

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
FERNANDO GOLMIA

**INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL:
padrão de concorrência e predomínio da Petrobras**

RIO DE JANEIRO
2020

Fernando Golmia

INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL:
padrão de concorrência e predomínio da Petrobras

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Economia.

Orientador: Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Rio de Janeiro

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

G626 Golmia, Fernando.

Indústria brasileira de gás natural: padrão de concorrência e predomínio da Petrobras /
Fernando Golmia. - 2020.

147 f.; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de
Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia, 2020.

Bibliografia: f. 132 - 147.

1. Gás natural - Brasil. 2. Concorrência industrial - Brasil. 3. Gasoduto. I. Almeida,
Edmar Luiz Fagundes de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de
Economia. III. Título.

CDD 333.823381

Fernando Golmia

INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL:
padrão de concorrência e predomínio da Petrobras

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Economia do Instituto de Economia da
Universidade Federal do Rio de Janeiro,
como requisito parcial à obtenção do título
de Mestre em Economia

Aprovada em 30/09/2020

Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida (Orientador)
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Luciano Dias Losekann
Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Marcelo Colomer Ferraro
Universidade Federal do Rio de Janeiro

AGRADECIMENTOS

A Deus por me dar saúde e muita força para superar todas as dificuldades.

Ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e a todo seu corpo docente, além da direção e administração, que me proporcionaram as condições necessárias para que eu alcançasse meus objetivos.

Ao meu orientador Edmar Luiz Fagundes de Almeida pelo apoio, orientação e dedicação durante o processo de realização deste trabalho.

Ao professor Mário Luiz Possas, à professora Marta dos Reis Castilho e ao professor Ricardo de Figueiredo Summa, que fizeram parte da minha caminhada no Instituto de Economia da UFRJ.

Aos professores Luciano Dias Losekann, Marcelo Colomer Ferraro, Marina Honório de Souza Szapiro e Niágara Rodrigues da Silva pela honra na participação da defesa desta dissertação.

E, enfim, a todos que contribuíram para a realização deste trabalho, seja de forma direta ou indireta, fica registrado aqui, o meu muito obrigado!

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), que durante dois anos me concedeu uma bolsa de estudos.

“Mais importante do que a chegada é a caminhada, e não há caminho sem metamorfose: ela é a ponte que torna possível a nossa travessia até os novos continentes a serem descobertos dentro de nós.”

(Kamila Behling)

RESUMO

GOLMIA, Fernando. **Indústria brasileira de gás natural: padrão de concorrência e predomínio da Petrobras.** Rio de Janeiro, 2020. Dissertação (Mestrado em Economia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

Esta dissertação trata do padrão de concorrência e do domínio da Petrobras na indústria brasileira de gás natural, que esteve estagnada nos últimos anos. A descoberta de imensas reservas de hidrocarbonetos no pré-sal, as oportunidades de aproveitamento do gás natural e as vantagens do uso do gás na indústria e na geração de energia elétrica motivaram um estudo mais aprofundado da indústria do gás. Este estudo constatou um grande potencial de aumento da oferta de gás nacional, devido ao pré-sal, e da oferta de gás importado, com os projetos de terminais de GNL. Entretanto, observou-se uma crescente demanda por novas instalações, necessárias para o aproveitamento do gás natural – notadamente, infraestruturas de escoamento da produção e de transporte dutoviário de gás. O desenvolvimento dessas infraestruturas dependerá de vultosos investimentos, com os quais a Petrobras dificilmente conseguirá arcar. A mudança do atual padrão de concorrência, com a entrada de novos agentes econômicos e novos capitais na indústria do gás, poderá promover estes investimentos e a expansão do setor de gás natural no Brasil.

Palavras-chave: Gás Natural. Padrão de Concorrência. Gasoduto. Exploração. Produção. Pré-Sal.

ABSTRACT

GOLMIA, Fernando. **Indústria brasileira de gás natural: padrão de concorrência e predomínio da Petrobras.** Rio de Janeiro, 2020. Dissertação (Mestrado em Economia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

This dissertation discusses the competitive pattern and the Petrobras' dominance in the Brazilian natural gas industry, which has been stagnated in the last years. The discovery of gigantic hydrocarbon reserves in the pre-salt area, the opportunities of exploitation of the natural gas and the advantages of using gas as input in the industry and in the electricity generation motivated a more profound study of the gas industry. This study realized a great potential to increase the supply of domestic gas, due to the pre-salt reserves, and the supply of imported gas, with the projects of LNG terminals. However, it observed an increasing demand for new facilities, which are necessary to the exploitation of the natural gas – notably, gas flow and gas transmission infrastructures. The development of such infrastructures will depend on huge investments, which Petrobras can hardly afford. The change in the current competitive pattern, with the entry of new economic agents and new capital in the gas industry, may promote these investments and an expansion of the natural gas sector in Brazil.

Keywords: Natural Gas. Competitive Pattern. Gas Pipeline. Exploration. Production. Pre-Salt.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matérias-primas para a Produção de Eteno.	32
Figura 2 – Fator de utilização dos polos de processamento em 2017.	72
Figura 3 – Gasodutos de Transporte.	78
Figura 4 – Método de Descarregamento de GNL.	80
Figura 5 – Terminais de GNL no Brasil.	86
Figura 6 – Terminal de GNL em São João da Barra (SE).	91
Figura 7 – Terminal de GNL em Barra dos Coqueiros (SE).	93
Figura 8 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).	95
Figura 9 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).	96
Figura 10 – Interligação do Gasbol.	97
Figura 11 – Gasodutos de Transporte (Região Sudeste).	103

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Segmentação do Consumo Nacional de Gás Natural em 2019.	27
--	----

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Consumo de Gás Natural nas Refinarias, em milhões de m ³ /dia	35
Quadro 2 – Consumo Energético na Indústria Cerâmica, por Fonte, em 10 ³ tep	43
Quadro 3 – Consumo Energético na Indústria Cerâmica, por Fonte, em %.....	43
Quadro 4 – Produção Nacional de Gás Natural.....	52
Quadro 5 – Produção Nacional de Gás Natural – em milhões de m ³ /dia	56
Quadro 6 – Produção Nacional de GN, por Tipo e Localização, em milhões de m ³ /dia	57
Quadro 7 – Produção Nacional de Gás Natural – em milhões de m ³ /dia	58
Quadro 8 – Preços Médios de Referência do Petróleo e do Gás Natural, no Brasil.....	59
Quadro 9 – Maiores Campos Produtores de Gás Natural.....	60
Quadro 10 – Previsão de Produção Bruta de Gás Natural, 2020-2029.....	61
Quadro 11 – Produção de Gás Natural da Petrobras como Concessionária, em bilhões de m ³	62
Quadro 12 – Participação da Petrobras na Produção Nacional de Gás Natural como Concessionária, em %.....	63
Quadro 13 – Produção Média por Poço nos diferentes ambientes de E&P, em Maio de 2019.....	64
Quadro 14 – Produção Líquida Potencial e Capacidade de Processamento, em milhões de m ³ /dia.....	73
Quadro 15 – Produção Doméstica de GN, Reinjeção, Queima e Disponibilidade, em milhões de metros cúbicos por dia.....	75
Quadro 16 – Demanda de Gás Natural do Segmento Termoelétrico, em Milhões de m ³ /dia.....	89
Quadro 17 – Importações de Gás Natural da Bolívia, de 2005 a 2019	99

Quadro 18 – Malha de Dutos de Transporte de Gás Natural	101
Quadro 19 – NTS – Contratos de Serviços de Transporte.....	105
Quadro 20 – TAG - Contratos de Serviços de Transporte	105
Quadro 21 – TBG Contratos de Serviços de Transporte.....	106
Quadro 22 – Demanda das Distribuidoras em relação à Demanda Total de Gás Natural, entre 2017 e 2019	107
Quadro 23 – Participações da Gaspetro e BR Distribuidora nas Distribuidoras Estaduais.....	108

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
CAPÍTULO 1 – DEMANDA DO GÁS NATURAL	26
1.1 GERAÇÃO ELÉTRICA	27
1.1.1 Crise Hídrica	28
1.1.2 Transformação da Matriz Energética	29
1.1.3 Capacidade Termelétrica a Gás Natural	29
1.2 INDÚSTRIA PETROQUÍMICA	30
1.2.1 Líquidos de Gás Natural	30
1.2.2 Matriz de Matérias-Primas	31
1.3 INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO	33
1.3.1 Investimentos no Refino e na Petroquímica	35
1.4 INDÚSTRIA DE FERTILIZANTES	36
1.5 INDÚSTRIAS SIDERÚRGICA E METALÚRGICA	36
1.5.1 Combustível Auxiliar em Alto Forno	38
1.5.2 Ferro-Esponja	38
1.5.2.1 Processo de Redução Direta	39
1.5.3 Fornos de Tratamento Térmico	40
1.5.4 Fornos de Fusão	41
1.6 INDÚSTRIA CERÂMICA	41
1.6.1 Consumo Energético	42
1.6.2 Mineração	44
CAPÍTULO 2 – PADRÃO DE CONCORRÊNCIA NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)	45
2.1 ARCABOUÇO REGULATÓRIO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	45
2.1.1 Regimes Regulatórios	46
2.1.1.1 Regime de Concessão	47
2.1.1.2 Regime de Cessão Onerosa	48
2.1.1.2.1 <i>Capitalização da Petrobras</i>	49
2.1.1.3 Regime de Partilha de Produção	50
2.1.1.3.1 <i>Direito de Preferência da Petrobras</i>	52
2.2 RODADAS DE LICITAÇÕES	54
2.2.1 Rodada Zero	54
2.2.2 Oferta Permanente	54
2.2.3 Cessão de Contratos	54
2.3 PRODUÇÃO	55

2.4 GÁS ASSOCIADO E GÁS NÃO-ASSOCIADO	56
2.5 PROJEÇÕES DE PRODUÇÃO (2020-2029).....	61
2.6 PARTICIPAÇÕES DA PETROBRAS NA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL.....	61
2.7 CUSTOS DE EXTRAÇÃO	63
2.8 ESTRATÉGIAS DA PETROBRAS.....	64
2.8.1 Desinvestimentos em Terra e em Águas Rasas.....	65
2.8.2 Parcerias em Águas Profundas.....	66
CAPÍTULO 3 – PADRÃO DE CONCORRÊNCIA NO MIDSTREAM	67
3.1 APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL.....	67
3.1.1 Infraestruturas Essenciais.....	68
3.1.1.1 Escoamento	68
3.1.1.2 UPGN.....	70
3.1.1.3 Separação	73
3.1.2 Reinjeção	74
3.2 OFERTA DO GÁS NACIONAL.....	76
3.2.1 Gas to Wire	77
3.2.2 GNL Embarcado	78
3.2.3 GTL Compacto.....	81
3.2.3.1 Desenvolvimento do GTL	82
3.3 OFERTA IMPORTADA.....	83
3.3.1 Terminais de Regaseificação no Brasil	87
3.3.2 Plantas de Regaseificação Embarcadas.....	87
3.3.2.1 Navios Regaseificadores da Petrobras.....	88
3.3.3 Projetos Previstos.....	90
3.3.3.1 Terminal em São João da Barra (RJ)	90
3.3.3.2 Terminal em Barra dos Coqueiros (SE)	92
CAPÍTULO 4 – PADRÃO DE CONCORRÊNCIA NA IMPORTAÇÃO POR GASODUTO, NO TRANSPORTE E NA DISTRIBUIÇÃO	94
4.1 IMPORTAÇÃO POR GASODUTO	94
4.1.1 Interconexão de Gasodutos	96
4.1.2 Construção e Operação	97
4.2 TRANSPORTE.....	99
4.2.1 Crescimento da Malha de Transporte.....	101
4.2.2 Contratos de Serviços de Transporte.....	104
4.3 DISTRIBUIÇÃO.....	107
4.3.1 Demanda de Gás das Distribuidoras	107
4.3.2 Domínio da Petrobras na Distribuição.....	108

4.3.3 Oligopsônio na Distribuição.....	109
4.3.4 Reconfiguração do Setor de Distribuição	110
CAPÍTULO 5 – REESTRUTURAÇÃO DO MERCADO E MUDANÇA NO PADRÃO DE CONCORRÊNCIA	111
5.1 PADRÃO DE CONCORRÊNCIA VIGENTE.....	111
5.1.1 Compra da Produção Nacional	111
5.1.2 Compra do GNL Importado.....	113
5.1.3 Compra do Gás Boliviano.....	114
5.1.4 Mercado de Atacado do Gás Natural	114
5.2 MUDANÇAS ESTRUTURAIS E O SURGIMENTO DE UM NOVO PADRÃO DE CONCORRÊNCIA.....	115
5.2.1 Modelos Inovadores.....	116
5.2.1.1 Gas-to-Wire	116
5.2.1.2 GNL Embarcado.....	116
5.2.1.3 Gas-to-Liquid.....	117
5.2.1.4 Impactos	118
5.2.2 Modelo Convencional	118
5.2.3 Variáveis Institucionais.....	121
5.2.4 Investimento Privado	122
5.2.5 GNL Importado	123
5.2.6 Downstream e Demanda de Atacado	124
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES	126
REFERÊNCIAS	132

INTRODUÇÃO

A concorrência é o processo de enfrentamento das empresas em um espaço econômico (indústria ou mercado). Neste processo de enfrentamento vigoraria um padrão de concorrência, que seria um conjunto de formas de concorrência que se revelam dominantes no espaço de competição. Há muitas formas possíveis de concorrência: vantagens de custos, economias de escopo, capacidade de financiamento, inovações “em sentido amplo” e outras. Possas (2002, p. 246) define as inovações em sentido amplo da seguinte forma:

[...] quaisquer mudanças no “espaço econômico” no qual operam as empresas, sejam elas mudanças nos produtos, nos processos produtivos, nas fontes de matérias-primas, nas formas de organização produtiva, ou nos próprios mercados, inclusive em termos geográficos.

O padrão de concorrência seria, portanto, um vetor contendo uma ou mais formas de concorrência; cada forma de concorrência que se mostra dominante em um espaço econômico representaria uma das dimensões desse vetor.

Esse vetor resulta da interação entre diversos fatores. No interior de um espaço de competição, as formas dominantes de concorrência são determinadas pelas estratégias de conduta das empresas, pelos requisitos para que as empresas se insiram na indústria, pela estrutura da indústria, pelas características dos mercados, por instituições, por políticas governamentais, pela localização geográfica.

No processo de concorrência, as empresas buscam adotar estratégias (de investimento, de P&D, de financiamento e outras) que as capacitem a competir em custos, em capacitação produtiva e tecnológica, em inovação (mudanças em processos produtivos, novos insumos, novas formas de organização da produção, oportunidades tecnológicas) ou em outras dimensões da concorrência. A escolha dessas estratégias é condicionada pelos requisitos necessários para a inserção da empresa na indústria (os requerimentos tecnológicos, o nível de investimento, as relações intrasetoriais); pelas características estruturais da indústria, como número e tamanho das empresas, grau de diferenciação de produto, barreiras à entrada e à saída de empresas, tecnologias, estruturas de custos; por instituições, como normas, leis, órgãos da administração pública, agências regulatórias, autarquias de defesa

da concorrência; pelos mercados a serem atendidos; pela localização e pelas características geográficas do espaço econômico (KUPFER, 1992).

A estrutura da indústria brasileira de gás natural é representativa de um mercado concentrado homogêneo. Nessa configuração, poucas empresas possuem os requisitos técnicos e financeiros para desempenhar as atividades inerentes à indústria na qual estão inseridas e, por isso, absorvem quase toda a demanda; existem significativas barreiras à entrada de empresas; existem significativos diferenciais de custos, refletindo economias de escala e técnicas de produção; o produto é homogêneo; e as empresas praticam preços semelhantes para evitar retaliações mútuas, uma vez que pequenas reduções de preços podem deslocar grandes parcelas da demanda (TOLEDO, 1990).

As instituições que regem o setor de gás natural no Brasil passaram por diversas transformações: a reforma constitucional promoveu a abertura do setor de petróleo e gás natural, permitindo a empresas estatais ou privadas exercerem as atividades inerentes a esse setor; posteriormente, criou-se uma lei específica para tratar do gás natural; e recentemente a autarquia federal de defesa da concorrência impôs restrições ao excessivo poder de mercado da Petrobras. No âmbito empresarial, houve uma mudança de objetivos da Petrobras: o foco da organização passou a ser a criação de valor para o acionista. No plano geográfico, a maior parte das reservas brasileiras de gás natural está localizada no mar, em águas profundas e ultraprofundas, distantes do litoral brasileiro.

A indústria brasileira de gás natural é caracterizada pelo predomínio da Petrobras: a Petrobras é a empresa líder, a incumbente, e as demais empresas são seguidoras que dependem da Petrobras ou que atuam em parceria com a Petrobras. Nos segmentos de exploração e produção (E&P) e de escoamento da produção, as seguidoras vendem o gás que produzem à Petrobras na “boca do poço” ou antes de o gás transitar por alguma das infraestruturas de escoamento à montante das unidades de processamento de gás natural. Algumas produtoras de grande porte são sócias da Petrobras no segmento de escoamento, detendo participações minoritárias em infraestruturas de escoamento da produção. No transporte, a Petrobras era proprietária de quase todas as transportadoras de gás natural, mas vem se desfazendo de suas participações acionárias em algumas delas. Atualmente,

outros agentes do mercado assumiram o controle de duas das principais transportadoras. No mercado de atacado, a Petrobras é a fornecedora de todo o gás comprado pelas distribuidoras locais de gás canalizado; além disso, a Petrobras possui participações societárias em muitas das distribuidoras.

No entanto, a Petrobras estabeleceu como estratégia priorizar o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural e deixar de atuar em outros segmentos da cadeia de valor do gás. Com a saída da Petrobras desses outros segmentos, as empresas entrantes ou que atuavam em parceria com a Petrobras deverão assumir o papel antes desempenhado pela empresa estatal nesses elos da cadeia de valor em que ela deixará de atuar. Portanto, a nova estratégia empresarial da Petrobras desencadeará mudanças estruturais. Já as empresas que atuam no segmento de E&P poderão reformular as suas estratégias: investir no desenvolvimento de infraestruturas para escoar a própria produção, deixando de vender o gás à Petrobras. Enfim, mesmo uma indústria altamente concentrada com um produto homogêneo poderá assumir novas configurações a partir da reformulação da estratégia empresarial da Petrobras. Assim, a dissertação pretende analisar a interação entre as novas estratégias empresariais que eventualmente surgirão com a saída da Petrobras de diversos segmentos da cadeia produtiva do gás e as estruturas de mercado preexistentes em toda a cadeia produtiva.

A reformulação da estratégia empresarial da Petrobras resulta de mudanças institucionais internas e externas à empresa estatal. No plano interno, os novos objetivos da Petrobras levam a empresa a se desfazer de atividades menos rentáveis e se concentrar em setores que maximizem o seu lucro. No ambiente externo, as novas diretrizes do Ministério das Minas e Energia (MME) e, sobretudo, a atuação do Conselho Administrativo de Desenvolvimento Econômico (CADE) impelem a Petrobras a deixar de exercer um papel hegemônico em todos os segmentos da cadeia produtiva do gás natural. Essas mudanças institucionais serão analisadas em maior profundidade ao longo do texto.

A dissertação baseia as suas análises em um novo paradigma microeconômico no qual a noção de equilíbrio das teorias neoclássicas é substituída pela de trajetórias de evolução. Nesta abordagem neoschumpeteriana, as estruturas produtiva e de mercado são endógenas ao processo de inovação e às condutas das

empresas, ou seja, as estruturas são transformadas por inovações tecnológicas, novos modelos de negócio, investimentos e outras estratégias empresariais.

Para tratar da evolução tecnológica, a escola neoschumpeteriana desenvolveu o conceito de “trajetória tecnológica”. Uma trajetória tecnológica representa o caminho evolutivo de uma tecnologia, no qual ela vai sendo transformada por meio de sucessivas inovações. Ao longo da sua trajetória, a tecnologia vai sendo modificada ou aperfeiçoada por inovações chamadas “incrementais”, que a vão tornando mais avançada ou adequada às necessidades do mercado. O processo de evolução é cumulativo, ou seja, a tecnologia incorpora todo o conhecimento adquirido entre o início da sua trajetória e o seu estágio atual. As trajetórias se encerram somente quando surgem inovações chamadas “radicais” ou “disruptivas”. Estas modificam radicalmente a tecnologia preexistente, gerando uma tecnologia nova, baseada em um novo paradigma tecnológico, isto é, em um novo padrão ou modelo de solução de problema.

O processo de difusão de uma tecnologia costuma ser descrito pelo número total de pessoas ou empresas que a adotam ao longo do tempo. O período entre o surgimento e a obsolescência de uma tecnologia é chamado de “ciclo de vida”. O ciclo de vida de uma tecnologia é composto essencialmente por quatro fases distintas: a de introdução, a de crescimento, a de maturidade e a de declínio. Pinto (2012, p. 46, grifo do autor) descreve as fases do ciclo da seguinte forma:

A primeira é a fase de **introdução**, em que apenas um pequeno número de pessoas ou firmas adota a nova tecnologia [...]. À medida que os adotantes pioneiros têm sucesso e ocorrem melhorias sucessivas na tecnologia dá-se aceleração do processo de adoção e a curva de difusão [o ciclo de vida] entra na fase de **crescimento** [...]. Na fase de **declínio**, alguns usuários passam a adotar tecnologias que substituem a anterior.

Quando uma indústria atinge o estágio de maturidade tecnológica – como parece ser o caso da indústria brasileira de gás natural –, algumas das suas características estruturais (número e tamanho das empresas, barreiras à entrada de empresas) se tornam relativamente estáveis, isto é, inovações incrementais não teriam a capacidade de alterá-las. Essas características seriam modificáveis somente por meio de inovações disruptivas, que são aquelas que dão origem a novos paradigmas tecnológicos. Com a rigidez da estrutura industrial e das demais condicionantes das estratégias empresariais (instituições, mercados, espaço

geográfico), as estratégias empresariais mais bem sucedidas tendem a ser reproduzidas pelos agentes da indústria. Em outros termos, as estratégias adotadas pelas empresas que obtiveram melhor desempenho seriam reconhecidas como as estratégias preferíveis, uma vez que proporcionaram os melhores resultados econômicos, e conseqüentemente seriam replicadas pelas empresas que já as adotavam e pelas demais. As empresas deixariam de adotá-las apenas quando não estivessem capacitadas tecnicamente e financeiramente ou quando não as identificassem corretamente. Com a reprodução das estratégias exitosas em um ambiente sem mudanças estruturais e institucionais, as formas dominantes de concorrência permaneceriam as mesmas, ou seja, ter-se-ia o mesmo padrão de concorrência.

Contudo, as inovações radicais e outros fatores potencialmente disruptivos, como, por exemplo, novos modelos de negócio e investimentos expressivos, provocam mudanças estruturais mesmo em indústrias maduras. As estratégias empresariais, por sua vez, podem ser reformuladas em função de mudanças em seus fatores condicionantes, sobretudo mudanças na legislação, nas políticas de defesa da concorrência e em instituições internas às empresas. Por isso, quando ocorrem inovações radicais ou mudanças significativas no espaço concorrencial, a configuração de uma indústria e/ou as estratégias empresariais sofrem transformações. Desse processo, um novo padrão de concorrência pode emergir.

Assim, este estudo pretende identificar e avaliar o padrão de concorrência vigente na indústria brasileira de gás natural, as mudanças em curso e o padrão de concorrência que poderá emergir em decorrência dessas transformações.

O motivo de se avaliar estes padrões surge a partir da preocupação com a estagnação do setor de gás natural no Brasil. Esse setor deixou de crescer nos últimos anos, tendo vivenciado somente um breve período de crescimento entre 2012 e 2015, quando a demanda foi alavancada pelo aumento do consumo de gás nas termelétricas a gás natural em função de uma severa crise hídrica.

O desenvolvimento da indústria nacional de gás natural requer novos investimentos em todos os segmentos da cadeia produtiva, notadamente nas atividades de rede. A expansão das indústrias de rede representa um desafio dos pontos de vista técnico e econômico, em face das dificuldades de instalação de

extensas redes de dutos no mar e dos elevados investimentos em capital físico necessários. Além disso, o tempo de amortização destes investimentos é longo e o risco econômico é alto. As incertezas em relação à demanda e a indefinição em relação às regras setoriais aumentam a imprevisibilidades dos resultados econômicos.

As descobertas de imensas reservas no pré-sal ampliam enormemente o potencial da produção nacional de gás natural. No entanto, essas oportunidade esbarra em um importante entrave ao aproveitamento da produção nacional: a necessidade de novas infraestruturas essenciais e a dificuldade de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais da Petrobras.

O controle dos ativos mais estratégicos da cadeia produtiva por parte da Petrobras, assim como a sua atuação verticalizada, tem prevenido a entrada de novos agentes econômicos na indústria do gás. Nesse sentido, a dissertação pretende avaliar se essas barreiras de entrada estariam impedindo a formação de um setor mais competitivo e dinâmico, impulsionado por outros agentes do mercado dispostos a investir e competir.

Em face de todos esses desafios, a dissertação busca encontrar uma resposta para a seguinte indagação: a expansão e o desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil dependem da sua reestruturação, da revisão e modernização do seu arcabouço-regulatório e do surgimento de um novo padrão de concorrência setorial ou esse setor ainda reúne condições para voltar a crescer com as suas estruturas atuais e com o padrão de concorrência vigente?

Este estudo pressupõe que a indústria brasileira de gás natural se estagnou em virtude da forma como está organizada e do seu padrão de concorrência atual. Esse padrão teria se tornado disfuncional em algum momento e já não sustentaria mais o crescimento dessa indústria. A continuidade das mesmas estruturas de mercado e do padrão de concorrência vigente limitaria o seu crescimento.

O método deste estudo consiste em analisar a evolução dessa indústria em um período determinado, conhecendo a sua trajetória evolutiva. Este processo analítico se baseia em um novo paradigma microeconômico, fundado nas teorias evolucionárias neo-schumpeterianas, que observa o seu objeto de estudo sob uma perspectiva dinâmica, e não estática. Além disso, os modelos da teoria

microeconômica ortodoxa são essenciais neste estudo, de tal modo que as análises estão também fundamentadas nesse arcabouço teórico.

O estudo baseia-se na teoria da concorrência neo-schumpeteriana, que explora os processos concorrenciais: a dinâmica das interações entre as empresas e os mercados nos espaços concorrenciais. Este estudo apoia-se igualmente nas teorias de Giovanni Dosi, que desenvolve os conceitos de trajetória e paradigma tecnológicos e analisa os padrões de comportamento empresariais (DOSI, 1982). A teoria neo-schumpeteriana questiona as premissas da visão clássica, segundo as quais os agente econômicos adotam estratégias perfeitamente racionais (objetivando maximizar seus lucros em curto prazo). Nesse sentido, a dissertação tem um viés keynesiano, pois assume que os agentes econômicos agem com base em suas expectativas e em seu espírito empreendedor, visando o longo prazo, num ambiente de incertezas, sem atribuírem probabilidades aos acontecimentos futuros. E tem como referência Dosi, que vê as empresas como diferentes e desiguais e, assim, procura identificar padrões de comportamento e estilizar as empresas de acordo com as suas características.

As análises assumem que a trajetória de evolução de uma indústria é um caminho incerto, imprevisível. Assume-se a imprevisibilidade das inovações, das trajetórias tecnológicas e do grau de difusão das diferentes tecnologias. A indefinição das regras setoriais e o comportamento dos mercados do gás são outros fatores de incerteza. Contudo, o estudo busca apontar tendências, observando as novas oportunidades econômicas e o potencial inovativo na indústria do gás, as novas instituições e a evolução dos mercados do gás. As tendências de comportamento são avaliadas com base na observação das estratégias passadas que se mostraram bem sucedidas e que, portanto, tendem a ser reproduzidas, sem negligenciar o fato de que a escolha de estratégias depende de capacidade técnica e econômica para implementá-las.

A dissertação avalia a performance da indústria ao longo da sua trajetória evolutiva com base em informações do passado e do presente que são observadas na sua ordem cronológica. Para isso, utiliza os dados disponibilizados em documentos do Ministério das Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de

Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): boletins mensais de acompanhamento da indústria do gás natural e anuários estatísticos.

O alicerce teórico da dissertação foi o livro “Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômico” (ALMEIDA; FERRARO, 2013), que trata do produto “gás natural”, dos aspectos técnicos e econômicos de todos os segmentos da cadeia de valor do gás natural, da indústria do GNL (Gás Natural Liquefeito), das inovações tecnológicas na indústria do gás natural e da precificação do gás natural. Além dessa obra, foram de suma importância para a elaboração deste estudo: notas técnicas e relatórios técnicos da ANP, diversos documentos produzidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o texto “Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas” (ALMEIDA *et al.*, 2017) e o ensaio “Padrões de Concorrência e Competitividade” (KUPFER, 1992). O estudo teve também como base: o art. 176 e o art. 177 da CF-88, a Lei n° 9.478/1997, a Lei n° 11.909/2009 e o Decreto n° 7.382/2010 (BRASIL, 1997; 2009; 2010a; 2012).

Esta dissertação é composta por cinco capítulos além dessa introdução. O capítulo 1 analisa a demanda do gás natural, especificamente nos setores termelétrico e industrial. O capítulo 2 analisa detalhadamente as características do segmento de exploração e produção de gás natural no Brasil. O capítulo 3 trata de todo o segmento midstream da cadeia de valor do gás natural no Brasil. O capítulo 4 analisa os segmentos da indústria nacional de gás natural que estão à jusante do midstream: importação por gasoduto, transporte e distribuição. O capítulo 5 analisa o padrão de concorrência vigente na indústria brasileira de gás natural e as mudanças em curso.

As primeiras fases da cadeia industrial do gás natural formam o segmento *upstream*. O *upstream* é composto pelas atividades de prospecção, exploração e produção do gás natural. Estas atividades da cadeia produtiva são as que agregam maior valor e envolvem maiores riscos. Além dos riscos geológicos, tais atividades são intensivas em capital e tecnologia e não proporcionam retorno em curto prazo.

A prospecção é a primeira etapa da cadeia produtiva. Na fase de prospecção são traçados mapas geológicos dos subsolos marinho e terrestre e realizados estudos geofísicos, utilizando técnicas modernas como a emissão de ondas que, após serem refletidas, são transmitidas a receptores acústicos. Estes aparelhos

interpretam os sinais recebidos e produzem imagens tridimensionais das camadas do solo atingidas pelas ondas. Com base nestes estudos, são selecionadas bacias sedimentares e campos de hidrocarbonetos com maior potencial para serem explorados.

Após a fase de prospecção, o Estado inicia os processos licitatórios para a concessão das bacias selecionadas às empresas interessadas na sua exploração. Cumprida mais esta etapa, as empresas iniciam suas campanhas exploratórias, com novos estudos e perfuração de poços, a fim de identificar campos de hidrocarbonetos comercialmente viáveis. Na fase exploratória são perfurados poços pioneiros, que têm o objetivo de determinar a existência e o potencial econômico de reservatórios de hidrocarbonetos.

Com a descoberta de reservatórios economicamente viáveis, inicia-se a fase de desenvolvimento. Nesta fase ocorrem a perfuração de poços produtores e a implantação de toda uma infraestrutura para coletar o gás do reservatório e levá-lo até as plataformas de produção, localizadas nas superfícies marítima ou terrestre.

Inicia-se, então, a fase de produção. Nesta etapa, o gás é extraído do reservatório e, ao chegar à superfície, recebe pré-tratamento na própria plataforma de produção. Da plataforma o gás é escoado, por meio de gasodutos, até unidades de tratamento de gás natural (UPGN). Nas UPGNs, o gás natural bruto é processado e tratado. Nas fases de processamento e tratamento, o gás natural bruto é separado em frações (metano e demais componentes) e dele são retiradas a água e as impurezas, como gases tóxicos e contaminantes.

As atividades de escoamento da produção, processamento, tratamento, liquefação, regaseificação, comercialização e transporte do gás natural compõem o denominado “segmento midstream” da cadeia de valor do gás natural. Já a atividade de distribuição representa o denominado “segmento downstream”.

Os ramos de transporte e distribuição de gás natural são predominantemente constituídos por indústrias dutoviárias cujas atividades consistem em levar a molécula do gás natural das UPGNs até os usuários finais do gás. As redes de transporte e distribuição são um conjunto de dutos subterrâneos que se interconectam, compondo um emaranhado de dutos parecido com redes – as malhas dutoviárias.

A atividade de transporte, em particular, consiste em levar a molécula do gás natural desde as UPGNs até os *City Gates*, por meio de gasodutos. Os *Citygates* são estações de entrega do gás. Já a atividade de distribuição consiste em levar o hidrocarboneto fluido desde os *City Gates* até os usuários finais do gás, por meio de gasodutos.

No tocante à sua organização, as indústrias dutoviárias constituem monopólios naturais. Isto ocorre devido às suas características técnico-econômicas. Estas indústrias apresentam custos fixos bastante elevados e custos variáveis muito baixos e, portanto, grandes economias de escala. Neste sentido, as indústrias de dutos não se viabilizam com estruturas de mercado que não sejam o monopólio.

A infraestrutura dutoviária de transporte de gás natural é formada por gasodutos, estações de compressão e outras instalações, e a construção desta infraestrutura compreende uma série de despesas com obras civis, materiais, transporte, equipamentos e mão-de-obra, dentre as principais. O custo de investimento é muito elevado.

As obras civis compreendem limpeza de terrenos, terraplanagem, escavações, montagem, soldagem, pintura, reurbanização, e, evidentemente, a mão de obra. Os custos de materiais representam as despesas com dutos, e dependem do material de que são constituídos os dutos. O tipo de material também afeta os custos com manejo e transporte, pois determinam o peso destas estruturas. Há ainda despesas com a construção de estações de compressão e os equipamentos utilizados nas estações, como turbinas a gás, motores a gás, compressores e outros. Outras despesas importantes envolvem projetos de engenharia, direitos de passagem, desapropriações e indenizações.

Além dos custos de construção, “os custos de operação e manutenção dos gasodutos [também] são considerados custos fixos, uma vez que variam pouco com o volume de gás natural transportado pelo gasoduto” (ALMEIDA; FERRARO, 2013, p. 71). Dentro do segmento de transporte, os custos de operação e manutenção dos gasodutos correspondem a valores entre 1 e 3% dos custos totais de construção (ALMEIDA; FERRARO, 2013, p. 71).

Os investimentos são elevados e o custo total (depreciação, operação e manutenção, mão-de-obra) varia muito pouco com o volume de moléculas

transportado, de modo que o segmento de transporte via gasoduto possui grandes economias de escala. Ou seja, o aumento do volume transportado proporciona a redução do custo médio – custo total dividido pelo volume de gás transportado.

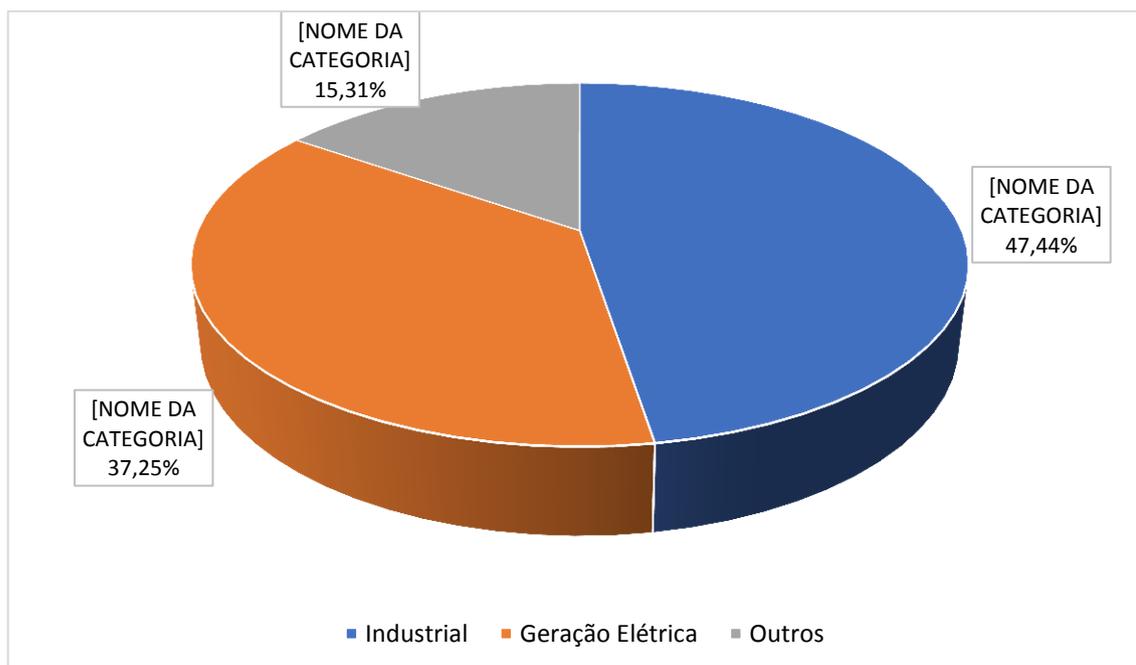
Do mesmo modo, a ampliação da capacidade de transporte de um gasoduto produz ganhos com economias de escala. O aumento de diâmetro dos dutos gera um aumento de capacidade proporcionalmente maior do que o aumento do custo de construção. Isto ocorre porque embora o aumento de diâmetro dos dutos gere despesas adicionais com materiais, outras despesas variam pouco ou permanecem praticamente inalteradas. Conseqüentemente, o investimento adicional proporciona a redução do custo médio de construção.

Existem também economias de escala na duplicação de gasodutos. Quando um segundo gasoduto é construído paralelamente a outro – isto é, ao seu lado, percorrendo o mesmo trajeto –, há uma série de despesas que podem ser economizadas. Tais despesas estão associadas ao projeto de engenharia, a direitos de passagem, desapropriações e indenizações. Por isto, o aumento da capacidade de transporte decorrente da duplicação do gasoduto é proporcionalmente maior do que o aumento do custo de investimento.

CAPÍTULO 1 – DEMANDA DO GÁS NATURAL

Este capítulo trata da demanda do gás natural nos segmentos que mais consomem o hidrocarboneto. O capítulo discute a importância do gás natural na geração elétrica e em diversas indústrias e as perspectivas de demanda do produto tanto na geração quanto nessas indústrias. A primeira seção aborda o segmento termelétrico a gás natural: a complementariedade existente entre esse segmento e o segmento hidrelétrico, que responde pela maior parcela da energia elétrica gerada no Brasil; as perspectivas de uso do gás natural na geração elétrica em face do aumento das energias renováveis; e a construção de novas termelétricas a gás natural no Brasil. As seções subsequentes abordam o uso do gás natural como matéria-prima na indústria petroquímica e nas refinarias de petróleo; e o potencial da demanda do gás natural na petroquímica, nos setores de refino de petróleo e de fertilizantes, na siderurgia e metalurgia, e na indústria cerâmica.

Os segmentos de geração elétrica e industrial são os principais consumidores de gás natural no Brasil. Em 2019, o consumo de gás natural no segmento termelétrico foi de 29,03 milhões de m³/dia, o que representou 37,25% de toda a demanda nacional de gás natural, e no segmento industrial foi de 36,97 milhões de m³/dia, ou seja, 47,44% de toda a demanda (BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL, 2020). O Gráfico 1 mostra a participação de cada segmento no consumo nacional de gás natural em 2019. O consumo na geração elétrica e na indústria representou 84,69% de toda a demanda nacional.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

Gráfico 1 – Segmentação do Consumo Nacional de Gás Natural em 2019.

1.1 GERAÇÃO ELÉTRICA

O setor de geração elétrica é um dos maiores consumidores de gás natural, uma vez que uma parte da energia elétrica é produzida a partir de usinas termoelétricas que utilizam o gás natural como combustível no processo de geração.

As termoelétricas a gás natural têm um papel estratégico no Brasil, na medida em que a hidroeletricidade – a eletricidade obtida a partir da água – constitui a maior parte de toda a eletricidade produzida no País. Como os sistemas de geração hidroelétrica são formados por reservatórios artificiais de água, cujos níveis dependem das precipitações pluviométricas, a capacidade destes sistemas varia com a intensidade e o período das chuvas. A energia potencial acumulada nas usinas hidroelétricas depende, portanto, da distribuição das chuvas. Com características distintas, as termoelétricas a gás podem fornecer um fluxo contínuo de energia e ser rapidamente acionadas para o despacho termoelétrico, sendo estrategicamente complementares às hidroelétricas. As térmicas a gás podem ser importantes supridoras de carga de base (*baseload*), que é a energia mínima requerida para sustentar a rede elétrica, permitindo a regularização dos reservatórios

nas hidroelétricas. A existência de carga de base permite regular a vazão das águas, evitando a depleção dos reservatórios.

Atualmente estão se tornando mais comuns as usinas hidroelétricas a fio d'água, sem a construção de reservatórios artificiais, devido aos impactos ambientais decorrentes do represamento das águas. Entretanto, como as águas não são armazenadas em reservatórios, a capacidade de geração destas usinas é bem menor e os fluxos e vazões das águas não podem ser controlados, aumentando os riscos associados ao suprimento e ao equilíbrio do sistema elétrico. Nas hidroelétricas a fio d'água, a energia hídrica ou hidráulica, que é a energia cinética contida no movimento das águas, não é gerada pela vazão de águas armazenadas em reservatórios, mas exclusivamente pela própria dinâmica dos rios e cursos d'água onde as usinas são instaladas. Os fluxos das águas dependem, então, das correntezas, do relevo, dos desníveis do leito das águas e dos regimes pluviais, dentre outros fatores. Diante da impossibilidade de armazenagem das águas, ou seja, de formação de estoques de energia potencial que possam ser convertidos em eletricidade, os estoques de gás armazenados nas termoelétricas podem servir de suporte (*back up*) para o sistema elétrico. Com o gás estocado em suas próprias instalações, as térmicas a gás podem ser rapidamente acionadas, despachando a energia necessária para suprir as redes elétricas nos períodos de pico de consumo ou de escassez de águas.

1.1.1 Crise Hídrica

A crise hídrica no Brasil começou em abril de 2012. Até novembro de 2015, as regiões mais populosas do Brasil, a Sudeste e a Nordeste, haviam perdido 56 trilhões de litros de águas e 49 trilhões de litros de água, respectivamente, segundo dados de satélites da NASA, a agência espacial norte-americana (FEITOSA, 2015). Os dados coletados apontaram que os meses entre 2014 e 2015 foram o período de maior escassez hídrica já observada por satélites.

As precipitações pluviométricas são um dos fatores determinantes da capacidade de geração das hidroelétricas, uma vez que a intensidade e duração das chuvas determinam o nível dos reservatórios. Neste sentido, existe uma alta correlação entre os índices pluviométricos e a utilização da energia termoelétrica.

Este estudo comparou os níveis de consumo de gás no setor de geração elétrica entre 2011 e 2018. Nos anos de 2013, 2014 e 2015, as quantidades demandadas de gás natural pelo setor de geração elétrica foram, respectivamente, as seguintes: 40,1 MM m³, 46,8 MM m³ e 45,9 MM m³. Já nos anos subsequentes, depois do período de escassez hídrica, os volumes demandados diminuíram significativamente. Em 2016, 2017 e 2018, os volumes consumidos foram, respectivamente, os seguintes: 29,6 MM m³, 34,3 MM m³ e 27,7 MM m³.

Vale destacar que em 2011, ano que registrou afluições acima da média, o consumo de gás natural na geração termoelétrica foi de 10 MM m³, ou seja, significativamente menor do que nos outros anos. Em comparação, em 2014, ano em que a crise hídrica foi mais intensa, o consumo na geração elétrica foi de 46,8 MM m³.

1.1.2 Transformação da Matriz Energética

A matriz energética nacional também está em transformação em virtude do aumento de participação das energias renováveis (eólica e futuramente solar). As energias geradas a partir do vento e do sol são intermitentes, e a sua expansão aumenta a importância das termelétricas a gás natural. No livro “Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear”, coordenado por Maurício Tolmasquim, afirma-se que:

Em razão das suas características técnicas e econômicas, particularmente a geração termelétrica a gás natural também tem sido associada à expansão das fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, para ser acionada nos períodos de indisponibilidade da geração a partir dos ventos e do sol (TOLMASQUIM, 2016, p. 58).

1.1.3 Capacidade Termelétrica a Gás Natural

As usinas termelétricas a gás natural em operação no Brasil somaram 12627 MW de potência em março de 2020. Estão em construção as usinas GNA I, no Rio de Janeiro, e Parnaíba 5A e 5B, no Maranhão, com capacidades de 1338,3 MW e 363,2 MW, respectivamente. As outras usinas previstas são GNA II (1672,5 MW) e Marlim Azul (565,5 MW), no Rio de Janeiro; Novo Tempo Barcarena (604,5 MW), no

Pará; Jaguatirica II (126,2 MW), em Roraima; Oeste de Canoas 1 (5,5 MW) e MC2 Nova Venécia 2 (92,2 MW), no Maranhão; e Prosperidade II (37,3 MW), na Bahia. A previsão é de que todas as unidades em construção ou em andamento entrem em operação até 2025, aumentando a capacidade instalada no país em cerca de 4805 MW.

1.2 INDÚSTRIA PETROQUÍMICA

A produção de petroquímicos a partir do gás natural, a gasoquímica, se diferencia da produção tradicional, feita a partir de derivados do petróleo, pelo insumo básico e pelas inúmeras vantagens, em particular a redução expressiva de impactos ambientais. Através da gasoquímica obtém-se os mesmos produtos gerados pela petroquímica, como os hidrocarbonetos alcenos e suas misturas, que são a base da indústria moderna: eteno, propeno, buteno, butadieno, polímeros (polietileno, polipropileno, polibutadieno, PVC), dentre outros, a partir dos quais são produzidos diversos bens industriais e de consumo.

A indústria petroquímica tem sua base nas matérias-primas obtidas das indústrias de energia, principalmente a nafta (derivada do petróleo), o gás natural e o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Porém, a obtenção destes insumos se dá por meio de processos industriais distintos. A nafta e o GLP são produzidos em refinarias de petróleo.

1.2.1 Líquidos de Gás Natural

As frações do gás natural úmido destinadas à indústria petroquímica ou gasoquímica são produzidas nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs). Nestas instalações ocorre a condensação das frações mais pesadas do gás natural úmido. As frações que se liquefazem formam os líquidos de gás natural (LGN), enquanto a fração gasosa é composta por metano, principalmente, e etano. A parte líquida é, então, fracionada em etano (se houver), GLP (propano e butano) e condensados, também chamados de gasolina natural, que são hidrocarbonetos com cinco ou mais átomos de carbono.

Todas as frações do gás natural podem ser utilizadas como matéria-prima na indústria gasoquímica. O metano pode ser utilizado como insumo na fabricação de amônia e metanol, entre outros compostos químicos. O etano, o propano e o butano são matérias-primas empregadas na produção de olefinas (hidrocarbonetos insaturados), como eteno, propeno e buteno, entre outros. Já a gasolina natural pode ser misturada a outras correntes de nafta para a formulação da gasolina.

O etano é o insumo preferido para a obtenção de eteno quando se deseja minimizar a produção de subprodutos. O propano e butano podem, por meio de um processo de craqueamento (também chamado de pirólise), ser transformados em outros alcenos, como o propeno e o buteno, por exemplo. Do butano pode-se obter também o butadieno, por meio de desidrogenação, uma reação química que envolve a eliminação de hidrogênio. Já a gasolina natural, composta principalmente por pentanos e hidrocarbonetos com mais de 5 átomos de carbono, é semelhante a uma nafta leve, apresenta baixo teor de enxofre, e pode também ser utilizada para produzir olefinas por pirólise.

No Brasil, a parcela de gás natural utilizada como matéria-prima na indústria química correspondia a 7,2% do total consumido (MONTENEGRO; PAN, 2000, p. 140).

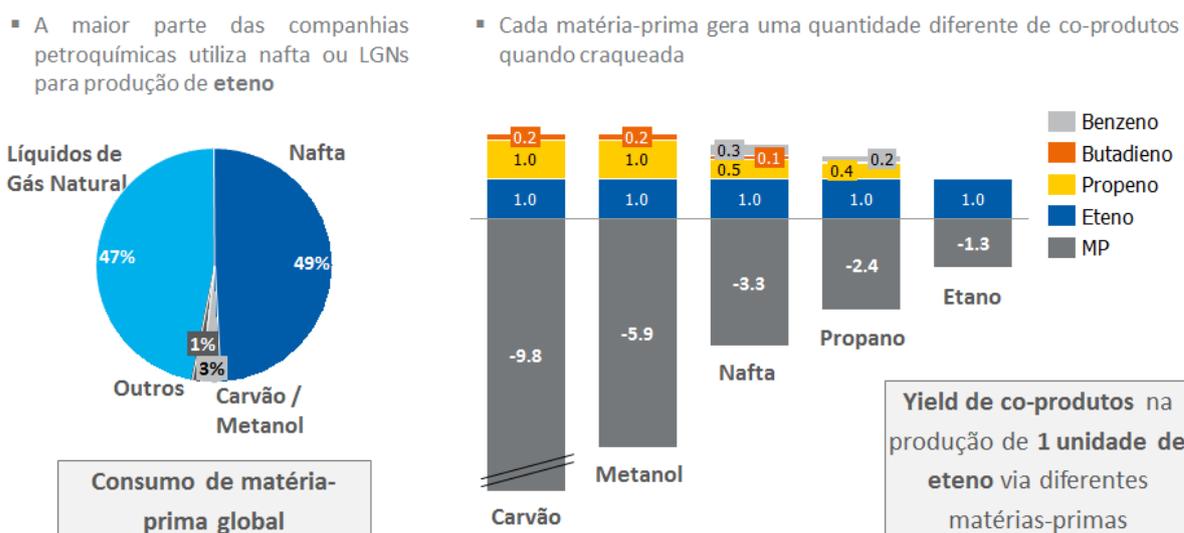
1.2.2 Matriz de Matérias-Primas

A matéria-prima na cadeia petroquímica é um elemento central, pois constitui parcela significativa dos custos totais de produção, correspondendo a valores entre 65% e 70% do total de gastos com a produção. Os insumos básicos originam-se especialmente da nafta, do gás natural e do etanol. De modo geral, no Brasil, conforme dados da Associação Brasileira de Indústrias Químicas (Abiquim), a nafta, originária do petróleo, representa 87% da matéria-prima utilizada na indústria petroquímica; o metano, etano e propano, provenientes do gás natural, representam 11%; e o etanol responde por 2% (DIEESE, 2018, p. 12).

Contudo, há grande potencial de mudança na matriz de matérias-primas da petroquímica, isto é, no nível de participação de cada uma das matérias-primas na matriz. O nível de participação de cada insumo é determinado principalmente por

fatores como disponibilidade, preço, eficiência e impactos ambientais de cada insumo em relação aos concorrentes. Neste sentido, o etano é um produto superior à nafta, sendo mais eficiente e menos poluente.

A maior parte das companhias petroquímicas utiliza nafta ou líquidos de gás natural para produção de eteno. No mundo, entretanto, a participação dos líquidos de gás natural na matriz de matérias-primas da petroquímica é superior à do Brasil. A Figura 1 mostra que do consumo global de matéria-prima na indústria petroquímica os líquidos de gás natural representam cerca de 47% e a nafta, 49%. A Figura 1 também mostra o rendimento de cada insumo utilizado na produção de olefinas. O etano apresenta rendimento superior à nafta, sendo necessário 1,3 unidade de etano ou 3,3 unidades de nafta para se produzir 1 unidade de eteno.



Fonte: Braskem (c2017).

Figura 1 – Matérias-Primas para a Produção de Eteno.

O etano é considerado a “joia da coroa” para a petroquímica, e a demanda da indústria petroquímica por etano oferece valiosa oportunidade para a monetização do gás natural. O aproveitamento das frações mais nobres do gás natural (etano, propano e butano) não compromete a venda do gás para fins energéticos e agrega valor ao produto. Com a descoberta de gigantescos volumes de gás natural no pré-sal das bacias de Santos e de Campos, a indústria do gás natural poderá gerar matéria-prima em abundância para abastecer os polos petroquímicos do País. No entanto, a extração dos componentes mais nobres do gás, que são matérias-primas

para a indústria petroquímica, requer investimentos adicionais, cuja viabilidade econômica precisa ser avaliada (LUNA; SAMORA, 2008).

1.3 INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO

O consumo de gás natural nas refinarias de petróleo representa uma parcela expressiva de todo volume de gás natural ofertado aos mercados. O gás natural é utilizado nas refinarias como combustível e como matéria-prima para a produção de hidrogênio. A maior parte do gás é utilizada como combustível, mas o hidrogênio é um produto cada vez mais utilizado nos processos de tratamento de combustíveis.

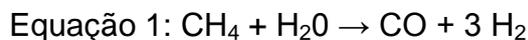
O volume de gás natural consumido como combustível nas refinarias representa o volume de gás natural consumido no setor energético. Pelo critério da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de gás natural no setor energético não inclui o gás natural utilizado na produção de hidrogênio nas refinarias, nem o gás natural utilizado na exploração e produção de óleo e gás e nem o gás natural consumido nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

O gás natural consumido nas refinarias como fonte de energia pode ser utilizado em caldeiras, fornos, aquecedores e turbinas a gás para geração elétrica, dentre os principais equipamentos. Embora priorizem seus próprios energéticos, as refinarias são grandes consumidoras de gás natural. A substituição de combustíveis como o gás de refinaria e o óleo combustível pelo gás natural reduz a poluição atmosférica, pois este último apresenta uma combustão mais limpa, com menor emissão de poluentes. Por ser um combustível mais limpo, o seu uso proporciona a redução de custos com filtros, limpeza e manutenção de equipamentos.

O gás metano também é utilizado como matéria-prima nas refinarias para a produção de hidrogênio. Este é um produto cada vez mais empregado em processos de craqueamento e de tratamento de derivados do petróleo. Os processos de tratamento à base de hidrogênio geram combustíveis de maior qualidade, como o Diesel S-10, cuja composição apresenta baixíssimo teor de enxofre (até 10 mg/kg).

O hidrogênio é produzido principalmente a partir da reforma a vapor do gás natural. Na reforma, o gás natural é misturado a vapores de água superaquecidos,

desencadeando uma reação endotérmica através da qual o hidrogênio é obtido (Equações 1 e 2).



Outro método de produção de hidrogênio é por meio da deposição catalítica do gás natural, uma reação endotérmica em que são formados o hidrogênio e o carbono, conforme descreve a Equação 3.



O hidrogênio é utilizado principalmente nos processos de hidrocraqueamento e hidrotratamento. O hidrocraqueamento é um processo que consiste na quebra ou rompimento de moléculas, convertendo-as em moléculas de menor massa molar. A conversão ocorre na presença de grandes volumes de hidrogênio.

O hidrotratamento consiste na reação do hidrogênio com o combustível para a remoção de contaminantes e outros compostos, gerando produtos de maior qualidade. Os processos de tratamento visam a dessulfurização, com a remoção de enxofre e compostos sulfurados; a desnitrogenação, com a retirada de compostos nitrogenados; e a desoxigenação, com a subtração de compostos oxigenados.

O Quadro 1 apresenta os volumes de gás natural recebidos nas refinarias entre 2009 e 2019. Os volumes cresceram até 2015, e a partir de 2016 entram em declínio. Entre 2015 e 2019, o nível de consumo caiu cerca de 30%.

Quadro 1 – Consumo de Gás Natural nas Refinarias, em milhões de m³/dia

Ano	Consumo de Gás Natural (MMm ³ /dia)
	Refinarias
2009	5,72
2010	6,69
2011	8,70
2012	10,21
2013	10,90
2014	11,32
2015	11,61
2016	11,36
2017	10,89
2018	8,70
2019	8,11

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

1.3.1 Investimentos no Refino e na Petroquímica

A Petrobras, em virtude de seu endividamento e das novas oportunidades surgidas com as descobertas de reservas na camada do pré-sal, decidiu reorientar as suas estratégias em relação aos segmentos em que atua. Desse modo, a estatal decidiu priorizar o segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural em águas profundas e ultraprofundas, com o intuito de maximizar a sua geração de caixa e rentabilidade, e se desfazer de ativos nas demais áreas de atuação, consideradas não-estratégicas, incluindo o refino e a petroquímica.

A decisão de desinvestir no refino e na petroquímica, entretanto, não implica em uma retração do setor, uma vez que a transferência dos ativos da Petrobras para a iniciativa privada pode acarretar novos investimentos. As refinarias, por exemplo, despertam o interesse do capital estrangeiro, em particular das estatais chinesas. O potencial do mercado nacional de derivados de petróleo pode atrair novos investimentos, levando a uma expansão ou modernização do parque de refino nacional.

O mercado nacional de derivados de petróleo apresenta tamanho expressivo. Em 2017, o mercado brasileiro foi o sétimo maior consumidor de derivados de petróleo do mundo, tendo consumido em média 2,3 milhões de barris de petróleo por dia naquele ano. Além disso, o PNG 2019-2023 da Petrobras previa um crescimento modesto do mercado nacional de derivados de petróleo, ao contrário dos mercados de derivados em economias maduras, que se encontram estagnados.

Apesar dos planos de privatização, a Petrobras pretende concluir as obras do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj). O Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 da Petrobras também prevê investimentos na Refinaria Abreu e Lima (RNEST), que ampliarão a capacidade de processamento de petróleo e de tratamento de derivados. O início das operações do Comperj, a ampliação da RNEST e a participação de novos investidores devem sustentar a demanda de gás natural no segmento de refino.

1.4 INDÚSTRIA DE FERTILIZANTES

Os fertilizantes nitrogenados são derivados da amônia – que é obtida a partir da transformação química do gás natural – e amplamente utilizados na agropecuária e na indústria. Com o crescimento do consumo mundial de alimentos e, conseqüentemente, da agricultura e pecuária, a demanda por fertilizantes deve aumentar significativamente.

No Brasil, as maiores Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (Fafens) são a Fafen-BA e a Fafen-SE. As duas fábricas da Petrobras consomem volumes expressivos de gás natural. Entre 2009 e 2019, a soma do consumo nas duas unidades atingiu o seu maior nível em 2013, ano anterior ao início da recessão brasileira, que durou de 2014 a 2016. Em 2013, as duas plantas consumiram, em média, 3,05 milhões de m³/dia de gás natural (BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL, 2007-). Em 2019, as atividades nas fábricas foram praticamente interrompidas em face dos resultados operacionais negativos e da decisão da Petrobras de se desfazer dos ativos.

1.5 INDÚSTRIAS SIDERÚRGICA E METALÚRGICA

O gás natural é amplamente utilizado na siderurgia como combustível e como agente químico redutor. A sua utilização se dá em diversos processos: na produção de ferro gusa em altos fornos, como combustível auxiliar; na produção do chamado ferro esponja, através de processos de oxirredução direta a gás do minério de ferro; em fornos elétricos a arco em aciarias. O gás natural também é utilizado como combustível em fornos de tratamento térmico de metais, cuja finalidade é a de alterar

as propriedades físicas e mecânicas do aço: resistência, tenacidade, dureza, entre outras; e em fornos de fusão destinados ao aquecimento.

Os processos elencados acima são essenciais na fabricação do aço, que ocorre através de etapas, destacando-se as fases de obtenção do ferro, seja o ferro gusa ou seja o ferro esponja. O ferro é um material metálico composto majoritariamente por ferro (mais de 90%) e carbono (cerca de 3,5% a 5%), além de impurezas, e a matéria-prima para a produção de aço. Após a sua obtenção, o ferro líquido ou sólido é levado as aciarias, onde é fundido com sucatas de metais e fundentes em fornos conversores a oxigênio ou em fornos elétricos. Com a injeção de oxigênio puro no interior do forno conversor, grande parte do carbono da carga metálica é oxidado, assim como parte das impurezas que acompanham o ferro. Ao final, o excesso de carbono é eliminado sob a forma de gases e as impurezas são removidas sob a forma de escória, resultando em uma liga ferrosa com teor de carbono inferior a 1% e baixíssimo nível de impurezas. Obtém-se assim o aço líquido, que, subsequentemente, é moldado e solidificado na forma de um produto semi-acabado.

A fim de se analisar o papel do gás natural na siderurgia moderna, este estudo descreve alguns dos processos siderúrgicos, em especial os realizados em alto forno, utilizado na produção do insumo mais comum: o ferro gusa ou ferro fundido. O alto forno industrial é o equipamento utilizado na fabricação do ferro, que, como foi destacado, é uma liga de ferro e carbono, contendo de 3,5 a 4,5% de carbono e outros elementos residuais como silício e manganês, entre outros.

As principais matérias-primas utilizadas na produção do ferro são o carvão mineral ou vegetal, do qual se produz o coque metalúrgico, e o minério de ferro. O coque metalúrgico utilizado na produção do ferro – a matéria-prima do aço – cumpre duas funções: como combustível para gerar o calor necessário à operação do alto-forno siderúrgico e como agente químico para retirar o oxigênio durante o processo.

No interior do alto forno são depositados o minério de ferro, o combustível (coque ou carvão vegetal) e os fundentes (substâncias que dão fluidez ao metal) são depositados no alto forno. Na parte interior, por meio de tubulações, é injetado uma grande quantidade de ar aquecido que contém oxigênio (O_2). O ar injetado percorre um caminho ascendente e, ao entrar em contato com o coque, ativa a queima do

combustível, gerando uma grande quantidade de calor para os processos e produzindo gases compostos por óxidos de carbono (CO e CO₂) e hidrogênio (H₂). A produção desses gases dá origem a uma sequência de reações químicas que acarretam a redução dos óxidos de ferro, deixando livre o metal de ferro.

1.5.1 Combustível Auxiliar em Alto Forno

Nas etapas de redução nas usinas de ferro gusa, responsáveis pela maior parte do consumo de energia, destaca-se a injeção de combustível auxiliar nos altos fornos. Esta técnica proporciona não apenas a redução do consumo específico de coque (ou carvão vegetal), que representa parte significativa dos custos totais de insumos, mas também o aumento de produtividade e redução do custo final do ferro gusa.

O gás natural destaca-se como combustível que pode ser injetado no alto forno através de suas ventaneiras para exercer a função de combustível auxiliar. A injeção de gás natural permite que o carbono contido no gás substitua em parte o da carga de coque, além de liberar o hidrogênio, que se dissocia do metano.

A introdução de combustível auxiliar no interior do alto forno influencia uma série de parâmetros técnicos, e seus efeitos devem ser bem conhecidos a fim de se extrair maiores benefícios da sua utilização. Por isto, a disseminação do gás como combustível auxiliar pode acarretar um conhecimento e know-how decorrente do seu uso mais disseminado que tendem a estimular ainda mais a sua demanda.

1.5.2 Ferro-Esponja

Um outro processo utilizado na siderurgia é o de redução direta, por meio do qual é fabricado o ferro esponja ou ferro reduzido direto, que é um ferro primário com as mesmas funções básicas do ferro gusa. O ferro esponja é um ferro metálico em estado sólido, e apresenta vantagens como o seu baixo teor de contaminantes, o que estimula o seu uso em aciarias elétricas, além do seu próprio processo de produção. Diferentemente dos processos em alto forno, a produção por via de redução direta utiliza o gás natural como agente químico redutor e como combustível, ao invés do coque metalúrgico.

O gás natural é um combustível mais disponível e mais barato do que o coque metalúrgico, principalmente quando comparado ao coque de carvão mineral. O coque mineral consumido nas usinas siderúrgicas nacionais é quase todo proveniente do carvão mineral importado ou é um produto importado, enquanto o carvão mineral produzido no Brasil é predominantemente destinado à geração de termoeletricidade.

O processo de redução direta gera volumes de produção menores quando comparado aos volumes produzidos em alto forno. Apesar de gerar volumes de produção menores, a fabricação de ferro esponja é justamente preferível (em relação ao gusa) quando se deseja produzir volumes menores e reduzir custos de produção. A sua fabricação requer um investimento inicial consideravelmente menor quando comparado ao ferro gusa, além de apresentar um custo menor da energia utilizada no processo. Por todos esses motivos, é um produto competitivo, adequado para exportações.

Enquanto os processos de redução direta respondem por cerca de 5 a 6% do ferro primário mundialmente produzido, a produção de ferro reduzido direto no Brasil é pouca expressiva, correspondendo a cerca de 1% do volume total de ferro primário fabricado no país. Em face de suas inúmeras vantagens, em relação ao custo de capital e a custos operacionais e ambientais, as perspectivas de crescimento desta rota de produção são promissoras, uma vez que o seu produto é competitivo, podendo atender aos mercados nacional e internacional.

1.5.2.1 Processo de Redução Direta

O processo de redução direta na metalurgia consiste em tratar quimicamente um minério, normalmente constituído por óxidos, para extrair dele o seu conteúdo metálico. O tratamento se dá através de um agente redutor que reage com os óxidos do corpo mineral, separando o oxigênio do elemento químico metálico. Os processos mais utilizados mundialmente na produção do ferro-esponja são os processos Midrex e Hyl, nos quais o agente redutor é o gás natural.

1.5.3 Fornos de Tratamento Térmico

Os fornos de tratamento térmico de metais têm como finalidade alterar as propriedades físicas de metais, em particular suas propriedades mecânicas, sem alterar as suas formas. O tratamento térmico visa alterar características como resistência, tenacidade e dureza, entre outras.

Os processos de tratamento térmico compreendem operações de aquecimento e resfriamento de aços. Com o aumento progressivo dos níveis de exigência do mercado consumidor e dos padrões de qualidade da própria indústria, os processos de tratamento térmico adquirem maior importância, na medida em que são essenciais na consecução de produtos com características muito específicas.

O gás natural pode ser utilizado nos fornos de tratamento térmico como combustível em substituição a outras fontes de energia. Em um trabalho técnico-científico sobre a aplicação do gás natural na indústria metalúrgica, Pereira *et al.* (2005) estudaram a viabilidade econômica do gás natural em relação ao óleo combustível e à energia elétrica.

O trabalho supracitado comparou os resultados obtidos com gás natural e óleo diesel em fornos de tempera: o forno a gás natural apresentou maior eficiência térmica (cerca de 20% a mais) e um custo nas operações de manutenção e aquecimento menor do que o forno a óleo diesel (entre 37% e 45%). Em fornos de cementação, foram comparados os resultados obtidos com energia elétrica e gás natural: o forno elétrico consumiu menos energia do que o forno a gás natural. No entanto, o forno a gás natural era mais eficiente termicamente, por utilizar parte dos gases de exaustão (gases resultantes da combustão do gás natural) no pré-aquecimento das peças de aço a serem tratadas termicamente. Além disso, a utilização do gás natural levou a uma redução dos custos com recursos energéticos de 57% no procedimento operacional de manutenção e de 47% no de aquecimento, devido à diferença de preço entre a energia elétrica e o gás natural (PEREIRA *et al.*, 2005).

1.5.4 Fornos de Fusão

A fundição, na metalurgia, é um procedimento em que um metal completamente fundido é vazado na cavidade de um molde projetado com o formato desejado. A fundição de ligas não ferrosas, como o alumínio e o cobre, normalmente é realizada em fornos com aquecimento a óleo diesel, destinados à fusão, uma vez que os pontos de fusão destas ligas são baixos e os custos de operação e manutenção são atrativos.

No trabalho técnico-científico mencionado na seção 2.5.3, sobre a aplicação do gás natural na metalurgia, Pereira *et al.* (2005) compararam resultados obtidos no processo de fusão de alumínio. No processo, foram avaliados o consumo de combustíveis, os custos com combustível e a eficiência térmica. O forno a gás natural demonstrou ser mais econômico do que o forno a óleo diesel, e a utilização do gás natural reduziu consideravelmente os custos com combustível em duas situações diferentes: quando o forno parte da temperatura ambiente e quando o forno começa a operar em alta temperatura. Por fim, cabe destacar que o forno a gás natural alcançou um nível de eficiência térmica superior ao do forno a óleo diesel, embora ambos tenham apresentado níveis de eficiência térmica muito baixos.

1.6 INDÚSTRIA CERÂMICA

Cerâmica é todo material inorgânico não-metálico resultante do tratamento térmico de material igualmente inorgânico e não-metálico. A cerâmica pode ser obtida a partir de matérias-primas naturais ou sintéticas. Minerais como a argila, o quartzo, o feldspato, a bauxita e a magnesita são matérias-primas naturais das cerâmicas. Já as matérias-primas sintéticas das cerâmicas são obtidas de minerais. É o caso da alumina e do cimento aluminoso, por exemplo, que são obtidas, respectivamente, da bauxita e da mistura de calcário com bauxita ou alumina. A indústria cerâmica é, portanto, uma indústria de transformação de minerais não-metálicos.

O setor cerâmico é composto por diversos segmentos, com destaque para os seguintes: cerâmica estrutural (vermelha), materiais de revestimento, materiais refratários, cerâmica branca, cimento e vidro. O ramo de cerâmica estrutural fabrica

produtos geralmente avermelhados que são empregados na construção civil, como, por exemplo, tijolos, telhas, canaletas, blocos, gesso, tubulações cerâmicas e argila expandida. Os materiais de revestimento são materiais na forma de placa utilizados na construção civil para revestir pisos, paredes, bancadas e piscinas. Recebem designações como azulejo, pastilha, piso e porcelanato. Os materiais refratários são produtos desenvolvidos, a partir de diferentes matérias-primas, com a finalidade de suportar temperaturas elevadas e variações bruscas de temperatura e resistir a esforços mecânicos, a ataques químicos e a outras solicitações. A cerâmica branca é um material de coloração branca e geralmente recoberto por uma camada vítrea transparente e incolor. Subdivide-se em várias categorias de produtos, como louças sanitárias, louças de mesa (pratos, xícaras, copos), entre outras.

O Brasil é um dos maiores produtores mundiais de produtos cerâmicos, e a indústria cerâmica nacional dispõe de grandes mercados consumidores. O principal deles é a indústria da construção civil, que possui elevado potencial de crescimento em face do enorme déficit habitacional no País. A construção civil é demandante de diversos segmentos cerâmicos, dentre os quais destacam-se cerâmicas brancas, materiais de revestimento e vidros, ramos que mais consomem gás natural.

1.6.1 Consumo Energético

A indústria brasileira de cerâmica é consumidora intensiva de matérias-primas minerais e de energia. O consumo de constitui parcela significativa dos custos de produção cerâmica. O consumo elevado se deve à própria estrutura tecnológica da indústria de cerâmica.

O tratamento térmico, que compreende as etapas de secagem e queima, é o processo que mais consome energia na fabricação de produtos cerâmicos. A lenha é o combustível mais utilizado, respondendo por cerca de metade da energia consumida nos processos de fabricação. Já a participação do gás natural no consumo de energia aumentou de apenas 0,3% em 1984 para 22,67% do consumo final de energia em 2002, e seguiu em expansão, alcançando 30,9% em 2017. Os Quadros 2 e 3 mostram as quantidades de energia fornecidas pelas principais fontes de energia da indústria cerâmica.

Quadro 2 – Consumo Energético na Indústria Cerâmica, por Fonte, em 10³ tep

Fontes	2009	2011	2013	2015	2017
Lenha	2081	2387	2631	2312	2081
Gás Natural	977	1288	1354	1324	1326
Eletricidade	301	342	380	339	322
Derivados de Petróleo*	508	426	438	345	300
GLP	176	169	163	173	157
Outros	85	112	103	121	94
Total	4128	4724	5069	4614	4280

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (2018).

* Inclui óleo diesel, óleo combustível e outras de petróleo.

Quadro 3 – Consumo Energético na Indústria Cerâmica, por Fonte, em %

Fontes	2009	2011	2013	2015	2017
Lenha	50,4	50,5	51,9	50,1	48,6
Gás Natural	23,6	27,2	26,7	28,6	30,9
Eletricidade	7,3	7,2	7,5	7,3	7,5
Derivados de Petróleo*	12,3	9,0	8,6	7,4	7,0
GLP	4,2	3,5	3,2	3,7	3,6
Outros	2,1	2,4	2,0	2,6	2,2
Total	100	10	100	100	100

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (2018).

* Inclui óleo diesel, óleo combustível e outras de petróleo.

Do ponto de vista ambiental, o gás é um produto superior à lenha, uma vez que apresenta uma combustão mais limpa, enquanto a queima da lenha é altamente poluente e o seu consumo implica na destruição de matas nativas e vegetações. Contudo, do ponto de vista técnico-econômico, a viabilidade do gás natural, em substituição à lenha, depende dos preços das commodities e de investimentos. A mudança da matriz energética requer a aquisição de novas máquinas e a conversão de equipamentos. Os fatores que determinam a viabilidade econômica da mudança de matriz envolvem os custos de investimento em capital; os padrões de qualidade exigidos pelo mercado; as alterações no consumo específico de energia e no rendimento térmico do novo combustível que as novas tecnologias proporcionam; as vantagens operacionais, a vida útil dos equipamentos e seus custos de manutenção. O emprego do gás, por exemplo, proporciona a fabricação de um produto de melhor qualidade, agregando valor ao mesmo, e tornando-o mais competitivo.

Uma avaliação mais abrangente, no entanto, deve ser feita à luz dos preços das commodities energéticas. Além disso, é preciso avaliar a disponibilidade do gás

natural, pois a sua entrega depende da existência de infraestrutura adequada, e esta é mais ou menos desenvolvida dependendo da localização geográfica.

1.6.2 Mineração

A indústria cerâmica é usuária intensiva de matérias-primas minerais, de modo que o seu desempenho é um dos fatores que determinam a performance da indústria extrativa mineral. Assim, a expansão do setor cerâmico tende a aumentar a demanda por insumos energéticos e minerais. O aumento da demanda por minerais, por sua vez, acarreta o aumento do consumo energético na mineração, especialmente nos processos de secagem e beneficiamento de minérios. Como a mineração é potencial usuária do gás natural, a expansão do setor cerâmico pode ter um efeito multiplicador sobre a demanda do gás natural.

CAPÍTULO 2 – PADRÃO DE CONCORRÊNCIA NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)

Este capítulo analisa o segmento de exploração e produção (E&P) de gás natural no Brasil. No âmbito institucional, o capítulo analisa os regimes regulatórios e os processos licitatórios relativos a esse segmento. Na esfera econômica, analisa-se a produção nacional de gás natural de acordo com a localização geográfica das reservas de hidrocarbonetos e a origem do gás natural; os aspectos econômicos associados à produção do gás natural associado; e os prognósticos da produção nacional a partir dos dados apresentados no capítulo. No âmbito das empresas, o capítulo analisa evolutivamente a participação da Petrobras no segmento de E&P e a dinâmica desse segmento com a mudança de visão e a reorientação da atuação da Petrobras.

2.1 ARCABOUÇO REGULATÓRIO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

As jazidas são locais ou espaços onde algo está guardado ou depositado. Em geologia, o termo “jazida” é utilizado para se referir a jazidas minerais ou fósseis, que são locais onde se encontram minérios ou substâncias fósseis que possuem valor econômico. Nas chamadas jazidas fósseis estão guardadas substâncias que se supõe serem de origem fóssil, como o petróleo, o gás natural ou o carvão mineral. Essas jazidas podem estar localizadas tanto na superfície quanto no subterrâneo da Terra.

No Brasil, as jazidas fósseis ou minerais pertencem à União, e, até 1995, a pesquisa e a lavra dos recursos nelas depositados podiam ser efetuadas somente por **empresas brasileiras de capital nacional**, mediante autorização ou concessão da União (Art. 176 da CF-88). Não obstante, o mesmo dispositivo constitucional assegurou ao concessionário a propriedade do produto da lavra. Em outros termos, a CF-88 assegurou à União a propriedade dos recursos armazenados no subsolo e ao concessionário, a propriedade dos recursos oriundos das atividades de pesquisa e lavra dos depósitos de recursos (BRASIL, 2020a).

Posteriormente, as leis nº 12.276/2010 e nº 12.351/2010 dispuseram, respectivamente, sobre a titularidade dos recursos minerais produzidos nos regimes

de cessão onerosa e de partilha. A primeira assegurou ao cessionário a propriedade dos recursos produzidos, enquanto a segunda atribuiu ao Estado a propriedade desses bens (BRASIL, 2010b; 2010c).

A CF-88 também assegurou à União o monopólio de todas as atividades relativas ao petróleo e ao gás natural (BRASIL, 2020b, Art. 177). Este monopólio era exercido, exclusivamente, pela Petrobras até que as normas constitucionais foram flexibilizadas, permitindo à União contratar **empresas estatais ou privadas** para realizar as atividades de pesquisa e lavra – ou seja, exploração e produção – de jazidas de petróleo e gás natural (Art. 177), fossem tais **empresas de capital nacional ou estrangeiro** (Art. 176) (BRASIL, 2020a; 2020b). Em suma, essas alterações constitucionais extinguiram o monopólio da Petrobras e ainda permitiam a participação de empresas de capital estrangeiro nas atividades do setor.

A despeito das mudanças constitucionais, somente em 1997 foi aprovada uma nova legislação para regulamentar o setor de petróleo e gás natural, revogando a legislação anterior, de 1953, criada na era Vargas.

A Lei nº 9.478/1997, conhecida como Lei do Petróleo, passou, então, a regulamentar o setor de óleo e gás (BRASIL, 1997). Tal como previsto na CF-88, a Lei do Petróleo reasseverou a titularidade da União sobre as jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e conferiu à União todos os direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos fluidos em território nacional. Em especial, esta lei estabeleceu o modo e regime de contratação para execução das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, regulamentando assim o dispositivo constitucional que permitiu a contratação de empresas pela União para realização de tais atividades.

2.1.1 Regimes Regulatórios

De acordo com Lei nº 9.478/1997, que substituiu a Lei nº 2.004/1953, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural deveriam ser exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação (BRASIL, 1997). O regime de concessão passou, então, a regular o setor até que as leis nº 12.276/2010 e nº 12.351/2010 instituíssem, respectivamente, os regimes de cessão

onerosa e de partilha de produção (BRASIL, 2010b; 2010c). A Lei da Partilha da Produção alterou a Lei do Petróleo, permitindo a exploração e produção mediante contratos de concessão ou sob regime de partilha de produção. Desde então, o País passou a conviver com um regime regulatório misto.

2.1.1.1 Regime de Concessão

No regime de concessão – que se tornou o mais comum no Brasil – a empresa, ou o consórcio, contratado pela União assume os riscos geológicos e exploratórios. A empresa concessionária é responsável pelos investimentos em prospecção e exploração nas áreas outorgadas, que envolvem, por exemplo, pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras atividades, assumindo o risco de encontrar – ou não – campos de hidrocarbonetos com viabilidade comercial.

Nesse modelo regulatório, a empresa concessionária detém a propriedade de todo óleo e gás natural descoberto e produzido na área concedida, ou seja, após a extração dos hidrocarbonetos. Contudo, o concessionário paga as chamadas participações governamentais ao poder concedente: bônus de assinatura na aquisição dos blocos exploratórios nas licitações; pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres); royalties; e, em caso de campos de grande produção, participação especial.

O bônus de assinatura é um valor que deve ser pago pelo concessionário no ato de assinatura do contrato de concessão. Na licitação, as empresas interessadas competem através da oferta de um programa exploratório mínimo para a área que é objeto da concessão e de um bônus de assinatura cujo valor deve ser igual ou superior ao mínimo estabelecido no edital.

Os royalties são uma compensação financeira paga mensalmente pelos concessionários à União, a Estados e municípios, e representam uma apropriação de parte da renda oriunda da exploração de recursos naturais escassos e não renováveis. Os royalties são calculados com base na produção de um campo, no preço de mercado do recurso extraído e na alíquota estabelecida no contrato, que varia entre 5 e 10%. Em outros termos, o cálculo é baseado na receita bruta mensal

do campo e da alíquota que incide sobre esta receita. As alíquotas estabelecidas podem ser maiores ou menores em função de diversos critérios, como, por exemplo, o incentivo ao desenvolvimento de novas fronteiras, o risco geológico ou a extensão da vida útil de um campo. Os volumes de gás natural perdidos na queima direta ou na produção também são incluídos no volume total da produção a ser computada para o cálculo dos royalties devidos.

A Participação Especial (PE) constitui uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários nos casos de campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Este tributo incide sobre uma espécie de resultado operacional do campo, isto é, sobre a diferença receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação do capital. A PE conta com alíquotas progressivas, que podem chegar a 40% para os campos mais produtivos. Somente os maiores campos brasileiros pagam Participação Especial, mas a sua contribuição é importante em termos de arrecadação.

2.1.1.2 Regime de Cessão Onerosa

A Lei n. 12.276, de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, sem licitação, o direito de exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, em troca do aumento da participação do estado brasileiro no capital da empresa (BRASIL, 2010b). Segundo esta lei, o número de barris de óleo equivalente (boe) que poderiam ser produzidos pela Petrobras nas áreas cedidas deveriam ser definidos em contrato, não podendo tal número exceder a 5 bilhões de barris.

A cessão de direitos de exploração e produção à Petrobras não se enquadra nem no regime de concessão, nem no regime de partilha de produção. Por um lado, não se enquadra no regime de concessão, pois não prevê processo de licitação nem o pagamento de participação especial. Por outro lado, a cessão onerosa não se enquadra no regime de partilha de produção, pois o cessionário não reparte o petróleo e gás natural produzidos com o poder cedente. A cessão de direitos requer como contraprestação o pagamento de um valor inicial, denominado valor do

contrato. Nesse regime, o cessionário detém a propriedade dos recursos produzidos, e paga royalties ao Estado, em montante correspondente a 10% da produção.

O Contrato de Cessão Onerosa, celebrado entre a Petrobras e a União, teve por objeto a cessão onerosa de áreas do Pré-Sal, localizadas na Bacia de Santos. Tal contrato deu à Petrobras o direito de extrair até 5 bilhões de boe nas áreas cedidas, que incluíam seis blocos definitivos: Franco (atual Búzios), Florim, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi e Nordeste de Tupi.

O valor inicial do contrato foi de R\$ 74,8 bilhões, que equivaliam a cerca de US\$ 42 bilhões, valor que a Petrobras pagou na data de assinatura do contrato, em setembro de 2010. O prazo de vigência do contrato foi estabelecido em 40 anos, permitida a prorrogação pela União por, no máximo, 5 anos.

Ficou estabelecido que a Petrobras assumiria todos os investimentos, custos e riscos relacionados à execução das operações, cabendo-lhe, como contrapartida, a propriedade do petróleo e gás natural produzidos.

2.1.1.2.1 Capitalização da Petrobras

A cessão onerosa de 5 bilhões de barris de óleo equivalente do Pré-Sal pela União à Petrobras foi uma operação que envolveu a capitalização da Petrobras, sem aumentar o passivo da União. Na operação, a Petrobras emitiu novas ações, e o governo adquiriu parte do volume das ações emitidas sem desembolsar nenhum pagamento em espécie ou em títulos de dívida, mas dando, como contrapartida, o direito de produzir 5 bilhões de barris em áreas do Pré-Sal. Assim, a União aumentou a sua participação no capital social da Petrobras e a Petrobras aumentou o seu capital, o que lhe rendeu maior capacidade financeira para explorar o Pré-Sal. Contabilmente, as reservas de óleo recebidas pela Petrobras passaram a compor o seu ativo permanente, enquanto que os recursos recebidos sob a forma de títulos ou dinheiro passaram, em boa parte, a compor o seu ativo circulante. Com o aumento do seu ativo, a empresa estatal também pôde aumentar o seu endividamento. Entretanto, o aumento de endividamento não teve como contrapartida somente o financiamento da exploração das reservas relativas à cessão onerosa ou a outras áreas do Pré-Sal. As políticas de subsídio a combustíveis, como gasolina e diesel,

absorveram parte expressiva dos recursos da estatal que poderiam ter sido destinados à exploração das demais áreas do Pré-Sal.

2.1.1.3 Regime de Partilha de Produção

A descoberta do polígono do pré-sal, em 2007, levou o governo a instituir, em 2010, o regime de partilha de produção. Desde então, o País passou a ter um regime regulatório misto, no qual o regime de partilha tornou-se aplicável ao Pré-Sal e a áreas estratégicas.

No regime de partilha, a empresa contratada reparte com a União o chamado “excedente em óleo”, que é a parcela da produção de petróleo e gás natural resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao chamado “custo em óleo” e aos royalties devidos. O “custo em óleo”, por sua vez, é a parcela da produção de petróleo e gás natural cujo valor corresponde aos custos e investimentos realizados pelo contratado nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção e descomissionamento de instalações nas áreas contratadas.

Os royalties, com alíquota de 15% do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração de recursos minerais da União. O cálculo do valor dos royalties é realizado com base na produção e nos preços de mercado dos hidrocarbonetos produzidos.

O regime de partilha de produção também prevê o pagamento de bônus de assinatura, que é, como no regime de concessão, um dos requisitos para a obtenção de contratos. Porém, na concessão, o bônus de assinatura é definido em leilão; no regime de partilha, ao contrário, o bônus corresponde a um valor fixo.

Como na concessão, o contratado exerce – por sua conta e risco – as atividades de exploração, desenvolvimento e produção. No entanto, o modelo de partilha pode ser considerado uma parceria entre as contratadas e a União, pois se apropriam conjuntamente do volume da produção excedente, ainda que em proporções distintas, estabelecidas em cada contrato de partilha.

As empresas ou consórcios vencedores das licitações de partilha são aquelas que oferecem a maior fração da parcela excedente de óleo e gás natural. Tal parcela

corresponde à diferença entre a produção total e a parte da produção cujo valor equivale aos custos de exploração e produção somados ao valor dos royalties devidos.

O regime de partilha pode ser considerado vantajoso, do ponto de vista do Estado brasileiro, em áreas de alta produtividade e baixo risco exploratório, pois, quando a produção é compartilhada, quanto maior for o volume de produção, mais alta será a renda apropriada pelo Estado. Por outro lado, quando o risco exploratório é maior (quando há maior incerteza em relação à existência e ao volume de recursos), a atratividade das áreas ofertadas diminui. Nestes casos, a oferta sob concessão pode aumentar a atratividade dos ativos ofertados, uma vez que, para o concessionário, os ativos sob concessão tendem a proporcionar lucro maior do que sob partilha. Vale dizer, a perspectiva de um lucro maior compensa o aumento do risco exploratório.

Assim, o regime de partilha foi aplicado ao Pré-Sal e a áreas estratégicas, uma vez que os trabalhos de prospecção e exploração apontaram grandes volumes de hidrocarbonetos no Pré-Sal das bacias de Santos e de Campos. Os níveis de produção entre 2009 e 2019, apresentados no Quadro 4, mostram a trajetória crescente da produção do Pré-Sal, ultrapassando a produção do Pós-Sal em 2018. A produção do Pós-Sal, por sua vez, atingiu o seu maior nível em 2014, e a partir de 2015 entrou em fase de declínio.

Entretanto, nos primeiros leilões de partilha, os resultados em relação a ágio e número de empresas interessadas ficou aquém do esperado. Por isto, o regime de partilha tem sido alvo de questionamentos. A necessidade de atrair mais investimentos para o pré-sal tem provocado discussões sobre a revisão desse regime regulatório.

Quadro 4 – Produção Nacional de Gás Natural

Ano	Pré-Sal (Mm ³ /dia)	Pós-Sal (Mm ³ /dia)
2019	70.367	52.165
2018	57.577	54.360
2017	49.789	60.122
2016	39.526	64.000
2015	29.080	67.157
2014	17.126	70.257
2013	10.166	67.024
2012	5.678	64.905
2011	3.082	62.153
2010	1.777	61.068
2009	731	57.191

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Aplicativo ANP E&P da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2018).

A Lei nº 12.351/2010, que criou o regime de partilha, estabeleceu que a Petrobras seria a única operadora das áreas contratadas sob este regime, definindo o conceito de operador do seguinte modo: “A Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção” (BRASIL, 2010c, Art. 2º, Inciso VI).

A mesma lei, que instituiu o regime de partilha, estabelecia ainda uma participação mínima da Petrobras de 30% em todos os consórcios formados para exploração de blocos licitados na área do pré-sal, além da exigência de que a estatal fosse a única operadora.

2.1.1.3.1 Direito de Preferência da Petrobras

A necessidade de atrair capitais, sobretudo estrangeiros, para financiar a exploração e o desenvolvimento do pré-sal aliada ao alto endividamento da Petrobras, que não dispunha de capacidade financeira para investir em todas as áreas potenciais da camada pré-sal, motivou a criação de uma nova lei flexibilizando a lei de 2010. A Lei nº 13.365, de 2016, alterou o inciso VI do art. 2º da Lei 13.351, de 2010, suprimindo a expressão “Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)” do inciso VI do art. 2º da lei de 2010, que definia o conceito de operador (BRASIL, 2016a). De acordo com a nova redação dada pela lei de 2016, operador é o “responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração,

avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção”. Desse modo, a Petrobras deixou de ser obrigatoriamente a operadora do Pré-Sal, abrindo a possibilidade de outras empresas operarem.

A Lei nº 13.351 também exigia que a Petrobras fosse contratada em todas as áreas oferecidas para a exploração e produção de petróleo e gás natural no regime de partilha – diretamente ou por meio de consórcio constituído por ela com o vencedor de licitação para contratação. Todavia, a Lei nº 13.365, de 2016, alterou aquela lei, permitindo que os blocos exploratórios fossem contratados sem a participação da Petrobras (BRASIL, 2016a). Ou seja, a União poderia contratar uma outra empresa ou consórcio do qual a Petrobras não fizesse parte.

A lei de 2016, essencialmente, alterava a lei de 2010 para facultar à Petrobras o direito de atuar como operadora e possuir participação mínima de 30% nos consórcios formados para a exploração de blocos licitados sob regime de partilha. Assim, essa lei flexibilizava a exigência prevista no art. 4 da lei de 2010, que estabelecia que a Petrobras fosse operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha e possuísse participação mínima de 30% em todos eles. Com a nova redação do art. 4, dada pela lei de 2016, a União oferece à Petrobras a preferência para ser operadora dos blocos a serem concedidos sob o regime de partilha (BRASIL, 2016a).

O Decreto nº 9.041, de 2017, regulamentou a Lei nº 13.351 para dispor sobre o chamado direito de preferência da Petrobras (BRASIL, 2017). De acordo com o texto do decreto, a estatal deve manifestar seu interesse em participar como operadora nos consórcios a serem contratados sob regime de partilha. Em sua manifestação, a Petrobras deve apresentar a relação das áreas em que possui interesse e o percentual de participação pretendido em cada uma delas, que não pode ser inferior a 30%. “Na hipótese de a Petrobras não exercer seu direito de preferência, os blocos serão objeto de licitação, da qual a Petrobras poderá participar em condições de igualdade com os demais licitantes” (BRASIL, 2017, Art. 3°).

2.2 RODADAS DE LICITAÇÕES

As Rodadas de licitações são leilões por meio do qual a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil. A partir de 1999, quando ocorreu a primeira rodada, deu-se início a uma série de rodadas para outorga de áreas a serem exploradas sob regime de concessão; e a partir de 2010, quando foi instituída a Lei da Partilha, deu-se início a outra série de rodadas para outorga sob regime de partilha.

2.2.1 Rodada Zero

Antes das Rodadas de Licitações, foi realizada a chamada Rodada Zero, em 1998, quando a União contratou diretamente a Petrobras, sem licitação. Na ocasião, a Petrobras teve ratificados seus direitos, na forma de contratos de concessão, sobre os campos que se encontravam em fase de produção e sobre os blocos exploratórios em que a empresa havia realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos.

2.2.2 Oferta Permanente

A oferta permanente consiste na oferta contínua de campos e blocos exploratórios devolvidos à União e de blocos exploratórios oferecidos em rodadas de licitações anteriores e não arrematados. No processo de oferta permanente, a empresa que manifestar interesse em um determinado ativo pode arrematá-lo mediante o pagamento de bônus de assinatura.

2.2.3 Cessão de Contratos

A cessão de um contrato é a transferência, total ou parcial, de titularidade de um contrato. De acordo com a Lei do Petróleo (art. 29), é permitida a transferência de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, preservando-se o objeto do contrato. O objeto do contrato, por sua vez, representa o conteúdo (programa) e o objetivo (finalidade) do contrato, o que significa que a lei permite tão-

somente a transferência, total ou parcial, dos direitos e obrigações inerentes a um contrato dos quais o cedente é titular, a um terceiro, denominado cessionário.

A Lei da Partilha (art. 31) permite a cessão de direitos e obrigações relativos aos contratos de partilha de produção, preservando-se o objeto do contrato e facultando as empresas consorciadas exercer o direito de preferência, na proporção de suas participações no consórcio.

A título de ilustração, vale dizer que a Petrobras realizou, em 2019, a cessão (venda) de 50% dos direitos de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde e do Módulo III do campo de Espadarte, ambos na Bacia de Campos, no exterior do Brasil, para a Petronas. O valor da transação foi de US\$ 1,29 bilhão. A Petrobras, contudo, manteve 50% de participação e a operação dos campos. No mesmo ano, a Petrobras realizou a cessão (venda) de todos os seus direitos de exploração e produção em 34 campos terrestres no Rio Grande do Norte para a Petrorecôncavo.

2.3 PRODUÇÃO

A produção de gás natural em território nacional, desde o início da série histórica disponibilizada pelo MME através do Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, vem crescendo ano após ano. Entre 2005 e 2019, o volume médio produzido aumentou de 48,4 para 122,5 milhões de m³/dia (Quadro 5).

Quadro 5 – Produção Nacional de Gás Natural – em milhões de m³/dia

	Prod. Nacional de GN (MMm³/dia)
	Média
2005	48,4
2006	48,5
2007	49,7
2008	59,1
2009	57,9
2010	62,8
2011	65,9
2012	70,5
2013	77,1
2014	87,3
2015	96,2
2016	103,5
2017	109,9
2018	111,9
2019	122,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Aplicativo ANP E&P da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2018) e no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

O aumento da produção se deve principalmente ao crescimento vertiginoso da produção no pré-sal, onde estão localizados os grandes campos, como Lula, Sapinhoá, Búzios e Mero. Esses quatro campos, por exemplo, foram descobertos entre 2006 e 2010 e só começaram a produzir entre 2010 e 2015, à exceção de Mero, contratado na 1ª Rodada de Partilha, cuja produção ainda não teve início.

A produção no pós-sal, por sua vez, começou a diminuir a partir de 2015. A diminuição a partir daquele ano pode ser atribuída a diversos fatores, dentre os quais destacam-se: a) o declínio de produtividade dos campos maduros (em estágio avançado de vida produtiva) localizados na Bacia de Campos. A produtividade do campo pode ser mensurada pela razão entre a vazão de produção (m³/dia) e o estoque de capital em E&P; b) a falta de investimentos na recuperação de campos antigos ou em fase de abandono; c) a estratégia da Petrobras de priorizar a exploração e o desenvolvimento do pré-sal.

2.4 GÁS ASSOCIADO E GÁS NÃO-ASSOCIADO

O gás natural é encontrado na natureza na forma associada ou não associada. O gás associado é aquele que, no reservatório geológico, se encontra dissolvido no petróleo, formando uma mistura, ou sob a forma de uma capa de gás

em contato com a superfície do petróleo. O gás não associado é aquele que está livre do petróleo no reservatório, permitindo a produção exclusivamente de gás natural.

No Brasil, a maior parte das reservas de gás encontra-se no subsolo marinho. Em 2018, as reservas totais de gás natural localizadas no mar eram de 486,9 bilhões de metros cúbicos, ante 83 bilhões em terra (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2008-). No mar, a proporção do gás produzido que é de origem associada é expressivamente maior do que aquela relativa ao gás de origem não associada. No pré-sal, por exemplo, todo o gás produzido entre 2009 e 2019 era de origem associada (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018).

Em terra, onde as reservas são menores, a parcela do gás produzido que é de origem associada ainda é maior do que a de origem não associada, embora as quantidades venham se aproximando. O Quadro 6 mostra a evolução da produção, de acordo com a origem e a localização do hidrocarboneto.

Quadro 6 – Produção Nacional de GN, por Tipo e Localização, em milhões de m³/dia

	Produção Nacional de GN (MMm ³ /dia)			
	Em Mar		Em Terra	
	Associado	Não Associado	Associado	Não Associado
2019	87,0	12,7	12,9	9,8
2018	76,1	13,8	12,5	9,3
2017	71,7	16,6	13,1	8,3
2016	63,0	16,7	14,9	8,7
2015	54,7	18,5	15,4	7,5
2014	43,7	20,3	14,8	8,3
2013	37,3	19,2	14,0	6,5
2012	34,8	19,0	14,1	2,4
2011	35,1	13,9	14,4	2,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Aplicativo ANP E&P da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2018).

Já o Quadro 7 mostra os volumes totais de gás associado e não associado produzidos entre 2005 e 2019. Os dados mostram que a produção de origem associada, além de preponderante, é a que mais contribui para o crescimento da produção nacional.

Quadro 7 – Produção Nacional de Gás Natural – em milhões de m³/dia

Ano	Prod. Nacional de GN (MM m ³ /dia)		
	Gás Total	Gás Associado	Gás Não Associado
2019	122,5	99,9	22,5
2018	111,9	88,6	23,2
2017	109,9	84,8	25,0
2016	103,5	77,9	25,5
2015	96,2	70,1	26,0
2014	87,3	58,6	28,7
2013	77,1	51,4	25,7
2012	70,5	49,0	21,5
2011	65,9	48,5	17,3
2010	62,8	47,1	15,7
2009	57,9	46,5	11,4
2008	59,1	39,7	19,3
2007	49,7	37,0	12,7
2006	48,5	37,4	11,0
2005	48,4	37,7	10,7

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Aplicativo ANP E&P da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2018) e no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

O aproveitamento do gás natural requer o pré-tratamento do gás nas próprias plataformas de produção, o seu escoamento até as unidades de tratamento (UPGN) e o acesso a gasodutos para transportar o gás das UPGNs até os pontos de entrega. Em outros termos, é preciso dispor de toda as infraestruturas necessárias para tratar o gás e levá-lo aos mercados. A decisão de investir no aproveitamento do gás depende fundamentalmente da origem e do valor econômico do gás.

O ritmo de produção e o aproveitamento do gás natural dependem da forma como o gás se encontra originalmente. Segundo Almeida e Ferraro (2013, p. 31), “No caso de reservas não associadas, a taxa de produção será determinada pela capacidade de escoamento da produção até os mercados consumidores e dos preços do gás natural”. Ou seja, o ritmo da produção depende da infraestrutura disponível para levar a molécula aos mercados consumidores e do valor econômico da produção (das receitas que a produção proporciona).

Porém, no caso brasileiro, que é o objeto de interesse deste estudo, o gás natural se encontra predominantemente na forma associada. Conforme Almeida e Ferraro (2013, p. 31-32), esta associação com o petróleo altera a lógica da sua exploração.

No caso do gás natural associado, a produção de gás segue a dinâmica de extração do petróleo. Considerando que o valor comercial do petróleo bruto na boca do poço tem se mantido muito superior ao do gás natural, é a extração do óleo que irá determinar o ritmo de extração de gás natural (ALMEIDA; FERRARO, 2013, p. 32).

O preço de referência do petróleo é calculado pela ANP a partir do preço do petróleo tipo Brent, ao qual se incorpora um diferencial de qualidade. Esse diferencial é calculado com base nas características físico-químicas do petróleo de cada campo comparativamente ao petróleo tipo Brent.

No caso do gás natural, o preço de referência é igual à média ponderada dos preços de venda, livres dos tributos incidentes, acordados nos contratos de fornecimento entre concessionários e compradores, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás até os pontos de entrega.

O Quadro 8 foi elaborado com o intuito de comparar o valor econômico dos hidrocarbonetos. Assim, buscou-se estimar o valor de quantidades equivalentes dos dois produtos, a partir dos mesmos fatores de conversão utilizados pela ANP. Com base na comparação, avalia-se que o valor do petróleo foi superior ao do gás natural em todos os anos do período observado (2009-2018).

Quadro 8 – Preços Médios de Referência do Petróleo e do Gás Natural, no Brasil

Ano	Preços Médios de Referência, no Brasil	
	R\$/bep*	
	Petróleo	Gás Natural
2009	99,7	86,9
2010	124,1	76,3
2011	160,1	73,6
2012	195,9	66,3
2013	207,1	79,5
2014	216,5	92,0
2015	147,3	72,1
2016	122,0	93,6
2017	144,1	85,6
2018	229,8	103,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008-).

* Barris equivalentes de petróleo. O fator de conversão utilizado foi o mesmo da ANP: 1 mil m³ de gás natural = 6,29 barris equivalentes de petróleo (bep).

Nos principais campos do pré-sal (Lula e Sapinhoá) e do pós-sal (Roncador), os níveis de produção de petróleo foram expressivamente superiores aos de gás natural. O Quadro 9 compara as quantidades produzidas em 2014, 2016 e 2018.

Quadro 9 – Maiores Campos Produtores de Gás Natural

Ano	Campo	Produção Média	
		Bep*/dia	
		Petróleo	Gás Natural
2018	Lula	863.360	229.263
	Sapinhoá	247.725	62.494
	Roncador	199.391	30.611
2016	Lula	527.364	148.257
	Sapinhoá	226.822	49.344
	Roncador	282.480	40.866
2014	Lula	166.732	45.821
	Sapinhoá	86.247	19.158
	Roncador	276.016	34.107

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Aplicativo ANP E&P da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2018).

* Barris equivalentes de petróleo.

Obs.: 100% do gás natural produzido nos anos citados era de origem associada.

Os preços de referência e os níveis de produção de ambos os hidrocarbonetos mostram que a receita que pode ser obtida com o petróleo é muito superior à receita do gás natural. Por isto, no caso do gás natural associado, o gás pode ser considerado um subproduto da extração do petróleo. Em outros termos, o gás associado é um produto secundário que se obtém no curso da extração do petróleo.

O gás natural associado apresenta menor valor econômico e se encontra em menor proporção do que o petróleo nos reservatórios. Além disso, o aproveitamento do gás extraído dos reservatórios requer a implantação de uma cara infraestrutura. Segundo Almeida e Ferraro (2013, p. 32), “O elevado custo de construção de uma infraestrutura de escoamento da produção de gás faz com que muitas vezes não seja economicamente viável aproveitar o gás natural associado”. Quando o aproveitamento do gás é inviável economicamente, opta-se por reinjetar o gás nos reservatórios ou simplesmente queimá-lo.

2.5 PROJEÇÕES DE PRODUÇÃO (2020-2029)

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia, do MME, a produção bruta de gás natural crescerá significativamente entre 2020 e 2029, notadamente a partir de 2025. Segundo o estudo, a produção do pré-sal crescerá a taxas elevadas a partir de meados da próxima década, mais do que compensando o decaimento do pós-sal. O Quadro 10 apresenta as projeções para o próximo decênio.

Quadro 10 – Previsão de Produção Bruta de Gás Natural, 2020-2029

Ano	Produção Bruta de Gás Natural			Total
	Pré-Sal	Pós-Sal	Extra Pré-sal	
	Em milhões de m ³ /dia			
2020	76	22	31	130
2021	83	20	28	130
2022	89	20	25	134
2023	93	19	25	137
2024	98	19	23	139
2025	105	17	24	146
2026	127	16	34	177
2027	145	15	45	204
2028	159	14	56	228
2029	170	13	70	253

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, Capítulo V, Gráfico 5-6 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

As maiores contribuições à produção estão associadas às acumulações do pré-sal nas bacias de Santos e Campos, ao pós-sal, e às bacias terrestres do Parnaíba e do Solimões; a essas contribuições somam-se, a partir de 2025, os excedentes da cessão onerosa (volumes além dos cinco bilhões de barris de óleo equivalente cedidos à Petrobras), relativos aos blocos de Búzios e Itapu, e a produção em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas.

2.6 PARTICIPAÇÕES DA PETROBRAS NA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

As empresas atuam no segmento de E&P como concessionárias e/ou operadoras. As concessionárias são as empresas que detêm os contratos, enquanto as operadoras são as empresas responsáveis pela execução das atividades de exploração e produção.

Os Anuários Estatísticos da ANP informaram a produção de gás natural das empresas concessionárias e operadoras entre 2011 e 2018. A produção de cada concessionária corresponde àquela relativa à sua produção individual e à produção dos consórcios dos quais faz parte, na proporção de suas participações. Os Anuários também informaram as participações das concessionárias na produção nacional. A participação da empresa concessionária representa a fração da produção nacional que a empresa deteve.

Entre 2011 e 2018, a produção de gás natural da Petrobras como empresa concessionária aumentou de 21,89 para 29,99 bilhões de m³, apresentando crescimento contínuo até 2017 (Quadro 11). Apesar desse aumento, a participação da Petrobras na produção nacional como empresa concessionária foi decrescendo, diminuindo ano após ano. Em 2011 a produção da empresa estatal representava 91% da produção nacional, enquanto em 2018 caiu para 73,4% (Quadro 12). Em resumo, enquanto os níveis de produção da Petrobras seguiram uma trajetória ascendente, a participação da empresa estatal na produção nacional vem decrescendo.

Quadro 11 – Produção de Gás Natural da Petrobras como Concessionária, em bilhões de m³

Ano	Produção da Petrobras
	Em bilhões de m ³
2011	21,89
2012	23,23
2013	23,97
2014	26,16
2015	28,52
2016	29,77
2017	30,73
2018	29,99

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008-).

Quadro 12 – Participação da Petrobras na Produção Nacional de Gás Natural como Concessionária, em %

Ano	Participação da Petrobras na Prod. Nacional de GN
	Em %
2011	91
2012	90
2013	85,1
2014	81,2
2015	81,2
2016	78,6
2017	76,6
2018	73,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008-).

Não obstante à perda de *market share* na produção nacional, a Petrobras ainda exerce um monopólio na oferta do gás nacional. Sendo proprietária de quase todas as infraestruturas essenciais à produção (gasodutos de escoamento offshore e UPGNs), a Petrobras compra a maior parte da produção líquida das demais concessionárias.

2.7 CUSTOS DE EXTRAÇÃO

Os custos de extração de óleo e gás são os custos após as fases de exploração e desenvolvimento da produção, quando os campos entram na fase de produção.

Um dos indicadores de competitividade na indústria de E&P é o custo de extração por unidade, isto é, o custo médio de extração de 1 barril de óleo equivalente. O custo médio de extração é inversamente proporcional à quantidade de barris produzida. Assim, quanto maior for a produtividade dos poços produtores, menor será o custo médio de extração.

A produtividade dos poços, por sua vez, depende da localização dos reservatórios de óleo e gás. Os reservatórios podem estar localizados em um dos seguintes ambientes: no Pré-Sal; no Pós Sal em águas profundas ou ultraprofundas; no Pós-Sal em águas rasas; ou em terra. Os dados de produção da ANP mostram que um poço no Pré-Sal produz em média mais de 20 mil barris de óleo equivalente por dia; um poço no Pós-Sal produz em média mais de 2 mil barris por dia; e um poço onshore produz em média 34 barris por dia (Quadro 13).

Quadro 13 – Produção Média por Poço nos diferentes ambientes de E&P, em Maio de 2019

Ambiente de E&P		N° de Poços	Produção (Mboe*/d)	Produção Média (boe**/d)
Offshore	Pré-Sal	97	2.106	21.711
	Pós-Sal	545	1.145	2.100
Onshore	Terra	6.465	222	34

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (2019).

*Mboe: Mil barris de óleo equivalente; **Boe: Barris de óleo equivalente.

Segundo o Centro Brasileiro de Infraestrutura (2019b), em “O que são os Custos de Extração do Petróleo”, o relatório financeiro divulgado pela Petrobras referente ao terceiro trimestre de 2019 apontou que os custos de extração no pré-sal, em águas profundas, em águas rasas e em terra foram, respectivamente, os seguintes: US\$ 5/barril, US\$ 13,6/barril, US\$ 31,6/barril e US\$ 19,5/barril. Conforme a teoria prevê, os custos médios de extração foram menores nas áreas mais produtivas. No pré-sal, o custo médio de extração foi expressivamente menor do que nas demais áreas. A segunda região mais produtiva, o Pós-Sal profundo, apresentou o segundo menor custo. Em águas rasas, o custo médio de extração foi maior do que nas demais áreas, devido à baixa produtividade desta região.

2.8 ESTRATÉGIAS DA PETROBRAS

De acordo com o seu Plano Estratégico para o quinquênio (2020-2024), a Petrobras pretende maximizar o retorno do capital empregado e reduzir a dívida bruta e a relação dívida líquida/EBTIDA da empresa. O EBTIDA é o lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização, ou seja, o lucro antes de excluir as despesas não-operacionais.

Para alcançar tais objetivos, a Petrobras a) priorizará o segmento de E&P de óleo e gás, especialmente em áreas de maior produtividade, como o pré-sal, por proporcionar o maior retorno econômico possível à companhia e b) continuará se desfazendo de investimentos em outras áreas de negócios. Com a venda de ativos não-estratégicos, a Petrobras espera levantar recursos para o abatimento de dívidas.

O Plano Estratégico da Petrobras para o quinquênio (2020-2024) prevê investimentos de US\$ 64,3 bilhões em E&P, o que representa 85% dos

investimentos previstos para o período. Dentro do segmento de E&P, a Petrobras concentrará os seus investimentos nas bacias de Campos e Santos, sobretudo no pré-sal. Com o aumento dos investimentos em E&P, a Petrobras deve aumentar a sua produção nos próximos anos. Além da Petrobras, a produção nacional deve crescer com a contribuição de novos agentes no upstream.

2.8.1 Desinvestimentos em Terra e em Águas Rasas

O plano da Petrobras contempla a venda de ativos de menor rentabilidade no próprio segmento de E&P. Neste sentido, a empresa estatal pretende desfazer-se de campos de produção em terra e em águas rasas.

Em linha com tal estratégia, a Petrobras está vendendo polos produtores em águas rasas no offshore brasileiro. Os polos produtores incluem, além de campos de produção, instalações de produção, como poços e plataformas, e de escoamento, dutos de exportação, facilidades de separação óleo/gás/água, dentre os principais ativos. Os ativos, em processo de venda, possuem capacidade para produzir milhões de m³/dia de gás natural.

À despeito de sua menor produtividade, os campos em terra e em águas rasas despertam o interesse de empresas de pequeno e médio porte. Isto porque, devido à menor profundidade dos reservatórios, o custo de capital e a complexidade das operações relativas à exploração e produção são menores quando comparadas à exploração e produção em águas profundas.

A saída da Petrobras e a eventual entrada de pequenas e médias empresas nesse nicho do segmento de E&P deve promover o aumento da produção. De acordo com o então secretário-geral da ANP, Décio Oddone, os novos operadores devem investir no aumento do fator de recuperação e no desenvolvimento dos campos, levando a produção dos ativos a triplicar em 2 ou 3 anos (INSTITUTO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2019).

2.8.2 Parcerias em Águas Profundas

A Petrobras também pretende atuar em E&P em águas profundas por meio de parcerias com outras empresas. Em 2019, por exemplo, a empresa estatal vendeu 50% dos direitos de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde e de parte do campo de Espadarte, ambos localizados em águas profundas, na camada pós-sal da Bacia de Campos, à petroleira malaia Petronas. Segundo o então gerente executivo de Águas Profundas da Petrobrás José Marcusso, a parceria com a Petronas alinhou-se à estratégia da Petrobrás de buscar parcerias em águas profundas e ultraprofundas (PETROBRAS, 2019). A venda dos ativos traz um novo player à indústria de E&P no Brasil, exemplificando como a estratégia de parcerias da Petrobras pode promover a entrada de novos agentes na produção.

CAPÍTULO 3 – PADRÃO DE CONCORRÊNCIA NO MIDSTREAM

O capítulo 4 analisa a oferta do gás natural nacional e a indústria do GNL (Gás Natural Liquefeito) importado. Primeiramente, o capítulo avalia as fases para o aproveitamento do gás nacional, que envolvem o pré-tratamento do gás nas plataformas de produção, as infraestruturas de escoamento da produção e as UPGNs, nas quais o gás é tratado e processado antes de ser injetado nas redes de transporte. Neste sentido, avalia-se a viabilidade econômica do aproveitamento do gás nacional. Este capítulo analisa também as tecnologias inovadoras que possibilitam o aproveitamento do gás nacional sem o uso ou a instalação de infraestruturas de escoamento offshore. Na última seção, analisa-se a evolução da indústria do GNL, as infraestruturas de GNL da Petrobras, o modelo *LNG-to-Power* e o desenvolvimento de novos projetos por outros agentes do mercado, o que deverá elevar a oferta de gás importado no mercado nacional.

3.1 APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL

Nas áreas de maior potencial, como o pré-sal, em que predomina o gás associado, a produção do gás cresce simultaneamente à produção de óleo, uma vez que os dois fluidos se encontram misturados. Como o óleo é o produto principal, que proporciona maior retorno econômico, a produção do gás é determinada pelo ritmo de produção do óleo. Esta, por sua vez, é contínua, uma vez que o petróleo é um fluido líquido, facilmente armazenável, ao contrário do gás. Assim, embora seja um produto de difícil armazenamento e estocagem, o gás também é produzido de forma ininterrupta, independentemente da demanda pelo produto. Na ausência de demanda suficiente para absorver os fluxos da produção, o aproveitamento do gás torna-se mais desafiador. Devido às descontinuidades da demanda (picos, sazonalidades) e aos descompassos entre a produção e a demanda, o aproveitamento do gás requer o armazenamento do produto. Desse modo, o Gás Natural Liquefeito (GNL) assume um papel estratégico na indústria do gás natural, uma vez que ao liquefazer o hidrocarboneto torna o produto facilmente armazenável e transportável. No entanto, as plantas de liquefação exigem investimentos elevados em capital.

3.1.1 Infraestruturas Essenciais

Com as descobertas de grandes reservatórios de gás natural no Pré-Sal das bacias de Santos e de Campos e na Bacia de Sergipe-Alagoas, será preciso ampliar as infraestruturas essenciais da cadeia de valor do gás natural para ofertar esses volumes ao mercado. Estas infraestruturas são necessárias para movimentar o gás desde as instalações de produção até as unidades de tratamento e para realizar o tratamento e o processamento do gás. Entretanto, os custos de implantação destas infraestruturas é muito elevado.

Do ponto de vista das concessionárias de exploração e produção, o aproveitamento do gás dependerá do acesso a infraestruturas essenciais da Petrobras já existentes e a novas infraestruturas, através das quais possam escoar e processar o próprio gás.

3.1.1.1 Escoamento

Segundo estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (2020) que constam no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, a produção líquida nacional de gás natural aumentará de 60 milhões de m³/dia em 2019 para 137 milhões de m³/dia em 2029. As maiores contribuições para este crescimento virão do pré-sal das bacias de Campos e de Santos e de campos marítimos da Bacia de Sergipe-Alagoas, a maioria em regiões não atendidas por infraestruturas de escoamento.

Para escoar o gás do pré-sal da Bacia de Santos foram implantados os gasodutos Rota 1 e Rota 2 e está em construção o Rota 3. O Rota 1 e Rota 2 pertencem majoritariamente à Petrobras e possuem capacidades de escoamento de 10 milhões de m³/dia e 16 milhões m²/dia, respectivamente. O Rota 3 pertence somente à Petrobras e possui capacidade de 18 milhões de m³/dia. A capacidade somada dos três gasodutos equivale a 44 milhões de m³/dia. Com as perspectivas de crescimento da produção do pré-sal, esta capacidade ficará muito aquém da necessária para escoar o gás. De acordo com o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE), publicado pela EPE (2019b), a produção líquida do pré-sal ultrapassará a capacidade somada dos gasodutos Rotas 1, Rota 2

e Rota 3 a partir de 2027. Após 2027, a produção líquida do pré-sal continuará crescendo, e atingirá o nível de 71 milhões de m³/dia em 2030 .

Na Bacia de Sergipe-Alagoas prevê-se um aumento da produção líquida offshore de 0,6 milhões de m³/dia em 2024 para 32 milhões de m³/dia em 2030 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019b). Nota-se, assim, a necessidade de ampliação da infraestrutura de escoamento dessa bacia.

O aproveitamento do gás do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas demandará o desenvolvimento de novas infraestruturas de escoamento. Como explicam Almeida e Ferraro (2013, p. 44):

Diferente do petróleo, que pode ser facilmente transportado por navios de escoamento, o gás natural exige investimentos em gasodutos de recolhimento para levar o gás extraído até o continente.

Porém, a necessária ampliação das infraestruturas de escoamento do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas envolve desafios técnicos e econômicos. De acordo com Almeida e Ferraro (2013, p. 44):

As dificuldades técnicas e os elevados custos de construção de gasodutos em regiões distantes da costa e com elevada profundidade dificultam o desenvolvimento de determinados reservatórios e podem resultar na queima de gás natural nos campos de gás associado.

Ou seja, as dificuldades técnicas e os custos relativos à construção de gasodutos de escoamento crescem com o aumento da distância entre os campos de produção e o litoral e com o aumento da profundidade das águas, as quais se tornam mais profundas conforme se distanciam da costa. Como as áreas mais promissoras estão mais distantes do continente e localizadas em águas profundas ou ultraprofundas, a implantação de infraestruturas de escoamento constitui um dos maiores desafios para o aproveitamento do gás.

À despeito do alto custo de implantação das infraestruturas de escoamento offshore, existem grandes economias de escala no uso destas infraestruturas. A viabilidade econômica dos gasodutos está associada à quantidade de gás transportada. Este aspecto econômico inerente às indústrias dutoviárias – a existência de economias de escala – favorece a implantação de infraestruturas dutoviárias offshore compartilhadas por diversos produtores.

Neste sentido, a participação dos produtores na construção de malhas dutoviárias de uso compartilhado pode constituir um modelo de negócio viável economicamente, proporcionando ganhos com economias de escala e a otimização das infraestruturas de escoamento. No modelo proposto pelo Banco Nacional De Desenvolvimento Econômico e Social (2020), em “Gás Para o Desenvolvimento”, os produtores se associariam para construir uma malha dutoviária de uso compartilhado, conectando os seus respectivos campos de produção a plataformas concentradoras em alto-mar (*hubs*) que, por sua vez, seriam interligadas a UPGNs, em terra. A interligação entre os *hubs*, em alto-mar, e as UPGNs, no continente, seria feita por meio de gasodutos dimensionados para o escoamento da produção em grande escala. Este modelo de negócio pode viabilizar a construção de novos sistemas de escoamento e promover a integração de mais campos produtores às malhas de escoamento, aumentando o índice de aproveitamento da produção de gás, o que levaria ao aumento da oferta de gás no mercado. Esta elevação da oferta contribuiria para a redução do preço do gás.

O investimento das concessionárias em infraestruturas de escoamento tende a reduzir o poder de monopólio da Petrobras na compra da produção de gás, uma vez que ao dispor de livre acesso a gasodutos de escoamento as concessionárias podem movimentar a sua própria produção até as unidades de tratamento.

3.1.1.2 UPGN

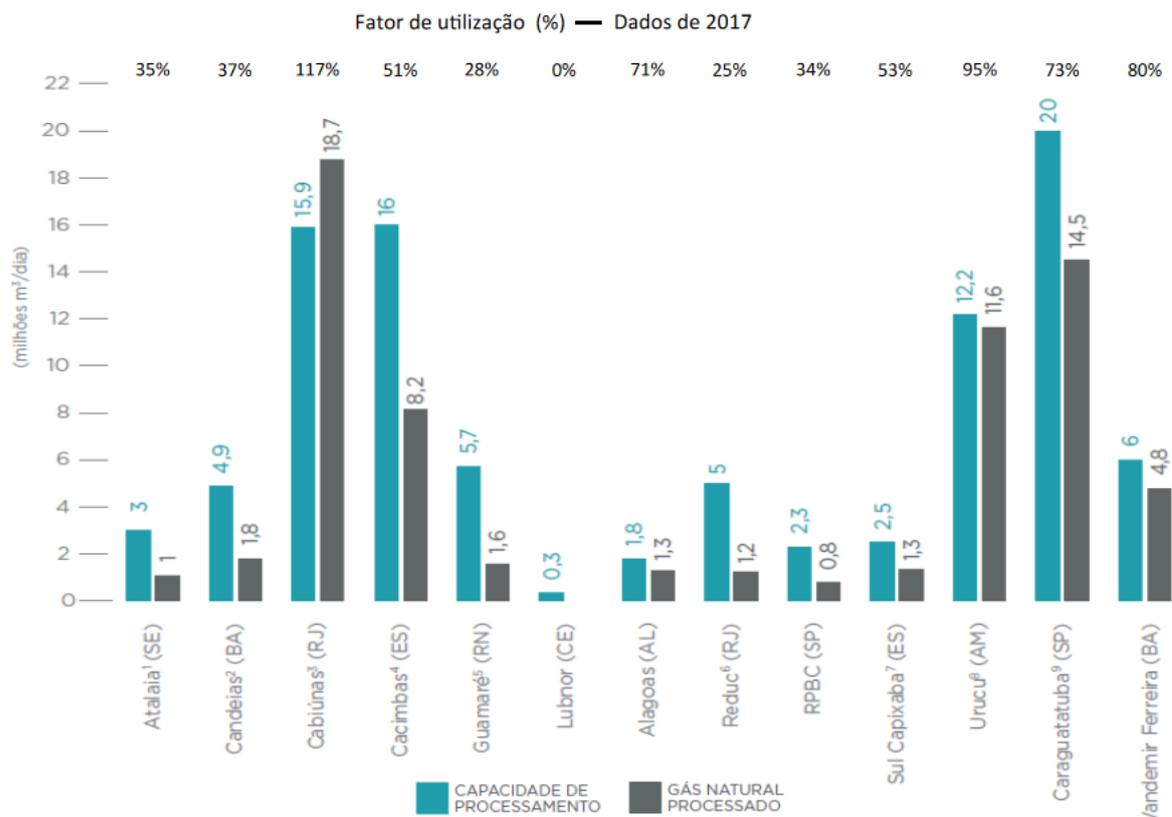
Outra infraestrutura essencial, da qual dependem os potenciais entrantes à montante da cadeia de gás, são as UPGNs. Apesar da capacidade de processamento ser superior aos volumes processados, a Petrobras é proprietária de 99% da capacidade de processamento, possuindo 14 UPGNs com capacidade para processar 95,65 MMm³/dia, de acordo com a Nota Técnica “A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural” (LIMA *et al.*, 2018). Por isso, as empresas entrantes precisam de acesso às UPGNs da Petrobras.

No modelo vigente, a dificuldade de acesso às UPGNs constitui um importante obstáculo à entrada de novos agentes à montante da cadeia do gás natural. A própria norma regulatória dificulta o acesso: de acordo com o art. 22 da Resolução ANP n° 17, de 2010, somente agentes autorizados pela própria

Resolução, centrais de matéria-prima petroquímica ou importadores de gás natural com atividades autorizadas pela ANP podem contratar os serviços de processamento de gás natural. Porém, agentes autorizados por esta Resolução são empresas ou consórcios que receberam autorização para realizar as atividades de processamento de gás natural. Esta norma limita, portanto, a gama de agentes capazes de solicitar o serviço de processamento de gás natural, constituindo mais uma barreira (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2010).

No entanto, com o Termo de Compromisso de Cessação (TCC), estabelecido entre a Petrobras e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) em 2019, a Petrobras se comprometeu a liberar o acesso às unidades de processamento.

Embora o fator de utilização na maioria das UPGNs esteja aquém da capacidade máxima, nas UPGNs mais importantes ganha-se relevância a questão da capacidade. De acordo com os Anuários Estatísticos de 2018 e 2019, no segundo polo processador mais importante (Cabiúnas, RJ), o volume de gás natural processado foi superior à sua capacidade máxima. Foram processados 18,7 e 20,3 MMm³/dia de gás natural, respectivamente, em 2017 e 2018, para uma capacidade de 15,9 MMm³/dia: ou seja, ampliou-se o déficit de capacidade. No único polo em operação na Região Norte, o polo de Urucu (AM), o fator de utilização esteve próximo da capacidade máxima de 12,2 MMm³/dia em ambos os anos. Com relação ao maior polo processador (Caraguatatuba, SP), embora a sua capacidade máxima (20 MMm³/dia) ainda esteja bem acima dos volumes processados, o polo está localizado na área de maior potencial de crescimento, que deve atender à crescente produção da Bacia de Santos. A Figura 2 apresenta os fatores de utilização das UPGNs em 2017.



Fonte: Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018, ANP, de acordo com o Centro Brasileiro de Infraestrutura (2019a).

¹Inclui as UPGNs Atalaia e Carmópolis. ²Inclui as UPGNs Catu e Candeias. ³Inclui as UPGNs, UPGN, URGN e URLs de Cabiúnas. ⁴Inclui as UPGNs, UPGNs e Uapo Cacimbas. ⁵Inclui as UPGNs Guamaré I, II e III. ⁶Inclui as UPGNs Reduc I e II. ⁷Inclui a UPGN e Uapo Sul Capixaba. ⁸Inclui as UPGNs Urucu I, II, III e IV. ⁹Inclui as unidades Uapo I – UTGCA, Uapo II – UTGCA, Uapo/DPP – UTGCA e UPGN – UTGCA

Figura 2 – Fator de utilização dos polos de processamento em 2017.

Desde 2014 a capacidade de processamento não se expande, tendo oscilado negativamente. Entre 2009 e 2011, o crescimento da capacidade foi expressivo, indicando a expansão da infraestrutura da indústria de gás natural naquele período. Posteriormente, entre 2011 e 2014, houve um pequeno aumento de capacidade, devido ao crescimento dos polos de Caraguatatuba (de 14 para 20 MMm³/dia) e de Urucu (de 9,7 para 12,2 MMm³/dia).

Comparando a evolução da capacidade de processamento com a de um indicador do potencial de produção líquida, nota-se que o aumento de capacidade foi menor do que o crescimento da “produção líquida potencial” (Quadro 14). Este estudo considerou a produção líquida potencial como sendo a produção líquida acrescida dos volumes queimados na plataforma e reinjetados nos reservatórios. Em

outros termos, a produção líquida potencial corresponderia à produção bruta menos os volumes de gás destinados às atividades de E&P de óleo e gás. Como estas atividades são imprescindíveis, assumiu-se aqui que a decisão em relação ao aproveitamento da produção se limitaria aos volumes não consumidos nas atividades de E&P. O Quadro 14 mostra também que o potencial de produção líquida ultrapassou a capacidade instalada a partir de 2017, indicando que a estagnação da capacidade de processamento constitui um entrave ao aproveitamento do gás natural.

Quadro 14 – Produção Líquida Potencial e Capacidade de Processamento, em milhões de m³/dia

	Produção Líquida Potencial* (MMm ³ /dia)	Capacidade de Processamento (MMm ³ /dia)
2009	49,46	66,90
2010	53,12	76,40
2011	55,78	90,40
2012	60,01	90,40
2013	66,34	90,40
2014	75,92	96,39
2015	84,04	95,35
2016	90,91	95,65
2017	96,42	95,65
2018	98,20	95,65

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008-) e no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

* Produção líquida acrescida dos volumes queimados e reinjetados.

3.1.1.3 Separação

Os teores de CO₂ do gás natural são um dos fatores que determinam o retorno econômico da sua exploração. O CO₂ é um contaminante que precisa ser separado do gás natural, e posteriormente reinjetado nos reservatórios de produção ou em poços submarinos de injeção de CO₂ para evitar a contaminação atmosférica. Caso a reinjeção ocorra nos reservatórios de produção, o nível de contaminação dos reservatórios tende a aumentar com o tempo.

A etapa de remoção do CO₂ precede o escoamento do gás e o seu posterior tratamento em UPGNs. Conforme Almeida e Ferraro (2013, p. 45), “O tratamento do gás natural tem início nas próprias plantas de produção onde o petróleo e o gás

natural são separados, parte da água é retirada e os elementos contaminantes, como H₂S, CO₂ e Hélio, são removidos”. A proporção de gás carbônico na composição do gás natural não pode ultrapassar 3%, limite definido pela ANP.

A separação do CO₂ é, pois, realizada nas plataformas de produção. Os equipamentos utilizados no processo de separação “são custosos, intensivos em energia e ocupam uma área importante na unidade de produção” (ALMEIDA *et al.*, 2017, p. 20-21). E quanto **maior** for o grau de contaminação do gás (os teores de CO₂ do gás natural) e a razão gás/óleo (RGO) nos reservatórios, **maior** será a capacidade de separação necessária nas plataformas. Por isso, quando o gás possui alto teor de CO₂ e os reservatórios apresentam alta RGO, como no pré-sal, a separação do CO₂ nas plataformas se torna uma atividade dispendiosa e tecnicamente difícil (ALMEIDA *et al.*, 2017, p. 20-21; AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2020, p. 3).

Além das dificuldades técnicas e dos custos do processo de separação, quanto **maiores** forem os índices de CO₂ **menores** serão os volumes aproveitáveis do gás produzido. Por isso, os níveis de CO₂ contidos no gás natural são um dos elementos que definem a rentabilidade proporcionada pelo aproveitamento do hidrocarboneto.

Os teores de CO₂ do gás do pré-sal se situam na faixa de 10% a 45%, muito acima do limite de 3% (ALMEIDA *et al.*, 2017, p. 20-21). A alta concentração de CO₂ no gás do pré-sal eleva os custos de remoção do contaminante e reduz os volumes aproveitáveis do gás extraído dos reservatórios, constituindo mais um desafio ao seu aproveitamento.

3.1.2 Reinjeção

No caso brasileiro, os concessionários, com raras exceções, têm optado por reinjetar parte considerável do gás nos reservatórios, visando aumentar a produtividade dos campos de produção. O déficit de infraestruturas essenciais para tratar, escoar e processar o gás e o acesso limitado às infraestruturas existentes desestimulam o interesse pelo aproveitamento do gás. Assim, as empresas concessionárias, buscando aumentar a produção de óleo, reinjetam o gás nos

reservatórios. Esse aumento ocorre porque ao se reintroduzir o gás, eleva-se a pressão no interior dos reservatórios e, por conseguinte, o fator de recuperação dos fluidos contidos nos reservatórios (a razão entre o volume recuperável e o volume original de fluidos em um reservatório de hidrocarbonetos).

Os elevados níveis de reinjeção dos últimos anos, especialmente de 2018 e de 2019, demonstram que as empresas têm adotado a estratégia de maximizar a produção de petróleo, que é o produto de maior potencial econômico, em detrimento do gás natural. O Quadro 15 apresenta os volumes do gás destinados à reinjeção e à queima, além das proporções disponíveis da produção bruta.

Quadro 15 – Produção Doméstica de GN, Reinjeção, Queima e Disponibilidade, em milhões de metros cúbicos por dia

	Produção	Reinjeção	Queima	Disponibilidade* (Em %)
2006	48,5	8,68	5,07	71,65
2007	49,73	9,57	5,33	70,04
2008	59,16	10,57	5,95	72,08
2009	57,91	11,92	9,38	63,22
2010	62,84	12,53	6,64	69,49
2011	65,93	11,07	4,81	75,91
2012	70,58	9,68	3,95	80,69
2013	77,19	10,64	3,57	81,59
2014	86,66	15,39	4,4	77,16
2015	96,26	24,29	3,83	70,79
2016	103,8	30,24	4,05	66,97
2017	109,86	27,61	3,77	71,44
2018	111,94	35,1	3,72	65,32
2019	122,43	43,17	4,36	61,17

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008-) e no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

* Volume disponível antes de descontar o consumo próprio. Portanto, não corresponde à produção líquida.

Para Pires (2019), “Caso não se amplie as infraestruturas de gasodutos e de UPGNs grande parte do gás do pré-sal [área de maior potencial] será reinjetado. Com isso, não teremos choque de oferta nem tão pouco de preços”. Ou seja, com a falta de infraestruturas, volumes significativos do gás não serão aproveitados e, por

consequente, não haverá aumento da oferta. Não havendo aumento da oferta, não haverá redução dos preços.

3.2 OFERTA DO GÁS NACIONAL

Além da reinjeção, uma parcela do gás natural produzido é consumida pelas próprias concessionárias nas atividades de produção de óleo e gás – em compressores, em geradores térmicos e em outros equipamentos. Uma outra porção é queimada nas plataformas ou ventilada na atmosfera.

Após a queima, reinjeção e consumo nas plataformas de produção, as concessionárias – com raras exceções – optam por vender o gás remanescente à Petrobras. Devido à falta de acesso a infraestruturas para escoar e processar o gás, aos gasodutos de transporte e aos mercados consumidores, os produtores nacionais vendem a sua produção líquida à Petrobras, que detém: i) participação majoritária em quase todos os dutos de escoamento; ii) o controle das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs); e iii) os contratos de serviços de transporte. Com participação acima de 70% na produção nacional de gás natural (73,4% em 2018), ao adquirir a produção das demais concessionárias, a Petrobras detém o monopólio *de facto* na oferta do gás nacional ao mercado brasileiro.

Além da falta de acesso às infraestruturas essenciais da Petrobras, parte dos produtores nacionais não possui escala nem capital para construir novas infraestruturas. Mais ainda, os produtores nacionais enfrentam barreiras no midstream e downstream da cadeia de valor do gás: dificuldade de acesso aos gasodutos de transporte e de comercialização com os grandes compradores – as distribuidoras estaduais.

Contudo, a despeito das dificuldades de acesso às redes de escoamento e de transporte, seja pela ausência destas infraestruturas, seja pelo poder de mercado da Petrobras ou seja pela localização geográfica dos reservatórios, surgiram novas alternativas tecnológicas para monetização de reservas offshore distantes do litoral, como no pré-sal, ou onshore em regiões remotas. As novas tecnologias, embora em estágio de desenvolvimento, oferecem oportunidades para a entrada de novos agentes na produção e comercialização do gás.

3.2.1 Gas to Wire

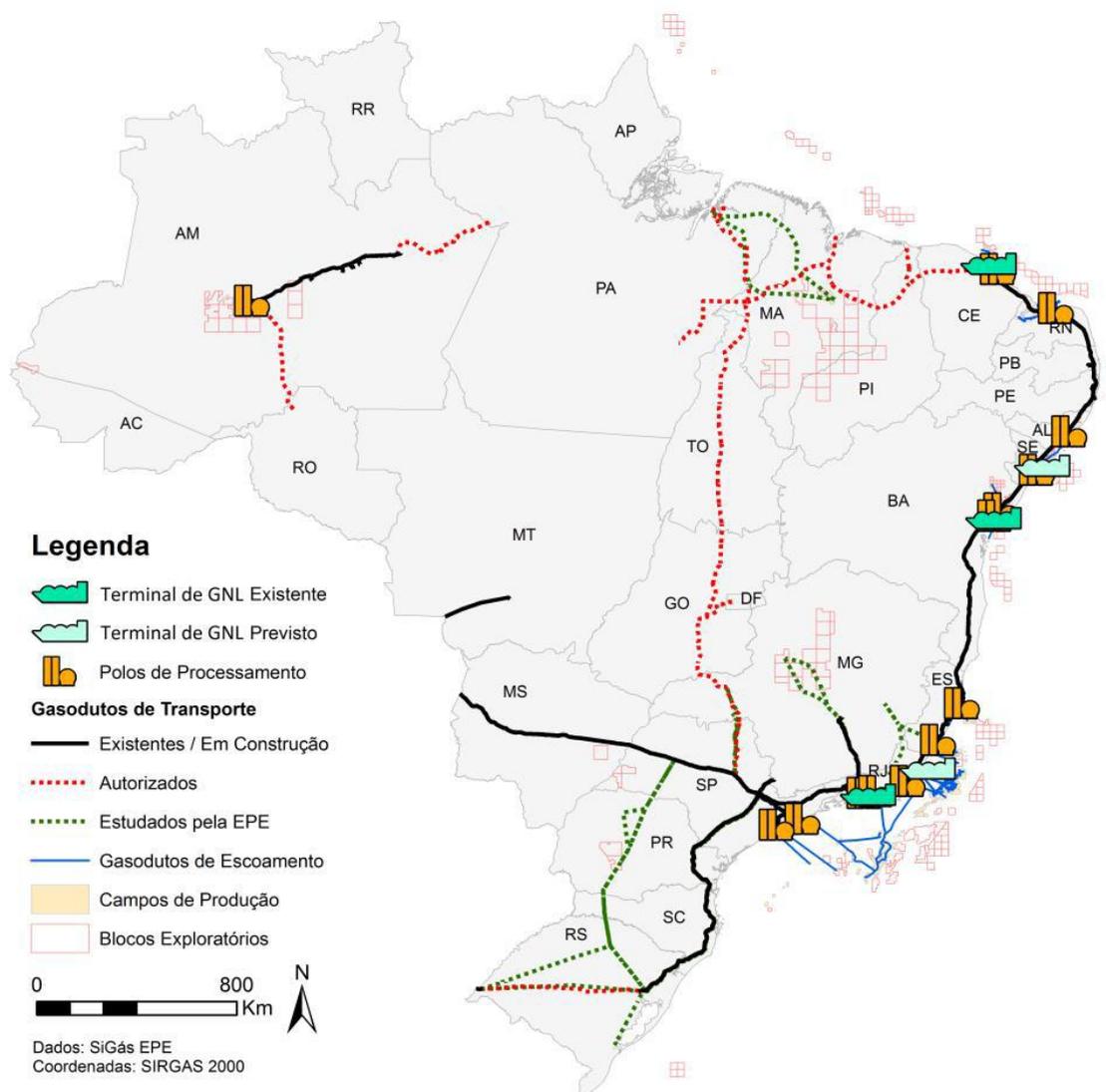
O sistema *Gas-to-Wire* offshore consiste no aproveitamento do gás natural em centrais de geração elétrica localizadas nas próprias plataformas de produção offshore ou em plataformas próximas às unidades de produção. Das centrais elétricas, a energia gerada é enviada via cabos elétricos à rede de transmissão elétrica terrestre ou mesmo a outras plataformas. Deste modo, elimina-se a necessidade de gasodutos para exportar a produção do gás natural.

O modelo *Gas-to-Wire*, também conhecido como *Reservoir-to-Wire* (do reservatório à rede elétrica), já é aplicado no onshore brasileiro. O modelo consiste na geração térmica a partir do gás natural de campos produtores onshore (em terra) localizados nas proximidades do parque gerador.

No Brasil, a empresa Eneva construiu um parque de usinas termelétricas a gás natural nas proximidades dos campos terrestres de gás natural que explora na Bacia do Parnaíba, no Maranhão. Com o gás extraído destes campos, a Eneva alimenta o parque de térmicas (o Complexo Parnaíba). O parque gerador possui uma capacidade equivalente a cerca de 11% da capacidade de geração térmica a gás do País. A energia gerada no complexo de usinas térmicas é enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de linha de transmissão de energia (ENEVA, c2020).

O empreendimento permitiu a monetização dos campos de gás natural em uma região remota, onde os campos produtores se situavam distantes da malha de gasodutos. Quando as usinas do Complexo Parnaíba foram inauguradas, entre 2013 e 2016, o projeto de expansão da malha de gasodutos do Nordeste até os estados do Piauí e do Maranhão ainda estava em fase de estudos (MORAES, 2017).

Recentemente, o prolongamento da malha de gasodutos do Nordeste a partir do estado do Ceará, atravessando os estados do Piauí e Maranhão, assim como a extensão da rede de gasodutos no Amazonas, em áreas próximas aos campos terrestres, foi autorizado pelo Poder Público, segundo estudo publicado pela EPE em outubro de 2019. As linhas pontilhadas em vermelho descrevem na Figura 3 o trajeto dos gasodutos já autorizados; já as linhas pontilhadas em verde representam traçados em fase de estudo.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019a).

Figura 3 – Gasodutos de Transporte.

Contudo, a extensão dos projetos já autorizados ou em fase de estudo demonstram que a rede de gasodutos de transporte ainda está aquém das necessidades nacionais. Neste contexto de limitação da rede de transporte, projetos *Gas-to-Wire*, como o da Eneva, representam um modelo atrativo para monetizar o gás onshore.

3.2.2 GNL Embarcado

Uma das alternativas tecnológicas mais importantes para a monetização de reservas em alto mar são as unidades de liquefação de gás natural flutuantes. Trata-

se de plantas instaladas em navios-plataforma (FPSO) onde o gás produzido é: primeiramente, processado; em seguida, liquefeito; e, finalmente, estocado na forma líquida a -160°C em tanques de armazenamento criogênicos. O GNL estocado nas embarcações, assim como os condensados do gás natural, são descarregados em navios metaneiros, que transportam os hidrocarbonetos até os terminais de regaseificação no litoral terrestre. Esta inovação tecnológica permite, portanto, dispensar os gasodutos de escoamento da produção, que conectam os campos produtores em alto mar ao continente.

A concepção e o desenvolvimento das plantas de liquefação embarcadas representam um novo paradigma tecnológico na indústria do GNL, dentro do qual se busca a modulação e a compactação dos processos de liquefação para adequá-los a plantas menores, projetadas para serem instaladas em navios. O avanço na compactação dos processos é um dos elementos essenciais do novo modelo, pois as embarcações precisam comportar, além das unidades de liquefação, plantas de processamento, estruturas para estocagem de GNL e de condensados. Almeida e Ferraro (2013, p. 148) explicam que:

[...] o problema tecnológico colocado pelas plantas embarcadas vai muito além da compactação do processo de liquefação propriamente dito. Grande parte da área ocupada por uma planta está associada à fase do processamento do gás natural e estocagem do GNL e dos condensados produzidos pela planta.

Outro desafio tecnológico relativo às plantas GNL offshore são os sistemas de transferência de GNL e condensados das plantas embarcadas para os navios metaneiros. Durante o tempo de carregamento de um navio metaneiro (de aproximadamente 12 a 15 horas), os navios devem ficar estabilizados a uma distância muito próxima um do outro, o que em mar aberto constitui um problema tecnológico. Por isto, as tecnologias relativas aos sistemas de transferência vêm sendo desenvolvidas para permitir que os sistemas sejam capazes de suportar as condições de mar aberto.

As soluções tecnológicas que vêm sendo desenvolvidas para esse problema incluem a adoção de dutos flexíveis e outras soluções de bombeamento e recepção que permitam aumentar a distância entre os navios, durante a operação de transferência” (ALMEIDA; FERRARO, 2013, p. 148-149).

A Figura 4 ilustra um dos métodos de transferência de GNL entre dois navios, através de mangueiras criogênicas.



Fonte: Won *et al.* (2014).

Figura 4 – Método de Descarregamento de GNL.

O GNL embarcado prescinde de gasodutos offshore, o que proporciona enorme economia para a indústria de gás natural. As plantas offshore também apresentam vantagens ligadas à mobilidade. Por ser uma estrutura móvel, uma mesma planta embarcada pode ser utilizada para monetizar reservas de mais de um campo de produção, situados em locais distintos.

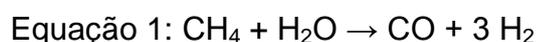
A despeito de seu grande potencial econômico, o custo do investimento e as dificuldades técnicas ainda representam consideráveis barreiras ao GNL offshore. Somente a evolução das tecnologias associadas ao novo modelo, seguida de seus desdobramentos econômicos (redução de custos) e técnicos (redução das dificuldades de implementação), poderão viabilizar a sua adoção e disseminação, promovendo o aumento da produção e da oferta de gás e do número de agentes produtores dispostos a aproveitar o gás.

3.2.3 GTL Compacto

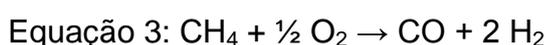
Mais uma alternativa é a tecnologia *Gas-to-Liquid* (GTL) na modalidade compacta. O GLT Compacto é uma tecnologia desenvolvida a partir do GTL. Enquanto a tecnologia GTL permite a conversão química do gás natural em hidrocarbonetos líquidos, o GTL Compacto possibilita a aplicação da tecnologia GLT em plantas offshore integradas aos navios-plataforma. Através de módulos compactos instalados nas plataformas offshore, o gás associado é convertido em hidrocarbonetos líquidos que são misturados ao petróleo bruto a bordo das embarcações (ALMEIDA *et al.*, 2017).

Os processos de transformação do gás natural em combustíveis líquidos envolvem essencialmente duas fases, descritas a seguir. A primeira fase do processo *Gas To Liquid* consiste na transformação da matéria-prima (gás natural) em gás de síntese. O gás de síntese é um gás intermediário, formado por uma mistura de gases hidrogênio (H₂), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂).

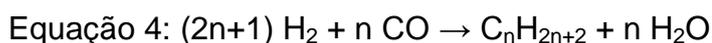
De acordo com Ramos *et al.* (2011), os processos de obtenção do gás de síntese a partir do gás natural compreendem: a reforma com vapor, a reforma com CO₂, e a reforma autotérmica (oxidação). As reformas com vapor e com CO₂ ocorrem por meio de reações endotérmicas (que consomem calor) nas quais o gás natural reage com vapores d' água, no primeiro caso, e com gases CO₂, no segundo, conforme descrevem as equações 1 (reforma com vapor) e 2 (reforma com CO₂).



Já a reforma autotérmica ocorre através de uma reação exotérmica (que produz calor) de oxidação do gás natural, gerando o gás de síntese, conforme descreve a Equação 3.



Na segunda fase, o gás de síntese – (CO + H₂) – é transformado em hidrocarbonetos líquidos (syncrudes), por meio de tecnologias baseadas no processo Fischer-Tropsch. Nesta etapa, o gás de síntese é levado a reatores com catalizadores, como Cobalto (Co) e Ferro (Fe), onde são gerados hidrocarbonetos líquidos (syncrudes). A Equação 4 descreve a reação do gás hidrogênio com o monóxido de carbono, formando um hidrocarboneto.



A rigor, o processo *Gas to Liquid* não se encerra com a produção do syncrude. Um tratamento adicional é necessário para decompor os hidrocarbonetos de alto peso molecular em hidrocarbonetos mais leves, constituídos por moléculas menores. Com esse processo adicional pode-se obter a nafta, a gasolina, o óleo diesel e outros produtos (ALMEIDA; FERRARO, 2013, p.158).

3.2.3.1 Desenvolvimento do GTL

A partir dos anos 1990 a tecnologia GTL, desenvolvida nos anos 1920, voltou a ser alvo de interesse da indústria de petróleo e gás natural. As pressões regulatórias, em função das questões ambientais, e os fatores associados às características das reservas de gás existentes têm contribuído para a utilização desta tecnologia.

A proteção do meio ambiente implica em restrição à queima de gás natural – por meio de multas e tributos – e na exigência de aumento de qualidade dos combustíveis produzidos. Neste sentido, o GTL representa uma importante alternativa tecnológica, uma vez que o custo de transporte dos combustíveis líquidos é muito inferior ao do gás natural e, por serem produzidos a partir de um combustível menos poluente (o gás natural), a qualidade dos hidrocarbonetos líquidos sintéticos é superior à dos produtos convencionais.

Determinados fatores associados às características das reservas de gás natural elevam o interesse pelo GTL. De acordo com Almeida e Ferraro (2013, p. 158), “embora haja, atualmente, uma situação de abundância de reservas de gás, a localização, o volume e a qualidade podem dificultar o seu aproveitamento”. Este é o

caso das reservas brasileiras. As descobertas no polígono do pré-sal e o imenso potencial da zona econômica exclusiva (situada além do mar territorial) demonstram que o offshore brasileiro acumula elevado volume de recursos. Contudo, a localização destas reservas e a qualidade dos hidrocarbonetos dificultam o seu aproveitamento: as áreas de maior potencial estão localizadas a centenas de quilômetros da plataforma terrestre e em águas ultraprofundas; o gás natural do pré-sal apresenta alto teor de CO₂. Assim, a tecnologia GLT representa uma via de superação das dificuldades associadas ao transporte e à qualidade dos hidrocarbonetos. Ao converter os volumes produzidos em combustível líquido, o GLT Compacto viabiliza a monetização das reservas, sem a necessidade de se realizar investimentos vultosos em gasodutos. O elevado teor de CO₂ não inviabiliza o aproveitamento comercial do gás natural, pois o CO₂ pode ser utilizado na produção do gás de síntese (Equação 2). O que constitui o maior desafio é, portanto, o desenvolvimento da tecnologia GLT para o seu emprego em plantas offshore.

Os esforços dentro da trajetória tecnológica do GLT produziram o GLT Compacto. Ainda em fase de desenvolvimento, o GLT Compacto é uma tecnologia que permite a aplicação do GLT no offshore distante do litoral, sendo viável para o caso brasileiro. O caminho tecnológico vem sendo traçado pelo desenvolvimento de plantas modulares e compactas integradas aos navios-plataforma. Em função das características das reservas de gás natural do offshore brasileiro, a evolução do GLT Compacto proporcionará uma alternativa importante para a monetização dessas jazidas.

3.3 OFERTA IMPORTADA

Além do gás nacional, uma parte do gás natural ofertado ao mercado brasileiro é importada da Bolívia por meio de gasoduto e outra parcela é adquirida de fornecedores internacionais na forma de Gás Natural Liquefeito (GNL). O GNL importado é processado em navios regaseificadores atracados em terminais marítimos construídos pela Petrobras.

A necessidade de garantir uma fonte de suprimento adicional e de caráter flexível, devido a variações sazonais de demanda, à segurança operacional do sistema de abastecimento e a outras contingências, despertou o interesse pelo GNL.

Com isso, a Petrobras construiu toda uma infraestrutura para viabilizar a importação do produto.

O principal fator que levou ao avanço do GNL no Brasil foi a demanda termoelétrica impulsionada pelos anos de seca. Devido ao predomínio da energia hidráulica na matriz elétrica nacional, a demanda das termoelétricas aumenta significativamente nos períodos secos. Da mesma forma, esta demanda diminui nos meses de chuva. Assim, as variações sazonais da demanda nacional estão correlacionadas ao regime de chuvas.

Outros fatores também requerem um produto disponível, prático e armazenável. Problemas de fornecimento que decorrem de variações de demanda associadas a períodos de pico de consumo, interrupções devido a operações de manutenção nas redes de gasodutos, entre outros motivos, demandam um produto com as características do GNL.

Em todas estas situações, o GNL representa um opção eficaz para lidar com os problemas a elas associados, pois as características do mercado de GNL e as propriedades técnicas do produto viabilizam a sua utilização: o GNL é um produto disponível em um mercado internacional de grande liquidez, podendo ser importado de inúmeros países para o Brasil; o hidrocarboneto líquido pode ser rapidamente convertido para o estado gasoso; e o gás liquefeito é um produto facilmente armazenável quando comparado ao gás natural (em estado gasoso), uma vez que apresenta elevada densidade de energia relacionada ao seu volume (aproximadamente 600 vezes maior do que o gás), podendo ser estocado nos navios regaseificadores ou em tanques próximos aos *city-gates*.

Assim, a Petrobras construiu os terminais de regaseificação de GNL no Brasil e afretou três navios regaseificadores para ancorar em seus terminais. Atualmente, a empresa estatal é proprietária dos três terminais marítimos de regaseificação de GNL existentes no Brasil: em Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Baía de Todos os Santos (BA). Desde 2009, quando entraram em operação os terminais de regaseificação no Pecém (CE) e na Baía de Guanabara (RJ), a Petrobras tornou-se fornecedora de todo GNL importado pelo mercado brasileiro.

Com o aumento do parque termoelétrico a gás e a multiplicação de projetos de térmicas a gás, surgiram inúmeros projetos de terminais de regaseificação de

GNL no Brasil, alguns em fase de execução e outros em fase de estudos. A Figura 5 apresenta os terminais de regaseificação de GNL existentes, previstos e em estudo no Brasil: os terminais existentes, pertencentes à Petrobras, aparecem em verde; os terminais previstos, no Porto do Açu e em Sergipe, aparecem em cor verde clara; e os demais, em fase de estudo, estão em amarelo.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019c).

Figura 5 – Terminais de GNL no Brasil.

A partir das informações disponíveis, constata-se que os terminais de GNL integrados a termoeletricas a gás constituem um modelo de negócio que vem sendo adotado sem a participação da Petrobrás. A difusão desse novo modelo, contudo, depende do desenvolvimento dos projetos que ainda estão em fase de estudo. Se estes projetos forem implementados, o segmento de GNL crescerá no Brasil com a participação de novos agentes econômicos.

3.3.1 Terminais de Regaseificação no Brasil

Os terminais de regaseificação de GNL construídos ou em fase de construção no Brasil são estruturas sobre o mar constituídas essencialmente por um píer, berços de atracação e braços de escoamento de GNL e gás natural, além de gasoduto integrante do terminal.

O píer é uma plataforma sobre a água suportada por estacas ou pilares cravados no fundo do mar, e que permite a atracação de embarcações. O píer convencional é uma construção que avança sobre o mar a partir do cais portuário, estando ligado ao cais por uma das suas extremidades. Já o chamado píer tipo ilha é uma estrutura sobre o mar que não está ligada ao porto, sendo sustentada por estacas fixadas no subsolo marinho.

Os berços de atracação são locais específicos nos terminais onde os navios atracam para embarcar e desembarcar as cargas. Os braços de escoamento, por sua vez, são equipamentos utilizados para descarregar o navio supridor, carregar o navio regaseificador e injetar o gás natural no gasoduto. Já o gasoduto integrante do terminal é o duto por meio do qual o gás natural (em estado gasoso) é transferido do terminal de regaseificação até redes de gasodutos e/ou usinas termoeletricas.

3.3.2 Plantas de Regaseificação Embarcadas

Atualmente existem 2 tipos de navios regaseificadores. Primeiramente foram desenvolvidos os Energy Bridge Regasification Vessels (EBRV), que são navios metaneiros com plantas de regaseificação a bordo. Os EBRVs podem atuar como metaneiros tradicionais, levando o GNL até as plantas de regaseificação em terra, ou

regaseificar o GNL a bordo, fornecendo o produto no estado gasoso às redes de transporte (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

Posteriormente, foram desenvolvidas as Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), que são navios metaneiros convertidos em plantas de regaseificação embarcadas. As FSRUs são semelhantes aos metaneiros do tipo EBRVs: possuem estruturas de armazenamento de GNL e instalações de regaseificação a bordo. Porém, diferentemente dos EBRVs, as FSRUs não operam como navios metaneiros: as FSRUs recebem as cargas a serem regaseificadas de navios metaneiros tradicionais, permanecendo atracadas nos píeres dos terminais marítimos de regaseificação (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

O modelo de navios regaseificadores adotado pela Petrobras representou uma inovação em relação às plantas tradicionais de regaseificação onshore e offshore. O novo padrão atendeu à demanda por flexibilidade, redução de custos e rapidez na implantação dos projetos.

Uma das principais vantagens do novo modelo é a flexibilidade, uma vez que as embarcações de regaseificação podem se deslocar de um terminal para o outro, atendendo a mercados diferentes. Esta mobilidade proporciona maior eficiência no atendimento à demanda.

Outras vantagens das plantas de regaseificação embarcadas em relação às plantas tradicionais são os custos de investimento e o tempo de execução dos projetos. Os projetos requerem um investimento em capital menor e podem ser implantados com maior rapidez (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

3.3.2.1 Navios Regaseificadores da Petrobras

Até 2017 a Petrobras dispunha de 3 navios regaseificadores, afretados para servir os seus terminais de regaseificação localizados em Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Baía de Todos os Santos (BA). As operações de regaseificação nos terminais eram feitas a bordo das três FSRUs contratadas pela Petrobras: o Golar Spirit, o Golar Winter e o Experience.

O Golar Spirit, da multinacional Golar LNG, foi o primeiro navio regaseificador afretado pela Petrobras. O Spirit tornou-se o primeiro navio metaneiro no mundo

convertido para regaseificar GNL a bordo. A embarcação tem capacidade para armazenar 77 milhões de m³ e processar 7 milhões de m³/dia de gás natural.

O Golar Winter, por sua vez, também operava como transportador de GNL e foi adaptado para transportar, armazenar e regaseificar o gás liquefeito. Devido à sua capacidade de armazenamento, as FSRUs, além de regaseificar as cargas de GNL, funcionam também como reservatórios de gás natural (AGÊNCIA PETROBRAS, 2010).

A partir de 2014, a Petrobras somou à sua frota o maior navio regaseificador de GNL do mundo: o Experience. O navio da empresa norte-americana Excelerate tem capacidade para armazenar um volume de GNL equivalente a 104 milhões de m³ de gás natural. Além das funções de armazenamento de GNL e regaseificação do produto, o Experience pode operar como navio metaneiro, sendo capaz de transportar o GNL até outros terminais de regaseificação. Com a entrada em operação do Experience, a capacidade total de regaseificação da Petrobras atingiu 41 milhões de m³/dia.

Em 2017, o Golar Spirit deixou o Brasil após encerrar o seu contrato com a Petrobras. Atualmente, a Petrobras possui apenas duas FSRUs afretadas: o Golar Winter e o Experience, cujos contratos se encerram em 2024 e 2029, respectivamente (MONTENEGRO, 2018).

A redução da frota da Petrobras reflete, em parte, a queda da demanda termoelétrica no País, em função da recuperação dos níveis dos reservatórios (Quadro 16). Contudo, a diminuição da sua capacidade de regaseificação pode ser atribuída também a outros fatores, dentre os quais: o aumento da sua produção de gás natural, as novas exigências regulatórias – como o acesso de terceiros aos seus terminais – e, principalmente, a reorientação estratégica da empresa estatal. Com a priorização do segmento de E&P de óleo e gás, a Petrobras deve reduzir a sua participação na geração termoelétrica, diminuindo assim o seu consumo de GNL.

Quadro 16 – Demanda de Gás Natural do Segmento Termoelétrico, em Milhões de m³/dia

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Demanda Termelétrica Total	38,92	46,84	45,90	29,57	34,25	27,69

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

3.3.3 Projetos Previstos

Além dos três terminais de regaseificação de GNL da Petrobras, há dois grandes terminais de regaseificação de GNL – pertencentes a outros agentes econômicos – em fase de construção. Os novos terminais estão localizados no Porto do Açú, em São João da Barra (RJ), e em Barra dos Coqueiros (SE).

3.3.3.1 Terminal em São João da Barra (RJ)

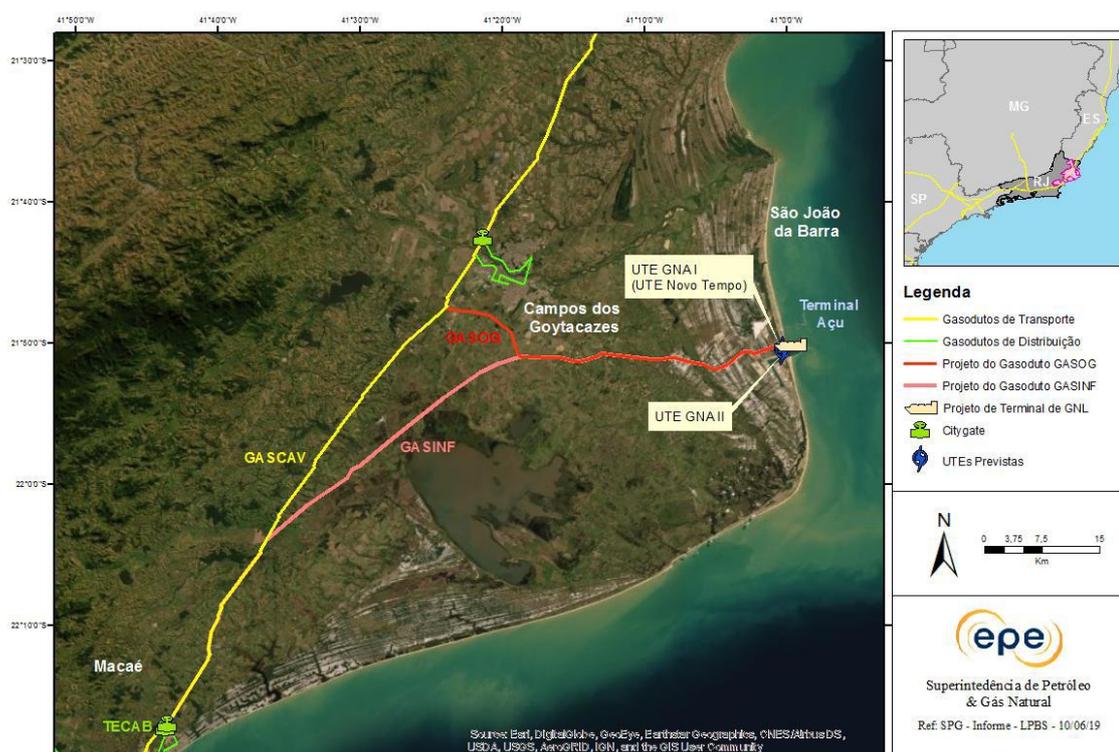
Sem a participação da Petrobras, a Gás Natural Açú (GNA), uma joint venture formada pela Prumo Logística (empresa controlada por fundos estrangeiros) e pelas multinacionais BP e Siemens está construindo um terminal de regaseificação de GNL no Porto do Açú, em São João da Barra (RJ). O empreendimento da GNA envolve a construção do terminal de GNL em conjunto com a implantação de um parque de usinas termelétricas a gás natural no Porto do Açú, integrando as duas instalações. O modelo do projeto representa um novo padrão na indústria de GNL, havendo inúmeros projetos semelhantes, um deles em fase de execução, em Sergipe, e outros em fase de estudo, nas regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019c).

O projeto da GNA inclui uma FSRU com capacidade de regaseificar o equivalente a 21 milhões de m³/dia de gás natural e armazenar 174 mil m³ de GNL. A embarcação ficará permanentemente atracada no terminal de GNL operando no sistema ship-to-ship, que consiste na transferência direta de carga entre o navio supridor e o navio regaseificador. A FSRU abastecerá o complexo termelétrico interligado ao terminal.

O modelo de terminais de GNL integrados a térmicas mostra-se eficiente dos pontos de vista econômico e operacional. Isto se explica pelas características da demanda termelétrica e pelas propriedades técnicas do GNL. Devido ao predomínio da hidroeletricidade no Brasil, a demanda termelétrica apresenta variações sazonais. Além disso, as térmicas podem suprir o sistema elétrico quando a geração a partir de fontes de energia intermitentes é interrompida. Neste sentido, o GNL, por ser um produto armazenável e que pode ser rapidamente convertido para o estado gasoso, oferece uma resposta adequada às necessidades das térmicas.

Além da integração entre o terminal de GNL e o parque termelétrico instalado no Porto do Açú, o projeto do grupo Prumo/BP/Siemens prevê a possibilidade de interligar o terminal de GNL à malha de gasodutos de transporte. A ideia do projeto é transformar o Porto do Açú em um hub (centro) de gás natural, fornecendo o hidrocarboneto ao mercado interno brasileiro. Neste sentido, o projeto prevê a possibilidade de construção de gasodutos de conexão: o GASOG, interligando o terminal de GNL até o gasoduto GASCAV no município de Campos dos Goytacazes (RJ), e o GASINF, conectando o terminal no Açú até o Terminal Terrestre de Cabiúnas (TECAB), visando atender a térmicas instaladas na região de Macaé.

A Figura 6 mostra a localização do terminal (em creme), no Porto do Açú, as termoelétricas da GNA (em construção), os gasodutos GASOG (em vermelho) e GASINF (em rosa), projetados para conectar o terminal ao gasoduto terrestre GASCAV (em amarelo) e ao TECAB (em verde), em Macaé (RJ).



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019c).

Figura 6 – Terminal de GNL em São João da Barra (SE).

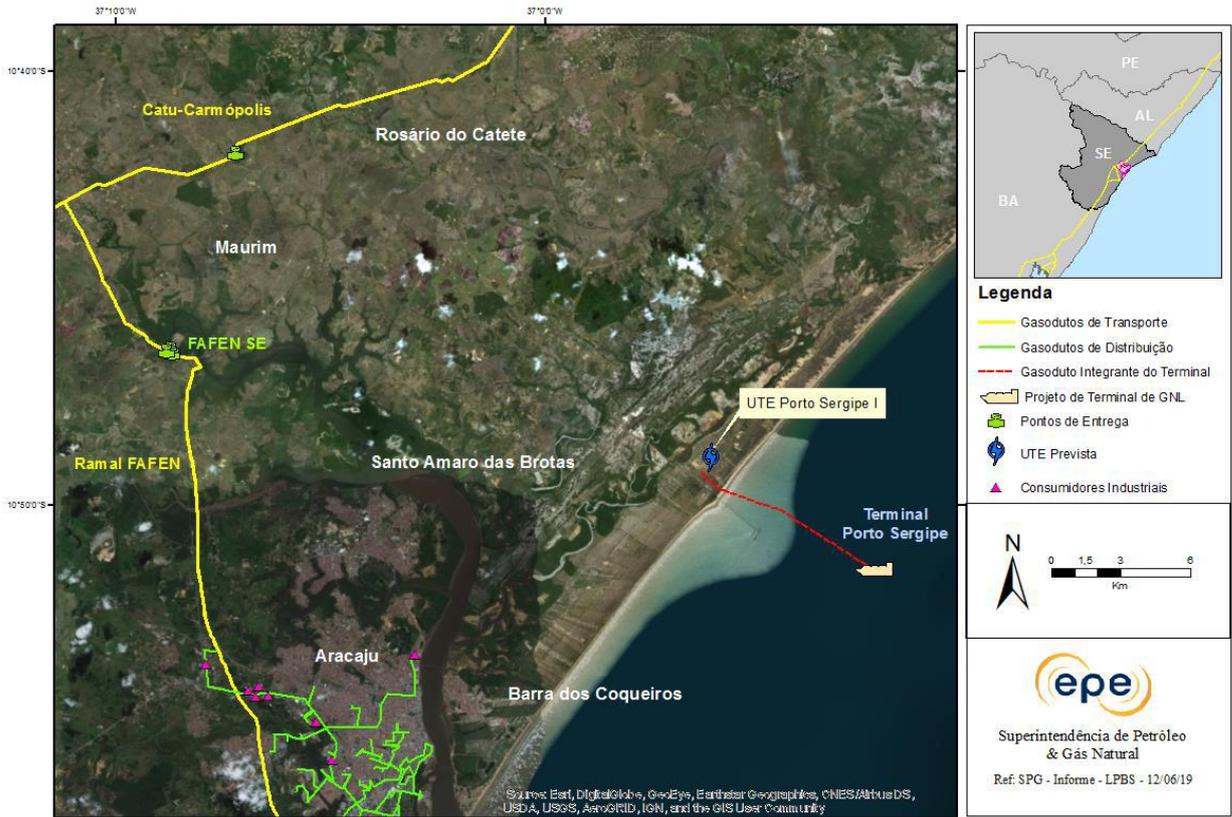
3.3.3.2 Terminal em Barra dos Coqueiros (SE)

O modelo LNG-to-Power – espécie de empreendimento que compreende um terminal de regaseificação de GNL interligado a um parque gerador de energia elétrica e linha de transmissão interligando o parque gerador à rede elétrica – está sendo implementado em Barra dos Coqueiros (SE) pela Centrais Elétricas de Sergipe (Celse), que pertence à Ebrasil Energia e à Golar Power. O projeto em Barra dos Coqueiros (SE) envolve a construção de um terminal de regaseificação de GNL em conjunto com um complexo termelétrico e uma linha de transmissão de energia elétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019c).

As instalações do terminal em Barra dos Coqueiros (SE) incluem um sistema de ancoragem, uma FSRU, que ficará permanentemente ancorada no terminal, e um gasoduto interligando as instalações ao parque termelétrico (UTE Porto de Sergipe I). Já a linha de transmissão interligará o parque gerador a uma subestação de energia elétrica.

O sistema de ancoragem foi instalado a 6,5 km da costa sergipana. Ao sistema de ancoragem será acoplado a FSRU Golar Nanook. O navio possui capacidade de regaseificar o equivalente a 21 milhões de m³/dia de gás natural e armazenar 163 mil m³ de GNL. As instalações marítimas também compreendem um gasoduto para transportar o gás natural da FSRU até as turbinas da Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I. A linha de transmissão, com 33 km de extensão, levará a energia elétrica gerada na UTE até uma subestação de energia (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERGIPE, c2020).

A fim de aproveitar inteiramente a capacidade da FSRU, a Golar Power, que detém 50% da Celse, estuda desenvolver projetos inovadores, como caminhões movidos a GNL. Além de monetizar diretamente o GNL, a empresa também avalia a possibilidade de conectar o terminal de regaseificação à malha de gasodutos de transporte. A Figura 7 mostra a localização do terminal de GNL (em creme), da UTE Porto de Sergipe I (em azul), do gasoduto integrante do terminal (em vermelho), dos gasodutos de transporte (em amarelo), dos gasodutos de distribuição (em verde) e dos consumidores industriais (em rosa).



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019c).

Figura 7 – Terminal de GNL em Barra dos Coqueiros (SE).

CAPÍTULO 4 – PADRÃO DE CONCORRÊNCIA NA IMPORTAÇÃO POR GASODUTO, NO TRANSPORTE E NA DISTRIBUIÇÃO

O capítulo 5 analisa a oferta do gás boliviano no mercado nacional e as atividades de transporte e distribuição de gás natural no Brasil. A primeira seção analisa o contrato de compra do gás boliviano e a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, através do qual o Brasil importa parte significativa do gás consumido no mercado nacional. A seção sobre transporte apresenta as principais transportadoras nacionais de gás natural e suas respectivas redes de transporte e mostra a evolução das infraestruturas de transporte no Brasil, com ênfase no último período de expansão. Em seguida, esta seção analisa os contratos de serviços de transporte das principais transportadoras nacionais. Já a seção sobre distribuição avalia as estruturas de mercado nesse segmento e a participação da Petrobras e dos principais grupos investidores nas distribuidoras locais de gás canalizado.

4.1 IMPORTAÇÃO POR GASODUTO

A quase totalidade do gás natural importado pelo Brasil via gasodutos é proveniente da Bolívia. O gás boliviano chega ao Brasil através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que possui 3150 km em todo seu percurso, sendo 557 km em solo boliviano e 2593 km em território brasileiro, e, em menor quantidade, através do Gasoduto Bolívia-Mato Grosso.

O GASBOL começa na cidade de Rio Grande (Bolívia), e vai até a cidade de Canoas (RS). O trecho brasileiro vai da cidade de Corumbá (MS), na fronteira com a Bolívia, até Canoas (RS), atravessando 136 municípios em cinco estados (Figura 8). Os tubos ficam enterrados a uma profundidade de 1 metro, e na superfície uma faixa de terreno de 20 metros de largura acompanha o percurso subterrâneo do gasoduto.



Fonte: GasNet (c2020).

Figura 8 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).

O GASBOL é composto por três trechos: o trecho norte, que liga Corumbá (MS) a Paulínia (SP), o trecho que conecta Paulínia (SP) a Guararema (SP), e o trecho sul, que liga Paulínia a Canoas (RS). Ao longo do gasoduto, existem 15 estações de compressão e 47 estações de entrega, onde ocorre a redução da pressão do gás natural e sua medição para entrega às distribuidoras locais. O gasoduto serve às seguintes distribuidoras: MSGÁS, em Mato Grosso do Sul; a Gas Brasileiro Distribuidora, a Comgás e a Gás Natural São Paulo Sul, em São Paulo; a Compagás, no Paraná; a SCGÁS, em Santa Catarina; e a Sulgás, no Rio Grande do Sul. Nos pontos de entrega Replan, em Paulínia (SP), e Repar, no Paraná, o gás natural é entregue diretamente à Petrobras. Isso ocorre porque a lei assegura o

No trecho entre Rio Grande, na Bolívia, e Paulínia, na região de Campinas, o GASBOL apresenta 32 polegadas de diâmetro. A partir de Paulínia, o gasoduto divide-se em dois ramais principais com diâmetro de 24 polegadas cada um. Um dos ramais, com 155 km, liga Paulínia até Guararema. Em Guararema, o GASBOL se interliga a um sistema de dutos da Petrobras que liga as bacias de Santos e de Campos a centros de consumo em São Paulo, no Rio de Janeiro e em Minas Gerais. A Figura 10 mostra o trecho entre Paulínia e Guararema em verde e os gasodutos que se conectam ao GASBOL, em Guararema, em azul. O outro ramal, conectando Paulínia à cidade de Canoas (próxima de Porto Alegre), aparece em vermelho no Mapa.



Fonte: Passos (1998).

Figura 10 – Interligação do Gasbol.

4.1.2 Construção e Operação

O propósito original do Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) era integrar os campos de gás natural bolivianos aos principais mercados consumidores localizados na região Centro-Sul do Brasil, permitindo a importação via gasoduto de até 30 milhões de m³/dia de gás natural.

Diante da falta de interesse dos *stakeholders* em assumir os riscos associados ao empreendimento, a Petrobras financiou e construiu o gasoduto nos dois lados da fronteira. Para o financiamento da obra, a Petrobras obteve recursos através de empréstimos de longo prazo junto a agência multilaterais e de crédito à exportação e de uma participação expressiva do BNDES. Conforme Torres Filho (2002, p. 102), “[...] a Petrobras assumiu não só o financiamento mas também a responsabilidade pela construção do empreendimento nos dois lados da fronteira”.

Apesar de assumir os riscos do empreendimento, a Petrobras adotou medidas que lhe assegurariam um quase monopólio na importação do gás boliviano e no uso do Gasbol. Torres Filho (2002, p. 102) explica que:

[...] [a Petrobras] reservou para si, no lado brasileiro, dois papéis estratégicos: o controle da operação do trecho brasileiro do gasoduto e a posição de ‘carregador’² exclusivo do gás boliviano até o volume de 30 milhões de m³/dia.³

O primeiro objetivo da estatal brasileira foi atingido ao assumir o comando da empresa que foi constituída para controlar o trecho brasileiro do gasoduto: a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). A Petrobras, por meio de sua subsidiária integral Gaspetro, assumiu a posição de sócia majoritária na TBG – empresa proprietária e operadora da seção brasileira do GASBOL – detendo a participação de 51% no capital social da transportadora.

O segundo objetivo da Petrobras foi alcançado através do contrato de compra e venda de gás boliviano celebrado entre a YPFB e a estatal brasileira, denominado GSA. Pelo contrato GSA, a YPFB se comprometia a fornecer gás boliviano à Petrobras por um período de 20 anos (entre 1999 e 2019).

O contrato GSA permitia a compra de até 30,08 milhões de m³/dia de gás, o equivalente à capacidade total do GASBOL, no período entre 2004 e 2019: 80% deste volume em regime de *take-or-pay* e a opção de compra de volumes adicionais até o limite de 30,08 milhões de m³/dia. A parcela de 80%, contratada em regime de *take-or-pay*, representa o volume mínimo que o comprador é obrigado a comprar e que proporciona ao vendedor o direito de exigir o pagamento (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2004, p. 32-33).

Exercendo a opção de compra de volumes adicionais de gás até o limite de 30,08 milhões de m³/dia, a Petrobras passou a adquirir quase todo o gás boliviano

importado pelo Brasil. O Quadro 17 apresenta as quantidades de gás natural importadas da Bolívia pela Petrobras e por outros importadores no período entre 2005 e 2019. Uma vez que o gás boliviano representa uma parcela expressiva da oferta de gás no mercado brasileiro, a compra de praticamente todo o gás importado do país andino constitui uma das razões do predomínio da Petrobras na indústria brasileira de gás natural.

Quadro 17 – Importações de Gás Natural da Bolívia, de 2005 a 2019

Média	Importações de Gás Natural da Bolívia (em milhões de m ³ /dia)		
	Petrobras	Outros Agentes	Petrobras/Total (em %)
2005	22,38	1,30	94,51
2006	24,44	1,07	95,81
2007	26,90	0,94	96,62
2008	30,49	0,03	99,90
2009	22,20	0,00	100
2010	26,91	0,00	100
2011	26,87	0,01	99,96
2012	27,55	0,01	99,96
2013	31,74	0,01	99,97
2014	32,82	0,01	99,97
2015	32,01	0,00	100
2016	28,31	0,01	99,96
2017	24,00	0,01	99,96
2018	22,09	0,01	99,95
2019	17,90	0,01	99,94

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

4.2 TRANSPORTE

O segmento de transporte compõe o chamado “midstream” da cadeia de valor do gás natural, e compreende a construção, gestão, operação e manutenção de dutos de transporte (gasodutos) e de infraestruturas auxiliares, necessárias para o funcionamento das redes de gasodutos. As instalações auxiliares incluem estações de compressão, estações de redução de pressão, e estações de medição, entre outras infraestruturas.

A Petrobras atua no segmento de transporte através de suas subsidiárias e controladas, uma vez que a empresa, por força da legislação em vigor, não pode exercer diretamente todas as atividades inerentes a este segmento. De acordo com o artigo 65 da Lei do Petróleo, a Petrobras deve operar e construir seus dutos de

transporte por meio uma empresa subsidiária constituída pela própria empresa estatal. Assim, em 1998, em conformidade com esse artigo da Lei do Petróleo, a Petrobras criou a Petrobras Transporte S.A. – Transpetro. A Transpetro é uma subsidiária integral da Petrobras e é responsável pela operação e manutenção de gasodutos. A malha operada pela Transpetro integra as regiões Sudeste, Nordeste e Norte.

Enquanto a Transpetro é responsável pela operação e construção de gasodutos de transporte, as transportadoras são proprietárias e gestoras dos gasodutos de transporte. A Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e a Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) são as principais transportadoras do país, ao lado da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG.

A Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) detém a mais extensa rede de transporte de gás natural do Brasil, com cerca de 4500 quilômetros de gasodutos distribuídos entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, e dispõe de uma capacidade contratada de movimentação de gás natural de mais de 74 milhões de m³/dia. A TAG era uma subsidiária integral da Petrobras até 2019, ano em que a empresa estatal vendeu 90% das ações da transportadora à Engie e à CDPQ.

A Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) possui cerca de 2050 quilômetros de malha dutoviária com capacidade para movimentar 158,2 milhões de m³/dia de gás natural. Os gasodutos da NTS ligam os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo ao gasoduto Bolívia-Brasil, ao Terminal de Regaseificação de GNL da Baía de Guanabara, e aos polos processadores de Caraguatatuba e Cabiúnas. Assim como a TAG, a NTS era uma subsidiária integral da Petrobras; no entanto, a Petrobras vendeu 90% das ações da transportadora à Brookfield, em 2017.

A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) é a proprietária e operadora do trecho brasileiro do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). O trecho brasileiro do Gasbol apresenta 2593 quilômetros de extensão, e atravessa os estados do Mato Grosso do Sul, de São Paulo, do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul. A capacidade total de transporte do Gasbol é de 30,08 milhões de m³/dia de gás natural. A Petrobras possui o controle acionário da TBG, detendo 51% das ações da transportadora.

As outras transportadoras são a GasOcidente do Mato Grosso Ltda. e a Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB). A GasOcidente é proprietária do trecho brasileiro do Gasoduto Bolívia-Mato Grosso, que traz o gás natural da Bolívia até o estado do Mato Grosso. Com 283 quilômetros de extensão, o trecho brasileiro do gasoduto se inicia no município de Cáceres (MT), na fronteira com a Bolívia, e vai até a Usina Termelétrica Cuiabá, localizada em Cuiabá (MT). A Gas Ocidente era formada, inicialmente, pela Enron, pela Shell e pela Transredes. Já a TSB é proprietária do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, que interligará os municípios de Uruguaiana e Canoas, no estado do Rio Grande do Sul.

4.2.1 Crescimento da Malha de Transporte

A Petrobras construiu a maior parte dos 9486 quilômetros de gasodutos de transporte do país. A empresa estatal implantou as malhas dutoviárias da TAG, NTS e TBG, que somam aproximadamente 9143 quilômetros de extensão.

Com o empreendedorismo da Petrobras, a malha dutoviária nacional cresceu expressivamente entre 2003 e 2011. A partir de 2012, a rede de dutos de transporte deixou de se expandir. O Quadro 18 mostra a extensão da rede de transporte nos anos de 2003 a 2018.

Quadro 18 – Malha de Dutos de Transporte de Gás Natural

	Dutos em Operação
	Extensão (km)
31/12/2003	5.407
31/12/2004	5.420
31/12/2005	5.432
31/12/2006	5.434
31/12/2007	5.861
31/12/2008	6.838
31/12/2009	7.574
31/12/2010	9.102
31/12/2011	9.481
31/12/2012	9.422
31/12/2013	9.422
31/12/2014	9.422
31/12/2015	9.422
31/12/2016	9.422
31/12/2017	9.486
31/12/2018	9.486

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008-) e Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural (2001-2007).

O Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (Gasene) foi o maior gasoduto construído no Brasil desde 2003. Com 1387 quilômetros de extensão, o Gasene subdivide-se em três trechos: Cabiúnas-Vitória, Vitória-Cacimbas e Cacimbas-Catu. O Gasoduto Cabiúnas-Vitória (Gascav) possui 303 km e interliga o Terminal de Cabiúnas (Tecab), em Macaé (RJ), à Estação do Terminal Intermodal de Serra, na Região Metropolitana de Vitória. O Gasoduto Vitória-Cacimbas inicia-se na Estação do Terminal Intermodal de Serra e percorre 130 km até a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC), em Linhares (ES). Já o Gasoduto Cacimbas-Catu (Gascac) liga a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC), em Linhares (ES), à Estação de Distribuição de Gás (EDG) de Catu, na Bahia, num percurso de 954 km. O Gascav, o Gasoduto Vitória-Cacimbas e o Gascac foram inaugurados em 2008, 2007 e 2010, respectivamente.

O Gasoduto Campinas-Rio (Gascar) e Gasoduto Japeri-Reduc (Gasjap) foram inaugurados em 2008 e 2009, respectivamente. O Gascar tem uma extensão de 456,8 km e conecta o Ponto de Entrega (PE) do Gasbol no Hub de Paulínia a Japeri (RJ). Em Japeri (RJ), o Gascar se conecta ao Gasjap. O Gasjap tem 45,3 km de extensão e liga Japeri (RJ) a Refinaria Duque de Caxias (Reduc), em Duque de Caxias (RJ), no Hub 2.

O Gasoduto Rio de Janeiro-Belo Horizonte II (Gasbel II) foi inaugurado em 2010. O Gasbel II tem 267 km de extensão e liga a Estação de Volta Redonda (Esvol), no município de Volta Redonda (RJ), ao município de Queluzito, no Estado de Minas Gerais. O Gasbel II incrementa a capacidade de transporte de gás natural para a Região Metropolitana de Belo Horizonte e para o Vale do Aço, no interior de Minas Gerais.

O Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté (Gastau) foi inaugurado em 2011. O Gastau tem 96 km e liga a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), em Caraguatatuba (SP), à Estação de Distribuição de Gás de Taubaté (EDG Taubaté), na cidade de Taubaté (SP). Na EDG Taubaté, os gasodutos Gastau e Gaspal se interconectam entre si. O Gaspal interliga a Estação de Distribuição de Gás de Taubaté (EDG Taubaté) à Estação de Volta Redonda (Esvol), no município de Volta Redonda (RJ).

O Gasoduto Cabiúnas-Reduc III (Gasduc III) entrou em operação em 2010. O Gasduc III percorre 191 km e liga a Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), em Macaé (RJ), à refinaria Reduc, localizada no Hub 2. O Gasduc III e o Gascav se interconectam entre si no Tecab, em Macaé (RJ).

O Gascav, o Gasoduto Cacimbas-Vitória, o Gascac, o Gascar, o Gasjap, o Gasbel II, o Gastau e o Gasduc III são operados pela Transpetro. A Figura 5.4 mostra os principais gasodutos que atravessam os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais e o Hub 2, que é um ponto de interconexão entre diversos gasodutos.



Fonte: Fator Brasil (2010).

Figura 11 – Gasodutos de Transporte (Região Sudeste).

O Gasoduto Urucu-Coari-Manaus iniciou as operações em 2009. O gasoduto liga a Província Petrolífera de Urucu, no interior do Amazonas, à Refinaria Isaac Sabbá, em Manaus (AM). A extensão do gasoduto é de 663 km, somados a 139,3 km divididos em nove ramais para Coari (AM). A infraestrutura é formada pelo gasoduto Garsol, que liga o polo de produção de gás natural de Urucu à Coari, e pelo gasoduto Gascom, que percorre o trecho entre Coari e Manaus. O Garsol tem 281 km e o Gascom, 382 km. A Província Petrolífera de Urucu é a maior reserva provada terrestre de óleo equivalente (petróleo e gás natural) do país.

Na Região Nordeste, os gasodutos Catu-Itaporanga, Itaporanga-Carmópolis, Carmópolis-Pilar e Pilar-Ipojuca foram inaugurados entre 2007 e 2010. A partir da EDG Catu, localizada na extremidade do Gasene, o gasoduto Catu-Itaporanga percorre 196 km até a Estação de Itaporanga, em Itaporanga (SE). O Itaporanga-Carmópolis percorre 68,5 km entre a Estação de Itaporanga (SE) e a Estação de Carmópolis, em Japaratinga (SE). O Carmópolis-Pilar liga a Estação de Carmópolis à EDG Pilar, em Pilar (AL), perfazendo um trecho de 176,8 km. O Pilar-Ipojuca se estende de Pilar (AL) a Ipojuca (PE), e apresenta 189 km de extensão. Esses gasodutos abastecem o mercado nordestino com o gás proveniente da região Sudeste, transportado pelo Gasene, e da região Nordeste (das bacias sedimentares de Sergipe-Alagoas e do Recôncavo).

4.2.2 Contratos de Serviços de Transporte

Em 2017, a Petrobras vendeu 90% das ações da NTS ao fundo de investimento canadense Brookfield, deixando de ser proprietária de parte da malha de gasodutos de transporte do Sudeste; Em 2019, a empresa estatal vendeu 90% das ações da TAG à empresa de energia francesa Engie e ao fundo de pensão canadense CDPQ, deixando de ser proprietária da malha de gasodutos de transporte do Nordeste, da Região Norte e de gasodutos que atravessam o estado do Espírito Santo. Com a venda das ações da NTS e da TAG, a Petrobras deixou de ser proprietária e gestora de cerca de 6550 km de gasodutos de transporte do total de 9486 km.

Não obstante à venda das transportadoras, a Petrobras é a única carregadora dos gasodutos de transporte da NTS e da TAG. A Petrobras contratou toda a capacidade de transporte nas malhas de gasodutos da NTS, que corresponde a 158,2 milhões de m³ de gás por dia, e é a contratante de toda a capacidade contratada de transporte nas malhas de gasodutos da TAG, que corresponde a 74,45 milhões de m³ por dia.

Os contratos celebrados entre a Petrobras e as transportadoras (NTS e TAG) estabelecem a prestação de serviços de transporte firme por períodos de 20 anos ou mais, e expiram entre 2025 e 2033. O serviço de transporte firme é aquele em que o transportador se obriga a receber, movimentar e entregar, em base diária, a

quantidade de gás solicitada pelo carregador. O Quadro 19 e o Quadro 20 apresentam um resumo dos contratos de serviços de transporte da NTS e TAG, respectivamente.

Quadro 19 – NTS – Contratos de Serviços de Transporte

NTS – Resumo dos Contratos de Serviços de Transporte					
Contrato*	Carregador	DIOC**	Prazo (anos)	Término do Contrato	Capacidade Contratada (mil m³/dia)
Malhas SE	Petrobras	01/01/2006	20	31/12/2025	43.805
Gaspaj	Petrobras	15/01/2010	20	14/01/2030	5.000
Gasduc III	Petrobras	12/11/2010	20	11/11/2030	40.000
Malhas II	Petrobras	01/12/2009	21,87	13/10/2031	49.400
Gastau	Petrobras	01/12/2011	20	30/11/2031	20.000

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Nova Transportadora do Sudeste (2020).

* Serviço de Transporte Firme.

** Data de Início da Operação comercial.

Quadro 20 – TAG - Contratos de Serviços de Transporte

TAG – Resumo dos Contratos de Serviços de Transporte					
Contrato	Carregador	Tipo de Serviço de Transporte	DIOC*	Prazo (anos)	Capacidade Contratada (mil m³/dia)
Malha Nordeste	Petrobras	Firme	01/01/2006	20	21.584
Gasene - Trecho Sul	Petrobras	Firme	10/11/2008	25	20.000
Gasene – Trecho Norte	Petrobras	Firme	10/11/2008	25	10.300
Urucu-Coari-Manaus	Petrobras	Firme	01/12/2010	20	7.565
Pilar-Ipojuca	Petrobras	Firme	01/12/2011	20	15.000

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Transportadora Associada de Gás (2020).

* Data de Início da Operação Comercial.

A Petrobras ainda é a única carregadora do trecho brasileiro do Gasbol. A empresa estatal contratou os serviços de transporte firme da TBG por meio de quatro contratos: os contratos originais TCQ Brasil, TCO Brasil e TCX Brasil, celebrados em 1999, e o contrato CPAC 2007, celebrado em 2008.

O contrato TCQ Brasil estabeleceu a contratação do serviço de transporte firme para 18,08 milhões de m³/dia até dezembro de 2019. O contrato TCO Brasil estabelece a contratação do serviço de transporte firme para 6 milhões de m³/dia até setembro de 2041. O contrato TCX Brasil estabelece a contratação do serviço de transporte firme para 6 milhões de m³/dia até dezembro de 2021. Já o contrato CPAC 2007 estabelece a contratação do serviço de transporte firme para 5,20 milhões de m³/dia no trecho sul do gasoduto, entre Paulínia e Araucária, até

setembro de 2030. O Quadro 21 mostra um resumo dos contratos de serviços de transporte da TBG.

Quadro 21 – TBG Contratos de Serviços de Transporte

BTG – Resumo dos Contratos de Serviços de Transporte				
Contrato de Transporte	Carregador	Tipo de Serviço de Transporte	Término do Contrato	Capacidade Contratada (em milhões de m³/dia)
TCQ Brasil	Petrobras	Firme	31/12/2019	18,08
TCO Brasil	Petrobras	Firme	05/09/2041	6,00
TCX Brasil	Petrobras	Firme	31/12/2021	6,00
CPAC 2007	Petrobras	Firme	30/09/2030	5,20

Fonte: Elaboração própria a partir de informações da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (2015b).

Por meio dos contratos originais, a Petrobras contratou a capacidade máxima de transporte do Gasbol, que equivale a 30,08 milhões de m³/dia. Porém, com o término do TCQ Brasil em 2019, a TBG deverá ofertar ao mercado a capacidade de transporte de 18,08 milhões de m³/dia.

Adicionalmente, a Petrobras celebrou um novo aditivo ao contrato de suprimento de gás natural GSA com a YPFB. Este aditivo prevê a redução da obrigação de fornecimento da YPFB para a Petrobras do volume atual de 30,08 milhões de m³/dia para 20 milhões de m³/dia. Com a compra de um volume menor, inferior à capacidade do Gasbol, a Petrobras deixará de contratar toda a capacidade de transporte liberada no gasoduto com o fim do TCQ.

Os contratos GSA e TCQ Brasil constituíram dois alicerces do monopólio da Petrobras na oferta do gás boliviano ao mercado brasileiro. Com o excedente de gás da Bolívia decorrente da redução do volume comercializado com a Petrobras e a liberação de capacidade de transporte no Gasbol, outros agentes de mercado no Brasil poderão atuar como carregadores do gasoduto, comprando o gás diretamente da YPFB e comercializando o produto com distribuidoras e consumidores livres ou importando o gás boliviano para o uso em suas próprias instalações no Brasil.

4.3 DISTRIBUIÇÃO

O segmento de distribuição constitui o último elo da cadeia de valor do gás natural. A atividade de distribuição consiste em levar o gás natural dos pontos de entrega na rede de transporte (os citygates) até os consumidores finais. A atividade de distribuição por meio de tubulações é exercida pelas distribuidoras de gás canalizado, que são responsáveis pela operação e manutenção dos dutos e instalações à jusante dos pontos de entrega.

No Brasil, a atividade de distribuição de gás canalizado é considerada um serviço público, e é exercida pelos Estados diretamente, ou mediante concessão. Conforme o §2º do art. 25 da CF-88, “cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado [...]”. Na prática, o serviço de gás natural passou a ser explorado pelos Estados através de empresas concessionárias.

4.3.1 Demanda de Gás das Distribuidoras

O mercado nacional é formado atualmente por 27 concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado. As concessionárias estaduais compram o gás de produtores e comercializadores e distribuem o energético aos usuários finais, sendo demandantes do gás natural no mercado de atacado.

A demanda das distribuidoras estaduais representa a maior parte de toda a demanda de gás natural no mercado nacional. A demanda total é formada pelas demandas das distribuidoras, das refinarias de petróleo e das Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (Fafens) e pela demanda termelétrica de consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores. O Quadro 22 mostra a relação entre a demanda das distribuidoras e a demanda total, entre 2017 e 2019.

Quadro 22 – Demanda das Distribuidoras em relação à Demanda Total de Gás Natural, entre 2017 e 2019

Demanda de Gás Natural	2017	2018	2019
Distribuidoras/Total (em %)	76,98	81,30	82,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados que constam no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (2007-).

4.3.2 Domínio da Petrobras na Distribuição

A Petrobras, por meio de sua controlada Petrobras Gás S. A. (Gaspetro), possui participação em 19 das 27 concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado. A Gaspetro é a holding que consolida as participações societárias da Petrobras nas distribuidoras locais de gás canalizado. O Quadro 23 mostra as participações da empresa controlada pela Petrobras nas distribuidoras de gás canalizado.

Quadro 23 – Participações da Gaspetro e BR Distribuidora nas Distribuidoras Estaduais

Distribuidora	UF	Acionista	Participação no Capital Social (%)
Algás	AL	Gaspetro	41,50
Bahiagás	BA	Gaspetro	41,50
CEBGás	DF	Gaspetro	32,00
CEG Rio	RJ	Gaspetro	37,41
Cegás	CE	Gaspetro	41,50
Compagás	PR	Gaspetro	41,50
Copergás	PE	Gaspetro	41,50
ES Gás	ES	Br Distribuidora	49,00
Gas Brasileiro	SP	Gaspetro	100,00
Gasap	AP	Gaspetro	37,25
Gasmar	MA	Gaspetro	23,50
Gaspisa	PI	Gaspetro	37,25
Goiásgás	GO	Gaspetro	30,50
MSGás	MS	Gaspetro	49,00
PBGás	PB	Gaspetro	41,50
Potigás	RN	Gaspetro	83,00
Rongás	RO	Gaspetro	41,50
SCGás	SC	Gaspetro	41,00
Sergás	SE	Gaspetro	41,50
Sulgás	RS	Gaspetro	49,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Confederação Nacional da Indústria (2018).

Com as participações societárias que detém por meio da Gaspetro, a Petrobras exerce o poder de indicar diretores comerciais que controlam decisões de compra de gás das distribuidoras das quais é sócia. De acordo com a Confederação Nacional da Indústria (2018, p. 44):

[...] [A Petrobras] tem capacidade de influenciar a política de compras de gás das empresas onde detém participações. Isso confere à Petrobras um poder de mercado assimétrico em relação aos seus potenciais concorrentes.

4.3.3 Oligopsônio na Distribuição

O Relatório Técnico “Gás para Crescer” identifica um oligopsônio no mercado de atacado do gás natural (BRASIL, 2016b).

O mercado de gás natural no País é caracterizado pela existência de um oligopsônio na compra de gás natural no atacado, com um grande poder de decisão na aquisição do gás concentrado em cinco agentes (entre eles a Petrobras) proprietários das 27 distribuidoras de gás natural.

Este poder oligopsônico no mercado de atacado é exercido pela Petrobras, Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda., Naturgy Energy Group S.A., C.S. Participações Ltda. e Cosan S.A..

A Mitsui é sócia minoritária da Gaspetro (49% do capital social), e detém participações acionárias diretas em oito concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado. A empresa possui participações diretas na Algás (AL), Bahiagás (BA), Cegás (CE), Compagás (PR), Copergás (PE), PBGás (PB), SCGás (SC) e Sergás (SE).

O grupo espanhol Naturgy adquiriu o controle das concessionárias de distribuição de gás do Estado do Rio de Janeiro – CEG e CEG-Rio – e de uma das concessionárias de distribuição do Estado de São Paulo – a Gás Natural São Paulo Sul. As distribuidoras atendem à capital, à região metropolitana e ao interior do Estado do Rio de Janeiro e à região sul do Estado de São Paulo.

A CS Participações detém participações acionárias em sete concessionárias estaduais de distribuição de gás. A empresa é sócia da CEBGás (DF), Cigás (AM), Gás do Pará (PA), Gasap (AP), Gasmar (MA), Gaspisa (PI) e Goiás Gás (GO).

O grupo Cosan controla a maior concessionária de distribuição de gás natural do Estado de São Paulo, a Comgás. A Comgás é a maior distribuidora de gás canalizado do País, com uma rede de distribuição de mais de 16 mil quilômetros de extensão.

4.3.4 Reconfiguração do Setor de Distribuição

A Gaspetro era uma subsidiária integral da Petrobras até 2015. Naquele ano, a empresa estatal vendeu 49% das ações representativas do capital social da Gaspetro à Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. A alienação de parte do capital da Gaspetro fez parte de um programa de desinvestimentos da Petrobras previsto no seu Plano de Negócios e Gestão 2015-2019.

Em 2019, a Petrobras assumiu o compromisso de deixar o segmento de distribuição de gás. Segundo consta no Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), a Petrobras se comprometeu a adotar a seguinte medida:

[...] colocar em processo de alienação [...] a sua participação acionária indireta em companhias distribuidoras, seja alienando suas ações na própria GASPETRO, seja buscando a alienação da participação da GASPETRO nas companhias distribuidoras [...]. (BRASIL, 2019a, Cláusula Segunda, 2.1).

Com a saída da Petrobras do setor de distribuição e a eventual decisão de governos estaduais de vender participações acionárias que detêm nas distribuidoras de gás de seus respectivos estados, o mercado de atacado do gás natural deverá assumir uma nova configuração. A alienação das participações acionárias indiretas da Petrobras e de participações acionárias de governos estaduais nas distribuidoras poderá resultar na consolidação do atual oligopsônio, sem a participação da Petrobras; ocasionar a formação de um novo oligopsônio; ou originar uma nova estrutura de mercado com um número maior de agentes participando das decisões de compra do gás.

CAPÍTULO 5 – REESTRUTURAÇÃO DO MERCADO E MUDANÇA NO PADRÃO DE CONCORRÊNCIA

A primeira seção deste capítulo identifica as estruturas de mercado e o padrão de concorrência vigente na indústria brasileira de gás natural. Nas seções subsequentes, o capítulo analisa os vetores de mudança nessa indústria e a extensão dos efeitos que exercem sobre o padrão de concorrência vigente. As tecnologias inovadoras, as mudanças legais e regulatórias, o investimento privado, a expansão da indústria do GNL e as restrições à atuação da Petrobras no *downstream* tendem a remodelar o setor de gás natural, dando origem a uma nova configuração setorial e a um novo padrão de concorrência nesse setor.

5.1 PADRÃO DE CONCORRÊNCIA VIGENTE

Esse estudo constatou a existência de três estruturas de mercado distintas ao longo da cadeia de valor do gás natural, com o predomínio da Petrobras em todas estas formações. Apesar da consolidação destas estruturas de mercado ao longo dos anos, todas estas formações vem sendo alvo de vetores de mudança produzidos por diversas forças, especialmente as seguintes: a ação dos próprios agentes da indústria de gás natural, as diretrizes e normas adotadas no âmbito legal-regulatório, e a dinâmica da demanda no mercado de gás natural.

Primeiramente, observa-se um monopólio na compra do gás natural produzido em território nacional e do gás natural importado antes de o gás ser fornecido ao mercado nacional. A Petrobras compra quase toda a produção nacional (dos demais produtores nacionais) e praticamente 100% do gás natural importado, tanto via gasoduto quanto no estado líquido (GNL).

5.1.1 Compra da Produção Nacional

O gás natural ofertado no mercado brasileiro tem origem na produção nacional, em importações da Bolívia, por meio de gasoduto, e em importações de GNL a granel, por meio de transporte marítimo. Na produção nacional nota-se um aumento da participação de empresas multinacionais, como a Shell, e de grupos

nacionais, como a Parnaíba Gás Natural (subsidiária da Eneva). Além destas, outras companhias com participação relevante vêm ampliando o seu nível de produção, dentre as quais a Repsol Sinopec, a Portugal Brasil (subsidiária da Galp), a brasileira Queiroz Galvão e a norueguesa Equinor. Outras empresas transnacionais, como a francesa Total e as chinesas Cnooc e Cnodc, venceram a 1ª Rodada de Partilha de Produção, arrematando o bloco de Libra, que é uma das áreas mais promissoras do pré-sal brasileiro.

A nova estratégia da Petrobras de priorização das atividades de E&P no pré-sal brasileiro, fruto das descobertas de abundantes reservas de hidrocarbonetos no polígono do pré-sal, visam ao aumento da sua produção de petróleo e gás natural. Tal estratégia requer a canalização dos recursos da Petrobras para estas atividades por, basicamente, duas razões: a dimensão dos investimentos necessários para extração dos recursos depositados no pré-sal e a limitação da capacidade de financiamento da Petrobras uma vez que a petroleira acumulou nos últimos anos um alto passivo financeiro. Por isto, o planejamento estratégico da Petrobras contempla a alienação dos ativos da empresa considerados não-estratégicos, e a destinação dos recursos amealhados com a venda destes ativos para as atividades prioritárias, principalmente a exploração do pré-sal.

Em conformidade com o seu novo plano estratégico, a Petrobras vem cedendo os seus direitos de exploração sobre campos de produção em terra e em águas rasas. A venda destes ativos vem promovendo a entrada de novos agentes econômicos no segmento upstream: em particular, empresas de pequeno e médio porte. Além desta classe de ativos, a Petrobras pretende estabelecer parcerias com outras empresas nas atividades de exploração e produção em águas profundas.

O governo federal, por meio da ANP, vem ofertando permanentemente as áreas remanescentes, isto é, que não foram arrematadas em rodadas de licitações anteriores ou que foram devolvidas à União. A oferta destas áreas tem o potencial de atrair as empresas do ramo petrolífero, e elevar a produção nacional de gás natural.

Como resultado, a produção de gás natural da Petrobras cresce em menor proporção do que a dos demais agentes econômicos. Não obstante à perda de *market share* na produção, a Petrobras ainda é praticamente a única compradora da

produção nacional de gás natural, constituindo um monopólio. A estrutura de monopólio se consolidou em função do domínio que a Petrobras exerce sobre a cadeia produtiva do gás natural. O domínio da Petrobras impõe barreiras intransponíveis aos produtores nacionais em cada etapa da cadeia produtiva: no midstream, os produtores não dispõem dos meios para escoar e processar a sua produção; à jusante do midstream, a Petrobras contrata praticamente toda a capacidade dos gasodutos de transporte, impedindo o acesso a estas instalações; e no downstream, a empresa estatal detém poder para discriminar os fornecedores.

5.1.2 Compra do GNL Importado

No período observado, entre o início dos anos 2000 e o final de 2019, a Petrobras exerceu um monopólio na compra do gás natural importado. Todo o gás natural importado na forma de GNL foi comprado pela Petrobras uma vez que a empresa estatal detinha todas as instalações necessárias para viabilizar a importação do produto.

As instalações de regaseificação da Petrobras abrangem os terminais de regaseificação de GNL em Pecém (CE), na Baía de Todos os Santos (BA) e na Baía de Guanabara (RJ), assim como os navios regaseificadores afretados pela Petrobras, que permanecem ancorados nos terminais. Desse modo, a estatal brasileira se tornou a única importadora de GNL e única fornecedora do GNL regaseificado no mercado nacional.

As importações de GNL dispararam nos anos de crise hídrica (entre 2012 e 2015), quando a diminuição dos volumes de água nos reservatórios das hidroelétricas ocasionou o aumento do uso da termoeletricidade a gás natural. Com o crescimento da demanda termoelétrica a gás natural, os volumes de GNL regaseificados pela Petrobras aumentaram significativamente naquele período. Após a crise hídrica, os volumes de GNL regaseificados caíram a patamares inferiores aos do período de escassez.

5.1.3 Compra do Gás Boliviano

A Petrobras exerceu o poder de monopólio na compra do gás natural boliviano importado pelo Brasil entre 1999 e 2019. Com base em duas decisões estratégicas, a estatal brasileira assumiu o papel de monopsonista na importação do gás natural boliviano.

Por um lado, a Petrobras firmou com a estatal boliviana YPFB um contrato de longo prazo de compra e venda de gás natural, conhecido como *Gas Supply Agreement* (GSA), que assegurou à Petrobras o fornecimento de um volume diário de gás natural equivalente a toda capacidade de escoamento do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Por outro lado, a Petrobras assumiu a posição de sócia majoritária da transportadora TBG, proprietária e administradora do trecho brasileiro do Gasbol.

Dispondo de um volume de gás natural suficiente para ocupar toda a capacidade do Gasbol e, principalmente, controlando a seção brasileira do gasoduto, a Petrobras assumiu a posição estratégica de carregadora exclusiva do Gasbol a partir do ponto de recebimento em Mutum, na fronteira do Brasil com a Bolívia. Desse modo, a Petrobras deteve o monopólio *de facto* no fornecimento do gás natural boliviano ao mercado brasileiro.

5.1.4 Mercado de Atacado do Gás Natural

A demanda de atacado no mercado brasileiro de gás natural é formada pelas seguintes classes de compradores e consumidores: as distribuidoras locais de gás canalizado, os agentes autoprodutores, os agentes auto-importadores e os consumidores livres.

A maior parte do gás natural ofertado no mercado nacional é comprada pelas distribuidoras locais de gás canalizado, na maioria das quais a Petrobras possui participações acionárias de forma direta e/ou indiretamente, por meio da sua subsidiária Gaspetro.

Além das participações que detém em distribuidoras, a Petrobras é proprietária de todas as refinarias de petróleo e Fafens. As unidades de refino e de produção de fertilizantes consomem uma fração expressiva do gás natural ofertado

no mercado nacional, e quase todas apresentam regimes próprios de consumo de gás natural, mantidos pela Lei do Gás. Estes regimes de consumo asseguram às refinarias e Fafens o direito de adquirir o gás do fornecedor sem comercializar o produto com as distribuidoras. Por isto, a Petrobras supre a maioria das suas unidades como autoprodutora ou auto-importadora, sem comercializar o gás.

Uma parcela menor da oferta é adquirida por outros agentes autoprodutores e auto-importadores e por consumidores livres. Os autoprodutores e auto-importadores, por definição, utilizam parte ou a totalidade da sua produção e do produto importado em suas instalações. A autoprodução e a auto-importação não envolvem as atividades de compra e venda do gás natural, apenas a transferência do produto sem a sua comercialização. Já os consumidores livres podem comercializar o gás diretamente com os fornecedores, sem transacionar o produto com as distribuidoras.

Em resumo, a Petrobras desempenha um papel de relevo no segmento downstream e preponderante na formação da demanda de atacado do gás natural. Tal posição lhe proporciona um grande poder de decisão na compra do produto no atacado. O exercício deste poder está associado a práticas anticompetitivas e discriminatórias em relação a fornecedores e outros agentes da indústria do gás. Ao criar obstáculos à entrada de potenciais fornecedores no mercado e à atuação dos agentes desta indústria, as práticas anticoncorrenciais, quando adotadas, contribuem para a consolidação do monopólio da Petrobras no fornecimento do gás. Por isto, o poder de que a Petrobras dispõe à jusante da cadeia produtiva concorre para o domínio que a estatal detém à montante da cadeia, ou seja, para o seu monopólio na oferta do gás natural.

5.2 MUDANÇAS ESTRUTURAIS E O SURGIMENTO DE UM NOVO PADRÃO DE CONCORRÊNCIA

Ao menos três vetores de mudanças concorrem para a remodelação do padrão de concorrência vigente na indústria brasileira de gás natural. Cada um destes vetores apresenta uma natureza distinta: um deles compreende as forças de mercado, isto é, a ação dos agentes econômicos; um outro reúne os elementos que configuram o ambiente legal-institucional; e um terceiro abrange as estratégias da

empresa que domina o setor, ou seja, da Petrobras. Esses vetores impactam toda a cadeia de produção do gás natural. Assim, o intuito desta seção é avaliar o potencial destes vetores de mudança, ou seja, a extensão das mudanças que eles poderão produzir no padrão de concorrência vigente.

5.2.1 Modelos Inovadores

No que tange à produção e à oferta do gás nacional, existem ao menos três modelos de negócio que emergem à luz das inovações tecnológicas como alternativas ao modelo tradicional no segmento midstream: *gas-to-wire*, GNL embarcado e *gas-to-liquid*.

5.2.1.1 Gas-to-Wire

Os projetos *gas-to-wire*, que consistem na instalação de usinas termoelétricas nas proximidades dos campos de produção de gás natural, permitem o aproveitamento do gás armazenado em áreas remotas, isto é, não atendidas por gasodutos offshore ou onshore. Esta modalidade de empreendimento representa uma oportunidade para a participação de novos agentes na produção e na utilização do gás na medida em que possibilita a monetização das reservas de gás.

Em áreas sem acesso a gasodutos de escoamento, a gasodutos de transporte ou a instalações da Petrobras, os produtores aproveitam o gás em unidades termelétricas próximas aos campos de hidrocarboneto, interligando-as à rede de transmissão elétrica. No modelo tradicional, o escoamento da produção de áreas com tais características é inviável devido à falta de infraestrutura ou de acesso às instalações da Petrobras. No segundo caso, os produtores costumam vender o gás à Petrobras, que oferta o produto ao mercado nacional.

5.2.1.2 GNL Embarcado

As plantas de GNL embarcadas representam uma importante solução tecnológica para o escoamento da produção do offshore brasileiro, especialmente de áreas distantes do litoral. As plantas FLNG (Floating Liquefied Natural Gas), como

também são conhecidas, compreendem um conjunto de instalações a bordo de embarcações que incluem UPGN, unidade de liquefação e tanques de estocagem de GNL.

Posicionadas próximas aos FPSO (as unidades de produção), as FLNG permitem o processamento, a liquefação e a armazenagem do gás natural no estado líquido. Posteriormente, os navios metaneiros recebem a carga, e a transportam até unidades de regaseificação. Ou seja, a produção pode ser escoada sem a utilização de gasodutos de escoamento offshore.

No modelo vigente, a falta de acesso às infraestruturas essenciais da Petrobras leva os produtores a venderem a sua produção à empresa estatal. Porém, o desenvolvimento das plantas de liquefação flutuantes cria uma oportunidade para potenciais produtores entrarem na indústria, explorando o offshore e ofertando a sua própria produção, mesmo sem terem acesso aos gasodutos de escoamento e UPGNs da Petrobras.

5.2.1.3 Gas-to-Liquid

O desenvolvimento da tecnologia de conversão do gás natural em hidrocarbonetos líquidos atingiu um novo patamar, gerando o Compact *Gas-to-Liquid* (GTL Compacto). O GTL Compacto representa um avanço em relação à tecnologia GTL convencional, consistindo em plantas compactas, de tamanho e peso reduzidos, com design modular, isto é, que podem ser subdivididas em módulos (partes de um sistema). Por estas características, o GTL Compacto pode ser empregado em embarcações ou em navios FPSO (unidades flutuantes de produção), ou seja, instalado nas próprias plataformas de produção de óleo e gás, permitindo o aproveitamento do gás natural sem a utilização de gasodutos de escoamento offshore.

Os hidrocarbonetos líquidos produzidos a partir do gás natural podem ser misturados ao petróleo bruto nas plataformas de produção e nas refinarias ou podem ser separados em frações (nafta, gasolina gasóleo e outras). Na medida em que a evolução do GTL Compacto o torna comercialmente viável, melhorando a

relação custo-benefício, ela proporciona mais uma oportunidade para a entrada de novos agentes na indústria do gás.

Uma outra vantagem do GTL Compacto está associada a uma das características do gás do pré-sal. Na área mais promissora do offshore brasileiro, o gás apresenta alto teor de CO₂, o que reduz o valor econômico do hidrocarboneto. No entanto, o CO₂ pode ser utilizado no processo de produção do gás de síntese, que é uma etapa intermediária na conversão do gás em combustível líquido. Por isto, a nova tecnologia constitui uma alternativa para a exploração de áreas do pré-sal em que o alto índice de CO₂ do gás pode inviabilizar o aproveitamento do produto.

5.2.1.4 Impactos

A replicação dos novos modelos de negócio (*Gas-to-Wire*, GNL Embarcado e GTL Compacto) impacta a configuração do segmento upstream da cadeia de produção do gás natural. Os novos modelos criam oportunidades para o aumento da participação dos agentes econômicos na produção do gás e, sobretudo, facilitam o aproveitamento e o escoamento da produção, podendo exercer efeitos sobre o monopólio da Petrobras na compra do gás dos produtores e o monopólio da estatal na venda do hidrocarboneto ao mercado.

A magnitude dos efeitos sobre as estruturas de mercado depende do grau de difusão dos novos modelos de negócio. O nível de disseminação dos novos modelos será determinado, em parte, pelo ritmo e potencial das inovações tecnológicas, isto é, pela capacidade das eventuais inovações de proporcionarem a diminuição dos custos destes modelos, aumentando assim a sua viabilidade econômica.

5.2.2 Modelo Convencional

No modelo convencional, o escoamento do gás natural de campos offshore ocorre por meio de gasodutos submarinos que percorrem os trechos marítimos entre as plataformas de produção e a costa litorânea; a partir do litoral, o gás é escoado por gasodutos terrestres que perfazem pequenos trechos até chegar nas unidades

de processamento (UPGNs), onde o gás natural bruto é separado e recebe tratamento.

O escoamento da produção e o processamento do gás são atividades do segmento midstream da cadeia de valor do gás. Na prática, estas atividades são desempenhadas pela Petrobras, que controla quase todos os ativos do midstream. De acordo com a Nota Técnica “A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural” (LIMA *et al.*, 2018, p. 8):

Em regra geral, os gasodutos de escoamento da produção são ativos de propriedade do consórcio detentor de cada campo produtor, e, na maioria dos casos, estes consórcios são formados pela Petrobras e parceiros. Entretanto, por questões logísticas, tais gasodutos de escoamento se conectam a alguma infraestrutura de propriedade integral da Petrobras, como um gasoduto de escoamento de um outro campo, ou uma plataforma de um outro campo ou ainda uma UPGN, aos quais, segundo a Lei n° 11.909/09 (Lei do Gás), não há obrigatoriedade de acesso a terceiros.

Ou seja, a Petrobras detém participações na maioria dos dutos de escoamento, e estes dutos, por sua vez, se conectam a outras instalações que pertencem exclusivamente à Petrobras e pelas quais o gás precisa necessariamente transitar. Sem terem acesso às instalações da Petrobras, os agentes produtores vendem a sua produção à empresa estatal, configurando um monopólio. Vale dizer, a Petrobras compra o gás dos demais produtores na “boca do poço”, durante a fase de escoamento da produção ou antes de o gás entrar nas UPGNs.

Os segmentos da cadeia de produção do gás são altamente interdependentes entre si, e, por isto, o desempenho das atividades de cada segmento requer um elevado grau de coordenação com os demais elos da cadeia. Deste modo, o poder de mercado da empresa incumbente à jusante da etapa de processamento do gás constitui um outro obstáculo para as empresas seguidoras. Ou seja, além da falta de acesso a infraestruturas essenciais da Petrobras, as seguidoras encontram um outro entrave para a venda da sua produção no mercado nacional.

Contudo, embora vendam o gás à Petrobras na “boca do poço” ou antes da passagem do produto por alguma das instalações da empresa estatal, as empresas seguidoras também atuam no segmento midstream em parceria com a Petrobras. Isso ocorre porque os gasodutos de escoamento podem estar vinculados às concessões de exploração e produção ou por razões econômicas.

A indústria dutoviária apresenta propriedades econômicas, como investimento elevado em capital, longos períodos de amortização dos investimentos e economias de escala, que favorecem a associação entre investidores. A formação de sociedades para a implantação de gasodutos submarinos e terrestres beneficia mutuamente a Petrobras e seus parceiros. O maior número de agentes amplia a capacidade de financiamento dos empreendimentos, dilui o risco econômico dos investidores e pode produzir ganhos com economias de escala.

Por razões contratuais e econômicas, a associação entre empresas seguidoras e a Petrobras já existe em empreendimentos importantes do midstream, como os gasodutos de escoamento Rota 1 e Rota 2, que ligam sistemas produtivos do pré-sal da Bacia de Santos aos litorais paulista e fluminense. O trecho do Gasoduto Rota 1 que conecta os sistemas produtivos dos campos de Lula e Mexilhão faz parte da concessão do campo de Lula; neste trecho, as participações da Petrobras, da Shell e da Petrogal correspondem, respectivamente, a 65%, 25% e 10% – as mesmas parcelas que cada uma destas concessionárias detém no campo de Lula. Já o Gasoduto Rota 2 não é vinculado a uma concessão de exploração e produção, mas de propriedade de um consórcio formado pela Petrobras (55%), Shell (25%), Petrogal (10%) e Repsol (10%).

Não obstante, a Petrobras assumiu sozinha um dos projetos recentes mais importantes do segmento midstream: o Projeto Integrado Rota 3. O desenvolvimento do projeto, que contempla o gasoduto de escoamento Rota 3 e o Comperj, ampliará significativamente a capacidade de escoamento e processamento do gás do pré-sal. O Gasoduto Rota 3 (100% Petrobras) ligará o campo de Búzios ao Comperj, e será, ao lado dos gasodutos Rota 1 e Rota 2, um dos três gasodutos submarinos mais extensos do País. Vale destacar que a Petrobras é proprietária integral das duas unidades de tratamento de gás onde desembocam os gasodutos Rota 1 e Rota 2, a UTGCA, em Caraguatatuba (SP) e a UTGCAB, em Macaé (RJ), respectivamente, e deterá integralmente a unidade do Comperj, em Itaboraí (RJ), onde chegará o Rota 3.

5.2.3 Variáveis Institucionais

As questões legais e regulatórias representam outras variáveis do ambiente de competição que determinam as estruturas de mercado no segmento midstream. A evolução de três destas questões deverá exercer profundo impacto na configuração do midstream: a vinculação de gasodutos de escoamento às respectivas concessões de exploração e produção, o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais e a tarifação do transporte.

A vinculação de gasodutos de escoamento às respectivas concessões de exploração e produção limita a diversificação dos agentes econômicos na atividade de escoamento da produção uma vez que a Petrobras detém integralmente ou em sociedade com outras concessionárias as principais concessões. Entretanto, uma eventual mudança regulatória desfazendo este vínculo, aliada a uma decisão da Petrobras de vender parte da sua malha de escoamento, cria uma oportunidade para outros grupos econômicos adquirirem estes ativos. A alienação destes ativos da Petrobras está alinhada à estratégia da estatal de priorizar estritamente as atividades de exploração e produção e à orientação do governo de promover a concorrência em todos os elos da cadeia de valor.

A garantia de acesso de terceiros a infraestruturas essenciais, de forma negociada e não discriminatória, foi instituída pelo art. 62 do Decreto nº 9616, de 2018 (BRASIL, 2018). Não há, contudo, uma definição sobre as regras a serem estabelecidas no tocante aos direitos do proprietário. Tais regras devem conferir ao proprietário de infraestrutura essencial o direito de preferência no uso da capacidade da sua instalação. Uma das fórmulas prevê, por exemplo, o direito de acesso de terceiros em caso de disponibilidade ou ociosidade das infraestruturas, visando a otimização do uso das infraestruturas, com a devida proteção dos investidores. A prioridade de acesso do proprietário é um estímulo à construção de novas infraestruturas e à entrada de novos investidores no segmento midstream.

As regras de tarifação, por sua vez, serão um fator determinante das decisões de investimento em infraestruturas de escoamento. A questão das tarifas é importante porque as indústrias dutoviárias constituem monopólios naturais, isto é, ensejam a formação de monopólios uma vez que, em regra, só se viabilizam

economicamente com esta estrutura de mercado; A indústria dutoviária não se viabiliza com a cobrança de preços de mercado competitivo. Por isto, os valores das tarifas cobradas pelo transporte do gás natural costumam ser regulados, e não livres; As autoridades regulatórias buscam estabelecer valores capazes de compensar o proprietário de instalações dutoviárias pelo custo de investimento e pelos custos de operação e manutenção de suas instalações. Porém, está sendo avaliada a adoção de um modelo regulatório que prevê a cobrança de tarifas negociadas, isto é, estabelecidas por meio de negociação entre os proprietários e carregadores de gasodutos. O modelo tarifário é um dos fatores que determinam a receita das atividades de transporte e, conseqüentemente, a remuneração dos investidores. Neste sentido, a definição de um modelo tarifário que proporcione o aumento de receita deve estimular a entrada de novos investidores no mercado.

5.2.4 Investimento Privado

Um outro fator capaz de remodelar o segmento de escoamento e processamento são os investimentos privados em grandes gasodutos de escoamento da produção do pré-sal e em infraestruturas que indiretamente viabilizam o desenvolvimento de novos projetos de escoamento. No primeiro caso, os investimentos são impulsionados pelo potencial econômico do pré-sal, mas também pelas vantagens competitivas de que alguns grupos econômicos dispõem; no segundo, os investimentos são motivados pelas oportunidades nos setores de energia e logística, que atraem grupos capitalizados como a Prumo Logística, a TPK Logística e o Porto de Roterdã.

Claramente, o grupo Cosan dispõe de uma vantagem estratégica em relação à concorrência. A Cosan detém 79,88% do capital social da Comgás, a maior concessionária de distribuição de gás natural do Brasil em volume de gás, cuja área de concessão abrange a Região Metropolitana de São Paulo, o Vale do Paraíba, a Baixada Santista e a Região Administrativa de Campinas. Detendo o controle da Comgás, o grupo privado está implantando o gasoduto Rota 4a, que conecta o pré-sal da Bacia de Santos à Baixada Santista (área de concessão da Comgás). Ou seja, a Cosan está integrando as atividades do midstream e downstream, atuando de modo verticalizado. Com a verticalização das atividades, a Cosan pode contar

com um dos maiores mercados consumidores do País, viabilizando economicamente o Rota 4a.

A iniciativa privada também está implantando complexos industriais portuários com diversas áreas destinadas à instalação de infraestruturas de gás e a indústrias de consumo intensivo de gás. Os principais empreendimentos privados são o Terminal Portuário de Macaé (Tepor) e o Porto do Açu, no Rio de Janeiro, e o Porto Central, no Espírito Santo. Os três projetos portuários preveem a instalação de UPGNs nas retroáreas dos portos e a instalação, nos complexos portuários, de infraestruturas de gás natural e terminais de GNL. O projeto do Porto do Açu prevê também a implantação do maior parque termelétrico a gás natural da América Latina e o do Porto Central, a implantação de um complexo energético.

O desenvolvimento dos complexos industriais portuários cria uma oportunidade atrativa para os players do pré-sal, proporcionando acesso a instalações de gás e gerando demanda para a sua produção. Por isto, os principais projetos de gasodutos de escoamento em estudo preveem a ligação de sistemas produtivos do pré-sal ao Tepor, ao Porto do Açu e ao Porto Central. Ou seja, o investimento privado nos setores de logística e energia está viabilizando comercialmente a construção de novos gasodutos de escoamento da produção do pré-sal.

5.2.5 GNL Importado

Atualmente, somente a Petrobras detém infraestruturas de regaseificação de GNL no Brasil. Contudo, inúmeros projetos de terminais de GNL estão sendo desenvolvidos, todos sem a participação da Petrobras, e multiplicarão a capacidade de regaseificação de GNL instalada no País. Com os novos empreendimentos, o monopólio da Petrobras na compra do GNL importado será extinto.

A maioria dos projetos de terminais de GNL está associada a projetos de usinas termelétricas a gás natural ou prevê a instalação dos terminais de GNL em conjunto com parques de geração termelétrica a gás natural. Deste modo, a maior parte das importações de GNL será destinada ao abastecimento de usinas termelétricas a gás.

Os projetos também preveem a possibilidade de interligar os terminais de GNL à rede de gasodutos de transporte. Com a interligação entre os terminais e os gasodutos de transporte, os importadores de GNL poderão fornecer o produto regaseificado nos mercados atendidos pelas redes de transporte. Contudo, o acesso aos gasodutos de transporte requer não apenas a construção de gasodutos de interligação, mas também a contratação de capacidade de transporte na malha dutoviária.

Como a Petrobras contratava quase a totalidade da capacidade de transporte nos gasodutos, outros competidores não dispunham de acesso aos serviços de transporte. Entretanto, com as novas diretrizes regulatórias e os compromissos assumidos junto ao Cade, a Petrobras vem liberando capacidade de transporte nas redes de gasodutos. Deste modo, os futuros importadores de GNL contarão com a possibilidade de contratar parte da capacidade liberada pela Petrobras.

Outra alternativa para a monetização do GNL importado é a comercialização do combustível líquido, dispensando a construção de gasodutos de interligação e a contratação de capacidade de transporte nas redes dutoviárias. Porém, esta opção depende do desenvolvimento de novos produtos, como, por exemplo, os veículos movidos a GNL.

A difusão do uso do GNL gera um novo padrão tecnológico na indústria do gás. Com o novo produto, a indústria do gás deverá apresentar dois padrões tecnológicos distintos: o atual, que atende às especificidades do produto gasoso, e um novo, adequado às particularidades do produto líquido.

5.2.6 Downstream e Demanda de Atacado

À luz das diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Termo de Compromisso de Cessação (TCC), a Petrobras deverá deixar o segmento downstream da cadeia de valor do gás. A permanência da Petrobras no downstream parece incompatível com as diretrizes do CNPE e a Cláusula Segunda do TCC.

O inc. III do art. 2º da Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019, do CNPE estabelece a restrição das transações entre comercializadores e distribuidores de

gás que sejam partes relacionadas, ou seja, a desverticalização das atividades de compra e venda de gás no mercado de atacado (BRASIL, 2019b). No entanto, a Petrobras detém o monopólio *de facto* na venda do gás no mercado nacional e participações acionárias nas distribuidoras locais de gás canalizado. Ou seja, a Petrobras possui participações nas distribuidoras, as quais compram o gás que a própria estatal vende. Nesse sentido, a posição da Petrobras é conflitante com essa diretriz do CNPE.

Já o inc. I do art. 3º da Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019, do CNPE estabelece que o agente dominante na indústria do gás venda as suas participações nas empresas de transporte e distribuição (BRASIL, 2019b). Além disso, a Petrobras se comprometeu, por meio da segunda cláusula do TCC, a alienar as suas participações indiretas nas companhias distribuidoras, seja por meio da venda das ações da Gaspetro ou seja por meio da venda das participações da Gaspetro nas distribuidoras. Por isso, a Petrobras está negociando a venda da Gaspetro, a qual possui participações em 19 distribuidoras locais de gás canalizado, localizadas em todas as regiões do País.

Além do downstream, a Petrobras deixará outros ramos de negócio. De acordo com os seus planos estratégicos mais recentes, a empresa estatal pretende se desfazer de refinarias de petróleo e sair dos segmentos termelétrico e de fertilizantes. Em relação ao refino, a Petrobras deverá manter o seu parque de refinarias na Região Sudeste.

A saída da Petrobras dos segmentos de distribuição, refino de petróleo, geração termoelétrica a gás natural e fertilizantes alterará o perfil do mercado de atacado do gás, caracterizado pela existência de um oligopsônio com o domínio da Petrobras na compra do gás. A entrada de novos grupos econômicos, ocupando o espaço deixado pela Petrobras, gerará uma nova estrutura de mercado, sem a participação da empresa estatal.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

O padrão de concorrência vigente na indústria brasileira de gás natural é caracterizado pelo domínio da Petrobras em todos os elos da cadeia de produção, especialmente no segmento midstream, no qual a estatal detém o controle dos ativos essenciais: as principais instalações de escoamento da produção, as UPGNs e as unidades de regaseificação de GNL. A Petrobras é a principal produtora do gás nacional, praticamente a única importadora de gás no Brasil, e compradora de quase todo o gás dos demais produtores nacionais. No transporte, a empresa estatal é a carregadora do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) e a contratante dos serviços de transporte firme das principais transportadoras (TAG e NTS). No mercado de atacado, a Petrobras dispõe de grande poder nas decisões de compra do gás natural, uma vez que é sócia em diversas distribuidoras locais de gás canalizado e ainda consome parte significativa do gás não comercializado com as distribuidoras, em termelétricas, refinarias de petróleo e fábricas de fertilizantes nitrogenados.

O aumento das reservas e da produção nacional de gás natural tornou-se notável com as descobertas na camada pré-sal e em novas fronteiras exploratórias. Interligando os campos do pré-sal ao litoral brasileiro, foram ou estão sendo desenvolvidos os mais extensos gasodutos de escoamento da produção em território nacional, dentre os quais o Rota 1, o Rota 2 e o Rota 3. Os gasodutos de escoamento Rota 1 e Rota 2, conectando o pré-sal da Bacia de Santos ao litoral, foram construídos pela Petrobras em parceria com sócios minoritários. O gasoduto Rota 3, conectando o pré-sal da Bacia de Santos ao litoral fluminense, está sendo desenvolvido integralmente pela Petrobras; este empreendimento da Petrobras inclui também a instalação no Comperj da maior UPGN do Brasil, que irá processar o gás escoado pelo Rota 3. Além dessas infraestruturas, existem outros grandes projetos de gasodutos interligando o pré-sal ao litoral. Os projetos Rota 4a e Rota 4b, conectando o pré-sal da Bacia de Santos ao litoral, estão sendo desenvolvidos pelo grupo privado Cosan. Os projetos Rota 5a, Rota 5b, Rota 5c e Rota 6b, conectando o pré-sal da Bacia de Campos ao litoral fluminense, estão em estudo, e devem ser desenvolvidos por outros agentes econômicos.

A descoberta de reservas gigantes em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas constitui a abertura da mais promissora fronteira exploratória no

País depois do pré-sal, e deve sustentar o crescimento da produção nacional de gás nos anos vindouros. A Petrobras irá instalar um gasoduto de escoamento da produção de 128 km de extensão para levar o gás das novas reservas ao Estado de Sergipe. Este projeto da Petrobras inclui a construção de uma UPGN, a UTG-SE, que irá processar o gás escoado pelo novo gasoduto.

Ao lado do aumento da produção, os novos empreendimentos e os projetos a serem desenvolvidos, irão acarretar um aumento da oferta de gás no mercado nacional e, provavelmente, a redução dos preços, estimulando a demanda do gás. A importação do gás boliviano deverá diminuir com o novo aditivo ao contrato GSA, reduzindo o volume importado. Porém, com o aumento da produção nacional e o desenvolvimento de novas infraestruturas de escoamento da produção e UPGNs, a oferta crescerá. Assim, o aumento da oferta e da demanda levará ao aumento do volume comercializado e do número de usuários do gás, o que requererá a expansão das infraestruturas dutoviárias de transporte e distribuição. Esta expansão contempla a ampliação da capacidade dos dutos existentes, a duplicação de gasodutos e a extensão das malhas dutoviárias de transporte e distribuição. O desenvolvimento destas infraestruturas dependerá de investimentos da Petrobras ou de outros agentes do mercado.

Atualmente já existe um acentuado déficit de infraestrutura de transporte dutoviário de gás em quase todas as regiões do País, e diversos projetos de expansão das redes de transporte. Nas regiões Norte e Nordeste, a demanda por infraestrutura é significativa no Estado do Amazonas e na Bacia do Parnaíba, onde estão localizados os maiores campos terrestres do País. Nas regiões Sul e Centro-Oeste, os projetos de expansão da infraestrutura contemplam vasta porção do seu território (Figura 3).

Ao mesmo tempo, a descoberta de promissoras reservas no offshore brasileiro e o aumento da produção de gás do pré-sal geram uma nova demanda por infraestruturas de escoamento da produção. O aumento da produção e a exploração de novas áreas do pré-sal, além da descoberta de grandes reservas na Bacia de Sergipe-Alagoas, demandarão investimentos em novos sistemas de escoamento, que interconectem os campos do pré-sal e os campos marítimos da Bacia de

Sergipe-Alagoas às UPGNs no litoral brasileiro. Estes sistemas poderão ser desenvolvidos pela Petrobras ou por outros agentes do mercado.

Na hipótese de continuidade do padrão de concorrência vigente, no qual a Petrobras domina toda a indústria do gás natural, a expansão das infraestruturas de escoamento, transporte e distribuição dependerão dos investimentos da própria Petrobras e, possivelmente, de parcerias entre a estatal e sócios minoritários. Neste caso, os investimentos dependerão da capacidade financeira da empresa estatal, que precisará ser ampliada. Para que isto ocorra, a Petrobras dispõe de opções como a realização de operações de capitalização, através de emissão de ações, a venda de ativos, empréstimos e financiamentos. A capitalização da Petrobras mediante a emissão de ações parece improvável, uma vez que a União não pretende se desfazer do controle acionário da estatal nem aportar recursos públicos para manter a sua posição acionária. Empréstimos e financiamentos são alternativas pouco plausíveis, de vez que a estatal tem como meta a redução do seu endividamento. Por fim, a Petrobras está disposta a vender ativos considerados não-estratégicos, destinando a maior parte dos recursos das vendas ao segmento de E&P de óleo e gás. Parte destes recursos poderia ser destinada ao desenvolvimento de infraestruturas de escoamento, transporte e distribuição, mas talvez sejam insuficientes. Neste sentido, a Petrobras poderia recorrer a parcerias com sócios minoritários, somando outros capitais àqueles amealhados com as privatizações.

Contudo, inúmeros fatores concorrem para a emergência de um novo padrão de concorrência, com menor protagonismo da Petrobras e a atuação independente de diversos agentes da indústria. As imposições da autarquia de defesa da concorrência (o CADE), as inovações tecnológicas, o desenvolvimento dos mercados do gás e as novas estratégias da Petrobras e de outros grupos econômicos são vetores desta transformação em curso. Este novo padrão de concorrência, com menor concentração de mercado e o protagonismo de múltiplos agentes, poderá impulsionar o desenvolvimento das infraestruturas necessárias para o crescimento da indústria do gás natural.

As instalações marítimas de escoamento da produção poderão ser desenvolvidas, por exemplo, nos moldes propostos por recente estudo do BNDES Setorial. Neste modelo, concessionários de campos de hidrocarbonetos localizados

no offshore brasileiro se associam para construir sistemas de escoamento. O modelo proposto proporciona economias de escala, compartilhamento de riscos e a integração de um número maior de unidades produtivas aos sistemas de escoamento.

Além do modelo proposto pelo BNDES, as instalações marítimas podem ser desenvolvidas com investimentos de grupos econômicos que atuam na distribuição do gás, como a Cosan. A proprietária da Comgás conta com o maior mercado cativo de gás no País e pode, desse modo, monetizar o gás escoado, viabilizando estes investimentos.

A construção destas infraestruturas pode também ser financiada com o capital de agentes econômicos que possuem ativos de consumo intensivo de gás, como parques termelétricos, indústrias petroquímicas, indústrias siderúrgicas, complexos industriais-portuários, entre outros. Esses agentes podem monetizar o gás utilizando-o em suas próprias instalações.

Há outras possibilidades de se promover o desenvolvimento do offshore brasileiro, com ou sem a participação da Petrobras. O Gas-to-Wire, o GNL Embarcado e o GTL Compacto são modelos tecnológicos que permitem monetizar o gás do offshore sem a instalação de gasodutos marítimos.

Os compromissos assumidos pela Petrobras junto ao CADE devem reconfigurar a indústria do gás natural. A Petrobras se comprometeu a negociar o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás e às UPGNs; sair do segmento de distribuição, vendendo as participações acionárias indiretas que possui nas distribuidoras locais de gás canalizado; alienar as suas participações acionárias nas transportadoras e adotar medidas que contribuam para que outros agentes tenham acesso ao sistema de transporte dutoviário de gás.

Algumas mudanças regulatórias em estudo podem estimular o desenvolvimento de novas infraestruturas essenciais. O direito de propriedade, o modelo de tarifação e o acesso negociado e não-discriminatório às infraestruturas essenciais da Petrobras representam regulamentos importantes para a determinação dos investimentos. O direito de propriedade estabelece regras que asseguram ao proprietário de infraestrutura de escoamento a preferência na contratação da capacidade de transporte do gasoduto. A instituição do regime de

tarifa negociada pode proporcionar ao proprietário de gasoduto de escoamento receita superior àquela sob o regime de tarifa regulada, na medida em que as tarifas definidas pela livre negociação entre proprietário e usuário podem atingir valores superiores aos das tarifas estabelecidas pela autoridade regulatória, incentivando assim os agentes econômicos a investirem na construção de novos gasodutos. Já o acesso às instalações da Petrobras pode viabilizar novos investimentos em infraestruturas de escoamento cuja viabilidade dependeria da interconexão a instalações da empresa estatal.

A saída da Petrobras do segmento de distribuição deverá evitar a discriminação na compra de gás no mercado de atacado, uma vez que a empresa estatal deixará de exercer o mesmo poder nas decisões de compra do gás, abrindo espaço para outros agentes da indústria comercializarem o gás com as distribuidoras.

Além da venda das principais transportadoras, a Petrobras deverá adotar duas medidas para que outros agentes da indústria tenham acesso aos sistemas de transporte dutoviário. Primeiramente, a empresa estatal assumiu o compromisso de informar os volumes máximos por ela movimentados nas instalações de transporte, dentro dos limites da capacidade contratada, para que as transportadoras ofereçam ao mercado a capacidade ociosa. Em outras palavras, as transportadoras poderão oferecer a outros agentes da indústria o acesso à capacidade de transporte contratada pela Petrobras que não esteja sendo utilizada. Em segundo, a Petrobras poderá ceder a terceiros o direito de utilização da capacidade contratada de transporte, isto é, da capacidade de transporte que a estatal contratou sob a modalidade firme.

A decisão da Petrobras de reduzir a importação do gás boliviano levou a empresa estatal a diminuir a compra do gás fornecido pela YPFB e renunciar a uma parcela da capacidade de entrada do Gasbol liberada com o término do contrato TCQ. Essas medidas abrirão uma oportunidade para outros agentes da indústria comprarem o gás boliviano e comercializarem o produto com as distribuidoras e consumidores livres no Brasil.

O desenvolvimento de novos terminais de GNL, como em São João da Barra (RJ) e em Barra dos Coqueiros (SE), aumentará a oferta de gás importado. Os

projetos dos terminais envolvem a construção de complexos termelétricos a gás natural a serem abastecidos pelo GNL regaseificado. Contudo, os terminais poderão ser interligados às redes de transporte dutoviário por meio de gasodutos de conexão. Os investimentos na construção destes gasodutos poderão se materializar com o crescimento da demanda de gás.

O aumento da oferta importada e nacional e a diversificação dos agentes comercializadores de gás poderá levar à redução de preços e estimular o consumo de gás. O aumento da oferta e do consumo gerará demanda por novas infraestruturas de transporte e distribuição.

Como única ofertante do gás, proprietária dos ativos de transporte, dispondo de poder nas decisões de compra das distribuidoras, e consumindo uma parcela expressiva do gás, a Petrobras era formadora de preços no mercado de atacado, atuava sem concorrência e com a garantia de compra ou consumo do gás que fornecia. Porém, em um mercado competitivo, com diversos agentes, o risco econômico será maior. Não obstante, o aumento da competição deverá ocasionar a redução dos preços do gás e, por conseguinte, a ampliação do consumo. A provável ampliação do consumo será um fator de estímulo ao empreendedorismo, uma vez que poderá viabilizar novos investimentos.

REFERÊNCIAS

ABEGÁS. Rede de distribuição de gás cresce 5,1% em 2018. *In: Abegás*, Rio de Janeiro, 26 fev. 2019. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/70716>. Acesso em: 25 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração termelétrica a gás natural. *In: Atlas de energia elétrica no Brasil*. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005. p. 129-130. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2005_AtlasEnergiaEletricaBrasil2ed/06b7ec52-e2de-48e7-f8be-1a39c785fc8b. Acesso em: 24 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **A reforma da indústria do gás natural na Bolívia**. Estudo para elaboração de um modelo de desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural contrato nº. 7039/03 – ANP – 008.766. Rio de Janeiro: ANP, 2004. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/consultorias-contratadas/reforma-industria-bolivia.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 17, de 10 de junho de 2010. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, v. 147, n. 110, p. 64-66, 11 jun. 2010. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2010/junho&item=ranp-17-2010>. Acesso em: 29 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 40, de 9 de setembro de 2016. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, v. 153, n. 175, p. 98-99, 12 set. 2016. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-40-de-9-de-setembro-de-2016-23532563>. Acesso em: 25 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Aplicativo ANP E&P**. Rio de Janeiro: ANP, 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conteudo-do-menu-superior/4291-aplicativo-anp-e-p>. Acesso em: 29 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Chamadas públicas**. Rio de Janeiro: ANP, 2020a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/acesso-a-gasodutos/chamadas-publicas>. Acesso em: 26 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do Pré-Sal**. Rio de Janeiro: ANP, 2020b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Gasbol: ANP autoriza chamada pública para alocação de capacidade. Rio de Janeiro: ANP, 2020c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5674-gasbol-anp-autoriza-chamada-publica-para-alocacao-de-capacidade>. Acesso em: 25 ago. 2020.

AGÊNCIA PETROBRAS. GNL da Petrobras está entre os principais projetos de infraestrutura do mundo. *In: Petrobras.Imprensa*, Rio de Janeiro, 6 jul. 2010.

Disponível em:

https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=8694#:~:text=GNL%20da%20Petrobras%20est%C3%A1%20entre%20os%20principais%20projetos%20de%20infraestrutura%20do%20mundo,-

Publicado em 30/06/2010 e texto=O projeto de regaseificação 3A3o de destaque de infraestrutura no mundo. Acesso em: 27 ago. 2020

AGÊNCIA PETROBRAS. Petrobras assina novo aditivo com a YPF para suprimento de gás. *In: Petrobras.Imprensa*, Rio de Janeiro, 6 mar. 2020. Disponível em: https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981599. Acesso em: 25 ago. 2020.

ALMEIDA, E. de. Introdução da competição na indústria de gás natural: quando mudanças na regulação não são suficientes. *In: MELO FERRAZ, C. C. D. et al. Blog Infopetro*, Rio de Janeiro, 12 jun. 2017. Disponível em:

<https://infopetro.wordpress.com/2017/06/12/introducao-da-competicao-na-industria-de-gas-natural-quando-mudancas-na-regulacao-nao-sao-suficientes/>. Acesso em: 23 ago. 2020.

ALMEIDA, E. de *et al.* Gás do Pré-Sal: oportunidades, desafios e perspectivas. *In: CICLO DE DEBATES SOBRE PETRÓLEO E ECONOMIA*, 1., 2017, Rio de Janeiro. **Texto para discussão**. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2017. 46 p. Disponível em:

https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

ALMEIDA, E. F. de; FERRARO, M. C. **Indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2013.

ALVES, L. M.; MATHIAS, M. C. P. P. **Nota Técnica nº 013/2016-SCM**.

Comercialização de gás natural na esfera de competência da união: a resolução ANP nº 052/2011 e o registro de contratos. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016. Disponível em:

<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-13-2016-scm.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2020.

ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001-2007. ISSN 1676-1812. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico?start=10>. Acesso em: 31 ago. 2020.

ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2008- . ISSN 1983-5884. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico?limitstart=0>. Acesso em: 23 ago. 2020.

ARAUJO, P. A. da R. Estudos sobre o desenvolvimento de liquefação embarcada de GNL (Floating Liquefied Natural Gas - FLNG) para campos gigantes de produção de gás (Libra) do Pré-Sal. *In: SEMINÁRIO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA DA PUC-RIO*, 23., 2015, Rio de Janeiro. **Relatórios CTC**. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015. 20 p. Disponível em: http://www.puc-rio.br/pibic/relatorio_resumo2015/relatorios_pdf/ctc/MEC/MEC-Pedro%20Araujo.pdf. Acesso em: 25 ago. 2020.

ASSOCIAÇÃO DOS ENGENHEIROS DA PETROBRÁS. Avaliação da iniciativa de privatização da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). *In: AEPET*, Rio de Janeiro, 30 maio 2019. Disponível em: <https://www.aepet.org.br/w3/index.php/2017-03-29-20-29-03/cartas-da-aepet/item/2965-avaliacao-da-iniciativa-de-privatizacao-da-transportadora-associada-de-gas-s-a-tag>. Acesso em: 25 ago. 2020.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BRASIL). **Gás para o desenvolvimento**. Rio de Janeiro: BNDES, 2020. 273 p. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/livros/gas-para-o-desenvolvimento>. Acesso em: 24 ago. 2020.

BISAGGIO, H. da. C. *et al.* **Nota Técnica nº 004/2018-SIM**. Desverticalização na indústria do gás natural. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2018. 32 p. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-04-2018-sim.pdf>. Acesso em: 24 ago. 2020.

BOLETIM DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. Rio de Janeiro: ANP, n. 105, maio, 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-05-boletim.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2020.

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007- . Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 23 ago. 2020.

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL. Brasília: Ministério de Minas e Energia, ed. 155, jan. 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/1119340/01.+Boletim+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%BAstria+do+G%C3%A1s+Natural+-+Janeiro+2020/3554e5de-53cd-2454-035a-ea5943bcdf69>. Acesso em: 29 ago. 2020.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho

Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 135, n. 150, p. 16925-16932, 7 ago. 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/I9478.htm. Acesso em: 23 ago. 2020.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 146, n. 43, p. 1-5, 5 mar. 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm. Acesso em: 23 ago. 2020.

BRASIL. Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 147, n. 231, p. 14-19, 3 dez. 2010a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm. Acesso em: 23 ago. 2020.

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de Junho de 2010. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 147, n. 123-A, p. 1. Edição Extra, 30 jun. 2010b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm#:~:text=L12276&text=LEI%20N%C2%BA%2012.276%20C%20DE%2030%20DE%20JUNHO%20DE%202010.&text=Autoriza%20a%20Uni%C3%A3o%20a%20ceder,Federal%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAncias. Acesso em: 26 ago. 2020.

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 147, n. 245, p. 1-5, 23 dez. 2010c. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm#:~:text=1o%20Esta%20Lei%20disp%C3%B5e,6%20de%200agosto%20de%201997. Acesso em: 26 ago. 2020.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil e Código Tributário Nacional:** legislação. 24. ed. São Paulo: Editora Central de Concursos LTDA, 2012.

BRASIL. Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016. Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos

consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 152, n. 229, p. 1-2, 30 nov. 2016a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13365.htm#:~:text=Altera%20a%20Lei%20n%C2%BA%2012.351,regime%20de%20partilha%20de%20produ%C3%A7%C3%A3o. Acesso em: 26 ago. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética; Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Gás para crescer.** Relatório Técnico. Versão beta. Brasília: Ministério de Minas e Energia 2016b. 21 p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/4dd1aa45-dc01-80c5-6408-e7d405ff2d36>. Acesso em: 23 ago. 2020.

BRASIL. Decreto nº 9.041, de 2 de maio de 2017. Regulamenta a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para dispor sobre o direito de preferência da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras atuar como operadora nos consórcios formados para exploração e produção de blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 154, n. 83, p. 1, 3 maio 2017a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Decreto/D9041.htm. Acesso em: 26 ago. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016. Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil, com o objetivo de propor medidas que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 154, n. 154, p. 1-2, 17 abr. 2017b. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36074/266721/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNP_E_10_Diretrizes_G%C3%A1s_Para_Crescer.pdf/72df667c-0350-5839-ea56-00d2288f2695. Acesso em: 25 ago. 2020.

BRASIL. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018. Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, v. 155, n. 242, p. 40-41, 18 dez. 2018a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm. Acesso em: 23 ago. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Análise da eficiência energética em segmentos industriais selecionados:** segmento cerâmica. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2018b. 101 p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36144/472854/Produto+6.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2020.

BRASIL. Ministério da Justiça e Segurança Pública. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. **Termo de compromisso de cessação de prática (versão pública)**. Brasília: CADE, 2019a. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z. Acesso em: 1 set. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019. Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, v. 157, n. 120-B, p. 7. Edição extra, 25 jun. 2019b. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36112/491934/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_16_2019.pdf/2d2e22aa-b6d8-d939-4eab-826b117f560b. Acesso em: 25 ago. 2020.

BRASIL. **Constituição Federal [de 1988]**. Texto compilado até a Emenda Constitucional nº 106 de 07/05/2020. Art. 176. Brasília: Senado, 2020a. Disponível em: https://www.senado.leg.br/atividade/const/con1988/con1988_07.05.2020/art_176_a_sp#:~:text=176.,propriedade%20do%20produto%20da%20lavra. Acesso em: 29 ago. 2020.

BRASIL. **Constituição Federal [de 1988]**. Texto compilado até a Emenda Constitucional nº 107 de 02/07/2020). Art. 177. Brasília: Senado, 2020b. Disponível em: https://www.senado.leg.br/atividade/const/con1988/con1988_02.07.2020/art_177_a_sp. Acesso em: 29 ago. 2020.

BRASILIANISTA. Petrobras faz testes de exploração em nova fronteira no Nordeste. *In: O Brazilianista*, [s. l.], 3 mar. 2020. Disponível em: <https://obrazilianista.com.br/2020/03/03/petrobras-faz-testes-de-exploracao-em-nova-fronteira-no-nordeste/>. Acesso em: 26 ago. 2020.

BRASKEM. **O setor petroquímico**. São Paulo: Braskem, c2017. Disponível em: <http://www.braskem-ri.com.br/o-setor-petroquimico>. Acesso em: 23 ago. 2020.

CALDAS, P. S. de A. **Teoria das opções reais aplicada a uma planta de fertilizantes nitrogenados considerando a flexibilidade no suprimento de energia**. 2014. 96 p. Dissertação (Mestre em Administração de Empresas) – Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/23519/23519_4.PDF. Acesso em 25 ago. 2020.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERGIPE. **Conheça a CELSE**. Aracaju: CELSE, c2020. Disponível em: <https://celse.com.br/br>. Acesso em: 27 ago. 2020.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERGIPE. **UTE Porto de Sergipe I**. Aracaju: CELSE, c2020. Disponível em: <https://celse.com.br/br/ute-porto-de-sergipe-i>. Acesso em: 27 ago. 2020.

CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA. O que são e quantas são as UPGNs? *In*: **CBIE**, Rio de Janeiro, 10 maio 2019a. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-e-quantas-sao-as-upgns/>. Acesso em: 29 ago. 2020

CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA. O que são os Custos de Extração do Petróleo? *In*: **CBIE**, Rio de Janeiro, 15 nov. 2019b. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-os-custos-de-extracao-do-petroleo/>. Acesso em: 26 ago. 2020

CLARA, Y. As mudanças no marco institucional do gás na Bolívia e as consequências para o Brasil. *In*: FERRAZ, C. C. de M. *et al.* **Blog Infopetro**, Rio de Janeiro, 7 dez. 2015. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2015/12/07/as-mudancas-no-marco-institucional-do-gas-na-bolivia-e-as-consequencias-para-o-brasil/>. Acesso em: 23 ago. 2020.

COELHO, J. M. Os desafios para a infraestrutura de escoamento na maximização do valor das reservas de óleo e gás do pré-sal. *In*: FÓRUM TÉCNICO PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2., 2019, Rio de Janeiro. **Apresentações** [...]. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2019. 27 p. Painel: Em busca dos novos campos gigantes. Disponível em: https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/EPE_2_forum_tecnico_presal_petroleo_jose_mauro.pdf. Acesso em: 25 ago. 2020.

COLOMER, M. Desinvestimento da Petrobras e reestruturação da indústria de gás no Brasil. *In*: FERRAZ, C. C. de M. *et al.* (ed.). **Blog Infopetro**, Rio de Janeiro, 10 ago. 2015. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2015/08/10/desinvestimento-da-petrobras-e-reestruturacao-da-industria-de-gas-no-brasil/>. Acesso em: 23 ago. 2020.

COLOMER, M.; ALMEIDA, E. Indústria do gás natural no Brasil: a reforma necessária para a saída da Petrobras. *In*: FERRAZ, C. C. de M. *et al.* (ed.). **Blog Infopetro**, Rio de Janeiro, 29 jun. 2016. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2016/06/29/industria-do-gas-natural-no-brasil-a-reforma-necessaria-para-a-saida-da-petrobras/>. Acesso em: 23 ago. 2020.

COMGÁS. **Sobre a empresa**. São Paulo: Comgás, c2020. Disponível em: <https://ri.comgas.com.br/a-companhia/perfil-corporativo/>. Acesso em: 25 ago. 2020.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (BRASIL). **Gás natural**: mercado e competitividade. Brasília: CNI, 2018. 82 p. (Propostas da indústria eleições 2018, v. 2028). Disponível em: https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/00/ae/00ae3eac-0586-4bbf-970a-2690d14177af/gas_natural_web.pdf. Acesso em: 25 ago. 2020.

COSTAMILAN, L. C. Propostas para Implementação da Integração do Gás Natural. *In*: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BR). SEMINÁRIO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL INTEGRAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA, 2019, Brasília. Brasília: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/f3c80ff3-282e-ebde-788d-ae474868304>. Acesso em: 23 ago. 2020.

DIEESE. Um novo cenário da indústria petroquímica brasileira está sendo desenhado. **Nota técnica**, São Paulo, n. 196, jul. 2018. Disponível em: <https://www.dieese.org.br/notatecnica/2018/notaTec196petroquimica/index.html?page=1>. Acesso em: 26 ago. 2020.

DOSI, G. Technological paradigms and technological trajectories: a suggested interpretation of the determinants and directions of technical change. **Research Policy**, Amsterdam, v. 11, n. 3, p. 147-162, June 1982.

DOSI, G. Technical change and industrial transformation: the patterns of industrial dynamics. *In*: DOSI, G. **Technical change and industrial transformation: the theory and an application to the semiconductor industry**. Londres: Palgrave Macmillan, 1984. p. 86-217.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Produção de petróleo e gás natural. *In*: **Plano decenal de expansão de energia 2026**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017. p. 150-163. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2018**: ano base 2017. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018. 292 p. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf. Acesso em: 24 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DPG-SPT nº 04/2018**. Panorama do refino e da Petroquímica no Brasil. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018. 73 p. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-/topico-412/NT%20Refino%20e%20Petroqu%C3%ADmica_2018.11.01.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **PIG**: Plano indicativo de gasodutos de transporte. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2019a. 78 p. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-415/PIG%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte_EPE2019.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **PIPE**: Plano indicativo de processamento e escoamento de gás natural. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2019b. 59 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20OG%C3%A1s%20Natural.pdf. Acesso em: 24 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Terminais de regaseificação de GNL no Brasil**: panorama dos principais projetos. Ciclo 2018-2019. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2019c. 47 p. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-412/Nota%20T%C3%A9cnica%20-%20Terminais%20de%20Regaseifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20GNL%20no%20Brasil%20\(Ciclo%202018-2019\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-412/Nota%20T%C3%A9cnica%20-%20Terminais%20de%20Regaseifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20GNL%20no%20Brasil%20(Ciclo%202018-2019).pdf). Acesso em: 23 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020**. Acesso de terceiros nota técnica a infraestruturas essenciais: doutrina de Infraestruturas Essenciais aplicada a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de GNL. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-462/NT%20Infraestruturas%20Essenciais.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Produção de petróleo e gás natural. *In*: **Plano decenal de expansão de energia 2029**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2020. p. 150-162. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2020.

ENAUTA. **Bacia de Sergipe-Alagoas**. Rio de Janeiro: Enauta, [ca. 2020]. Disponível em: <https://www.enauta.com.br/onde-estamos/exploracao/bacia-de-sergipe-alagoas/>. Acesso em: 25 ago. 2020.

ENEVA. **Complexo Parnaíba**. Rio de Janeiro: Eneva, c2020. Disponível em: <https://eneva.com.br/nossos-negocios/geracao-de-energia/complexo-do-parnaiba/>. Acesso em: 30 ago. 2020.

EPBR. Propostas para o gás no Brasil: uma visão do BNDES. *In*: **EPBR**, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://epbr.com.br/propostas-para-o-gas-no-brasil-uma-visao-do-bndes/>. Acesso em: 26 ago. 2020

FATOR BRASIL. Presidente Lula inaugura Terminal de Regaseificação de GNL da Baía de Guanabara. **Portal Fator Brasil**, Rio de Janeiro, 18 mar. 2009. Disponível em: https://www.revistafatorbrasil.com.br/ver_noticia.php?not=70876. Acesso em: 25 ago. 2020.

FATOR BRASIL. Petrobras inaugura gasoduto Cabiúnas-Reduc III (Gasduc III). **Revista Fator Brasil**, Rio de Janeiro, 3 fev. 2010. Disponível em: https://www.revistafatorbrasil.com.br/ver_noticia.php?not=105033. Acesso em: 31 ago. 2020.

FEITOSA, C. Crise hídrica começou em abril de 2012, mostram dados de satélite. *In: Observatório do clima*, [S. l.], 6 nov. 2015. Disponível em: <http://www.observatoriodoclima.eco.br/crise-hidrica-comecou-em-abril-de-2012/>. Acesso em: 26 ago. 2020

GASNET. **Sergipe ganhará gasoduto de 128 km para escoar gás natural produzido em águas profundas**. [S. l.]: GasNet, 2018. Disponível em: <https://www.gasnet.com.br/Conteudo/20188/Sergipe-ganhar%c3%a1-gasoduto-de-128-km-para-escoar-g%c3%a1s-natural-produzido-em-%c3%a1guas-profundas>. Acesso em: 26 ago. 2020.

GASNET. **Gasoduto Gasbol**: gasoduto Brasil-Bolívia. [S. l.]: GasNet, c2020. Disponível em: <https://www.gasnet.com.br/Pages/GasodutoGasBol>. Acesso em: 31 ago. 2020

GASNET. **Gasodutos em operação**: mapa. [S. l.]: GasNet, c2020. Disponível em: <https://www.gasnet.com.br/Pages/GasodutosEmOperacao>. Acesso em: 25 ago. 2020.

GASNET. **Principais gasodutos**: mapas. [S. l.]: GasNet, c2020. Disponível em: <https://www.gasnet.com.br/Pages/Gasodutos>. Acesso em: 25 ago. 2020.

GAUDARDE, G. Petrobras vai vender a TBG até 2021; veja os detalhes do acordo com o Cade. *In: EPBR*, Rio de Janeiro, 8 jul. 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-vai-vender-a-tbg-ate-2021-veja-os-detalhes-do-acordo-com-o-cade/>. Acesso em: 24 ago. 2020.

GRASEL, D. Padrões, estratégias de competição e competitividade. **Revista de Estudos Sociais**, Cuiabá, v. 3, n. 6, p. 59-74, 2001. Disponível em: <https://periodicoscientificos.ufmt.br/ojs/index.php/res/article/view/176/166>. Acesso em: 23 ago. 2020.

INFOMET. Aciaria: obtenção do aço líquido. *In: Aços & ligas*. Aço: processos de fabricação. Processo siderúrgico. Rio de Janeiro: iMetais.com Ltda, c1998. Disponível em: <https://www.infomet.com.br/site/acos-e-ligas-conteudo-ler.php?codConteudo=236>. Acesso em: 23 ago. 2020.

INFOMET. Alto forno: obtenção do ferro gusa. *In: Aços & ligas*. Aço: processos de fabricação. Processo siderúrgico. Rio de Janeiro: iMetais.com Ltda, c1998. Disponível em: <https://www.infomet.com.br/site/acos-e-ligas-conteudo-ler.php?codConteudo=234>. Acesso em: 23 ago. 2020.

INFOMET. Redução direta. *In: Aços & ligas*. Aço: processos de fabricação. Processo siderúrgico. Rio de Janeiro: iMetais.com Ltda, c1998. Disponível em: <https://www.infomet.com.br/site/acos-e-ligas-conteudo-ler.php?codConteudo=235>. Acesso em: 23 ago. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Towards a competitive natural gas market in Brazil**: a review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil. Paris: IEA, 2018. 60 p. (Insight Series 2018).

INTITUTO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Produção da Petrobras em águas rasas cai novamente:** campos estão à venda. Rio de Janeiro: INEEP, 2019. Disponível em: <https://ineep.org.br/producao-da-petrobras-em-aguas-rasas-cai-novamente-campos-estao-a-venda326815/>. Acesso em: 24 ago. 2020.

KEMPKA, A. **Auto-redução do ferro-esponja:** uma nova técnica para o aumento de sua qualidade. 2008. 82 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/13864/000656203.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 23 ago. 2020.

KUPFER, D. Padrões de concorrência e competitividade. *In:* ENCONTRO NACIONAL DA ANPEC, 20., 1992, Campos do Jordão, São Paulo. **Anais [...]**. Rio de Janeiro: Associação Nacional dos Centros de Pós-Graduação em Economia, 1992. (Texto para discussão, n. 265).

LAMASSA, D. Gás para todos: a renegociação do acordo Brasil-Bolívia. *In:* **Cenários Gás**, Rio de Janeiro, 28 fev. 2020. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/gas-para-todos-a-renegociacao-do-acordo-brasil-bolivia/>. Acesso em: 26 ago. 2020.

LIMA, A. W. P. *et al.* **Nota técnica nº 014/2018-SIM.** Versão pública. A promoção da concorrência na indústria de gás natural. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2018. 45 p. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf>. Acesso em: 24 ago. 2020.

LIMA, A. W. P. *et al.* **Nota técnica nº 009/2018-SIM.** Regulamentação da transparência da formação de preços: mercado de gás natural. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2018. 35 p. Disponível em: http://www.anp.gov.br/arquivos/cap/2019/cap18/nt-9_cap18-2019.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

LUNA, D.; SAMORA, R. Indústria petroquímica está de olho no gás natural do pré-sal. *In:* **Reuters**, New York, 16 set. 2008. Disponível em: <https://br.reuters.com/article/idBRB11649620080916>. Acesso em: 26 ago. 2020.

MACHADO, O. Governo planeja R\$ 17 bi em investimentos para expandir malha de gasodutos. *In:* **CanalEnergia**, Rio de Janeiro, 5 set. 2019. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53111229/governo-planeja-r-17-bi-em-investimentos-para-expandir-malha-de-gasodutos>. Acesso em: 25 ago. 2020.

MACIEL, F. Petrobras pede mais prazo para vender campos em terra e águas rasas. *In:* **EPBR**, Rio de Janeiro, 4 nov. 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-pede-mais-prazo-para-vender-campos-em-terra-e-aguas-rasas/>. Acesso em: 24 ago. 2020.

MAGALHÃES, K. M. M.; RIBEIRO JUNIOR, A. S.; SANTOS, G. J. B. dos. Análise de riscos em estruturas ligadas ao processo de exploração do gás natural liquefeito em plantas FLNG. *In*: CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 3.; WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, 5., 2018, Salvador. **Anais** [...]. Campina Grande: Realize Editora, 2018. Disponível em:

http://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2018/TRABALHO_EV104_MD1_SA103_ID657_29062018134237.pdf. Acesso em: 24 ago. 2020.

MENDES, A. P. do. A. *et al.* Mercado de gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 42, p. 427-470, set. 2015. Disponível em:

https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/9614/2/BNDES%20Setorial%2042%20Mercado%20de%20g%C3%A1s%20natural%20no%20Brasil-%20desafios%20para%20novo%20ciclo%20de%20investimentos_P_BD.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

MONTENEGRO, J. Golar Winter ruma para Salvador e Baía de Guanabara fica sem GNL. *In*: **Petróleo Hoje**, Rio de Janeiro, 3 out. 2018. Disponível em:

<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/golar-winter-ruma-para-salvador-e-baia-de-guanabara-fica-sem-gnl/>. Acesso em: 27 ago. 2020.

MONTENEGRO, J. Siemens estuda modelo reservóir to wire no offshore brasileiro. *In*: (ed.). **Petróleo Hoje**, Rio de Janeiro, 27 set. 2018. Disponível em:

<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/siemens-estuda-modelo-reservoir-to-wire-no-offshore-brasileiro/>. Acesso em: 25 ago. 2020.

MONTENEGRO, R. S. P.; PAN, S. S. K. Gás natural como matéria-prima para a produção de eteno no Estado do Rio de Janeiro. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 12, p. 135-160, set. 2000. Disponível em:

https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2924/1/BS%2012%20G%C3%A1s%20Natural%20como%20Mat%C3%A9ria-Prima_P.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

MORAES, R. Outro fundo financeiro (Blackstone) deve levar a rede de gasodutos da Petrobras no Nordeste, em mais um escárnio! *In*: **Blog do Roberto Moraes**, Rio de Janeiro, 3 dez. 2017. Disponível em:

<http://www.robertomoraes.com.br/2017/12/outro-fundo-financieiro-blackstone-deve.html>. Acesso em: 30 ago. 2020

NOGUEIRA, M. Petrobras e CADE assinam acordo para venda de ativos no gás natural. *In*: **Reuters**, New York, 8 jul. 2019. Disponível em:

<https://br.reuters.com/article/idBRKCN1U32EB-OB RTP>. Acesso em: 24 ago. 2020.

NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE. Resumo dos contratos de serviços de transporte. *In*: **NTS**, Rio de Janeiro, 2 abr. 2020. Disponível em: https://nts-site.s3.amazonaws.com/downloads/RESUMO_DE_CONTRATOS_DE_TRANSPORTE_Rev05.pdf. Acesso em: 25 ago. 2020.

NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE. Negócios. *In: NTS*, Rio de Janeiro, c2017. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/pt/negocios/>. Acesso em: 25 ago. 2020

PACHECO, C. A. G. Análise das possibilidades de expansão do uso do gás natural na indústria cerâmica. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS*, 3., 2005, Salvador. **Anais [...]**. Natal: Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2005. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0157_05.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

PASSOS, M. de. F. S. A. Gasoduto Bolívia-Brasil. **Economia & Energia**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 10, set./out. 1998. Disponível em: <https://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>. Acesso em: 25 ago. 2020.

PEREIRA, M. T. *et al.* Aplicação do gás natural na indústria metalúrgica. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS*, 3., 2005, Salvador. **Anais [...]**. Natal: Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2005. v., p. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0418_05.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

PETROBRAS. Gasoduto Pilar-Ipojuca dobra capacidade de entrega de gás natural. *In: TN Petróleo*, Rio de Janeiro, 27 ago. 2010. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/gasoduto-pilar-ipojuca-dobra-capacidade-de-entrega-de-gas-natural/>. Acesso em: 25 ago. 2020.

PETROBRAS. Entra em operação comercial o maior navio regaseificador do mundo. *In: Fatos e Dados*, Rio de Janeiro, 15 maio 2014. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/entra-em-operacao-comercial-o-maior-navio-regaseificador-do-mundo.htm>. Acesso em: 25 ago. 2020.

PETROBRAS. Logigás é incorporada à Petrobras. *In: TN Petróleo*, Rio de Janeiro, 29 ago. 2019. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/logigas-e-incorporada-a-petrobras/>. Acesso em: 25 ago. 2020.

PETROBRAS. No valor de US\$ 691,9 milhões, Petrobras conclui venda de 50% de Tartaruga Verde e Módulo III de Espadarte para Petronas. *In: TN Petróleo*, Rio de Janeiro, 30 dez. 2019. Disponível em: <https://www.tnpetroleo.com.br/noticia/no-valor-de-us-6919-milhoes-petrobras-conclui-venda-de-50-de-tartaruga-verde-e-modulo-iii-de-espadarte-para-petronas/>. Acesso em: 26 ago. 2020.

PETROBRAS. Petrobras acelera iniciativas para abertura do mercado de gás. *In: Fatos e Dados*, Rio de Janeiro, 5 fev. 2020. Disponível em: https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/petrobras-acelera-iniciativas-para-abertura-do-mercado-de-gas.htm?utm_source=twitter&utm_medium=always-on&utm_campaign=&utm_term=&utm_content=20200206. Acesso em: 25 ago. 2020.

PINTO, M. de. M. **Tecnologia e inovação**. Universidade Federal de Santa Catarina: Florianópolis, 2012. 152 p. Disponível em:

<https://www.passeidireto.com/arquivo/25164216/tecnologia-e-inovacao-livro>. Acesso em: 28 ago. 2020.

PIRES, A. O gás natural está na moda. *In: CBIE*, Rio de Janeiro 5 out. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/espaco-do-adriano/o-gas-natural-esta-na-moda/>. Acesso em: 27 ago. 2020.

POSSAS, M. I.2. Inovações e dinâmica de mercado numa abordagem Schumpeteriana (cont.). A concorrência e a dinâmica industrial endógena. *In: Concorrência e mudança tecnológica*. [S. l.: s. n.], [200-?]. Disponível em: <https://slideplayer.com.br/slide/13365169/>. Acesso em: 2 set. 2020.

POSSAS, M. L. Concorrência Schumpeteriana. *In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (org). Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. cap. 18, p. 245-252.

PRATES, C. T.; COSTA, R. C. da; PASTORIZA, F. A. Setor de petróleo e gás natural: perfil dos investimentos. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 22, p. 3-28, set. 2005. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2201.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

RAMALHO, A. Petrobras contrata toda capacidade do gasoduto Itaboraí-Guapimirim. **Revista Portos e Navios**, Rio de Janeiro, 10 nov. 2014. Disponível em: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/ind-naval-e-offshore/petrobras-contrata-toda-capacidade-do-gasoduto-itaborai-guapimirim>. Acesso em: 25 ago. 2020.

RAMALHO, A. Preço do gás natural praticado pela Petrobras deve cair novamente em agosto. **Valor Econômico**, São Paulo, 25 jun. 2020. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/06/25/preco-do-gas-natural-praticado-pela-petrobras-deve-cair-novamente-em-agosto.ghtml>. Acesso em: 26 ago. 2020.

RAMOS, A. L. D. *et al.* Atual estágio de desenvolvimento da tecnologia GTL e perspectivas para o Brasil. **Química Nova**, São Paulo, v. 34, n. 10, p. 1704-1716, 2011. Disponível em: <https://www.scielo.br/pdf/qn/v34n10/v34n10a04.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2020.

SALDANHA JUNIOR, R. V. Origens, evolução e escopo da organização industrial. *In: SALDANHA JUNIOR, R. V. Introdução à organização industrial*. São Paulo, [200-?]. cap. 1. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4139278/mod_resource/content/1/introducao.pdf. Acesso em: 26 ago. 2020.

SCHUMPETER, J. A. **Capitalismo, socialismo e democracia**. Tradução de Luiz Antônio Oliveira de Araújo. São Paulo: Editora Unesp, 2017.

SOUSA, E. F. E. **Eficiência energética e redução da emissão de poluentes na indústria siderúrgica**. 2017. 81 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2017. Disponível em:

https://www.ufjf.br/mecanica/files/2016/07/UFJF_2017_-TCC_Emanuel-Ferreira-e-Souza.pdf. Acesso em: 23 ago. 2020.

SOUZA, L. A. de. Composição dos derivados do petróleo. *In: Mundo Educação*, Goiânia, c2020. Disponível em: <https://mundoeducacao.uol.com.br/quimica/composicao-dos-derivados-petroleo.htm>. Acesso em: 25 ago. 2020.

TOLEDO, J. C. de. Qualidade, estrutura de mercado e mudança tecnológica. **Revista de Administração de Empresas**, São Paulo, v. 30, n. 3, p. 33-45, jul./set. 1990. Disponível em: <https://www.scielo.br/pdf/rae/v30n3/v30n3a04.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2020.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016. 417 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>. Acesso em: 28 ago. 2020.

TORRES FILHO, E. T. O gasoduto Brasil-Bolívia: impactos econômicos e desafios de mercado. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 17, p. 99-116, jun. 2002. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivo/s/conhecimento/revista/rev1704.pdf. Acesso em: 26 ago. 2020.

TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS. Resumo dos contratos de serviço de transporte. *In: Ntag*, Rio de Janeiro, 16 jan. 2020. Disponível em: https://media.ntag.com.br/uploads/2020/01/Resumo_Contratos.pdf. Acesso em: 25 ago. 2020.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL. **A TBG**. Rio de Janeiro: TGB, 2013. Disponível em: <http://www.tbg.com.br/ra2013/a-tbg/index.html>. Acesso em: 25 ago. 2020.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL. **Mapa Gasoduto Bolívia-Brasil**. Rio de Janeiro: TBG, 2015a. Disponível em: http://www.tbg.com.br/pt_br/mapa-gasoduto-bolivia-brasil.htm. Acesso em: 31 ago. 2020.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL. **Modelo de contrato de transporte interruptível**. Rio de Janeiro: TBG, 2015b. Disponível em: http://www.tbg.com.br/pt_br/a-tbg/informacoes-a-anp/2003/portaria-n-1.htm. Acesso em: 31 ago. 2020.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL. **Notas explicativas da administração às demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2015**. Rio de Janeiro: TGB, 2015c. Disponível em: <http://www.tbg.com.br/ra2015/demonstracoes-contabeis-notas.html>. Acesso em: 25 ago. 2020.

VASCONCELLOS, C. Petrobras contrata 18 milhões de m³/d no Gasbol. *In: **Petróleo Hoje***, Rio de Janeiro, 26 dez. 2019. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/petrobras-contrata-18-mi-de-m%C2%B3-d-no-gasbol/>. Acesso em: 25 ago. 2020.

WON, W. *et al.* Current trends for the floating liquefied natural gas (FLNG) technologies. **Korean Journal of Chemical Engineering**, Seoul, v. 31, n. 5, p. 732-743, 3 Mar. 2014. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11814-014-0047-x>. Acesso em: 30 ago. 2020.