Agronegócio no Brasil e em Mato Grosso**. Cuiabá: [s.n.].

INSTITUTO ACENDE BRASIL. O mercado de gás natural e a geração termelétrica. **WHITE PAPER / INSTITUTO ACENDE BRASIL**, v. Fevereiro, p. 1–40, 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. O setor elétrico brasileiro no contexto das mudanças climáticas e do acordo de paris. **WHITE PAPER / INSTITUTO ACENDE BRASIL**, p. 1–24, 2017.

IRONS, B. Y. J. **ECONOMIC SCARRING The long-term impacts of the recession**. WASHINGTON, DC: [s.n.].

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: [s.n.].

LAW, P. L.; DE FRANCO, N. International Gas Trade-The Bolivia-Brazil Gas Pipeline. **Public Policy fot 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.

MARTINOIA, T. M. **ESTUDO DE AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE EM GASODUTOS**. [s.l.] PUC - Rio, 2013.

MATSUBARA, E. **RELEASE DO SETOR SECUNDÁRIO DE MATO GROSSO**. Cuiabá: [s.n.].

MDIC. **Exportação e Importação Geral**. Disponível em: <<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>>. Acesso em: 5 jun. 2019a.

MDIC. **Acordos dos quais o Brasil é Parte**. Disponível em: <<http://www.mdic.gov.br/comercio-exterior/negociacoes-internacionais/796-negociacoes-internacionais-2>>. Acesso em: 23 maio. 2019b.

MELLING, A. J. **Natural Gas Pricing and Its Future - Europe as the Battleground**. Washington, D.C.: [s.n.].

MESQUITA, A. B. .; GUIMARÃES, C.; VERGARA, L. R. **Relatório de Impacto de Vizinhança Trecho Terrestre**. Rio de Janeiro: [s.n.].

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>>

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>. Acesso em: 23 jul. 2019

MME; ANP; EPE. **Gás para Crescer - Relatório Técnico**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/4033411/0.Gás+para+Crescer_Relatório+Técnico.pdf/91716743-86ae-44e9-a838-c850a1f5d6cb>.

MOKHATAB, S. **Handbook of liquefied natural gas**. [s.l: s.n.].

MOUETTE, D. et al. 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**, 2018.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. **GÁS NATURAL: ESTRATÉGIAS PARA UMA ENERGIA NOVA NO BRASIL**. 1 / 2002 ed. São Paulo: [s.n.].

MOUTINHO DOS SANTOS, E. et al. Gás natural: a construção de uma nova civilização. **Revista de Estudos Avançados**, p. 67 a 90, 2007.

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

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; MAZAFERRO, M. A. N.; OXILIA, V. Trans-boundary Industrial Integration between Bolivia and Brazil. **Oil, Gas & Energy Law Intelligence**, v. 2, n. October, p. 1–37, 2004.

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

MUNDIAL, B. **A Agenda da Produtividade Emprego e Crescimento**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/203811520404312395/emprego-e-crescimento-a-agenda-da-produtividade>>.

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

NAVAL, P. **Tabelas de Conversão de Petróleo e Gás**, 2009. Disponível em: <http://www.portalnaval.com.br/media/tabela/conversao_petroleo_gas_1.pdf>

NIEPE. **BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DE MATO GROSSO E MESORREGIÕES - 2015**. Cuiabá: [s.n.].

NIJBOER, M. **The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport**. [s.l: s.n.].

O’SULLIVAN, A.; SHEFFRIN, S. M. **Economics: Principles in Action**. [s.l: s.n.].

OECD. **Data Sources - Bolívia**The Observatory of Economic ComplexityThe Observatory of Economic Complexity, , 2019.

OECD. **Relatórios Econômicos da OCDE: Brasil**OECD- Better poliies for better lives. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.oecd.org/eco/surveys/economic-survey-brazil.htm>.

OPENSTREETMAP. **Malha rodoviária do openstreetmap**, 2018.

OPETRÓLEO. **Shell assina contrato de fornecimento de gás com petrolífera Boliviana**. 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: [s.n.]. Disponível em: <http://www.fgv.br/fgvenergia/oswaldo_pedrosa_petroleo/files/assets/common/downloads/publication.pdf>.

PETROBRAS. **Unidade de Processamento de Gás Natural Boliviano e investimentos no Estado do MS**. [s.l: s.n.]. 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.

PLANALTO. **Itamaraty vai reforçar acordos comerciais, defende novo ministro**. Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/acompanhe-o-planalto/noticias/2019/01/itamaraty-vai-reforçar-acordos-comerciais-defende-novo-ministro>>. Acesso em: 27 maio. 2019.

PONTE, V. et al. **Análise das metodologias e técnicas de pesquisas adotadas nos estudos brasileiros sobre balanced scorecard: um estudo dos artigos publicados no período de 1999 a 2006**Congresso ANPCONT, , 2007.

RAMOS, D. **Reservas de gás natural da Bolívia têm leve aumento, para 10,7 tri pés cúbicos**. Disponível em: <<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN1LE2D4-OBRBS>>. Acesso em: 13 abr. 2019.

RAUPP, M. **Indicação n.º 5.326**BrasíliaCâmara dos Deputados - Coordenação de Comissões Permanentes - DECOM - P_6599, , 2018.

- ROBERT K YIN. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. [s.l.] Bookman, 2004.
- ROCHEDO, P. et al. Carbon capture potential and costs in Brazil. **Carbon capture potential and costs in Brazil**, v. 131, p. 280–295, 2016.
- ROCKMANN, R. Valor Setorial Energia. **Jornal Valor Econômico**, p. 28–29, abr. 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**. 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.
- TBG. **Relatório da Administração 2017Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A - TBG**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <http://www.tbg.com.br/pt_br/sociedade-e-meio-ambiente/relatorios-anuais/2017.htm>. Acesso em: 25 set. 2018.
- TORRES, E. T. F. O Gasoduto Brasil–Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado. **Revista no BNDES**, p. 99–116, jun. 2002.
- UCS. **Uses of Natural Gas**. Disponível em: <<https://www.ucsusa.org/clean-energy/coal-and-other-fossil-fuels/uses-of-natural-gas#.W7QYLHtKjIU>>. Acesso em: 2 set. 2018.
- UNDP. **Human Development Indices and Indicators - 2018 Statistical Update**. New York: [s.n.].
- WAGNER, R. **Governo prepara fim do monopólio da Petrobrás no gás para reduzir preço**São PauloFolha 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>>
- WEINTRAUB, S. et al. **Cooperação energética nas Américas: entraves e benefícios**. [s.l.] CEBRI (Centro Brasileiro de Relações Internacionais), 2008.
- ZANARDO, C. **Projeto ALPHA – rota 4: desafios para desenvolvimento de infraestrutura**Rio de JaneiroInstituto Brasileiro de Petróleo, , 2015.

ZHANG, H. et al. Exploring the driving factors of global LNG trade flows using gravity modelling. **Journal of Cleaner Production**, v. 172, p. 508–515, 2018.

ZHANG, X. et al. Climate benefits of natural gas as a bridge fuel and potential delay of near-zero energy systems. **Applied Energy**, v. 166, p. 317–322, 2016.

APÊNDICE A

Premissas utilizadas no modelo econômico

Tabela A. 1 - Entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Etapa de Liquefação.

Entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capacidade	Capacidade da planta	0,6	MTPA
Capex	Investimento da planta	982	USD/t
Opex	Mão de obra	57	Funcionários
	Salários médio	41.000	USD/ano
	Consumo energético	471	KWh/tpa
	Custo energético	147	USD/MWh
	Consumo Etano	644	t/ano
	Custo Etano	1.640	USD/t
	Consumo Propano	1.544	t/ano
	Consumíveis – Propano	726	USD/t
	Consumíveis Químicos	984.194	USD/t
	Manutenção	2% do Capex por ano	USD/ano
	Despesas gerais e administrativas	20% do custo de mão de obra e manutenção por ano	USD/ano
	Seguros e obrigações	0,75 % do Capex por ano	USD/ano

Fonte: elaboração própria a partir de Fraga (2018)

Tabela A. 2 - Entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Etapa de Logística do GNL.

Entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Distancia	Entre liquefação e gaseificação	variável	km
Velocidade Média	Entre liquefação e gaseificação	variável	km/h
Capacidade	Tanque Criogênico	De 32 até 40	m ³ de GNL
Capex	Tanque Criogênico	175.749	USD/tanque
	Caminhão	30.000	USD/caminhão
Opex	Pneus	11	% do custo total de transporte
	Manutenção	14	
	Mão de Obra	14	
	Motorista	13.725	USD/ano
	Combustível	0,91	USD/litro
Premissas	Motorista por caminhão	3	Motoristas
	Rendimento por caminhão	2,2	km/l
	Período de troca do caminhão	5	anos
	Tempo de conexão, balanceamento e ajustes	1	hora
	Tempo de abastecimento	0,25	hora
	Máximo de horas trabalhadas	20	hora

Fonte: elaboração própria a partir de Fraga (2018)

Tabela A. 3 - Entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Etapa de armazenagem e regaseificação.

Entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capacidade	Tanque Criogênico	200	m ³ de GNL
	Planta de regaseificação	0,5	MTPA
Capex	Tanque Criogênico	2.017	USD/m ³
	Planta de regaseificação	105	USD/tpa
Opex	Planta de regaseificação	255.422	USD/ano
Premissas	Número de dias de demanda armazenada	Até 3	dias

Fonte: elaboração própria a partir de Fraga (2018)

Tabela A. 4 - Outras Premissas utilizadas no Modelo Econômico.

Fator de Conversão GN/GNL	1.300 m ³ de GN para 1 TPA de GNL
Inflação /IGPM	5,4% aa
Câmbio	3,42 R\$/USD

Fonte: elaboração própria a partir do Banco Central do Brasil, (2018) e IGU (2012).