



GÁS NATURAL LIQUEFEITO: CENÁRIOS GLOBAIS E OPORTUNIDADES PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA

GÁS NATURAL LIQUEFEITO:
CENÁRIOS GLOBAIS E OPORTUNIDADES PARA A
INDÚSTRIA BRASILEIRA

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade

Presidente

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi

Diretor

Diretoria de Comunicação

Carlos Alberto Barreiros

Diretor

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti

Diretor

Julio Sergio de Maya Pedrosa Moreira

Diretor Adjunto

Diretoria de Políticas e Estratégia

José Augusto Coelho Fernandes

Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães

Diretora

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato

Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha

Diretor

Diretoria CNI/SP

Carlos Alberto Pires

Diretor

Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE

Luciano Pacheco

Presidente interino

Cláudia Zanchi Piunti

Presidente do Conselho diretor

Gustavo Checcucci

Vice-Presidente do Conselho diretor



GÁS NATURAL LIQUEFEITO:
CENÁRIOS GLOBAIS E OPORTUNIDADES PARA A
INDÚSTRIA BRASILEIRA

© 2016. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Infraestrutura - GEINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748g

Confederação Nacional da Indústria.

Gás natural liquefeito : cenários globais e oportunidades para a indústria brasileira / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2016.
169 p. : il.

1. Gás Liquefeito. 2. Mercado de Gás. I. Título.

CDU: 665.6/.7

CNI

Confederação Nacional da Indústria
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317- 9000
Fax: (61) 3317- 9994
<http://www.cni.org.br>

Serviço de Atendimento ao Cliente –
SAC
Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992
sac@cni.org.br

ABRACE

Associação Brasileira de Grandes
Consumidores Industriais de Energia e de
Consumidores Livres
Setor Bancário Norte Quadra 1 – Bloco B nº
14, salas 701/702 Edifício CNC
70041-902 – Brasília – DF
Tel: (61) 3878-3500
abrace@abrace.org.br

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução do Consumo Mundial de Gás Natural por Região	32
Figura 2 - Importação e Exportação de Gás Natural em 2014	32
Figura 3 - Distribuição do Gás Natural comercializado no Mundo em 2014, via Gasoduto e GNL	33
Figura 4 - Consumo de GNL por Região em 2014 e 2015	34
Figura 5 - Capacidade Total de Regaseificação de GNL por País em 2014 (em MTPA).....	35
Figura 6 - Capacidade de Liquefação de GNL por País em 2014 (em MTPA)	36
Figura 7 - Cadeia de Valor do Gás Natural Liquefeito (GNL).....	38
Figura 8 - Comercialização de GNL Spot x Contratos de Longo Prazo	40
Figura 9 - Capacidade Firme Contratada - Projetos de Liquefação em Construção e em Desenvolvimento	43
Figura 10 - Projeção de Oferta e Demanda de GNL no Mundo até 2025	45
Figura 11 - Custos e Investimentos – Cadeia de Valor do Gás Natural Liquefeito (GNL)	46
Figura 12 - Zonas de Formação de Preços de Gás Natural	47
Figura 13 - Sensibilidade dos Preços de GNL e Petróleo Brent.....	50
Figura 14 - Preços do Petróleo, Gás Natural e GNL	51
Figura 15 - Comparativo da Variação dos Preços de GNL na Ásia em 2015.....	52
Figura 16 - Arbitragem de GNL em Novembro 2013 (US\$/MMBtu)	53
Figura 17 - Preços de GNL Spot vs. HH, NBP	55

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Oferta de Gás Natural	61
Gráfico 2 - Consumo de Gás Natural	61
Gráfico 3 - Consumo de Gás Natural por setor (excluindo-se indústrias e geração de energia elétrica).....	63
Gráfico 4 - Demanda industrial e termelétrica de Gás Natural	65
Gráfico 5 - Consumo de gás natural por região.....	66
Gráfico 6 - Produção doméstica de Gás Natural	67
Gráfico 7 - Importação de Gás Natural.....	69
Gráfico 8 - Preço de gás natural para distribuidoras de gás canalizado	70
Gráfico 9 - Preços de gás natural para consumidores industrial e termoelétrico inscrito no PPT	71
Gráfico 10 - Brasil – Consumo Total de Gás Natural.....	72
Gráfico 11 - Previsão de Produção Bruta Potencial e Produção Líquida Potencial: PDE 2024 x PDE 2023.....	74
Gráfico 12 - Cenários de produção bruta de gás nacional para os próximos cinco anos	77
Gráfico 13 - Projeção de consumo de gás natural para os próximos cinco anos	79
Gráfico 14 - Cenário-base de importação de GNL.....	82
Gráfico 15 - Importação de GNL x Energia Natural Afluente	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade Ociosa de Regaseificação de GNL.....	36
Tabela 2 - Projetos de GNL em Construção - EUA	44
Tabela 3 - Mecanismos de Precificação do GNL	47
Tabela 4 - Exemplo de Arbitragem – Preços GNL DES Japão vs. Europa e Brasil.....	54
Tabela 5 - Distância e Disponibilidade de GNL Bacia Atlântica.....	56
Tabela 6 - Ilustração do Preço de GNL DES Brasil após Regaseificação – outubro 2015.....	57
Tabela 7 - Preços de Gás Natural da Petrobras para Distribuidoras (city gate)	58
Tabela 8 - Consumo de gás natural – principais estados.....	66
Tabela 9 - Expectativa de importação de GNL para 2020 em função dos cenários de oferta e demanda modelados (em MMm ³ /dia).....	81
Tabela 10 - Origens e Portos de Entrada das Importações de GNL - 2009 a 2015	84
Tabela 11 - Projetos de UTE à GNL vencedores de leilão no ACR	93

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO	11
1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DESTE PROJETO	27
1.1 CONTEXTO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	28
2 O GNL NO CONTEXTO MUNDIAL	31
2.1 COMÉRCIO MUNDIAL DE GÁS NATURAL E GNL.....	31
2.2 CAPACIDADE DE REGASEIFICAÇÃO E CONSUMO MUNDIAL DE GNL	34
2.3 PRODUÇÃO DE GNL E CAPACIDADE INSTALADA	36
2.4 <i>PLAYERS</i> GLOBAIS E REGIONAIS DA INDÚSTRIA DO GNL.....	37
2.5 TRANSPORTE DE GNL E DISPONIBILIDADE DE NAVIOS METANEIROS	40
2.6 ANÁLISE DA OFERTA DE GNL NO HORIZONTE 2015-2025	41
2.7 PRECIFICAÇÃO DE GNL E CENÁRIOS INDICATIVOS NOS PRÓXIMOS 4-5 ANOS	45
2.8 POTENCIAIS SUPRIDORES PARA O BRASIL E ESTÁGIO ATUAL DOS PROJETOS DE SUPRIMENTO.....	55
2.9 ESTRATÉGIAS COMERCIAIS PARA OS COMPRADORES DE GNL NO BRASIL	56
3 O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL: HISTÓRICO E PERSPECTIVAS	59
3.1 HISTÓRICO DA OFERTA E CONSUMO DE GÁS NATURAL NOS ÚLTIMOS 10 ANOS.....	59
3.2 CONSUMO POR SETOR E POR REGIÃO.....	62
3.3 OFERTA DE GÁS DOMÉSTICO E IMPORTADO	67
3.4 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE GÁS NATURAL.....	69
3.5 PROJEÇÃO DE DEMANDA E OFERTA DE GÁS NATURAL EM CURTO/MÉDIO PRAZO.....	71
4 O PAPEL DO GNL NA OFERTA DE GÁS NATURAL NOS PRÓXIMOS CINCO ANOS	83
4.1 EVOLUÇÃO DA IMPORTAÇÃO DE GNL NO BRASIL	83

4.2 PREÇOS DE GNL NO BRASIL: PREÇOS DE IMPORTAÇÃO E CUSTOS	87
4.3 INTERAÇÃO DOS PROJETOS DE GNL COM PROJETOS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	89
5 ATORES INTERVENIENTES NA CADEIA DE VALOR DO GNL NO BRASIL	91
6 MARCO REGULATÓRIO E INSTITUCIONAL DO GNL NO BRASIL.....	97
6.1 INTEGRAÇÃO REGULATÓRIA COM O SETOR ELÉTRICO.....	101
6.2 ASPECTOS REGULATÓRIOS PARA O CONSUMIDOR INDUSTRIAL	105
7 PRINCIPAIS BARREIRAS INSTITUCIONAIS, COMERCIAIS E REGULATÓRIAS	107
7.1 DESAFIOS DO SETOR DE GÁS QUE REPERCUTEM NO GNL.....	107
7.2 DESAFIOS PRÓPRIOS AO GNL.....	115
8 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	123
9 PROPOSTAS PARA UMA AGENDA DE REFORMAS PARA O GNL NO BRASIL.....	145
9.1 DESAFIOS DO SETOR DE GÁS QUE REPERCUTEM NO GNL.....	146
9.2 DESAFIOS PRÓPRIOS AO GNL.....	149
REFERÊNCIAS.....	154
GLOSSÁRIO/SIGLAS.....	157
ANEXO A - PLANTAS DE LIQUEFAÇÃO EXISTENTES NO MUNDO EM 2014	159
ANEXO B - PROJETOS DE GNL CONCLUÍDOS EM 2014, POR PAÍS E REGIÃO	160
ANEXO C - CUSTOS DE CAPITAL E DE OPERAÇÃO DE PLANTAS DE LIQUEFAÇÃO	161
ANEXO D - PLANTAS DE GNL EM CONSTRUÇÃO EM OUTUBRO/2015.....	162
ANEXO E - COMPONENTES DO CUSTO DE AFRETAMENTO DE GNL ATÉ O BRASIL	163
ANEXO F - CUSTO DE AFRETAMENTO DE GNL PARA DIVERSAS DESTINAÇÕES	163
ANEXO G - PREÇOS ESTIMADOS DO GNL DESEMBARCADO NO MUNDO (US\$/MMBTU) .	163
ANEXO H - EQUAÇÃO DO MODELO VAR IMPLEMENTADO PARA PROJETAR A DEMANDA DE GÁS.....	164
ANEXO I - TABELA RESUMO DAS PROPOSTAS PARA O GNL NO BRASIL.....	165
ANEXO J - TABELA RESUMO DO MARCO REGULATÓRIO PARA O GNL	167
AGRADECIMENTOS	168

SUMÁRIO EXECUTIVO

O consumo de gás natural no Brasil cresceu em média 12,4% ao ano no período 2011-2015, mas a oferta de gás nacional não foi suficiente para atender o crescimento da demanda. As importações de gás natural cresceram em média 15,8% nesse mesmo período e correspondem atualmente a quase 50% da oferta total de gás no Brasil. A crescente dependência de gás importado coloca em relevo questões de segurança, diversidade e economicidade do suprimento de energia para o setor industrial e para a geração de eletricidade no país.

Até novembro de 2015 o consumo total médio de gás no Brasil foi de 103,3 MMm³/dia¹, o qual foi atendido por uma oferta de gás nacional de 52,2 MMm³/dia, e 51,1 MMm³/dia de gás importado da Bolívia e de Gás Natural Liquefeito (GNL).

A Petrobras é atualmente o único importador de GNL no Brasil, operando três terminais de importação e regaseificação flutuantes no Ceará, Rio de Janeiro e Bahia. Além dos terminais da Petrobras, a iniciativa privada está desenvolvendo três outros projetos flutuantes e acoplados a usinas termelétricas, em Pernambuco, Rio Grande do Sul e Sergipe. Caso esses novos projetos se concretizem, vencendo

¹ Inclui 5,27 MMm³/dia de consumo em gasodutos e ajustes.

consideráveis barreiras logísticas e comerciais, a indústria brasileira poderá contar com novas alternativas de suprimento de gás natural a partir de 2020.

Atualmente existem diversas incertezas quanto à oferta de gás natural para o mercado brasileiro em médio e longo prazo. Existe grande expectativa do mercado quanto à disponibilidade de gás associado dos campos do pré-sal, mas não existe visibilidade quanto aos volumes que podem ser ofertados ao mercado, devido a questões de qualidade e custo de infraestrutura de escoamento. Quanto ao gás boliviano, os contratos de suprimento com as distribuidoras de gás canalizado vencem em 2019/2020, e é de interesse para o Brasil renovar esses contratos, desde que em condições competitivas para o mercado consumidor. Porém, levando-se em conta as informações públicas disponíveis, as reservas provadas de gás da Bolívia, 300 Bm^{3,2} (dezembro/2014), seriam suficientes para garantir os atuais níveis contratados com o Brasil, a Argentina, mais o mercado boliviano, cerca de 78 MMm³/dia, somente até 2022-2024. Para manter o mesmo nível de produção até 2035, a Bolívia necessita quase que dobrar o nível de reservas, o que requer investimentos de dezenas de bilhões de dólares, ainda não assegurados pela estatal boliviana YPFB.

Assim sendo, é fundamental para o Brasil definir fontes de suprimento que possam atender o possível déficit, já que a oferta somada de gás nacional e de gás boliviano não é suficiente para atender à demanda projetada para os próximos 5 anos. Além disso, a redução no programa de investimentos da Petrobras e os atrasos na construção de infraestrutura de escoamento do gás do pré-sal não permitem quantificar a futura oferta adicional de gás nacional em médio e longo prazos. Por exemplo, a projeção do PDE 2024 da Empresa de Pesquisa Energética – EPE prevê um aumento da oferta nacional de apenas 2 a 5 MMm³/dia até 2019-2020.

Dadas as incertezas com relação à oferta de gás nacional e boliviano, o GNL deverá desempenhar um papel crescente no suprimento de gás no Brasil, sendo, portanto, imprescindível entender a conjuntura internacional de oferta e preços em médio e longo prazos, bem como as limitações e os obstáculos para sua importação no mercado brasileiro.

2 Equivalentes a 10,5 Tcf.

O comércio mundial de GNL passa por um período de transição no horizonte 2016-2022, caracterizado por uma conjugação de excesso de oferta, em virtude de sobrecapacidade de liquefação, e preços baixos, devido à queda nos preços do petróleo e do gás natural nos EUA e mercados internacionais. Esses fatores conjunturais têm resultado na convergência de preços *spot* nos mercados asiáticos e europeus e na busca pelos supridores de novos mercados consumidores – com o Brasil despontando como grande importador emergente.

Tendo em vista a conjuntura de baixos preços e excesso de oferta de GNL no mercado internacional, conjugada com incertezas no suprimento de gás doméstico e boliviano, o GNL constitui uma alternativa importante para complementar o suprimento de gás ao mercado brasileiro, tanto para atendimento de usinas térmicas como possivelmente para suprimento ao mercado industrial. O GNL pode tornar-se ainda uma alternativa viável para suprir demandas regionais localizadas, em mercados onde não exista perspectiva de aumento do suprimento de gás doméstico e boliviano, ou onde não se disponha de infraestrutura de transporte de gás, por exemplo, no norte do Brasil.

É portanto fundamental para a indústria brasileira **avaliar as oportunidades de importação de GNL, identificar as barreiras para desenvolvimento do mercado no Brasil e propor uma agenda de trabalho visando superar essas barreiras**. Os principais pontos de destaque deste estudo estão listados a seguir.

Disponibilidade de GNL no mercado internacional

O mercado internacional de GNL deverá passar por um período de excesso de oferta e de preços mais baixos até 2021/2022. Tendo em vista essas circunstâncias, os supridores de GNL estão mais flexíveis para negociar suprimentos com compradores de países emergentes e com risco de crédito mais elevado, como usinas termelétricas e consumidores industriais atrelados ao *rating* do Brasil.

Existem cerca de 30 MTPA (107 MMm³/dia) de volumes flexíveis ou ainda não contratados de GNL oriundos de projetos nos EUA, Trinidad e Tobago, Nigéria e Angola, além de 35 MTPA (125 MMm³/dia) de contratos de longo

prazo que expiram entre 2018 e 2020 e que poderão ou não ser renovados pelos compradores atuais. Esses volumes estariam potencialmente disponíveis para compradores brasileiros, tanto no mercado *spot* como em contratos com prazos de 2 a 25 anos, suprimindo potenciais lacunas de fornecimento de gás nacional e boliviano.

Os fornecedores de GNL têm tradicionalmente oferecido preços com fórmulas vinculadas a *Henry Hub*³ (HH) ou petróleo *Brent*. Aos preços atuais de petróleo (US\$ 30-40/barril), as fórmulas vinculando o preço do GNL ao preço do petróleo, com indexadores da ordem de 10-12%, são mais vantajosas do que preços *cost plus* vinculados a *Henry Hub*. Essa situação se inverte para preços de petróleo acima de US\$ 80/barril. Caso o preço de petróleo seja superior a US\$ 80/barril, fórmulas *cost plus* vinculadas a HH seriam mais vantajosas, desde que HH se mantenha abaixo de US\$ 4,0/MMBtu.

Potenciais importadores devem levar em conta que os preços do GNL são estabelecidos em moeda estrangeira e sujeitos a variações cambiais, além de serem vinculados aos preços do petróleo ou *pontos* nodais de gás (*gas hubs*) e, portanto, sujeitos a grande volatilidade, em função da dinâmica de oferta e procura, fatores sazonais e geopolíticos. Potenciais importadores devem aproveitar a situação atual de mercado favorável ao comprador para negociar margens de comercialização e preços mais baixos.

Apesar de facilitar a expansão do comércio internacional de gás natural, aproximando mercados fornecedores e consumidores globais, o GNL ainda possui aspectos comerciais rígidos, com elevado *take-or-pay* (ToP)⁴, exigência de elevadas garantias de crédito e requerimento de entrega de cargas indivisíveis em um único terminal. O GNL subsiste, no entanto, como alternativa à falta de visibilidade quanto à oferta de gás natural nacional e boliviano, oferecendo garantia de suprimento firme de longo prazo.

³ *Henry Hub (HH)* é o ponto nodal de preços futuros e *spot* de gás natural na *New York Mercantile Exchange*.

⁴ *Take-or-pay*: obrigação de pagar determinado volume contratual de gás, ainda que não consumido.

Disponibilidade e Competitividade de GNL no Mercado Brasileiro

No Brasil o GNL competirá com o gás nacional e com o gás importado da Bolívia, além de energéticos substitutos, tais como óleo combustível, lenha e carvão. Até o presente, o gás nacional e o importado via gasoduto têm se mostrado mais competitivos que o GNL, que hoje é entregue ao mercado brasileiro como suprimento de equilíbrio para a demanda termelétrica.

Num horizonte de cinco anos, o Brasil poderá se beneficiar de um ciclo de excesso de suprimento internacional de GNL para desenvolver seu mercado nacional para esse energético. Isso também poderá representar uma boa oportunidade para consolidar e aperfeiçoar os processos regulatórios e institucionais. A ampliação do consumo de GNL e o aproveitamento de infraestrutura em longo prazo dependerão tanto do desenvolvimento da cadeia de valor no GNL no Brasil como também da oferta de oferta de gás nacional a preços competitivos. Em particular, dependerá do impacto que a produção do pré-sal poderá causar na oferta de gás nacional e do nível de preços do GNL no cenário internacional.

O setor termoelétrico tem sido o segmento de maior expansão do consumo de gás desde 2011, pois as térmicas construídas para atender à crise elétrica de 2001 vêm operando na base nos últimos 4 anos, em virtude da depleção acentuada dos reservatórios hidroelétricos. A Petrobras comercializa gás para as térmicas do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) a US\$ 3,8-4,5/MMBtu, mas, para suprir essas térmicas, a empresa compra GNL a preços internacionais de mercado, variando de US\$ 6,46 a 12,48/MMBtu FOB em 2015⁵.

Levando-se em conta que a Petrobras vende gás para térmicas do PPT a preços abaixo dos preços de gás no *city gate* e do GNL importado, é possível que os outros segmentos do mercado, em particular o setor industrial, estejam subsidiando o preço mais barato para o setor termelétrico. Os leilões anuais de eletricidade A-5 têm gerado interesse de empreendedores do setor privado, interessados em construir termelétricas a gás, mas que têm encontrado dificuldades em compatibilizar requerimentos de preços, flexibilidade e contratos de

⁵ (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2014)

longo prazo dos leilões com a falta de oferta de gás natural nacional e com a inflexibilidade dos contratos internacionais de GNL. De todo modo, se essas dificuldades forem contornadas, existem investidores privados interessados em construir terminais de GNL para atender à demanda de suas termelétricas, o que poderia beneficiar o consumidor industrial com uma fonte alternativa de suprimento de gás natural.

Além dos três terminais de GNL da Petrobras, prevê-se que três novos empreendimentos termoelétricos deverão entrar em operação a partir de 2019 e 2020, para atender uma demanda termoelétrica de aproximadamente 16 MMm³/dia. Esses novos projetos foram dimensionados com uma capacidade de regaseificação de aproximadamente 45 MMm³/dia, criando assim um potencial para oferta adicional de GNL a outros segmentos do mercado. Até 2019, no entanto, a capacidade de regaseificação disponível continuará dependendo da ociosidade dos terminais de regaseificação da Petrobras.

Estima-se preliminarmente que a capacidade não utilizada em terminais de regaseificação, e potencialmente disponível para acesso de terceiros em 2020, seria da ordem de 45 MMm³/dia, de um total possivelmente instalado de 86 MMm³/dia. Esta capacidade refere-se a uma estimativa que considera a capacidade ociosa média dos terminais da Petrobras em 2014, e a disponibilidade que poderá ser ofertada por novos projetos de regaseificação até 2020. A sinalização de que poderá haver infraestrutura de importação disponível, em meio a um cenário de restrição de oferta de gás nacional e gás boliviano, é um fator motivador para potenciais investidores industriais que estejam à procura de uma fonte energética mais limpa e competitiva.

Esses consumidores industriais, de menor porte quando comparados com os consumidores termelétricos, terão menor poder de barganha ou mesmo volume de demanda que permita firmar contratos que justifiquem o envio de cargas de GNL dedicadas, de modo que tenderão a somar-se aos consumidores primários termelétricos, contribuindo para o início do desenvolvimento de mercados secundários de GNL. Ainda assim, a competitividade de preços do GNL será um fator condicionante para a implementação desse mercado no Brasil. Para isso, aspectos processuais,

operacionais, regulatórios e tributários precisarão ser adequados para viabilizar comercialmente tanto o mercado de GNL como os mercados secundários de gás natural.

Dependendo da estratégia comercial do supridor de GNL e de suas fontes de suprimento, as fórmulas de preços de GNL em contratos de médio e longo prazo tanto podem ser indexadas ao preço do *Brent* ou ao preço *Henry Hub* em um sistema *cost-plus*; este último leva em conta um encargo fixo, relativo ao custo de liquefação mais o preço do gás natural. A estratégia comercial do comprador brasileiro dependerá da evolução dos preços do petróleo *vis-à-vis* os preços de gás nos Estados Unidos. A preços *Brent* da ordem de US\$ 30/barril, é mais vantajoso para o comprador brasileiro importar GNL precificado a 11-13% *Brent* do que comprar GNL dos Estados Unidos a um preço *cost-plus*. No entanto, se o preço do petróleo subir para US\$ 80/barril, o sistema *cost-plus* torna-se mais vantajoso, desde que o preço HH não ultrapasse US\$ 5/MMBtu.

No Brasil, o consumidor industrial tem as seguintes alternativas para importar GNL:

- Importação direta, por meio da contratação de GNL com supridor internacional, seja construindo seu próprio terminal, seja acessando capacidade disponível em terminais existentes. Essa é uma modalidade raramente implementada no mercado internacional em virtude dos elevados investimentos e obrigações contratuais *vis-à-vis* o volume individualmente consumido e o perfil de risco dos compradores. Os consumidores industriais podem importar individualmente ou se associar com outros consumidores para agregar demanda, mas devem ter em conta que o supridor de GNL usualmente exige obrigações solidárias por parte de todos compradores, caso não consigam cumprir o *take-or-pay*, o que pode onerar o balanço dos compradores.
- Importação por meio de intermediários, agregadores ou comercializadores, tais como a Petrobrás, comercializadores/traders locais ou das concessionárias de gás canalizado, que assumem o risco de pagamento e de mercado, mas que cobrarão uma margem em função do risco assumido.

- Compra de GNL regaseificado, diretamente com a Petrobras, com os donos dos futuros terminais, ou por meio das concessionárias de gás canalizado.

Barreiras para o Desenvolvimento da Indústria de GNL no Brasil

O marco regulatório brasileiro possibilita a qualquer empresa estabelecida no Brasil tanto importar como construir terminais de GNL, desde que atenda a requisitos ambientais e obtenha as aprovações inerentes à importação de combustíveis e construção de instalações industriais.

O estudo identificou diversas barreiras regulatórias, econômicas e logísticas para desenvolvimento do mercado de GNL no Brasil, algumas delas inerentes ao GNL como energético, outras inerentes ao setor de gás como um todo:

- Barreiras regulatórias e legais dificultando o acesso direto dos consumidores à infraestrutura de regaseificação, transporte e distribuição de gás por força do monopólio da Petrobras nos terminais existentes de GNL e na infraestrutura de transporte de gás, bem como do monopólio das concessionárias de gás canalizado na distribuição de gás nos estados.
- Barreiras logísticas e comerciais resultantes do descasamento entre os volumes elevados de GNL necessários à operação eficiente dos modernos barcos regaseificadores (14 MMm³/dia), a baixa demanda individual dos consumidores industriais e termelétricos (0,2 a 6 MMm³/dia), e a incapacidade da maior parte dos mercados estaduais em absorver suprimentos adicionais de GNL regaseificado. A isso se acrescem as dificuldades em movimentar gás entre mercados regionais por outros agentes distintos da Petrobras e a inexistência de mercados secundários para capacidade de regaseificação e para volumes de gás não consumidos. A armazenagem de gás sob a forma de GNL, em navios metaneiros, ou em reservatórios subterrâneos, poderia solucionar tal descasamento.
- Barreiras fiscais e tributárias impedindo a movimentação de gás

ou *swaps* operacionais e financeiros entre mercados intra e inter-regionais.

- Barreiras operacionais, decorrentes do modelo flexível e intermitente do mercado primário de GNL (termoelétrico) e do modelo de consumo do setor industrial, que requer volumes firmes e constantes ao longo do ano.

Desafios do setor de gás que repercutem no GNL

A falta de enquadramento regulatório para os consumidores livres constitui entrave para o desenvolvimento do fornecimento direto de GNL ao consumidor industrial na medida em que grandes consumidores, com interesse em um suprimento direto de GNL, dependerão de acordos firmados com a distribuidora local para desenvolver a infraestrutura necessária para seu próprio abastecimento.

No âmbito federal, a Lei do Gás possibilita o acesso de carregadores de gás aos gasodutos de transporte à jusante dos terminais de GNL, porém não existe marco regulatório exigindo um sistema transparente de publicação da capacidade disponível e tarifas de transporte que permita harmonizar entregas de GNL com a capacidade de transporte disponível nos gasodutos de transporte.

Com relação ao acesso a terminais de liquefação, as FSRUs⁶ disponíveis no mercado são unidades de grande porte, com capacidade de regaseificação da ordem de 14 MMm³/dia, volume muito superior à demanda da maior parte das distribuidoras de gás canalizado. Assim sendo, o mercado local não tem condição de absorver o volume regaseificado por uma FSRU, que teria de operar ineficientemente se for atender apenas uma usina termelétrica, que consome em média 4-6 MMm³/dia.

Complementar ao acesso ao transporte, além de ser ponto fundamental para proporcionar mais liquidez ao mercado de gás natural como um todo, a implementação do *swap* (troca operacional e financeira de gás) é necessária para viabilizar a importação de GNL em novos terminais,

⁶ FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) = *Unidade Flutuante de Estocagem e Regaseificação*.

particularmente para operadores que não dispõem de portfólio de gás natural em diversas regiões do Brasil, como é o caso hoje somente da Petrobras. Atualmente não existe estrutura fiscal que reconheça a operação de *swap* comercial de gás no Brasil; assim sendo, a operação de *swap* comercial seria enquadrada como duas operações sucessivas de compra e venda de gás, em pontos distintos, sujeita aos encargos tributários aplicáveis nas duas operações.

Subsistem ainda as dificuldades associadas à inexistência de mercados secundários de gás natural, que poderiam permitir a revenda de GNL contratado para as térmicas a consumidores industriais em condições interruptíveis.

Desafios próprios ao GNL

Um dos principais desafios para o desenvolvimento de GNL no Brasil é a falta de amparo legal para o acesso compartilhado a terminais de regaseificação. De acordo com a Lei nº 11909, de 04/03/2009 (Lei do Gás), não existe obrigatoriedade para o proprietário do terminal em dar acesso a terceiros. Desse modo, o proprietário do terminal poderá negar acesso a terceiros interessados ainda que o terminal tenha capacidade ociosa e ainda poderá cobrar tarifas de acesso muito elevadas, que inviabilizem negócios de terceiros. Em decorrência da ausência de amparo legal, não existem instrumentos regulatórios definindo condições de otimização de uso dos terminais, nem definição de critérios para estabelecimento de tarifas de uso, e tampouco mecanismos para resolução de conflitos.

A importação independente de GNL por indústrias sem lastro de consumo de usinas termelétricas enfrenta problemas logísticos relacionados com o desencontro entre a capacidade otimizada de regaseificação dos terminais e a demanda individual de consumidores industriais. Os terminais de GNL existentes e propostos estão dimensionados para regaseificar volumes de GNL equivalentes a 7-21 MMm³/dia, que são muito superiores ao consumo médio de grandes indústrias, que varia de 100 mil a 1 MMm³/dia. Portanto, a regaseificação de volumes inferiores à capacidade otimizada de regaseificação implica em tarifas de regaseificação mais elevadas.

Os navios metaneiros mais modernos transportam, em média, volumes de

155 mil a 260 mil m³, equivalentes a 93-102 MMm³ de gás regaseificado. Como os navios regaseificadores existentes e propostos no Brasil têm capacidade de estocagem de 135 mil a 170 mil m³, e não existe capacidade adicional de estocagem em terra, o navio de transporte de GNL poderá ter de esperar vários dias para descarregar GNL na FSRU, acarretando custos adicionais de regaseificação e de taxas portuárias. A falta de mercados secundários de gás faz com que o consumidor industrial interessado em suprimento via GNL tenha que garantir a compra de cargas inteiras, muito superiores às suas necessidades, tornando a compra economicamente inviável. Consumidores industriais poderiam se consorciar entre si ou com consumidores termelétricos para agregar volumes, mas os termos contratuais de suprimento de GNL poderão envolver responsabilidade solidária dos diversos compradores, em caso de falha do cumprimento do compromisso de *take-or-pay*, o que pode onerar o balanço empresarial dos compradores.

Em termos de infraestrutura disponível, todos os terminais de GNL no Brasil, tanto os existentes como os planejados foram projetados como plantas de regaseificação e estocagem flutuantes (FSRU); assim sendo, a estocagem no navio regaseificador é limitada ao volume do navio, enquanto o despacho do gás é subordinado ao despacho das plantas termelétricas. Isso dificulta harmonizar o perfil flexível de consumo das térmicas com o perfil de consumo constante das indústrias, porque, em determinado momento, as térmicas acopladas ao terminal poderão não estar sendo despachadas, e os consumidores industriais teriam então de arcar com custos variáveis mais elevados. Por sua vez, as regras de despacho e os valores do ICB e CVU para térmicas a gás não se coadunam com as garantias de *take-or-pay* dos contratos de GNL e os preços de contratos de longo prazo.

Vale ainda ressaltar que, apesar de não constituir uma barreira, mas um risco inerente ao negócio, os contratos de GNL são mais rígidos do que os contratos de gás natural doméstico no que tange ao elevado nível de *take-or-pay* (100%), indivisibilidade e programação das cargas, garantias de crédito exigidas pelos supridores, além de preços indexados ao petróleo ou aos preços vigentes nos *hubs* internacionais. Esses fatores podem tornar a compra de GNL mais onerosa que a compra de combustíveis alternativos para o consumidor industrial.

Existem ainda riscos cambiais e de preços relativos à importação de GNL. Apesar do preço do GNL estar atualmente competitivo com os preços de gás doméstico e da Bolívia, essa posição pode se inverter em médio prazo com o enxugamento do excesso de oferta e com o aumento do preço do petróleo. Empresas importadoras de GNL devem entender que os preços do GNL são fixados em US\$ e estão contratualmente indexados aos preços do petróleo ou de pontos nodais de comercialização de gás (*Henry Hub, National Balance Point - NBP*); esse é um risco inerente a qualquer importador de derivados de petróleo e gás natural, mas no Brasil esse risco tem sido até então assumido pela Petrobras ou pelas concessionárias de gás canalizado.

Proposta de Agenda de Reformas para Acelerar o Desenvolvimento do Mercado de GNL

Conforme explicitado anteriormente, o GNL deverá desempenhar um papel cada vez mais importante no suprimento de gás ao mercado brasileiro. A abundância de oferta de GNL a preços competitivos nos próximos 5-7 anos apresenta uma oportunidade para crescimento das importações, já que a oferta de gás doméstico e boliviano não será suficiente para atender o consumo doméstico nesse mesmo horizonte. O estudo desenvolveu um conjunto de propostas visando remover as barreiras regulatórias e comerciais que retardam o desenvolvimento do mercado de GNL no Brasil. O primeiro grupo de propostas diz respeito às questões regulatórias envolvendo o setor de gás natural como um todo, tendo em vista que, após a regaseificação, o GNL deve ser transportado e distribuído até os consumidores. O segundo grupo de propostas diz respeito a questões inerentes ao GNL e questões relativas à sua importação, regaseificação e disponibilização para o mercado consumidor.

Propostas para superação dos desafios próprios ao gás natural

Dentre o conjunto de propostas apresentadas, destaca-se a necessidade de priorizar junto à ANP a efetivação da Resolução nº 11/2016. Esta medida tem por objetivo facilitar o acesso de terceiros à malha de transporte e incentivar a disponibilização de informações referentes à

capacidade disponível e ociosa em gasodutos.

Espera-se que a resolução seja publicada o mais rápido possível e, ainda, que os agentes possam fazer valer a futura resolução para viabilizar novos empreendimentos dentro do horizonte dos próximos cinco anos.

Também se destaca a necessidade de buscar esclarecimento resolutivo junto ao Confaz para os aspectos tributários do *swap* operacional de gás – sem deixar, no entanto, de avaliar mecanismos de simplificação processual e tributária para o *swap* comercial.

Com relação à falta de harmonização regulatória estadual, sugere-se que o MME crie um Plano de Reforma Regulatória para o gás canalizado, capaz de padronizar o arcabouço regulatório que envolve o registro e a tarifação de Autoprodutores (AP), Autoimportadores (AI) e Consumidores Livres (CL) na esfera estadual. A aderência ao plano e a qualquer diretriz federal permanecerá sujeita à adesão voluntária dos estados, em razão das restrições legais estabelecidas pelo artigo 25 da Constituição Federal. Eventuais conflitos remanescentes poderiam ser resolvidos diante do CADE, sempre que houver prática julgada anticompetitiva.

Com o intuito de buscar o desenvolvimento de mercados secundários, o MME e o EPE deverão elaborar uma análise aprofundada visando a compatibilização da necessidade de oferta flexível pelo setor elétrico com o perfil de consumo constante do setor industrial. As alternativas que se colocam são o desenvolvimento de infraestruturas de armazenamento para suavizar as variações entre oferta e demanda, ou também a criação de um mercado “pulmão” capaz de responder rapidamente a estas variações. Tal análise deverá ainda avaliar o potencial de expansão do mercado automotivo e sua atuação flexível, na escolha de combustível, para absorver flutuações de oferta de GNL, sinalizadas pelo preço do combustível no posto.

Propostas para os desafios próprios ao GNL

Com relação às propostas específicas ao GNL, sugere-se que os órgãos representativos dos consumidores e o MME/EPE elaborem um estudo aprofundado de melhores práticas internacionais sobre o

compartilhamento de terminais de regaseificação e acordos operacionais necessários para tal compartilhamento. Não menos importante, são apresentadas recomendações para o tratamento isonômico entre os agentes importadores de GNL e de gás natural por gasoduto no que tange à alíquota de ICMS incidente sobre importações de gás/GNL.

A resolução definitiva da barreira impedindo o acesso de terceiros a terminais de GNL seria a proposição de uma emenda ao artigo 45 da Lei nº 11.909/2009, removendo-se os terminais de regaseificação de GNL da isenção de acesso de terceiros. Contudo, isso demandaria longas tratativas inerentes à tramitação de um projeto de Lei. Uma solução de mais curto prazo e menos efetiva seria a ANP emitir uma resolução obrigando a publicação pelos operadores de terminais de GNL da capacidade ociosa do terminal e determinando critérios mínimos para estabelecimento de tarifas de utilização e armazenagem. Isto proporcionaria maior visibilidade para o mercado e sinalizaria negociações mais isonômicas.

Ressalta-se ainda a importância da integração do GNL com o setor elétrico, seja por ações específicas como o aumento do prazo de aviso de despacho de térmicas a GNL pelo ONS de 60 para 90-120 dias, seja por ações de teor estrutural como a revisão do modelo de despacho termoeletrico, a reavaliação dos impactos do despacho termoeletrico na base e a possibilidade de indexação ao dólar de parcela dos custos fixos das usinas termelétricas e sistema de abastecimento de GNL.

Ainda com relação à integração do GNL com potenciais mercados consumidores, são apresentadas ações que poderão ser adotadas pelo próprio mercado para buscar maior adequação das características do setor industrial com os requerimentos operacionais e logísticos ligados à importação de GNL. Nesse sentido, o desenvolvimento de mercados secundários ao redor de projetos-âncora, como as UTEs⁷ contratadas no ambiente de contratação regulado (ACR), poderão provocar *spill over* positivo para consumidores de menor porte. Os consumidores industriais brasileiros poderão ter acesso ao GNL via três alternativas em potencial: importação direta, utilizando capacidade nos terminais existentes (como consumidor livre/autoimportador), via contratos com a distribuidoras

⁷ UTE (Usina Termoelétrica).

de gás canalizado, ou ainda por meio de contratos de compra com os operadores dos terminais de importação.

De modo a viabilizar essas modalidades comerciais, sugere-se que órgãos representativos dos consumidores e os proprietários de terminais estudem e desenvolvam alternativas para criação de um *pool* de consumidores por meio de agentes comercializadores visando agregar demanda em volumes comercialmente viáveis para importação de cargas para consumo industrial. Também deverão ser incorporados mecanismos financeiros de *hedge* de modo a minimizar o impacto de variações de preços do GNL.

A experiência internacional demonstra que a regulação de acesso aos terminais e das tarifas de regaseificação e armazenamento, a publicação de condições comerciais não discriminatórias e o estímulo à disponibilização de capacidade não utilizada, caminhando *pari passu* com a regulação da infraestrutura de transporte e distribuição, têm sido instrumentos importantes para estimular o desenvolvimento de projetos de GNL pela iniciativa privada.

Em conclusão, o Brasil não poderá prescindir de importar GNL em curto e médio prazo, devido ao déficit de oferta de gás nacional e boliviano bem como à necessidade de garantir gás natural para geração termelétrica, em virtude da intermitência e sazonalidade das fontes renováveis. A disponibilidade de GNL a preços baixos nos próximos 5-7 anos é uma oportunidade para o mercado consumidor garantir suprimentos competitivos, desde que se atue decisivamente junto ao governo, órgãos reguladores e poder legislativo, visando remover barreiras tributárias, regulatórias e legais que ainda obstaculizam a importação e comercialização por agentes privados.

1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DESTE PROJETO

O objetivo deste projeto é avaliar a oferta e competitividade de GNL para suprir parte da demanda de gás natural no Brasil em curto e médio prazo, bem como identificar e propor uma agenda de reformas regulatórias e institucionais visando remover as barreiras à importação de GNL pela iniciativa privada no Brasil.

Para atingir tal objetivo, conduziu-se uma análise aprofundada da oferta e dos preços no contexto do mercado internacional de GNL e realizou um levantamento das barreiras institucionais e regulatórias, impactando a importação e o desenvolvimento do mercado de GNL no Brasil, complementado por entrevistas com especialistas e representantes da indústria de gás natural no Brasil e no exterior.

O estudo foi dividido em quatro partes:

- Avaliação da disponibilidade e competitividade de GNL para o mercado brasileiro;
- Análise do mercado brasileiro de gás natural e da participação do GNL;
- Identificação e avaliação das principais barreiras econômicas, logísticas e regulatórias para o desenvolvimento do mercado de GNL no Brasil;

- Elaboração de uma agenda de reformas regulatórias e de mudanças institucionais para acelerar o desenvolvimento do mercado de GNL no Brasil.

1.1 Contexto do Gás Natural no Brasil

A indústria do gás natural no Brasil desenvolveu-se basicamente a partir do consumo do setor industrial, que chegou a representar 65% do mercado de gás no país. Porém, a preponderância da indústria como consumidor firme e de baixa volatilidade tem cedido espaço ao uso crescente de gás em usinas termelétricas, que são caracterizadas pela sazonalidade e necessidade de alta flexibilidade.

O Brasil tornou-se importador de GNL em novembro de 2009, com a entrada em operação do terminal de importação e regaseificação de Pecém, no estado do Ceará, de propriedade da Petrobras. Em seguida foram comissionados os terminais da Baía de Guanabara, Rio de Janeiro (2009) e de Aratu, Bahia (2014), ambos também de propriedade da Petrobras. A Petrobras construiu três terminais de importação de GNL com o objetivo principal de suprir usinas termelétricas, as quais não podem garantir uma demanda firme e de longo prazo.

Assim sendo, os projetos de GNL no Brasil foram concebidos para atender às características de despacho flexível exigidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com o GNL suprido por meio de contratos de compra e venda *spot* ou de curto prazo e regaseificado em terminais flutuantes (FSRU), os quais se caracterizam por custos de investimento relativamente baixos, quando comparados com terminais *onshore* convencionais. A Petrobras dispõe ainda de um portfólio de gás nacional e importado que é usado para regular a intermitência de funcionamento das usinas termelétricas.

Com o prolongamento e agravamento do período seco, as termelétricas a gás natural passaram a operar na base a partir de 2012, com GNL importado pela Petrobras a preços internacionais e vendidos para térmicas do Programa Prioritário de Termoeletricidade a preços inferiores ao custo de suprimento.

Os leilões de energia elétrica A-5 exigiam garantias de gás firme por 25 anos, casadas com requerimentos de alta flexibilidade para despacho das térmicas. Em decorrência, apenas um produtor nacional, além da Petrobras, construiu térmicas a gás no Brasil. Tendo em vista a falta de oferta firme de gás nacional, empreendedores privados interessados em ofertar térmicas a gás passaram a buscar alternativas de geração térmica à GNL para participar dos leilões de energia A-5. No entanto a implementação de tais projetos esbarrava na falta de sintonia entre as regras dos leilões com a realidade de preços e inflexibilidade dos contratos de suprimento de GNL. Finalmente, o leilão de energia elétrica A-5, realizado no dia 28 de novembro de 2014, viabilizou a contratação de duas usinas geradoras de 1.238 MW cada, acopladas a terminais de GNL, em Suape (PE) e Rio Grande (RS). O leilão A-5 de 30 de abril de 2015 contratou outra usina termelétrica a gás natural de 1.500 MW a ser instalada no estado de Sergipe.

Caso os projetos privados de GNL se viabilizem, o Brasil passará a contar com alternativas de suprimento de gás natural desvinculadas da Petrobras. Essas alternativas poderão se revestir de caráter estratégico, tendo em vista a redução da capacidade de investimento da Petrobras e as incertezas quanto à capacidade da Bolívia em manter a oferta de gás ao Brasil nos volumes atualmente contratados (30 MMm³/dia), após o vencimento dos contratos de suprimento em 2019⁸.

Por sua vez, o comércio mundial de GNL passa por um período de transição excepcional, tanto do lado da oferta como do lado da demanda. A oferta de GNL tem-se expandido geograficamente, com a entrada em operação de novas plantas de liquefação na Austrália, Papua-Nova Guiné e Estados Unidos, este último a partir de 2016. Do lado da demanda, a construção de terminais de regaseificação em novos mercados, tais como Paquistão, Jordânia, Polônia e Egito, tem atenuado um pouco a estagnação dos mercados tradicionais como o Japão e Coreia do Sul, mas não foi capaz de enxugar o excesso de oferta.

Porém, a mudança mais espetacular refere-se à queda dramática dos preços de GNL. Em 2014 o preço médio do GNL importado no Japão

⁸ Os contratos expiram em 2019, mas existe cláusula de make-up para retirada de volumes pagos e não retirados em 2020 (Comgas) e 2021 (demais distribuidoras).

chegou a US\$ 15,6/MMBtu; em outubro o preço de GNL entregue no Japão DES (*Delivered Ex-Ship*) caiu para US\$ 6,5/MMBtu no mercado *spot*. A queda de preços de GNL explica-se pelo excesso de suprimento e pela queda do preço do petróleo, uma vez que, tanto na Europa como na Ásia, os preços do GNL estão vinculados ao preço do petróleo.

A entrada em operação até 2020 de uma dezena de projetos atualmente em construção criando uma oferta adicional de 143 MTPA (milhões de toneladas por ano), em combinação com a contração da demanda na China, Japão e Coreia, deverão continuar a pressionar os preços do GNL para baixo, resultando ainda no atraso ou cancelamento de projetos em fase de pré-decisão de investimento, os quais não são viáveis aos atuais preços do petróleo. Como ocorre em toda indústria de caráter cíclico, isso deverá resultar em novo reequilíbrio de oferta e demanda, após os volumes excedentes serem absorvidos pelo mercado.

2 O GNL NO CONTEXTO MUNDIAL

2.1 Comércio Mundial de Gás Natural e GNL

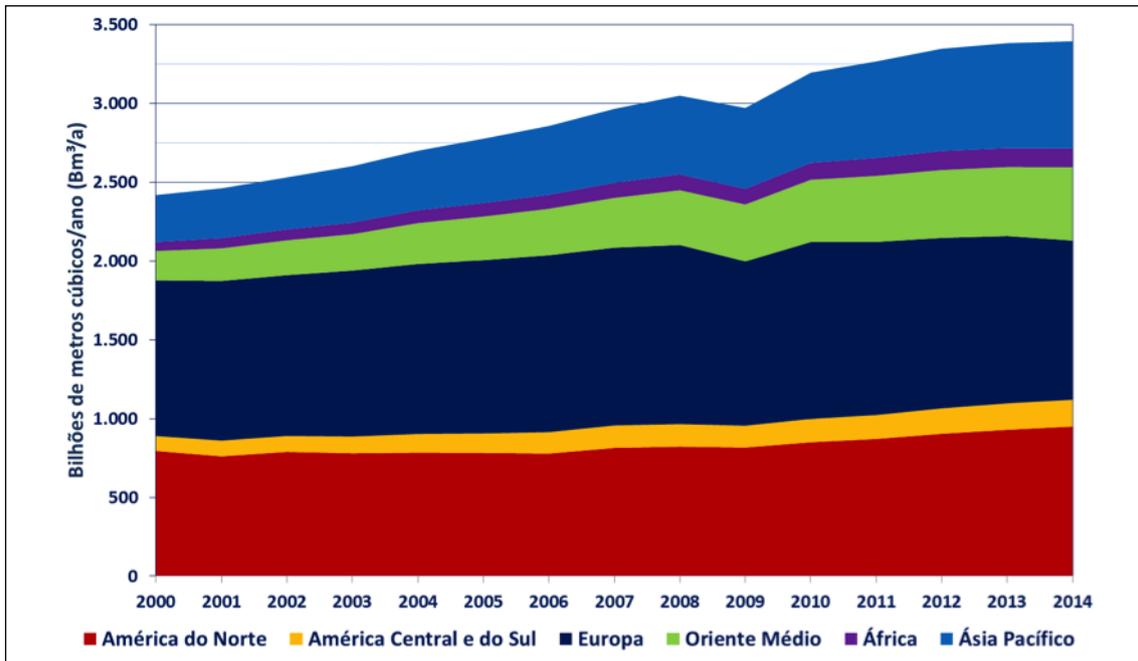
Em 2014 o consumo mundial de gás natural no mundo atingiu 3,4 TCM⁹, registrando um crescimento de apenas 0,4% com relação a 2013, quando a média de crescimento nos anos anteriores era superior a 2% ao ano. Diversas razões explicam esse crescimento pouco expressivo:

- Preços elevados de gás natural inibindo o consumo;
- Crescimento do uso de energias renováveis e de carvão barato na geração de eletricidade; e
- Deterioração da situação econômica em diversos países consumidores.

O consumo mundial de gás está relativamente equilibrado entre três grandes regiões – Europa, América do Norte e Ásia-Pacífico –, com crescimento substancial no Oriente Médio. O consumo de gás na América do Sul é relativamente modesto, representando apenas 5% do consumo global em 2014.

⁹ (BP plc, 2015)

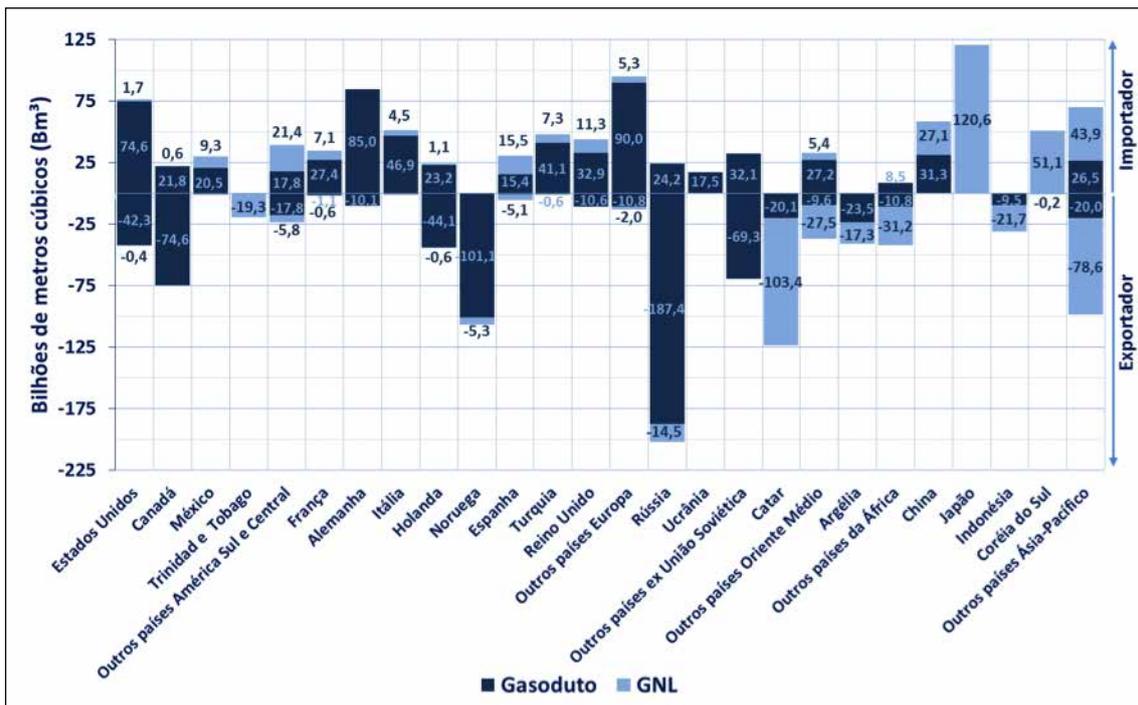
Figura 1 - Evolução do Consumo Mundial de Gás Natural por Região



Fonte: (BP plc, 2015)

Japão, Estados Unidos e Alemanha são os maiores importadores de gás natural no mundo; os dois últimos importam gás preponderantemente via gasoduto, enquanto que o Japão é o maior importador mundial de GNL.

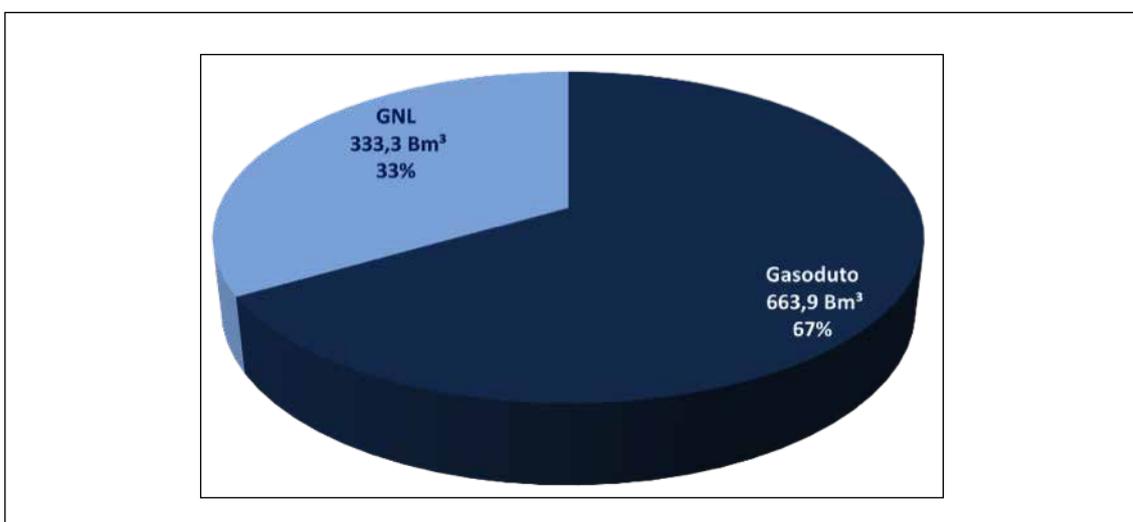
Figura 2 - Importação e Exportação de Gás Natural em 2014



Fonte: (BP plc, 2015)

O comércio internacional de gás natural por gasodutos e por importação de GNL equivale a um terço do consumo mundial de gás, cerca de 1 TCM. A maior parte do gás produzido no mundo é consumida no mercado doméstico. Por sua vez, o comércio de GNL, transportado por navios metaneiros até os terminais regaseificadores, representa cerca de um terço do comércio global de gás natural¹⁰.

Figura 3 - Distribuição do Gás Natural comercializado no Mundo em 2014, via Gasoduto e GNL



Fonte: (BP plc, 2015)

Em 2015, deverão existir 20 países exportadores e 33 países importadores, espalhados em três áreas geográficas (ver ainda Anexo 1 e Anexo 2, para localização e capacidade das plantas de GNL):

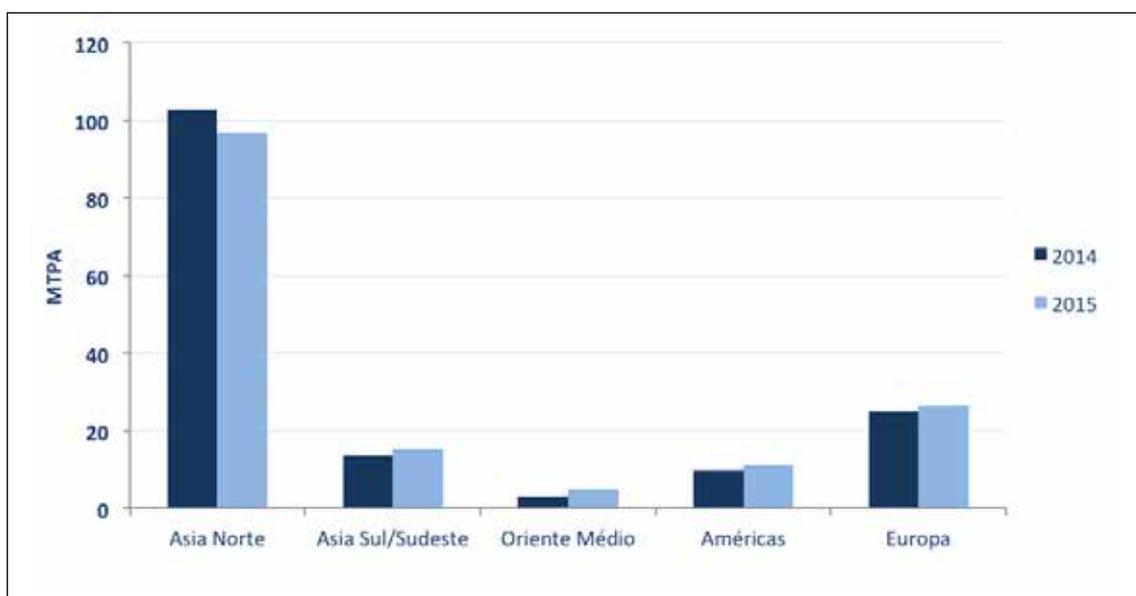
- Bacia Atlântica, compreendendo a costa leste das Américas, Europa e costa oeste da África;
- Oriente Médio;
- Bacia Ásia-Pacífico, compreendendo a costa oeste das Américas e a Austrália.

Os países da região Ásia-Pacífico são o maior mercado global de GNL, responsáveis por 60% da demanda total em 2014, cerca de 145 MTPA.

¹⁰ Os volumes de GNL na Figura 3 correspondem aos volumes brutos de gás à entrada da planta de liquefação.

Em 2014 os países da América do Sul consumiram 13,2 MTPA – Chile (2,8 MTPA), Argentina (4,7 MTPA) e Brasil (5,7 MTPA) –, tendo o Brasil apresentado o maior crescimento da demanda entre os três países (Figura 4).

Figura 4 - Consumo de GNL por Região em 2014 e 2015



Fonte: (Future Prospects of Spot and Short Term; Growing Slowly but Surely?, 2015)

O Japão continua a ser o maior importador mundial de GNL, consumindo quase 90 MTPA em 2014, mas o consumo japonês deverá cair à medida que as usinas nucleares, paralisadas após o acidente nuclear em Fukushima em 2011, voltem gradualmente a entrar em operação. Até o final de 2015 apenas dois dentre os 54 reatores nucleares existentes pré-Fukushima foram colocados em funcionamento, com um terceiro previsto para retomada em meados de 2016. A desaceleração econômica na China, que é o terceiro mercado mundial de GNL, com consumo de 20 MTPA, arrefeceu a demanda de GNL naquele país, que até então era o mercado com maior perspectiva de crescimento.

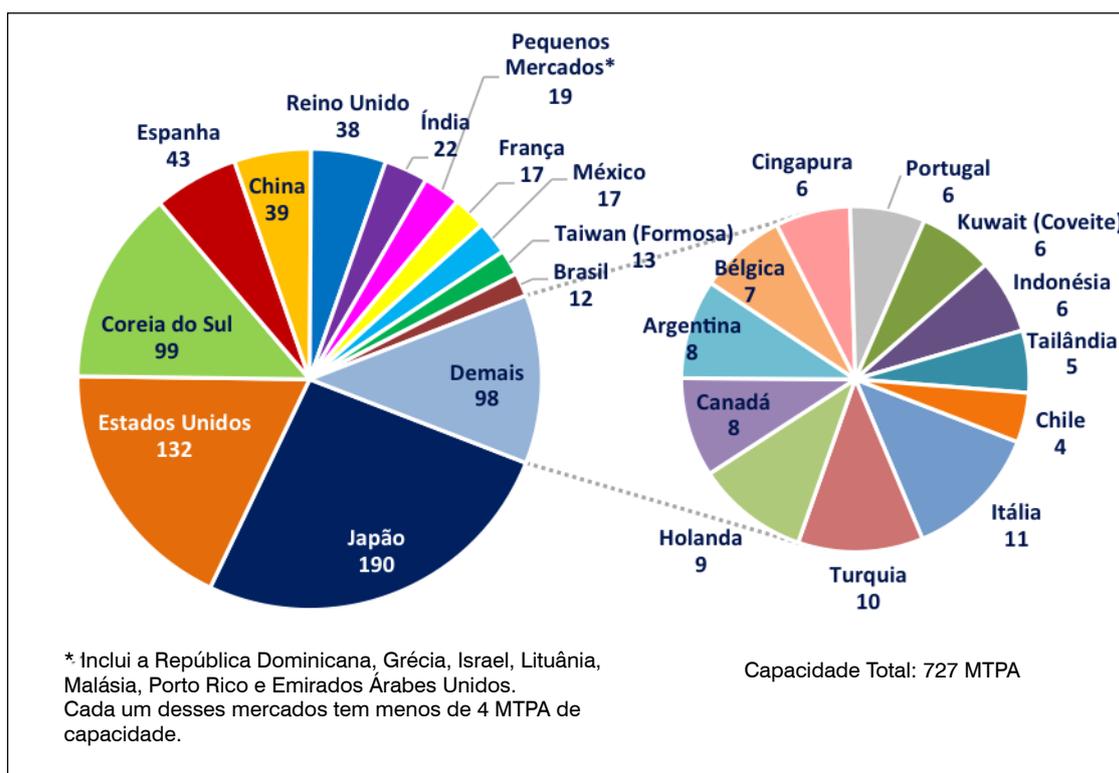
2.2 Capacidade de regaseificação e consumo mundial de GNL

Em 2014 a capacidade mundial de regaseificação de GNL totalizou 724 MTPA, espalhados em 101 terminais em 29 países, contra um volume

regaseificado de 241 MTPA¹¹; isso corresponde a uma capacidade média de utilização de apenas 31%.

Em 2015, mais quatro países começaram a importar GNL, com uma capacidade adicional de regaseificação de 20 MTPA -- 10 MTPA no Egito, 1,2 MTPA na Jordânia, 5 MTPA no Paquistão e 3,8 MTPA na Polônia.

Figura 5 - Capacidade Total de Regaseificação de GNL por País em 2014 (em MTPA)



Fonte: (IGU, 2015)

Apesar da capacidade instalada de regaseificação corresponder a três vezes o consumo de GNL, uma parte significativa dessa capacidade encontra-se ociosa devido ao excesso de capacidade construída em mercados originalmente projetados para importar grandes quantidades de GNL. No caso específico dos Estados Unidos, onde os preços de gás doméstico têm se mantido substancialmente mais baixos que os preços de GNL, a importação de GNL não é mais economicamente viável, o que ocasionou a decisão de diversos empreendedores em converter terminais de importação em plantas de exportação de GNL.

¹¹ 1MTPA ≈ 1,38 Bm³. Ver também a nota Figura 3-3

Tabela 1 - Capacidade Ociosa de Regaseificação de GNL

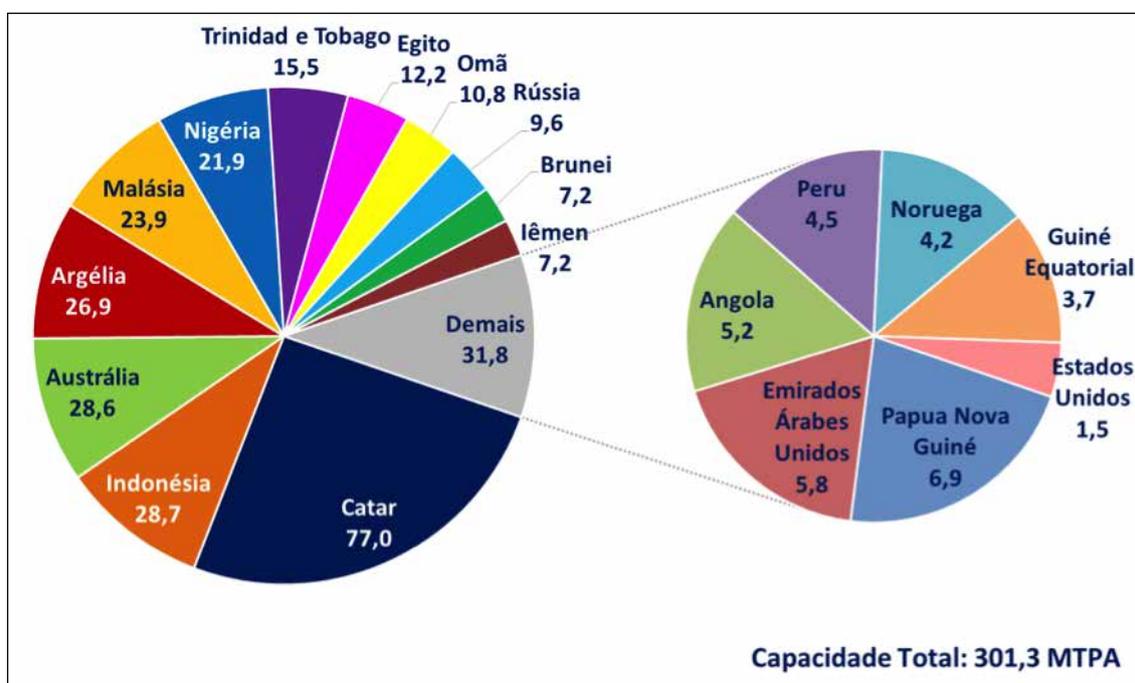
País/Região	Capacidade existente (MTPA)	Capacidade utilizada - 2014 (MTPA)
EUA	137	1,3
Canadá	6	0,5
Europa	155	40
Total	298	41,8

Fonte: (GIIGNL, 2015)

2.3 Produção de GNL e Capacidade Instalada

No final de 2014 a capacidade instalada de liquefação correspondia a 301 MTPA, enquanto que o consumo de GNL atingia 241,1 MTPA, correspondendo a uma capacidade média de utilização e a 80%. Em 2015 o consumo de GNL atingiu 250 MTPA, com um crescimento de 3,7% em relação a 2014.

Figura 6 - Capacidade de Liquefação de GNL por País em 2014 (em MTPA)



Fonte: (BP plc, 2015)

O Catar é o maior produtor mundial de GNL, com capacidade total instalada de 77 MTPA, seguido pela Malásia (23,9 MTPA) e Austrália (28,6 MTPA). Essa situação deverá se alterar em 2018, com a Austrália passando a ser o primeiro produtor mundial com 80 MTPA e os Estados Unidos passando a ser o terceiro produtor com 61-65 MTPA.

Diversos países exportadores estão passando a condição de importadores, devido à política de preços subsidiados, que aumentaram o consumo de gás no mercado interno e desencorajaram a exploração de gás doméstico, bem como em razão da depleção das jazidas de gás que alimentavam plantas de GNL. Esse é o caso da Malásia, Indonésia e Egito.

Por outro lado, existe uma abundância de projetos de liquefação sendo propostos no Estados Unidos, Canadá, Austrália, Rússia, Moçambique e Tanzânia, muitos dos quais foram adiados em virtude da conjuntura de baixos preços do petróleo, devendo somente maturar quando os preços voltarem a subir.

2.4 *Players* globais e regionais da indústria do GNL

A cadeia de valor do GNL compreende *players* operacionais e financeiros e é caracterizada por estes segmentos:

Upstream	Produção e processamento de gás natural Liquefação
Midstream	Transporte por navio metaneiro Terminais de Regaseificação Transporte por Gasodutos
Downstream	Distribuição Vendas aos consumidores finais

Além das atividades de caráter físico e operacional, existem diversos agentes responsáveis por transações comerciais e financeiras, tais como *traders/comercializadores* e entidades de financiamento.

Figura 7 - Cadeia de Valor do Gás Natural Liquefeito (GNL)



Fonte: Adaptado de (ANP, 2010)

O suprimento de GNL é efetivado por meio de diversos tipos de projetos, com natureza e objetivos comerciais diferenciados:

- Projetos integrados, nos quais os produtores de gás são os acionistas da planta de GNL, que é parte integrante do investimento *upstream*. As vendas de GNL são efetuadas pela *joint venture* que controla o projeto integrado. Esse é o caso dos projetos no Catar (Qatargas e Rasgas) e Austrália (Australia LNG);
- Projeto mercante, no qual a planta de GNL compra gás dos produtores e revende o GNL aos compradores. Esse é o caso dos projetos SEGAS-Damietta (Egito), Oman LNG e Angola (Angola LNG);

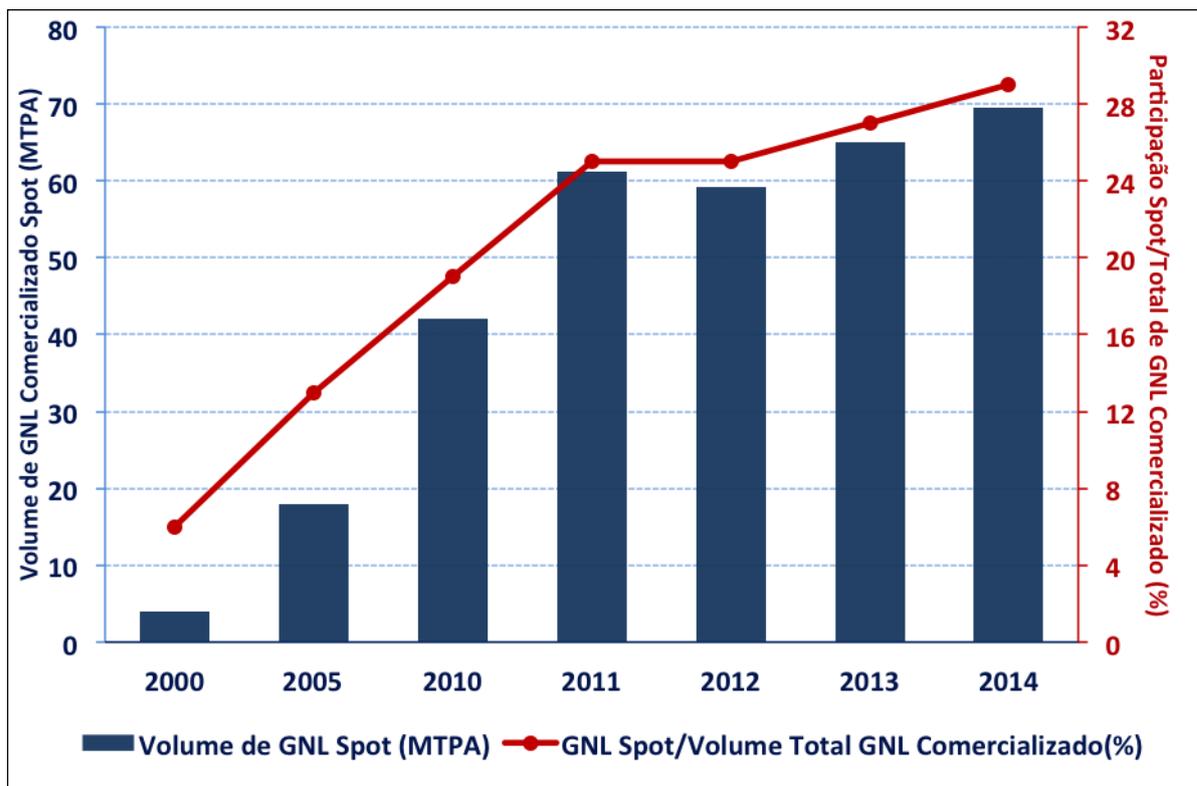
- Projetos de *tolling*, nos quais os produtores de gás natural são os vendedores de GNL aos compradores finais. Os produtores pagam uma tarifa para a planta converter gás natural em GNL. Esse é o caso da planta Atlantic LNG – Trem 4, de Trinidad e Tobago, onde os produtores BG, Shell e BG vendem suas frações de GNL de forma independente;
- Projetos *brownfield* norte-americanos, nos quais o proprietário da planta compra ou processa gás de diversos produtores e é remunerado por uma tarifa de liquefação. Esse é o caso do projeto de Sabine Pass na Louisiana, de propriedade da Cheniere.

Outros importantes agentes supridores são os chamados comercializadores de portfólio (*portfolio traders*), tais como a Shell, BP, BG, Total e Gas Natural Fenosa, que compram GNL dos projetos integrados, *tolling* ou *brownfield* e revendem a compradores finais por meio de contratos *spot*, ou contratos de curto e longo prazo. Além desses agentes, existe ainda a figura do *trader* ou comercializador de curto prazo, que compra GNL seja diretamente dos projetos, seja dos comercializadores de portfólio, e revendem aos usuários finais, por intermédio de contratos *spot* ou contratos de curto prazo. Esse é o caso de *traders* como Vitol, Trafigura e Glencore.

Um novo tipo de supridor começa a se desenhar, pois diversos compradores finais estão criando equipes próprias para comercializar GNL no mercado internacional, seja para a revenda de volumes comprados e não utilizados, seja para aproveitar-se de condições favoráveis de mercado, quando eles dispõem de navios metaneiros em suas frotas. Esse é o caso da Petrobras, Kogas da Coreia do Sul e compradores chineses, que estão realocando volumes de GNL não absorvidos pelo mercado doméstico e atuando no mercado *spot*.

O comércio mundial de GNL ainda é dominado por contratos de longo prazo, que representaram cerca de 69% do total comercializado em 2014, pois os projetos de GNL são intensivos em capital e necessitam de contratos de suprimento de 20-25 anos para obter financiamento. De toda sorte, 31% do comércio mundial de GNL está baseado em contratos *spot* ou de curto prazo, com predominância de vendas no mercado asiático.

Figura 8 - Comercialização de GNL Spot x Contratos de Longo Prazo



Fonte: (GIIGNL, 2015)

2.5 Transporte de GNL e disponibilidade de navios metaneiros

No primeiro trimestre de 2016, a frota mundial de navios metaneiros era de aproximadamente 400 navios.

Existe atualmente um excesso de capacidade, decorrente da construção de muitos navios em caráter especulativo. Isso decorreu do crescimento de vendas de GNL para os mercados asiáticos após o desastre nuclear de Fukushima em 2011, quando o Japão interrompeu a operação das usinas nucleares e passou a importar um volume adicional de quase 20 MTPA de GNL no mercado *spot*. O crescimento das viagens mais longas, com produtores da Bacia Atlântica vendendo para o mercado asiático, resultou em uma maior taxa de ocupação da frota existente de navios metaneiros, com o valor do frete chegando a US\$ 150 mil/dia. Os armadores se entusiasmaram com a demanda por maior número de navios e com o nível de mais alto de preços, encomendando novos navios metaneiros, que passaram a ser entregues a partir de 2015. Além

disso, a construção de diversos projetos de liquefação na Austrália, EUA e Angola, cada um gerando uma demanda de 7-8 navios metaneiros por unidade de liquefação, também aqueceu o mercado de frete. Como a demanda mundial de GNL arrefeceu no período 2014-2015, houve uma sobreoferta de navios, resultando na queda de valor do frete para US\$ 30 mil/dia no final de 2015. Nessas circunstâncias, o impacto do custo de afretamento no custo total do GNL cai substancialmente e o armazenamento de GNL em tanques flutuantes (FSUs) poderá vir a ser uma alternativa economicamente interessante para compensar flutuações sazonais de demanda.

Segundo a International Gas Union¹², no período 2016-2018 serão entregues mais 109 navios metaneiros, dos quais 82 estão contratados para diversos projetos e 27 navios disponíveis para novos contratos ou entregas no mercado *spot*. A frota mundial de navios regaseificadores (FSRUs) compreende 23 navios especialmente projetados para armazenar e regaseificar GNL. O tempo médio de construção de um navio metaneiro é de 60 meses.

A tendência atual é construir navios de maior porte, com capacidade de 170 mil m³, com o objetivo de garantir economias de escala e de combustível. Segundo a IGU, o excesso de capacidade deverá perdurar até 2017-2018, quando o restante dos projetos de liquefação em construção na Austrália entrará em operação.

Em curto prazo, o custo de transporte de GNL continuará a ser pressionado para baixo e não existem gargalos relativos à disponibilidade de navios metaneiros para suprimento de GNL ao Brasil. Essa situação poderá se alterar após 2020 devido ao enxugamento do excesso de oferta de GNL pelos mercados asiáticos, resultando na necessidade de mais navios para acomodar viagens mais longas.

2.6 Análise da oferta de GNL no horizonte 2015-2025

Os principais fatores afetando a dinâmica do comércio mundial de GNL nos próximos cinco anos estão listados a seguir:

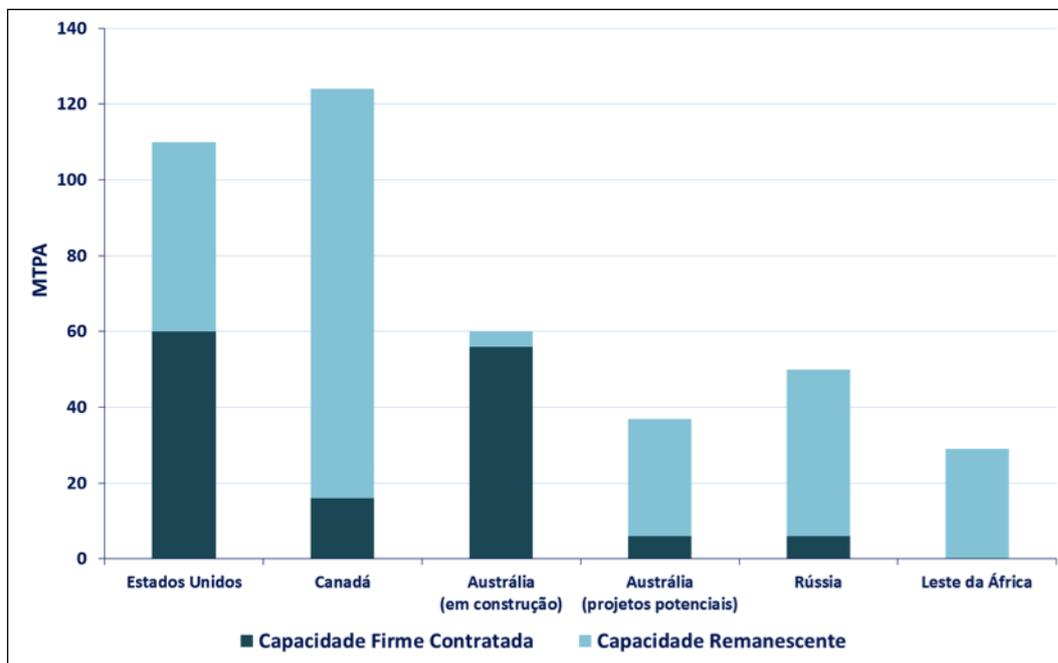
¹² (IGU, 2015)

- Elevados custos de investimento, da ordem de US\$ 1.400-1.800/tonelada, exigindo preços *break-even* elevados de GNL, acima de US\$ 10/MMBtu, para viabilizar o financiamento dos projetos e a tomada de decisão de investimento (ver Anexo 3);
- Queda dos preços do petróleo reduzindo a competitividade do GNL em comparação com os combustíveis alternativos, a qual não foi ainda acompanhada pela redução nos custos de investimento;
- Desaceleração da demanda asiática, que constitui o mercado prêmio para GNL, expondo os novos projetos de liquefação a mercados emergentes, com elevado risco de crédito;
- Apesar do crescimento da demanda na América do Sul, esse é um mercado sazonal e, no caso do Brasil, sujeito à hidrologia, o que dificulta a contratação de GNL em longo prazo;
- Projetos *brownfield* nos EUA, com preços *cost-plus* e vinculados aos preços *Henry Hub* (HH), gerando expectativas de preços mais baixos por parte dos compradores asiáticos, que passam a exigir fórmulas de preços mais favoráveis e maior flexibilidade;
- Cancelamento e atraso na construção de novos projetos de liquefação em virtude da não concretização de contratos de compra e venda de longo prazo a preços e volumes suficientes para suportar a tomada de decisão por parte dos investidores.

Até o final de 2014, cerca de 799 MTPA de capacidade de liquefação haviam sido propostos por investidores em diversos países: EUA, Canadá, Austrália, Rússia, Moçambique e Tanzânia.

Desses, cerca de 420 MTPA possuem fontes de gás conhecidas e/ou investidores com experiência em projetos de gás. Mas até o final de 2014 a capacidade total contratada ou garantida mediante Memorandos de Entendimento (MOUs) mal chegava a 150 MTPA.

Figura 9 - Capacidade Firme Contratada - Projetos de Liquefação em Construção e em Desenvolvimento



Fonte: (IEA, 2014)

Como resultado da falta de contratos firmes, apenas 143 MTPA dos 420 MTPA de projetos com fonte de gás identificada estão atualmente em construção nos EUA, Austrália, Malásia, Rússia e Indonésia, com previsão de entrada gradual em operação até 2020. Os demais projetos propostos nos EUA, Canadá e África ainda não chegaram à decisão de investimento e dificilmente entrarão em operação antes de 2022-2025. No caso da Rússia, apenas dois projetos, Yamal e, possivelmente, a expansão da planta existente de Sakhalin II deverão se concretizar em médio prazo, segundo analistas de mercado. O Anexo 4 apresenta os detalhes dos projetos atualmente em construção.

A Austrália e o Estados Unidos respondem com 87% dos 143 MTPA em construção. Existem 5 projetos em fase de construção nos Estados Unidos, totalizando 62,6 MTPA, dentre os quais as unidades de liquefação (trens) 1 e 2 de Sabine Pass LNG, que deverão entrar em operação no primeiro semestre de 2016.

Tabela 2 - Projetos de GNL em Construção - EUA

Projeto	MTPA	Operador	Início Operação
Sabine Pass Trens 1-4	22,5	Cheniere	2016-2017
Hackberry (Cameron)	12,0	Sempra	2018
Freeport	13,2	Freeport	2018-2019
Cove Point	5,9	Dominion	2017
Corpus Christi	9,0	Cheniere	2018
Total	62,6 MTPA		

Fonte: <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/LNG-approved.pdf>

No caso da Austrália, seis projetos de liquefação estão em construção, totalizando 62 MTPA, e deverão entrar em operação entre 2015 e 2018.

Mantida a tendência atual, a demanda no Japão e na Coreia do Sul deverá se manter relativamente estagnada, enquanto que na Índia o crescimento da demanda depende de o governo revisar a política de preços subsidiados para o segmento de fertilizantes e a construção de infraestrutura de transporte conectando terminais de GNL aos mercados consumidores.

- O crescimento da demanda de GNL nos próximos 5 anos está condicionado aos seguintes fatores-chave:
- O crescimento da demanda na China, que será impactada negativamente caso a desaceleração da economia se mantenha nos próximos dois anos;
- A demanda na Europa, que é o chamado mercado de última instância, onde o GNL excedente será comercializado caso haja desaceleração da demanda nos mercados-prêmio asiáticos.
- A depleção dos campos de gás na Noruega, Holanda e Reino Unido, que deverá gerar maior demanda por GNL em médio prazo.
- A demanda na Índia poderá crescer, desde que o governo promova uma política de preços para suprimento de gás ao setor de fertilizantes compatível com preços de mercado, porque

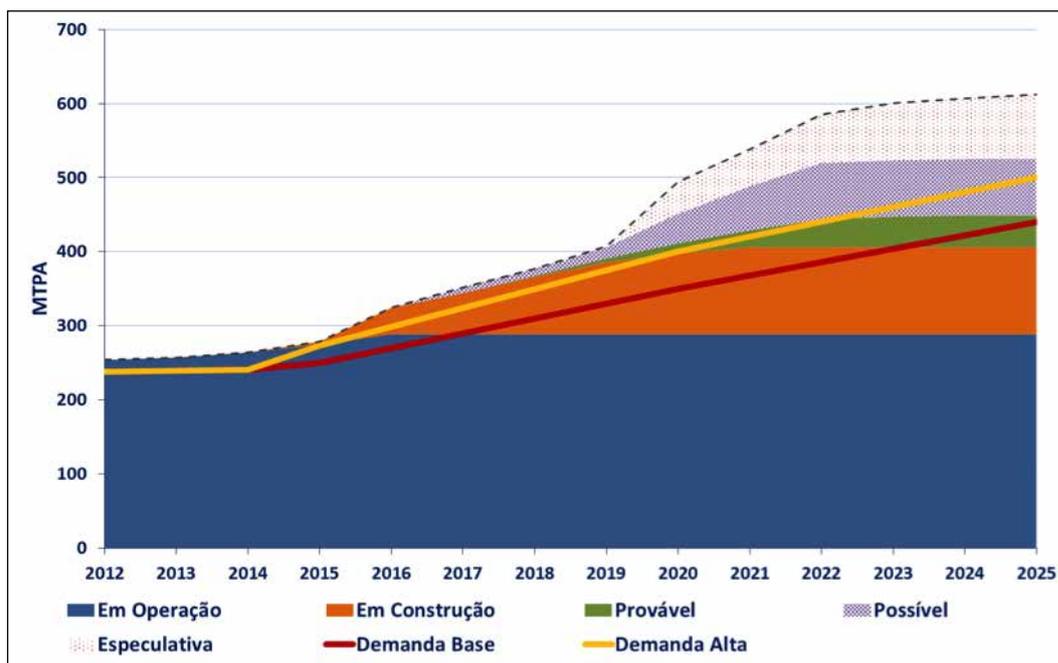
a atual política de subsídios inibe a penetração de GNL nesse segmento.

- A possível imposição de penalidades e restrições à geração de energia a partir de combustíveis fósseis, visando diminuir as emissões de gás carbônico.

O mercado de GNL vive um momento de transição, pois o excesso de suprimento no período 2015-2020, conjugado aos preços mais baixos do petróleo, deverá pressionar os preços para baixo.

Em virtude da oferta de GNL – projetos existentes e em construção – e dos dois cenários de demanda, base e alta, a previsão é de que haverá excesso de suprimento até 2020-2023, com uma nova janela de reequilíbrio a partir de 2022-2023, conforme ilustrado pela Figura 10 abaixo:

Figura 10 - Projeção de Oferta e Demanda de GNL no Mundo até 2025



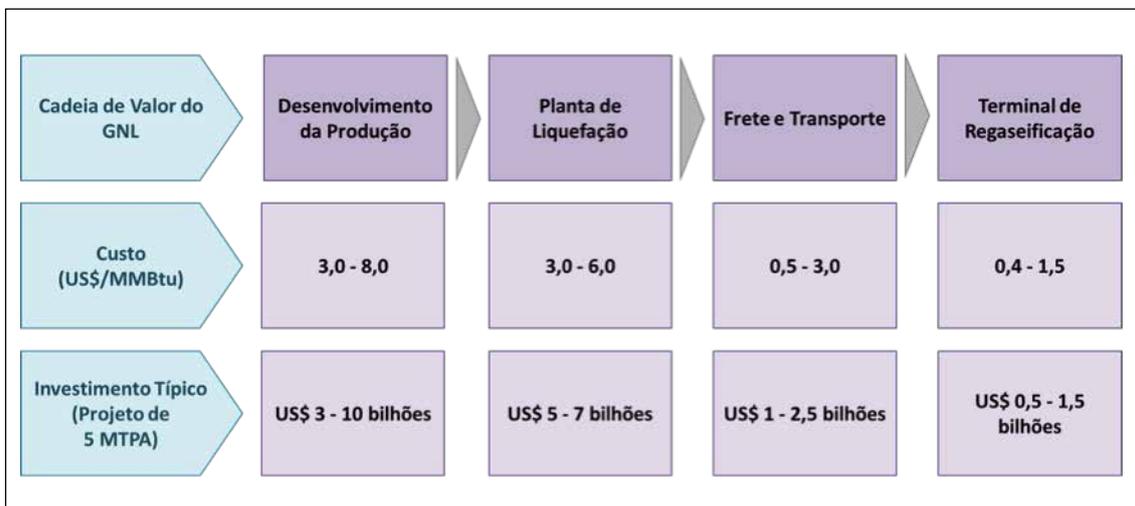
Fonte: (Gomes, 2015)

2.7 Precificação de GNL e cenários indicativos nos próximos 4-5 anos

Os projetos de GNL são intensivos em capital e têm um ciclo de maturação

de 8 a 15 anos, desde o início do período de exploração dos campos de gás até a entrada em operação comercial da planta de liquefação. A implementação de um projeto de GNL pode demandar investimentos da ordem de US\$ 9,5 a 21 bilhões nos diversos segmentos da cadeia de valor, com custo *break-even* de US\$ 6,0 a 17/MMBtu, as quais se somam ainda custos de regaseificação nos mercados importadores, que podem variar de US\$ 0,4 a 1,5/MMBtu dependendo dos volumes regaseificados e configuração dos terminais.

Figura 11 - Custos e Investimentos – Cadeia de Valor do Gás Natural Liquefeito (GNL)



Fonte: Adaptado de (IEA, 2014)

Cerca de dois terços da produção mundial de gás natural são consumidos nos mercados domésticos dos países produtores. Os preços do gás natural são, portanto, influenciados pela maior ou menor liquidez dos mercados locais e regionais e por políticas de preços governamentais.

De modo geral, em mercados líquidos como os EUA e a Europa Ocidental, onde existe competição de gás *versus* gás, os preços seguem a variação de preços dos pontos nodais (*hubs*), enquanto que nos mercados de baixa liquidez, como na Ásia, Oriente Médio e América do Sul, os preços são determinados ou por fórmulas contratuais atreladas a combustíveis alternativos ou são definidos pelo governo, sem vinculação com energéticos substitutivos.

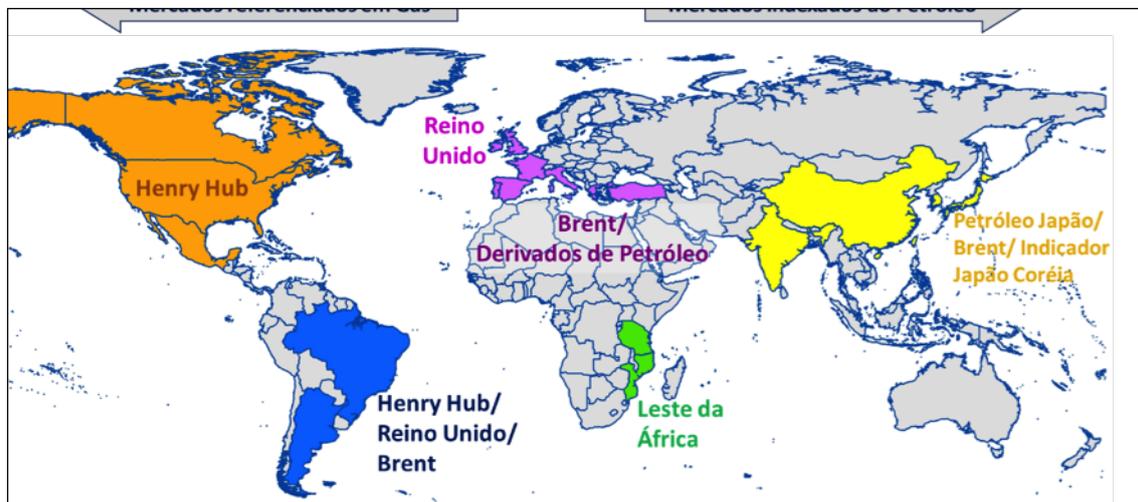
Tabela 3 - Mecanismos de Precificação do GNL

País	Mecanismo de Precificação
Estados Unidos	Indexação a <i>Henry Hub</i> (HH)
Canadá	Indexação ao Petróleo (tendência a mudar para indexação híbrida)
Rússia	Indexação ao Petróleo (<i>Brent</i> /JCC) e Derivados
Austrália	Indexação ao Petróleo (JCC/ <i>Brent</i>)
Moçambique	Indexação Híbrida (<i>Brent</i> /HH)
Tanzânia	Indexação Híbrida (<i>Brent</i> /HH)
Trinidad e Tobago	Indexação a <i>Henry Hub</i> (HH)
Nigéria	Indexação ao Petróleo (<i>Brent</i>)
Argélia	Indexação ao Petróleo (<i>Brent</i>) e Derivados

Fonte: (IEA, 2014).

A Figura 12 abaixo ilustra os principais indicadores de preços de gás natural em diversas regiões do mundo.

Figura 12 - Zonas de Formação de Preços de Gás Natural



Fonte: (CDEC SIC, 2015)

Apesar do crescimento contínuo do comércio internacional, o GNL ainda não é uma *commodity* comercializada globalmente como o petróleo, e cerca de dois terços da produção é comercializada em contratos de longo prazo de 15 a 25 anos; os preços são definidos caso a caso de acordo com negociações bilaterais e são também atrelados às especificidades de preços das regiões consumidoras.

Os preços contratuais podem ser FOB (*Free on Board*) ou DES (*Delivered Ex-Ship*). Os contratos FOB são usados quando o comprador dispõe de frota própria ou arrendada de navios metaneiros e se dispõe a buscar o GNL no local de produção. Como a maior parte dos compradores são usuários finais e não dispõem de frotas de navios, os preços DES são atualmente prevalentes na maioria dos contratos de compra e venda de GNL.

Contratos de Longo Prazo

No caso de contratos de longo prazo, os preços do GNL são estabelecidos por fórmulas indexadas ao preço do petróleo *Brent* ou ao preço do *Japan Customs-cleared Crude* ou *Japanese Crude Cocktail* (JCC), que é o preço médio do petróleo importado pelo Japão. O JCC é um índice usado na maioria dos contratos de longo prazo de GNL para o Japão, Coreia do Sul e Taiwan, e mais recentemente para a Índia e China. O governo japonês publica mensalmente os dados para cálculo de JCC, com base no preço do petróleo bruto importado de diversas procedências e da variação do Yen *versus* o Dólar Norte Americano.

Já a indexação ao petróleo *Brent* é mais comum em contratos com compradores europeus e sul-americanos.

Os preços para contratos vinculados ao *Brent/JCC* variam de acordo com o tipo de comprador e sua avaliação de crédito. Nos últimos anos as fórmulas de preços para contratos de longo prazo encontravam-se entre os seguintes parâmetros:

$$\text{PGNL}_{\text{DES}} = 11\% \text{ a } 16\% \text{ Brent/JCC}$$

Os preços de GNL em contratos de longo prazo são reajustadas trimestralmente, e em alguns casos semestralmente; assim sendo, o comprador de GNL não sofre as variações do preço do petróleo imediatamente após a queda ou elevação dos preços do petróleo cru.

No início dos anos 2000, os projetos de GNL de Trinidad e Tobago e Guiné Equatorial assinaram contratos com preços vinculados aos preços *Henry Hub* (HH). Nesses contratos, os preços apresentavam descontos de 5 a 15% em relação a HH, equivalente ao custo de regaseificação

nos terminais norte-americanos, que seriam a destinação original para o GNL proveniente desses projetos. Com a queda dos preços HH a partir de 2009, esses contratos foram renegociados para ajustar-se à nova realidade de preços.

Mais recentemente, com o surgimento dos projetos de exportação *brownfield* norte-americanos, esses projetos a negociar fórmulas de preços *cost-plus*, contendo os seguintes componentes:

$$\text{PGNL}_{\text{DES}} = 1,15 \text{ a } 1,25 \text{ HH} + 3 \text{ a } 3,5 + \text{S}$$

- HH: Preço ao produtor (HH);
- 15% a 25% de HH para ressarcir custos de transporte e de combustível;
- Tarifa de liquefação (US\$ 3-3,5/MMBtu);
- S = Custo de transporte por navio ao terminal de regaseificação do comprador.

As fórmulas *cost-plus*, propostas pelos projetos *brownfield* de Sabine Pass, Freeport e Cameron, tornaram-se bastante atrativas para compradores asiáticos, anteriormente oprimidos por preços de GNL muito elevados vinculados a preços de petróleo acima de US\$ 100/barril. Esses compradores, passaram a exigir preços mais baixos de outros fornecedores, maior flexibilidade e ainda fórmulas mistas de preços, visando reduzir sua exposição ao preço do petróleo.

Outras variantes sendo atualmente negociadas entre produtores e compradores incluem fórmula híbridas com indexação parcial ao preço do petróleo, ao preço HH e ainda ao preço do *hub* britânico, o *National Balance Point* (NBP).

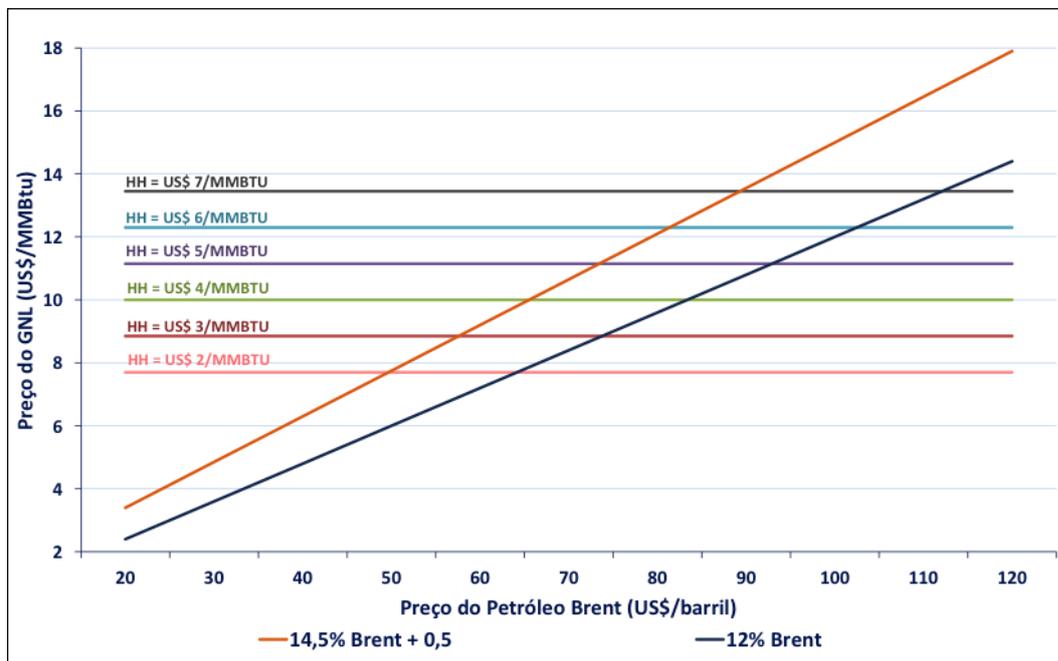
Os projetos *brownfield* norte-americanos oferecem uma opção interessante de flexibilidade, pois os compradores poderiam optar por não receber o volume contratado e apenas pagar o custo fixo de liquefação, da ordem de US\$ 3/MMBtu, ou seja, o custo dessa opção para o comprador seria equivalente a US\$ 10 milhões por navio contratado e não recebido pelo comprador.

O gráfico da Figura 13 abaixo compara os preços das fórmulas vinculadas ao petróleo com os preços dos projetos de exportação dos EUA, assumindo-se para esses últimos os seguintes parâmetros:

- Preço do gás mais custo de transporte e combustível até a planta de GNL: 1,15* HH;
- Custo de liquefação: US\$ 3,0/MMBtu;
- Custo de transporte GNL para a região sudeste do Brasil: US\$ 1,4/MMBtu;
- Margem da supridora de GNL (risco Brasil/comprador): US\$ 1,0/MMBtu.

Caso o preço do petróleo se mantenha na faixa US\$ 50-70/barril, é mais vantajoso para o comprador brasileiro comprar GNL indexado ao petróleo, em lugar de HH.

Figura 13 - Sensibilidade dos Preços de GNL e Petróleo Brent



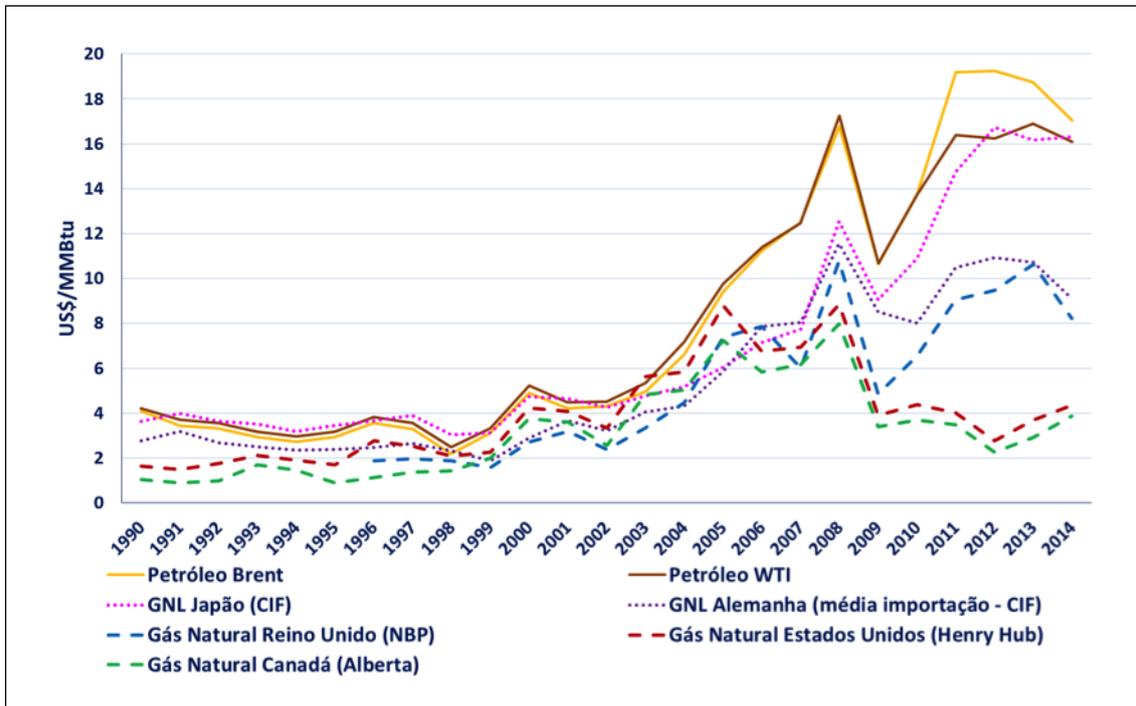
Fonte: Elaboração própria a partir de publicações de preços de combustíveis

Contratos Spot

Os preços *spot* seguem a dinâmica de oferta e demanda, que é influenciada por fatores climáticos, pelo nível de armazenagem nos terminais dos

países importadores de GNL e pelo sistema regional de gás natural. Em comparação com os contratos de longo prazo, o mercado *spot* é caracterizado por preços mais elevados e pela elevada sazonalidade e volatilidade, conforme ilustrado na figura 14

Figura 14 - Preços do Petróleo, Gás Natural e GNL



Fonte: (BP plc, 2015)

Cerca de 70% da produção de GNL está contratada em longo prazo. Quando ocorreu o acidente nuclear de Fukushima no Japão, cerca de 20 Bm³/a foram desviados para o Japão por meio de vendas *spot*, o que diminuiu a oferta de GNL e contribuiu para o aumento dos preços no mercado *spot*.

Em meses de inverno rigoroso, nos quais existe grande demanda pelos países asiáticos, acoplada à depleção da armazenagem local de gás, os preços *spot* de GNL tendem a subir e chegam a apresentar paridade e mesmo um prêmio sobre o preço do petróleo. Em meses amenos, com baixa demanda asiática, os produtores de GNL necessitam descarregar seu produto nos terminais europeus, a preços refletindo os *hubs* regionais europeus (NBP, TTF).

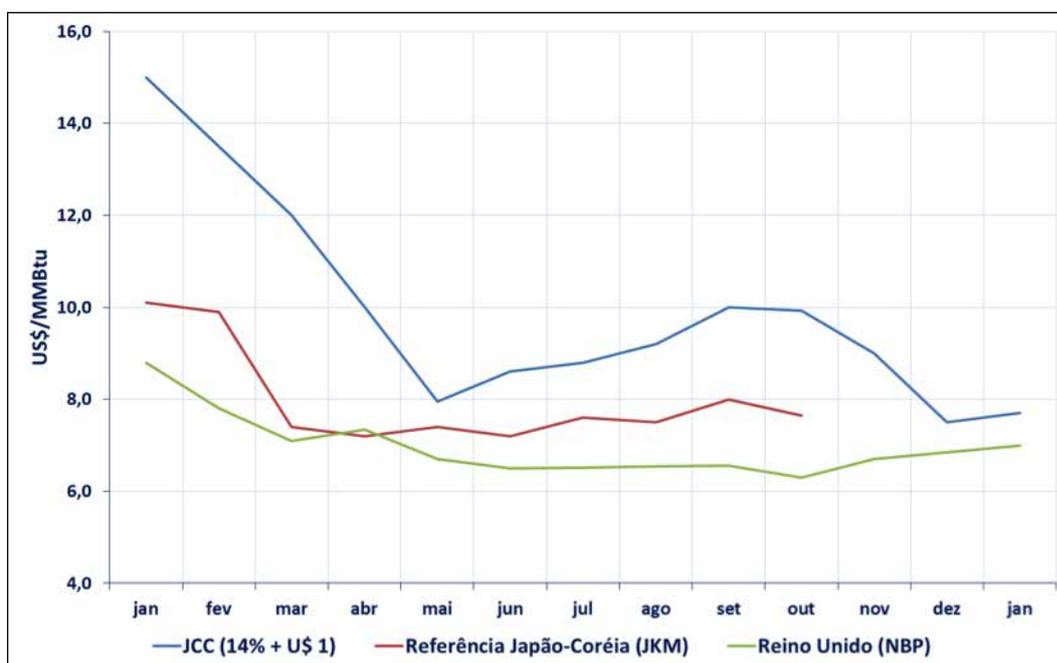
Assim sendo, os preços *spot* de GNL têm seguido a seguinte oscilação em função da dinâmica de oferta e demanda:

- Preço teto equivalente à paridade com o petróleo cru e mais raramente com o preço do diesel;
- Preço mínimo equivalente ao preço do *hub* britânico (NBP).

Além dos *hubs* tradicionais na Europa e nos EUA, a editora *Platts* vem disseminando um novo indicador, o índice JKM (*Japan-Korea Marker*), que procura refletir as transações de GNL *spot* no mercado norte-asiático.

Em 2015 os preços *spot* na Europa e Ásia vêm convergindo, o que praticamente eliminou as oportunidades de arbitragem Bacia Atlântica *versus* Bacia Ásia-Pacífico.

Figura 15 - Comparativo da Variação dos Preços de GNL na Ásia em 2015



Fonte: (Platts).

A título de exemplo, a chamada arbitragem entre regiões Atlântico/Pacífico ocorre quando o preço *netback*¹³ pago a um produtor na Bacia Atlântica (por exemplo, Nigéria) é maior para vendas de GNL a consumidores na

¹³ Preço ao produtor, após deduzir do preço de venda todos os custos de transporte e comercialização do GNL

Ásia, que são mais distantes, do que o preço *que tal produtor receberia se comercializasse GNL para consumidores mais próximos, na Europa, por exemplo.*

Por exemplo, em novembro de 2013, o preço DES *spot* no Japão era de US\$ 18,23/MMBtu, enquanto que o preço DES Reino Unido era de US\$ 14,3/MMBtu. Considerando a diferença de frete entre os dois mercados, o preço *netback* para o produtor em Trinidad e Tobago (T&T) era de respectivamente US\$ 14,3/MMBtu e US\$ 12,9/MMBtu, ou seja, um ganho de US\$ 1,3/MMBtu se o produtor desviar as entregas na Europa para entregas na Ásia. Ou seja, a arbitragem Atlântico/Pacífico proporcionava ganhos de US\$ 4,3-4,5 milhões por cada navio de GNL desviado da Europa para a Ásia.

Figura 16 - Arbitragem de GNL em Novembro 2013 (US\$/MMBtu)



Fonte: Adaptado de (Platts, 2013) e (FERC, 2015).

Essa diferença diminuiu substancialmente com a queda do preço no mercado *spot*. A Tabela 4 abaixo ilustra a diferença para o produtor em T&T entre os meses de janeiro e outubro de 2015. Em janeiro, era mais vantajoso para um supridor vender GNL no mercado asiático, pois a diferença entre o *netback* asiático e o europeu era de US\$ 0,32/MMBtu. Em outubro essa vantagem havia desaparecido, sendo mais vantajoso para o produtor de T&T vender GNL na Europa ou no Brasil.

Tabela 4 - Exemplo de Arbitragem – Preços GNL DES Japão vs. Europa e Brasil

Origem	Destino					
Trinidad (T&T)	Janeiro 2015			Outubro 2015		
US\$/MMBtu	Japão	Reino Unido	Brasil	Japão	Reino Unido	Brasil
Preço DES	9,83	7,46	7,46	6,50	5,99	5,99
Frete	2,83	0,78	0,53	1,77	0,50	0,42
Netback T&T	7,00	6,68	6,93	4,73	5,49	5,57

Fonte: Adaptado de (FERC, 2015) e (Platts, 2013).

A entrada em operação dos projetos de liquefação nos Estados Unidos deverá inserir um fator adicional na dinâmica dos preços *spot*, que é o comportamento futuro dos preços *Henry Hub* nos próximos 2-4 anos.

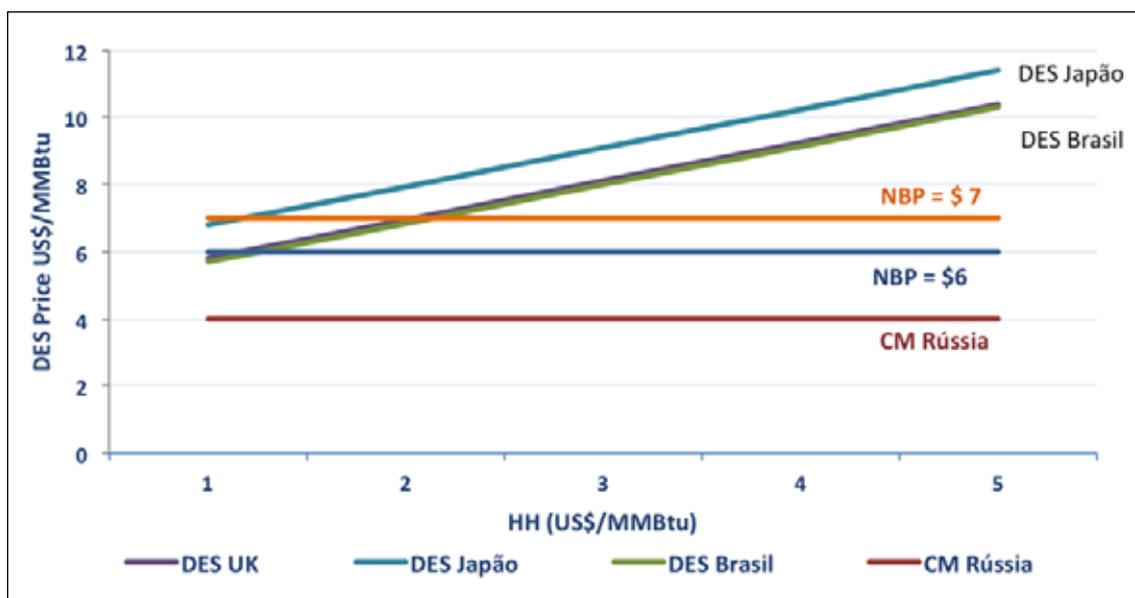
Na conjuntura atual de preços *spot* dos mercados do norte da Europa (US\$ 6-7/MMBtu) e considerando:

- a) os custos de transporte da ordem de US\$ 0,5/MMBtu entre o Golfo do México e o Reino Unido;
- b) o custo marginal de US\$ 4,0/MMBtu para o gás russo exportável para a Europa;

O GNL produzido nos Estados Unidos somente fluirá para a Europa, caso o preço *Henry Hub* se mantenha abaixo de US\$ 3,0/MMBtu.

Nessas circunstâncias, o Brasil seria um mercado atrativo para o GNL oriundo da costa do Golfo do México norte-americano, caso a demanda na Ásia não seja capaz de absorver a produção dos projetos em construção nos EUA e Austrália.

Figura 17 - Preços de GNL Spot vs. HH, NBP



Fonte: Estimativas autor e fontes públicas

2.8 Potenciais supridores para o Brasil e estágio atual dos projetos de suprimento

Se a atual situação de oferta e demanda perdurar nos próximos 2-4 anos, e o preço do petróleo se mantiver abaixo de US\$ 70/barril, os preços do GNL no mercado *spot* poderão continuar na faixa de US\$ 6,0-7,5/MMBtu.

O Brasil está situado na Bacia Atlântica, sendo, portanto, logisticamente mais adequado importar GNL de países produtores localizados na mesma região, Trinidad e Tobago, Nigéria, Argélia, Noruega e futuramente dos projetos situados nos EUA: Sabine Pass, Freeport, Cameron, Corpus Christi e Cove Point.

A Tabela 5 abaixo relaciona as distâncias náuticas, o número de dias necessários para uma viagem de ida de um navio metaneiro até o terminal da Baía de Guanabara (RJ, Brasil) e o volume de GNL flexível, contratado com *traders* ou supridores portfólio, cujos volumes estariam possivelmente disponíveis para contratação com compradores brasileiros.

Tabela 5 - Distância e Disponibilidade de GNL Bacia Atlântica

Origem	Distância (milhas náuticas)	Duração da viagem (dias)	Volumes Flexíveis* (MTPA)
Atlantic LNG (T&T)	3245	7,0	13,2
Nigeria LNG	3422	9,0	15,8
Angola LNG	3395	8,0	5,2
Skikda (Argélia)	5444	11,5	3,9
Equatorial Guinea LNG	3476	9,0	3,3
Snøhvit (Noruega)	6404	15,0	4,1
Projetos EUA Golfo do México**	5376	12,0	15-18

* Volumes e distâncias aproximados.

** Sabine Pass LNG (T1-T4), Cameron LNG, Corpus Christi LNG e Freeport LNG.

Fonte: www.ports.com (GIIGNL, 2015).

2.9 Estratégias comerciais para os compradores de GNL no Brasil

Existem pelos menos duas opções de precificação para compra de GNL pelo importador no Brasil: fórmula de preço pelo custo (*cost-plus*) ou fórmula indexada ao preço do petróleo.

O GNL de Trinidad e Tobago tem sido tradicionalmente comercializado e indexado a HH, mas recentemente os produtores/supridores vêm indexando alguns contratos parcialmente aos preços do petróleo.

A Tabela 6 ilustra os preços do GNL regaseificado nas seguintes condições:

- GNL dos EUA com preço *cost-plus* e incluindo margem do supridor de US\$ 1/MMBtu;
- GNL de Trinidad e Tobago, com duas condições diferentes de preços, uma *cost-plus* e outra a preços parametrizados a *Brent* (12% *Brent* e 14,5% *Brent* + 0,5);
- GNL da Nigéria precificado a fórmulas indexadas a *Brent*, conforme acima;

- Custos de transporte por navio relativos ao custo atual de afretamento e ao custo vigente no início de 2015;
- Custos de regaseificação variando com o volume processado, considerando-se volumes de 12 a 50 navios por ano, respectivamente 3,5 MMm³/dia e 15 MMm³/dia.

Aos preços correntes do petróleo e HH, é mais vantajoso para o comprador brasileiro importar GNL precificado a 11-12% Brent DES, se o importador de GNL no Brasil conseguir negociar preços nessa faixa.

Tabela 6 - Ilustração do Preço de GNL DES Brasil após Regaseificação – outubro 2015

Componente \ Origem	GNL Estados Unidos	GNL Trinidad e Tobago		GNL Nigéria
Custo de Produção	2,71	5,84 – 7,56	2,71	5,84 – 7,56
Liquefação	3,00		3,00	
Custos de Afretamento*	0,76 – 1,42	incluso	0,65 – 1,22	incluso
Margem do Supridor	1,0	incluso	1,0	incluso
Regaseificação	0,8 - 2,5	0,8 – 2,5	0,8 – 2,5	0,8 – 2,5
Preço GNL Regaseificado	8,3 – 10,6	6,64 – 10,06	8,16 – 10,43	6,64 – 10,06
Premissas: Preço Henry Hub: US\$ 2,36/MMBtu; Brent: US\$ 48,68/barril; Distância até o Terminal da Bahia				
* Inclui Transporte, Combustível e Evaporação e Custos Portuários, considerando custos de frete diários do navio de US\$ 35.000 e US\$ 65.000				

Fonte: (Platts, 2013) e (FERC, 2015).

As projeções para os preços *Henry Hub* são de um ligeiro aumento no período 2016-2017 (Gas Alberta, 2015), baseado na redução da atividade de prospecção. Isso deveria acrescentar mais US\$ 0,60/MMBtu ao preço do GNL FOB EUA no ano de 2017.

Ano	US\$/MMBtu
2016	2,59
2017	2,89

Comparando-se os preços das Tabela 6 e Tabela 7, verifica-se que o preço do GNL parametrizado a 12% *Brent* consegue ser competitivo com os preços atuais do gás nacional e boliviano, desde que os custos de

regaseificação se mantenham abaixo de US\$ 1,0/MMBtu. Esse último ponto requer uma análise mais detalhada, em virtude das características de cada projeto e do tamanho do mercado de gás em que o projeto de regaseificação vai estar inserido.

Tabela 7 - Preços de Gás Natural da Petrobras para Distribuidoras (city gate)

Agosto 2015	Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)			
Região	Contratos	Preço Sem Desconto Com Desconto US\$/MMBtu		
Nordeste	Nova Política Modalidade Firme	6,85 6,65		
Sudeste, Sul e Centro-Oeste	Nova Política Modalidade Firme	6,85 6,65		
Brasil	Nova Política Modalidade Firme	6,85 6,65		
Região	Contratos	Commodity	Transporte	Total
Sudeste/ Centro-Oeste	Gás Importado	5,26	1,81	7,07
Sul	Gás Importado	4,92	1,80	6,72
Brasil	Gás Importado	5,06	1,80	6,86
Dólar de conversão R\$/US\$ (agosto/2015): 3,5143				

Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015)

3 O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL: HISTÓRICO E PERSPECTIVAS

3.1 Histórico da oferta e consumo de gás natural nos últimos 10 anos

A oferta brasileira de gás natural é composta pela produção nacional, majoritariamente da Petrobras, e importação, via gasoduto da Bolívia e GNL. Desde 2005 a oferta total de gás ao mercado brasileiro (produção e importação) mais do que dobrou, crescendo a uma taxa média anual superior a 10%. A importação cresceu à taxa de 12% ao ano, enquanto que a produção doméstica cresceu a uma taxa média anual de 7%. Como pode ser visto na figura 4-1, somente em 2009 e 2011, com a redução da demanda do setor elétrico por gás natural, houve redução do volume de importação. Desde 2012, no entanto, a oferta total vem crescendo de maneira consistente, agora a uma taxa média superior a 15% ao ano – também influenciada pela demanda do setor elétrico.

Esse aumento da produção doméstica de gás natural veio acompanhado do aumento do volume de gás reinjetado, que representou cerca de 20% da produção nacional ao longo do período. Para o futuro, apesar do potencial de aumento da produção de gás natural no pré-sal e da entrada de novos agentes, além da Petrobras, nas novas rodadas de concessão de blocos exploratórios da ANP, existem incertezas quanto ao potencial de aumento de produção de gás nos próximos anos, principalmente

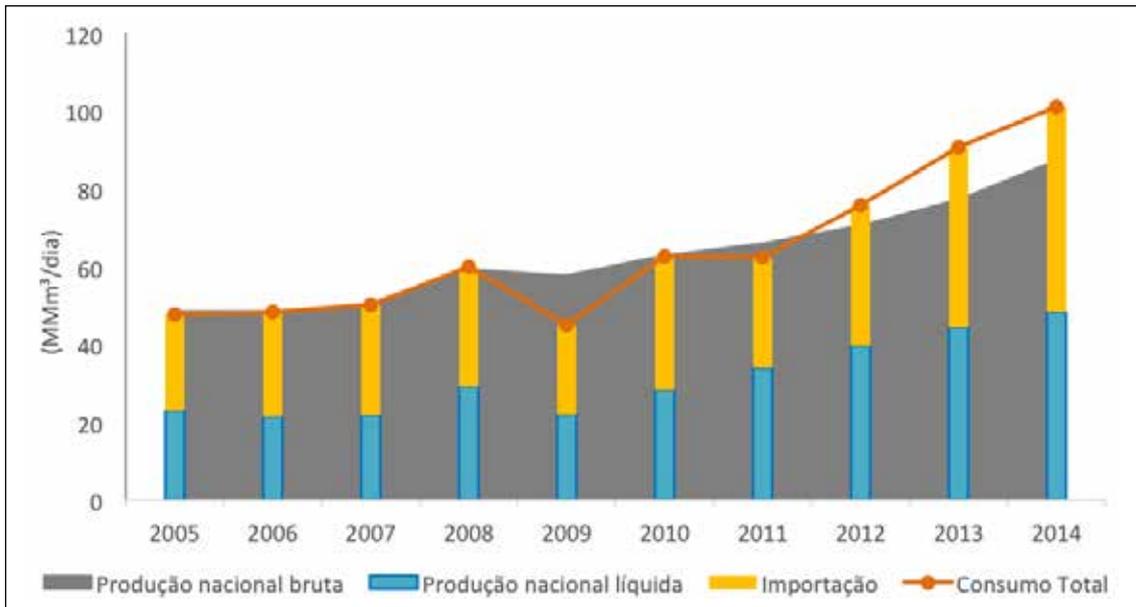
devido aos elevados níveis de reinjeção que podem estar associados à produção de gás natural no pré-sal.

Além do grande volume reinjetado de gás natural, parte da produção nacional não é aproveitada, devido a queimas e perdas e também ao consumo próprio da Petrobras no sistema de transporte e armazenamento e nas unidades de processamento, que representaram entre 15 e 20% da produção doméstica durante todo o período.

Entre 2005 e 2014, a importação de gás natural representou cerca de 50% da oferta total do mercado brasileiro. O crescimento das importações foi ainda maior nos últimos três anos: desde 2012, elas vêm crescendo a uma taxa média de 23% ao ano, puxada pelo GNL. A importação de GNL teve início em 2009, com a entrada em operação do terminal de regaseificação de Pecém, no Ceará, e da Bahia de Guanabara no ano seguinte. Em termos de volume, a importação de GNL passou de 8,5 MMm³/dia em 2008 para 19,9 MMm³/dia em 2014, impulsionada pela demanda termelétrica, pela ampliação do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara em 2013 e também pela entrada em operação do terminal da Bahia, em 2014.

O consumo de gás natural no país é dominado, principalmente, pelos segmentos industrial e de geração térmica. Entre 2005 e 2014, a demanda cresceu cerca de 50%, a uma taxa média de 9% ao ano. Na década de 2000 a 2010, o crescimento do consumo de gás natural se deu principalmente no setor industrial, impulsionado pelos descontos praticados pela Petrobras até 2007, a fim de estimular o consumo nesse segmento.

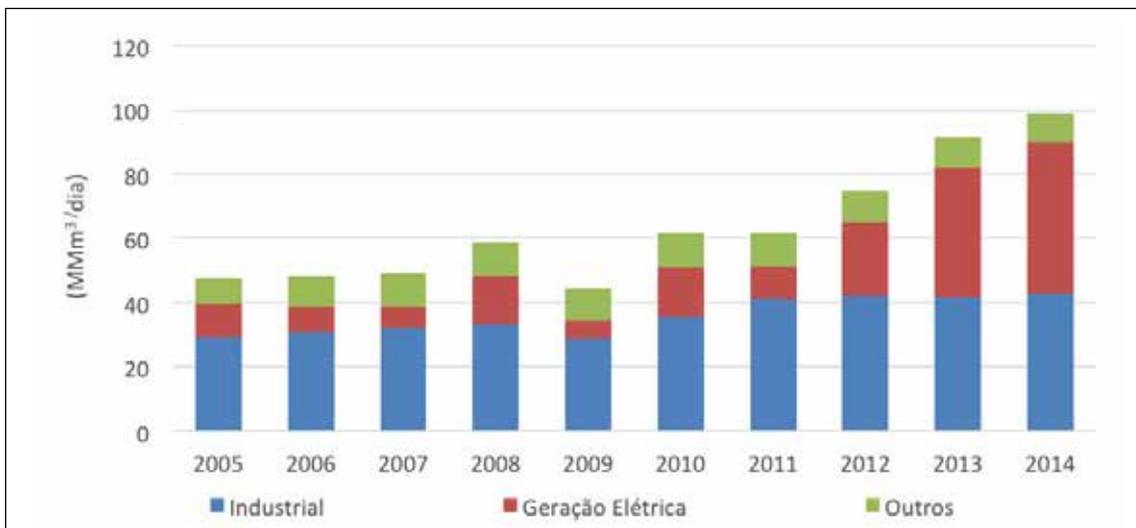
Gráfico 1 - Oferta de Gás Natural



Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015)

No período de 2011 a 2014, o setor elétrico liderou o crescimento da demanda por gás natural. Como resultado, o segmento industrial perdeu espaço para o setor elétrico, que em 2014 representou mais de 45% do consumo. Isso ocorreu devido, principalmente, ao longo período de estiagem, à redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios e ao aumento da demanda por energia elétrica – fatores que levaram à necessidade de despacho térmico mais elevado.

Gráfico 2 - Consumo de Gás Natural



Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015)

A configuração da oferta e demanda por gás natural no Brasil mostra um mercado atualmente dependente das importações. **Após a reinjeção, a queima e o consumo de gás natural em transporte e armazenamento, a quantidade do gás doméstico disponibilizada ao mercado representa apenas metade da demanda doméstica durante todo o período analisado.** Desse modo, a demanda do setor elétrico é quase que totalmente atendida pela importação de GNL, fazendo com que os volumes de importação dependam da necessidade de despacho termelétrico – que, em última instância, depende do regime de chuvas.

3.2 Consumo por setor e por região

Historicamente, os principais consumidores de gás natural no Brasil têm sido o setor industrial, de geração de energia elétrica e, com menor participação, o setor automotivo. Para o segmento industrial, o consumo de gás natural no período de 2005 a 2014 apresentou crescimento médio anual de 5%. No entanto, o crescimento está concentrado principalmente no período de 2005 a 2011. Apesar de representar atualmente mais de 40% do consumo de gás natural, o consumo do segmento industrial tem se mantido relativamente estável desde 2011.

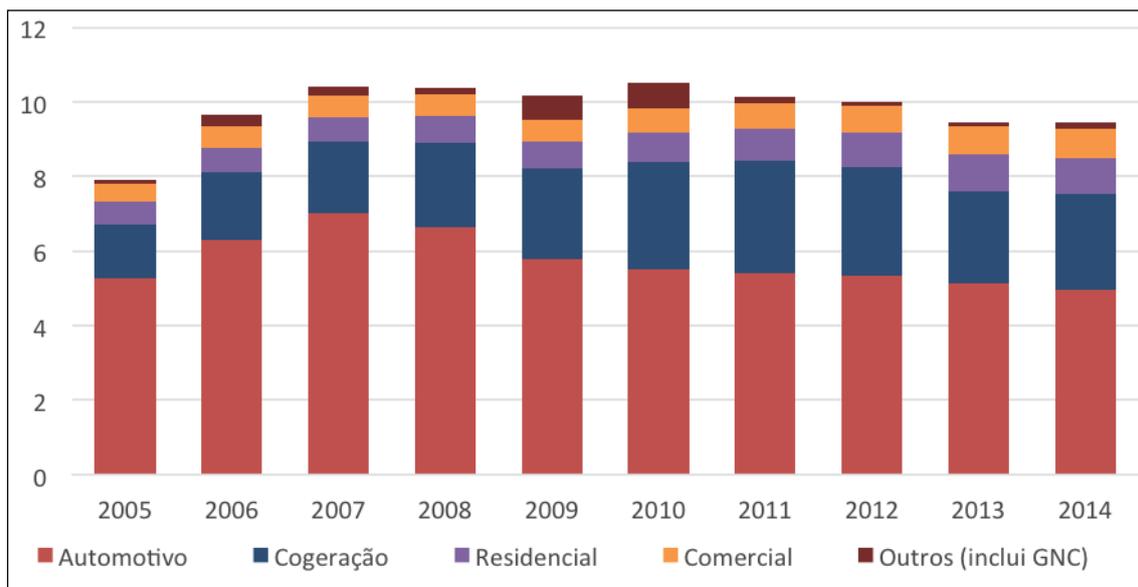
Em contrapartida, o consumo de gás natural para geração elétrica tomou a frente do crescimento da demanda. Embora oscile entre momentos de queda e pico da demanda, como reflexo, principalmente, das condições hidrológicas, que determinam o despacho térmico, o consumo de gás para as termelétricas apresentou uma taxa média de crescimento de cerca de 45% ao ano. Com isso, sua participação na demanda total por gás aumentou de 22% para 47% entre 2005 e 2014.

Entre 2005 e 2007, o consumo do setor automotivo cresceu a taxas relativamente altas, em torno de 15% ao ano. O incentivo ao uso de gás natural veicular (GNV) foi parte do programa da Petrobras para difusão do uso do gás natural em razão da necessidade de atender o contrato *take-or-pay* do gás boliviano, cujo fornecimento foi iniciado em 1999. A nacionalização da indústria do gás na Bolívia em 2006 gerou incertezas quanto à manutenção da oferta de gás daquele país, o que afetou particularmente a confiança do segmento de GNV quanto à garantia de

suprimento. Desde 2008, o consumo de GNV passou a declinar a uma taxa média de 5%.

Os demais consumidores de gás natural no Brasil mantiveram sua participação na demanda total praticamente estável: o setor residencial, comercial e de cogeração representaram juntos de 4 a 8,5% do consumo de gás natural entre 2005 e 2014. O consumo do mercado residencial e comercial cresceu a uma taxa média de 5% ao ano, um crescimento relativamente baixo, principalmente devido à dificuldade de substituir outros combustíveis – especialmente o GLP, que é o principal concorrente do gás natural nesses setores e cujos preços foram, na prática, administrados por política de governo.

Gráfico 3 - Consumo de Gás Natural por setor (excluindo-se indústrias e geração de energia elétrica)



Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015) ****Inclui consumo direto do produtor**

Com relação ao consumo industrial, é importante ressaltar que este segmento inclui também o consumo das fábricas de fertilizantes (Fafens) da Petrobras e de algumas de suas refinarias, que utilizam o gás natural como matéria-prima. A análise em detalhe do setor industrial mostra que, se excluirmos o gás destinado às Fafens e refinarias, a demanda do segmento industrial mostrou até um pequeno decréscimo desde 2011. O consumo das refinarias e Fafens, que representava cerca de

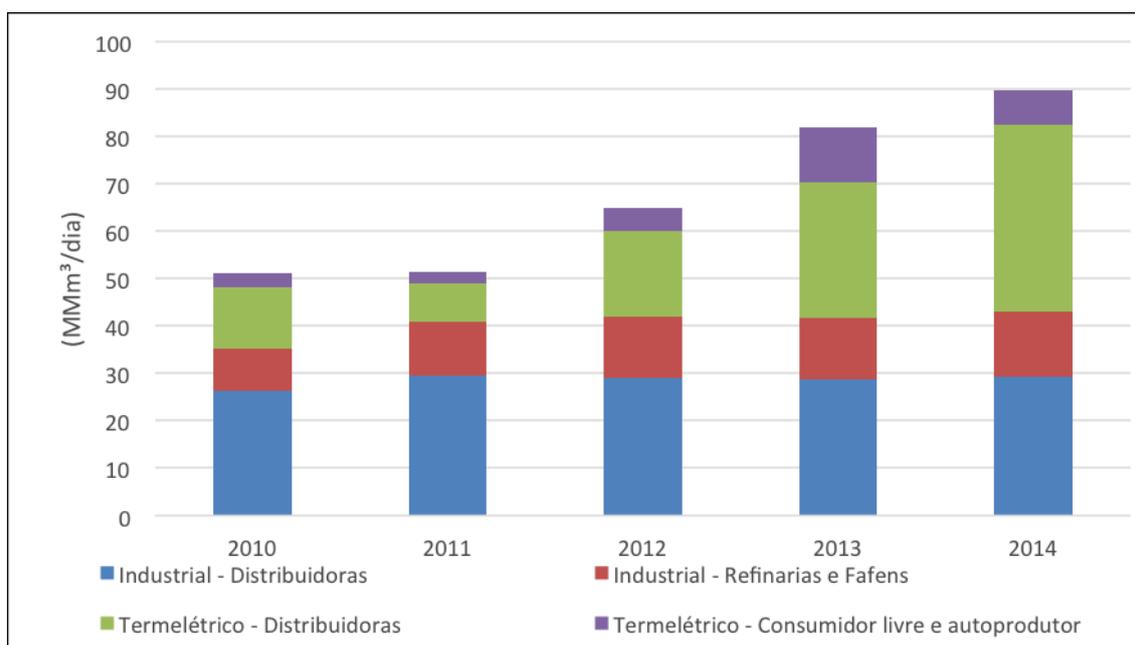
25% do consumo industrial em 2010, vem crescendo continuamente, e chegou a responder por 32% da demanda industrial total em 2014. **Não existe visibilidade quanto aos preços de transferência do gás para tais consumidores, pois estes fazem parte do sistema de consumo próprio da Petrobras, e não está claro se esses consumidores estão sendo subsidiados por outros segmentos do mercado, o que propicia distorções no mercado de gás no Brasil.**

Já no segmento termelétrico, o forte crescimento do consumo, principalmente a partir de 2011, se deu tanto por termelétricas que compram gás das distribuidoras locais de gás canalizado, quanto pelo autoconsumo (principalmente as térmicas da Petrobras) e consumo livre¹⁴ de gás natural para produção de eletricidade. A venda das distribuidoras para termelétricas representou entre 70 a 85% do consumo termelétrico de gás natural, enquanto que os consumidores livres e autoprodutores responderam pelo restante do consumo anual entre 2010 e 2014.

Inicialmente, a demanda termelétrica por gás natural pareceu ser uma resposta pontual a um ciclo de baixa hidrologia. No cenário atual, no entanto, é possível considerar que a necessidade de um despacho mais contínuo de termelétricas permanecerá ao menos nos próximos 5 anos. Esse contexto traz implicações para o atendimento da demanda futura do setor elétrico, já que a oferta nacional não tem acompanhado o crescimento da demanda e existe pouco espaço para importação via gasoduto. **Assim, as importações de GNL se colocam como um dos principais meios de atendimento à demanda termelétrica existente e à demanda adicional proveniente de novos projetos de térmicas a gás.**

¹⁴ Com direito de compra de gás de qualquer carregador.

Gráfico 4 - Demanda industrial e termelétrica de Gás Natural

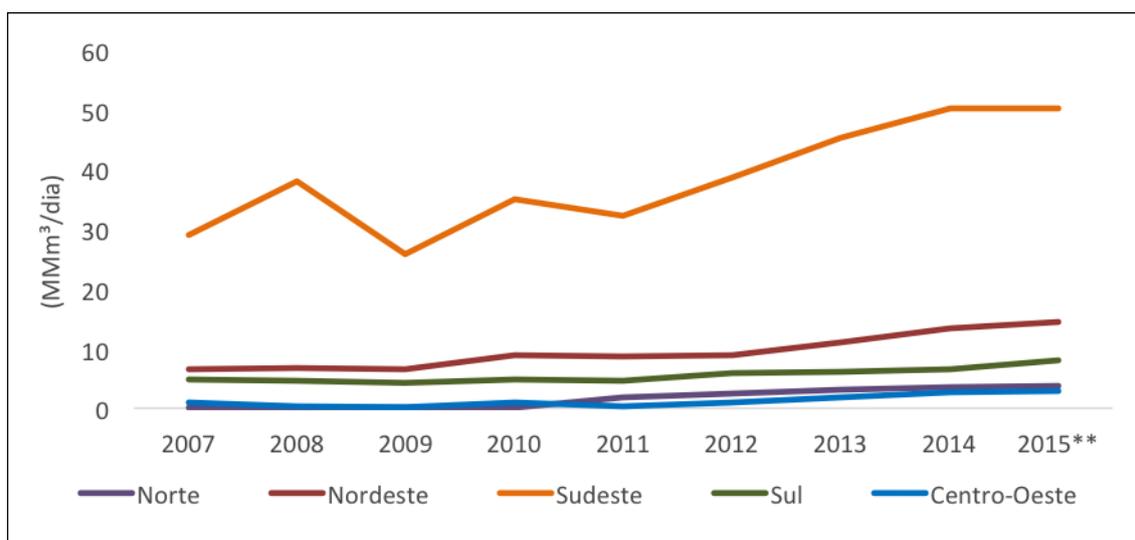


Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015)

Do ponto de vista regional, a principal região consumidora de gás natural é o Sudeste, representando entre 60 e 80% do consumo nacional ao longo do período de 2007 a 2014. Além de produzir grande parte dos hidrocarbonetos, essa é a região do país com maior atividade econômica e, portanto, concentra a maior demanda industrial por gás natural. O Nordeste foi a segunda região que mais consumiu gás natural entre 2007 e 2014, seguido das regiões Sul, Norte e Centro-Oeste. Em contrapartida, a demanda de gás natural na região Sul é bastante restringida pela oferta e limitação de diâmetro do gasoduto Brasil – Bolívia (Gráfico 4¹⁵).

15 *Não inclui o consumo de refinarias e Fafens ou demanda termelétrica de autoprodutor. Valores até junho de 2015.

Gráfico 5 - Consumo de gás natural por região



Fonte: (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2015)

A **Tabela 8** a seguir apresenta os maiores estados consumidores do Brasil. Historicamente, três estados da região Sudeste são os que consomem maior quantidade de gás natural na seguinte ordem: Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais. O estado do Maranhão passou a ser importante consumidor a partir de 2014, em razão da ampliação da oferta *onshore* no estado. Além deste, Bahia, Amazonas (a partir de 2011), Espírito Santo, Paraná e Curitiba representam, cada um, cerca de 2 a 8% do consumo nacional.

Tabela 8 - Consumo de gás natural – principais estados

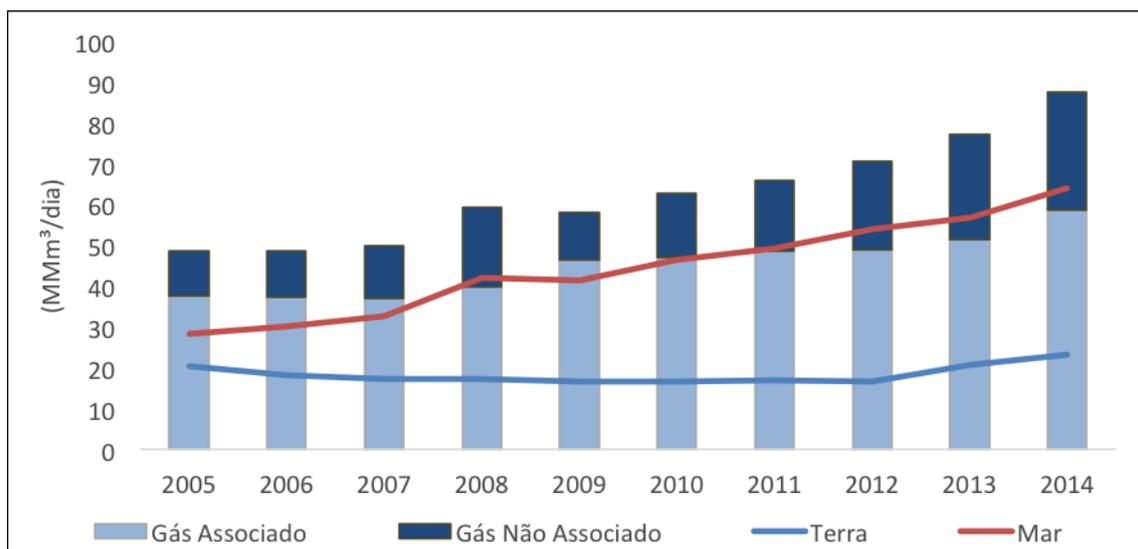
Unidade da Federação (MMm³/dia)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015**
Rio de Janeiro	10,327	17,607	9,434	14,593	10.950	15,321	20,978	25,492	25,992
São Paulo	15,587	16,128	13,451	15,556	15.468	16,600	17,125	16,936	16,628
Minas Gerais	1,741	2,404	1,501	2,621	2.907	3,620	4,072	4,215	4,227
Maranhão	-	-	-	-	-	-	-	2,665	4,133
Bahia	3,361	3,469	3,103	3,672	3.841	3,743	4,468	3,895	3,948
Amazonas	-	2	3	83	1.770	2,458	3,081	3,429	3,748
Espírito Santo	1,218	1,838	1,343	2,136	2.907	2,970	3,080	3,446	3,394
Paraná	1,593	1,294	1,355	1,528	1.050	2,170	2,271	2,920	3,313
Pernambuco	1,070	1,154	1,293	2,341	2.361	2,432	2,926	3,211	3,039

Fonte: (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2015). **Valores até junho de 2015

3.3 Oferta de gás doméstico e importado

A maior parte da produção nacional de gás natural é associada à produção de petróleo. Entre 2005 e 2014, 65 a 80% da produção de gás natural se deu em campos associados, principalmente *offshore*. Com isso, a dinâmica de produção de gás natural está bastante ligada à dinâmica de produção do petróleo, que costuma ser o foco dos investidores no setor. Isso quer dizer que parte da produção de gás natural é utilizada no próprio processo de produção do petróleo. Adicionalmente, a perfuração e produção *offshore* em águas profundas costuma ser mais custosa que a produção *onshore*, porém os poços em mar são mais produtivos e até então não foram descobertos grandes campos de gás *onshore* e não associado no Brasil. Seria possível especular que uma produção de gás não associado *onshore* poderia oferecer um preço mais competitivo ao consumidor final. No entanto, vale ainda ressaltar que, no Brasil, o elevado risco exploratório *onshore* e a falta de infraestrutura disponível criam um ambiente adverso à exploração e produção nessas áreas. Portanto, o custo do gás no mercado nacional deverá permanecer vinculado ao custo de produção *offshore*, que continuará sendo componente predominante da oferta nacional de gás no horizonte de cinco anos.

Gráfico 6 - Produção doméstica de Gás Natural



Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015)

Como ressaltado, apesar do potencial de gás do pré-sal, a necessidade de utilização do gás produzido para viabilizar a produção do óleo coloca uma incerteza sobre o volume de gás a ser disponibilizado ao mercado. Existem ainda dúvidas sobre a composição do gás no pré-sal, mais especificamente em relação à proporção de CO₂ e gás natural (CH₄). Finalmente, o escoamento da produção de gás natural proveniente do pré-sal vai requerer o desenvolvimento de uma custosa infraestrutura de escoamento. Esses fatores, aliados às **incertezas quanto à capacidade de investimentos da Petrobras, colocam um importante desafio à disponibilização da produção de gás natural no pré-sal para o mercado.**

Desde 1999 o Brasil vem dependendo da importação de gás natural – por gasoduto e GNL - para atender à demanda nacional. A importação via gasoduto respondia por cerca de 50% da oferta total de gás natural em 2004 e, apesar de ter crescido em volume, perdeu participação relativa para o GNL na oferta nacional - alcançando cerca de 30% da oferta total em 2014.

A importação do gás boliviano atingiu o nível máximo (30 MMm³/dia) da capacidade do gasoduto Brasil-Bolívia¹⁶ (Gasbol) a partir de 2013. Somado a isso, como parte substancial da oferta no Brasil é inflexível, já que a maior parte depende da produção de petróleo, e como não há infraestrutura de armazenamento de gás no país, a importação de GNL tem sido o principal meio de atendimento à demanda *spot* de gás natural no Brasil. A aproximação do fim do contrato de fornecimento com a Bolívia, que vence em 2019, introduz mais uma incerteza quanto ao futuro da oferta de gás natural no Brasil. **Esse fator, em conjunto com as incertezas da produção do pré-sal, reforça a perspectiva de que o atendimento da demanda termelétrica seja feito via importação de GNL nos próximos anos.**

16 A importação de gás natural proveniente da Argentina, que se manteve nula entre 2008 e 2012 devido à crise de oferta de energia nesse país, voltou a aparecer na balança comercial brasileira, porém ainda em volume pouco significativo. Isso se deve à reexportação de GNL do Brasil para a Argentina para atender à usina térmica de Uruguaiana.

Gráfico 7 - Importação de Gás Natural



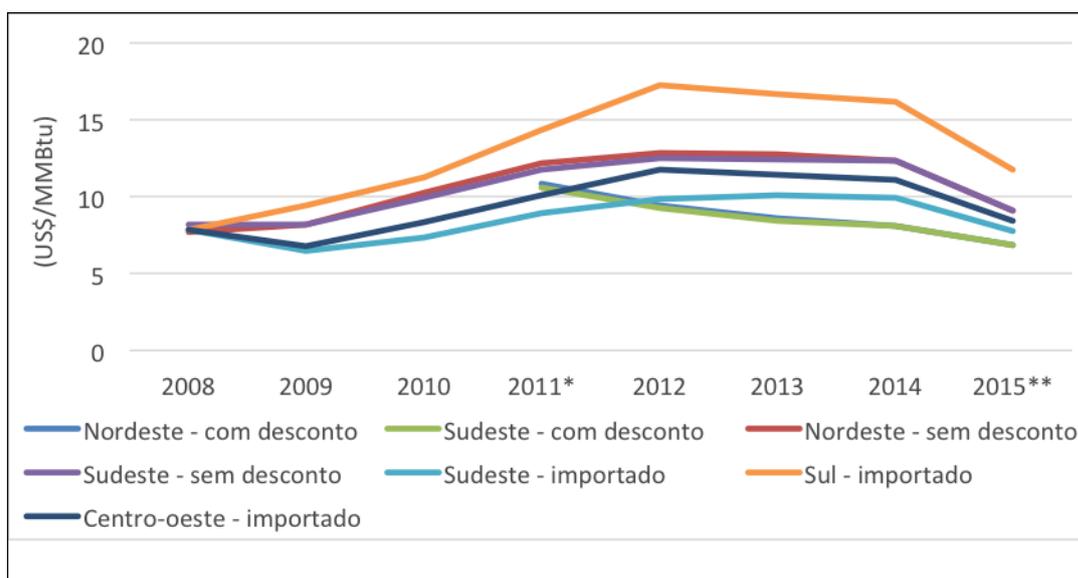
Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015)

3.4 Evolução dos preços de gás natural

Atualmente existem diferentes tipos de contrato de suprimento de gás natural no Brasil. O mercado de gás natural não térmico é atendido por dois tipos de contratos de longo prazo, conforme a origem do gás: importado da Bolívia ou nacional. Tais contratos são firmados entre a Petrobras e as distribuidoras de gás natural. No caso do gás da Bolívia, a fórmula de preços do preço no *city gate* (ponto de entrega para a rede de distribuição canalizada) é formada por dois componentes: o preço da molécula, que é vinculado a uma cesta de petróleo e óleos combustíveis; e o custo de transporte – que é reajustado pela inflação norte-americana, o que é comum em contratos financiados por instituições multilaterais. Já o preço do gás nacional tem um componente fixo e outro variável, mas não existe separação entre o custo da molécula e o custo do transporte.

Desde meados de 2011, o preço do gás natural nacional para as distribuidoras vinha recebendo um desconto que variou entre 10 e mais de 30% do preço final, o que tornava o gás nacional competitivo em comparação ao gás importado. Em 2015, a Petrobras começou a reduzir gradualmente o desconto no preço do gás nacional e conseguiu eliminá-lo até o final daquele ano. A diretriz, no entanto, não impediu a queda dos preços do gás, causado em parte pela queda do preço do petróleo e pela desvalorização do Real.

Gráfico 8 - Preço de gás natural para distribuidoras de gás canalizado

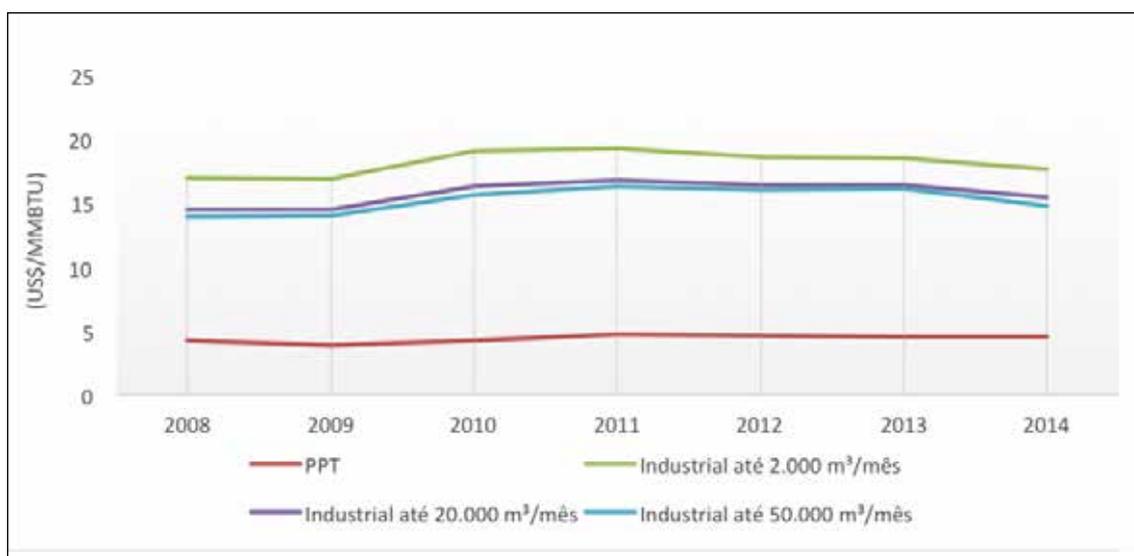


Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015). ** média até julho

Adicionalmente as distribuidoras praticam tarifas distintas aos consumidores segundo sua categoria de consumo. As tarifas de distribuição são reguladas por agências reguladoras estaduais ou por secretarias de estado. O preço final praticado pelas distribuidoras inclui, além do preço no *city gate*, a margem de distribuição das distribuidoras locais de gás natural. O Gráfico 8 a seguir apresenta as tarifas médias para o Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste por categoria de consumo.

Para o mercado termelétrico, existem dois preços vigentes: o preço praticado pelas distribuidoras e vendido às termelétricas e o preço do gás natural para térmicas do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). O PPT foi lançado em 2000 em um contexto de necessidade de expansão da capacidade de geração elétrica no país. Inicialmente, o programa contemplava térmicas a gás natural e assegurou preço especial do gás natural para as térmicas do programa. Em meados de 2015 existiam 22 térmicas do PPT com capacidade superior a 30 kW em operação no Brasil, das quais 12 da Petrobras. A Petrobras é a responsável por garantir o preço das térmicas do PPT. Assim, a empresa vende o gás natural a preços inferiores aos preços nos *city gate* para essas térmicas, ou consome gás natural nas suas próprias térmicas.

Gráfico 9 - Preços de gás natural para consumidores industrial e termelétrico inscrito no PPT



Fonte: (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015)

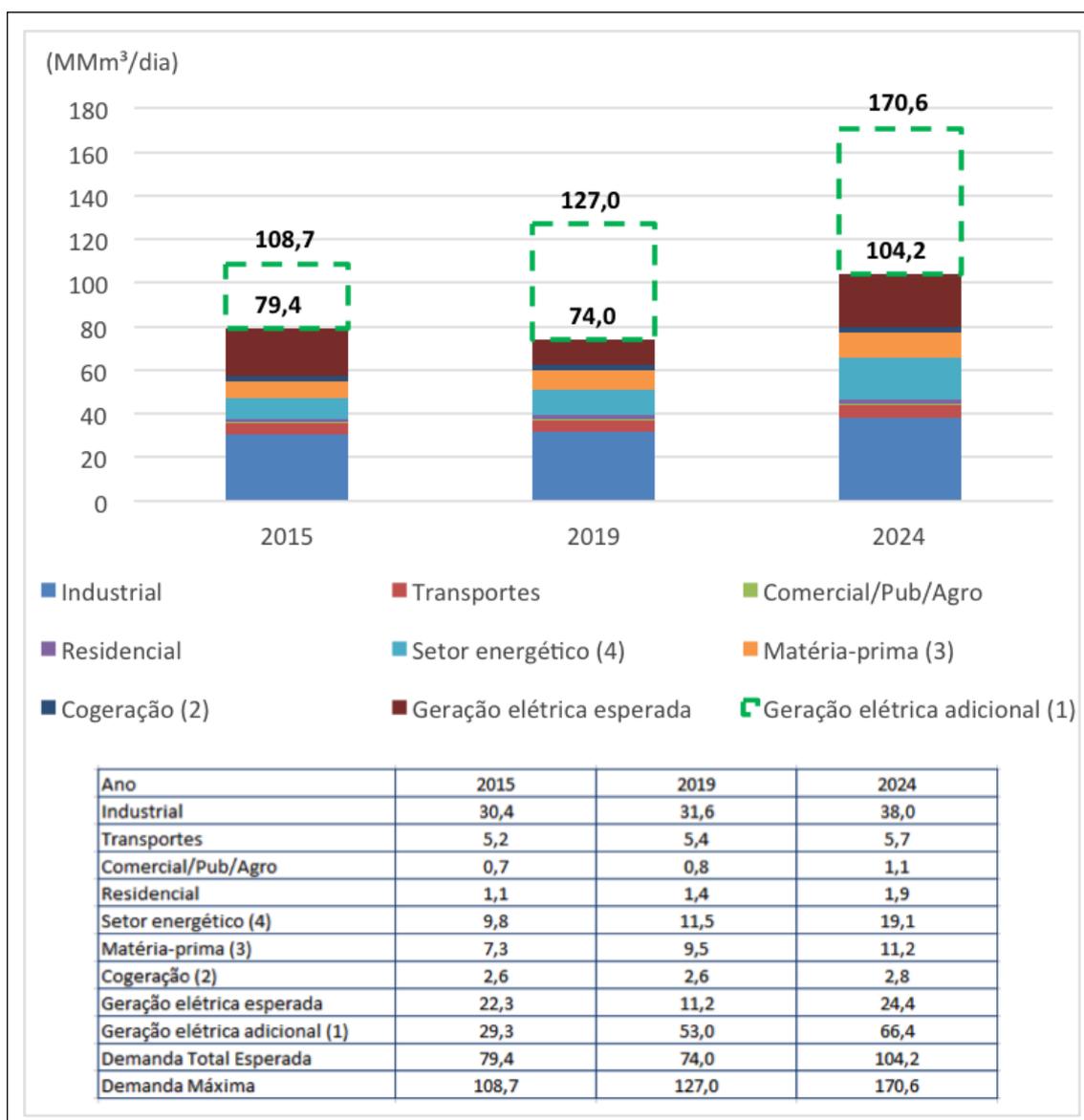
3.5 Projeção de demanda e oferta de gás natural em curto/médio prazo

Cenário do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024

De acordo com as projeções do PDE 2024, nos próximos 10 anos o consumo de gás natural do segmento industrial deve crescer em torno de 2% a.a. Espera-se também uma expansão do consumo não energético de gás natural de 3,5% a.a., como consequência da ampliação da produção de fertilizantes e geração de hidrogênio em refinarias que demandam esse energético como matéria-prima. Já o consumo do gás natural como energético em refinarias e unidades de processamento e transporte deve crescer em torno de 4,9% a.a. no período, enquanto o consumo de outros segmentos (residencial, comercial, transportes) deve aumentar apenas em cerca de 2 MMm³/dia (2,4% a.a.) no período.

No entanto, a demanda total por gás natural projetada para os próximos 10 anos pode variar significativamente em função do despacho das usinas termelétricas. Considerando o nível máximo de despacho termelétrico, a demanda total de gás natural em 2024 poderia atingir 171 MMm³/dia (máxima diária).

Gráfico 10 - Brasil – Consumo Total de Gás Natural



Fonte: Adaptado do PDE 2024 (Empresa de Pesquisa Energética, 2015)¹⁷.

Em relação à produção do gás natural no país, considerando-se que a maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado (cerca de 87% da produção bruta potencial nacional de GN corresponderá à parcela de gás associado em 2024, para os recursos descobertos em áreas contratadas), a tendência de crescimento estará vinculada ao crescimento da produção de petróleo.

¹⁷ (1) Correspondente à diferença entre a geração máxima e a esperada; (2) Inclui cogeração industrial e comercial. Não inclui geração em E&P; (3) Inclui o consumo como insumo em refinarias (produção de hidrogênio) e unidades de fertilizantes; (4) Inclui refinarias e compressão em gasodutos. Não inclui consumo em atividades de E&P (gás úmido).

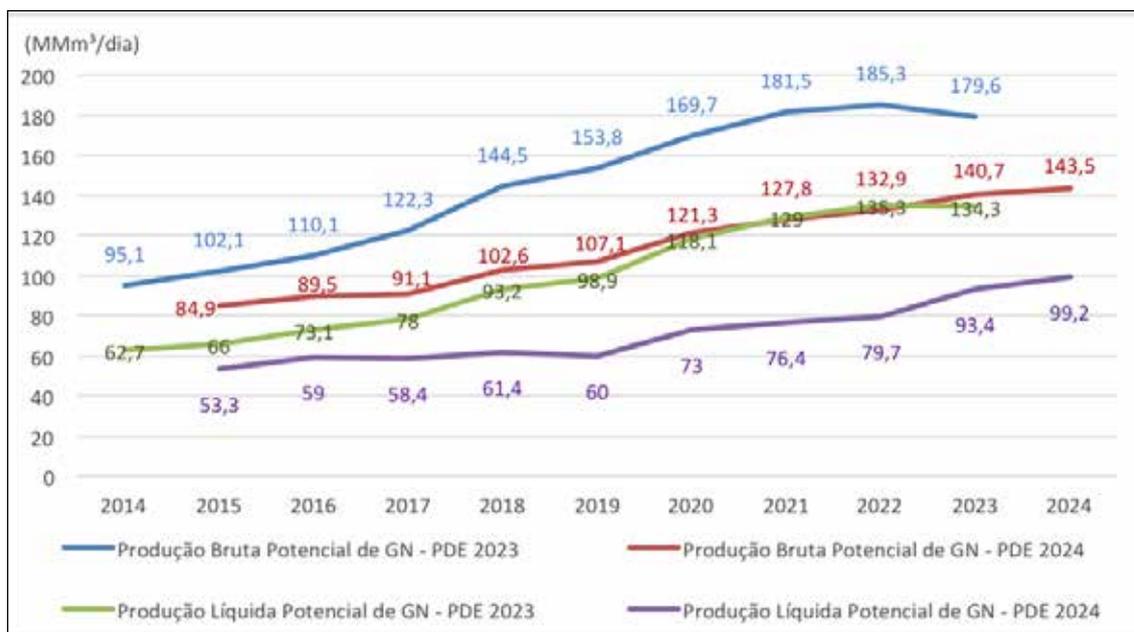
A produção de gás associado continuará ocorrendo principalmente em águas ultraprofundas *offshore*, e deverá ser a principal origem de aumento da produção doméstica de gás natural. A previsão para 2024 é que 67% da produção bruta potencial nacional de gás natural seja relativa ao ambiente de água ultraprofunda. No caso do gás *onshore*, espera-se significativa contribuição do ambiente de terra interior, principalmente na Bacia de Solimões, por ser a maior reserva provada de GN do país.

Quando se comparam as previsões de produção bruta de gás natural convencional do PDE mais recente com as do PDE 2023, nota-se significativa redução de expectativas de produção ao longo do período decenal. Considerando o ano de 2023, segundo o PDE 2023 a expectativa de produção bruta potencial nacional de GN a partir de recursos descobertos em áreas contratadas era de 179,6 MMm³/dia, enquanto que o PDE 2024 apresenta para o mesmo parâmetro o valor de 140,7 MMm³/dia – ou seja, uma redução de previsão de produção de aproximadamente 22%. Tal redução é causada, principalmente, por revisões de reservas de gás e pela devolução de vários blocos exploratórios nas bacias de Campos e Santos.

Adicionalmente, não há mais expectativa de produção de gás convencional da Bacia do São Francisco. Além da redução observada para a produção bruta, esperam-se níveis superiores de injeção de gás natural em jazidas do pré-sal, o que reduz ainda mais a previsão de produção líquida de gás no PDE 2024¹⁸. A título de exemplo, a previsão para o ano de 2023, no PDE 2023, é de 134,3 MMm³/dia, e foi reduzida no PDE 2024 para 93,4 MMm³/dia – uma queda de aproximadamente 30%.

¹⁸ No caso do pré-sal geológico da Bacia de Santos, a parcela anômala de CO₂ (acima de 3%) não é computada neste PDE para efeito de projeção de produção (bruta ou líquida) de gás natural. Contudo, admite-se que seja injetada nas jazidas, separadamente ou junto com o gás hidrocarboneto.

Gráfico 11 - Previsão de Produção Bruta Potencial e Produção Líquida Potencial: PDE 2024 x PDE 2023



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do PDE 2024 e do PDE 2023. (Empresa de Pesquisa Energética, 2015) e (EPE, 2014).

Segundo o PDE 2024, a oferta potencial prevista apresenta uma taxa de crescimento médio de 5% a.a. no decênio em estudo, totalizando 169,4 MMm³/dia no ano de 2024.

Em 2015, a participação total do gás importado (GNL e Gasbol) correspondeu a cerca de 65% da oferta total disponível para a malha integrada, sendo 37,5% somente de GNL. Em 2024, com a perspectiva de aumento da oferta proveniente de recursos descobertos (RT e RC) e de recursos não descobertos (RND-E e RND-União), a expectativa é que a participação da importação caia para 54%, sendo 36% de GNL.

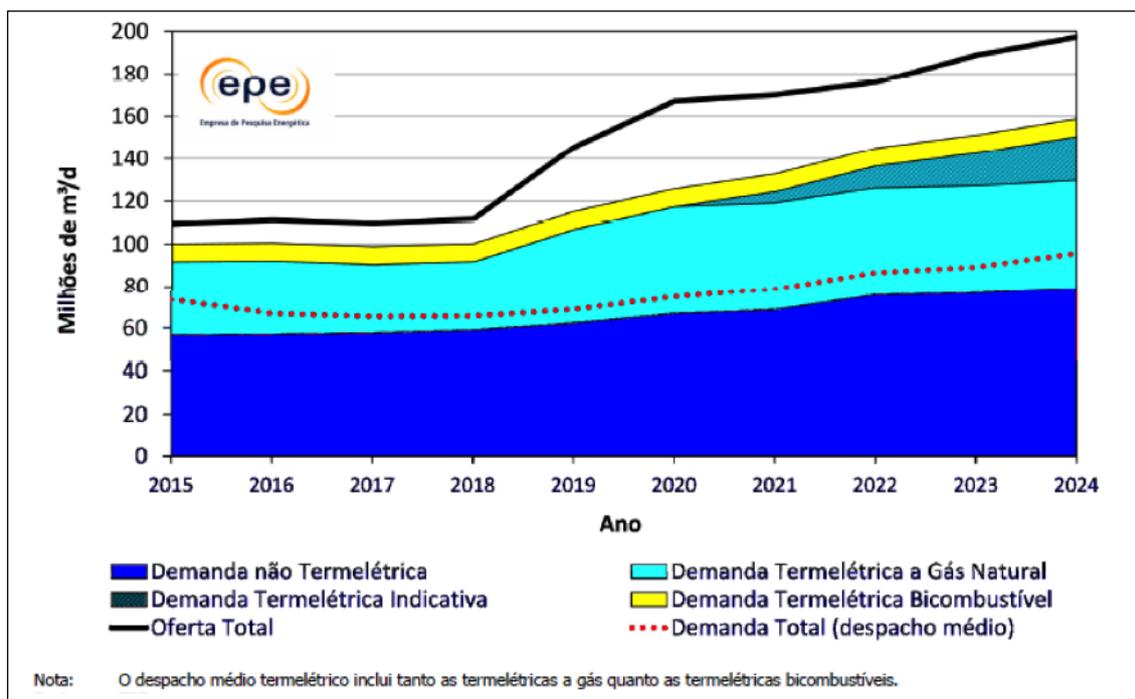
Ao incluir o terminal de GNL de Rio Grande/RS¹⁹, a partir de 2019, a capacidade de regaseificação adicional poderá oferecer até 13,6 MMm³/dia à malha integrada – além do volume de gás natural já disponível em terminais de regaseificação existentes.

¹⁹ A interligação do terminal de regaseificação de Rio Grande/RS à malha integrada, a partir de 2019, foi assumida no PDE 2024 em virtude de já haver uma provocação de terceiros revelando essa estratégia empresarial. Enquanto que os volumes de GNL provenientes dos terminais de regaseificação de Suape/PE e Sergipe I/SE não foram incorporados à contabilidade de GN disponível à malha integrada, uma vez que até o momento de publicação do PDE 2024, não havia um posicionamento formal de que os excedentes de oferta seriam interligados e disponibilizados à malha integrada.

O balanço de gás natural elaborado pela EPE no âmbito do PDE 2024 considera saldo positivo de oferta na malha integrada brasileira durante todo o decênio até 2024. Para isso, assume-se no PDE que a totalidade da capacidade instalada de regaseificação poderá ser utilizada durante o período. No entanto não há, até o momento, casos de acesso de terceiros a terminais de regaseificação. Sem o acesso de terceiros, a capacidade instalada no terminal de Rio Grande, por exemplo, poderá correr o risco de permanecer, em grande parte, inutilizada, não podendo contribuir para a oferta nacional de gás. Nesse sentido, pondera-se que a assumpção de uso completo da capacidade instalada de regaseificação pode ser otimista, em particular enquanto não houver um modelo comercial de acesso de terceiros aos terminais.

Ainda conforme o PDE 2024, a demanda de gás natural das termelétricas corresponderá, em média, a um consumo aproximado de 45 MMm³/dia em 2024, enquanto que a oferta total em 2024 será de 169,4 MMm³/dia, considerando-se a capacidade de regaseificação dos terminais existentes. Essa oferta poderia subir para 197,4 MMm³/dia, caso sejam considerados os terminais de regaseificação previstos em Pernambuco e Sergipe e as demandas por gás natural das termelétricas associadas a eles. No entanto, destaca-se novamente que, no cenário da EPE, a oferta total estimada para 2024 considera o aproveitamento de toda a capacidade de regaseificação instalada em terminais do país, o que pode vir a ser um cenário otimista de aproveitamento da infraestrutura.

Figura 4-1 - Balanço de Gás Natural no Brasil - Malha Integrada (inclusão dos terminais de regaseificação de Rio Grande/RS, Suape/PE e Sergipe I/SE)



Fonte: (Empresa de Pesquisa Energética, 2015)

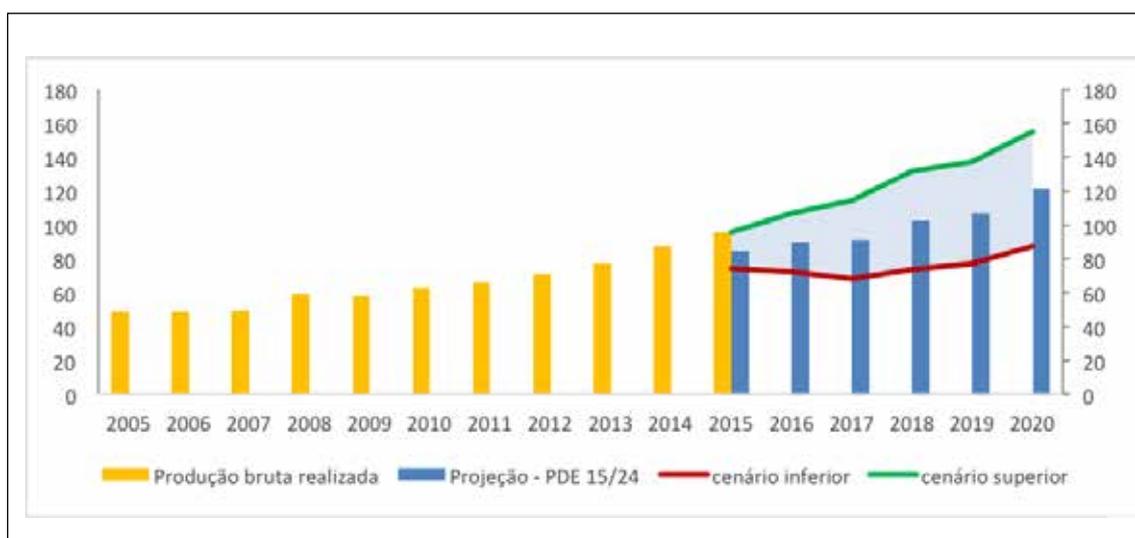
Vale pontuar que, no sistema isolado da Região Norte, a oferta de gás natural será proveniente da Bacia do Solimões (Polo de Urucu e área do Juruá), com destinação ao mercado de Manaus por meio do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Nessa região as reservas são capazes de atender, com folga, à demanda projetada para o decênio em estudo, com um saldo entre a oferta e a demanda total de aproximadamente 8,7 MMm³/dia em 2024. A seguir é apresentado um panorama do papel esperado para o GNL na oferta de gás natural do Brasil para os próximos anos.

Outros cenários

A seguir serão apresentados os cenários que poderão contribuir para a análise da perspectiva de oferta e demanda para os próximos cinco anos no Brasil. Foram elaborados dois cenários para a oferta bruta de gás, um otimista e outro pessimista, com base na projeção de produção nacional bruta do PDE 2024. Por sua vez, foram projetados três cenários de demanda de gás natural para 2020, um cenário otimista, um pessimista e um cenário-base.

Com relação à oferta, foi considerado um erro médio sobre projeções passadas da EPE, desde a primeira projeção registrada no PDE 2007. Deste modo, foi possível analisar o erro médio nas projeções para um ano, para dois anos, três anos, e assim sucessivamente. Assim, foi possível obter o erro esperado para a projeção do PDE 2024, a partir do qual foram projetados os cenários apresentados abaixo.

Gráfico 12 - Cenários de produção bruta de gás nacional para os próximos cinco anos



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

O cenário pessimista tem como base a projeção da EPE para o PDE 2024 (estimada em 121 MMm³/dia para 2020 a partir da extrapolação dos dados realizados de aproximadamente 95 MMm³/dia em 2015) e subtrai desse valor o erro médio das projeções da EPE, conforme cálculo explicitado no parágrafo anterior. Tal cenário apresenta taxa de crescimento média anual de aproximadamente 4% a.a. Conforme apresentado mais adiante, tal cenário sinaliza a necessidade de ampliação das importações de GNL em médio e longo prazos.

O cenário otimista parte da mesma base da produção nacional em 2015 e soma o erro médio de previsão da EPE à projeção. Desse modo, o cenário otimista aponta um crescimento a uma taxa de média anual de 10% a.a. entre 2015 e 2020, atingindo uma produção bruta de aproximadamente 155 MMm³/dia em 2020. *Ceteris paribus*, a evolução da importação de GNL

no cenário otimista de produção nacional bruta dependerá fortemente da taxa de crescimento da demanda durante os próximos cinco anos.

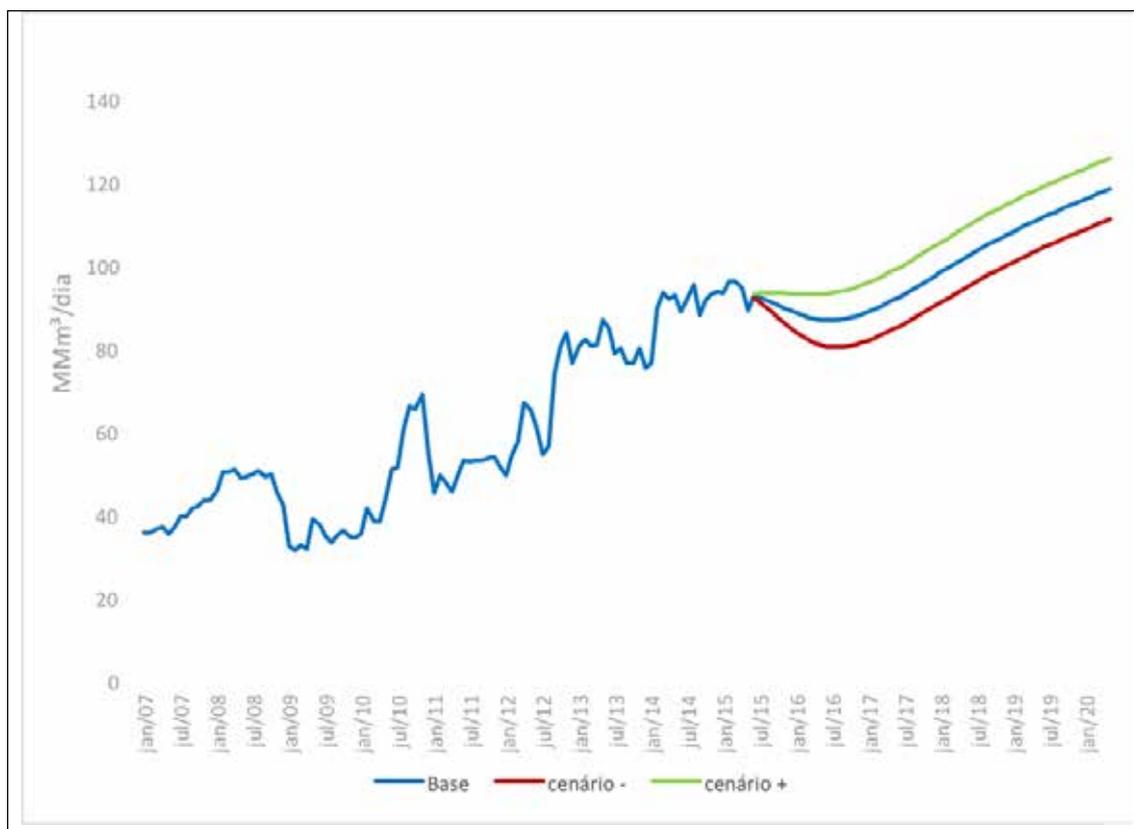
Com o intuito de ajudar a elucidar os possíveis cenários de oferta e demanda para os próximos cinco anos, a figura abaixo traz uma projeção de demanda para esse período. A elaboração desta figura foi realizada implementando um modelo econométrico de vetor auto regressivo (VAR). A modelagem por VAR é usada para capturar interdependências lineares entre series temporais. Em uma modelagem por VAR, o único conhecimento prévio necessário é uma lista de variáveis endógenas capazes de afetar umas às outras intertemporalmente. São usadas variáveis ditas independentes de entrada, assim como a variável dependente tanto na entrada como na saída. A variável dependente é aquela que se deseja modelar, a partir da relação que apresenta com ela mesma e as demais variáveis de entrada (variáveis independentes) do modelo.

No modelo apresentado a seguir, o consumo médio mensal de gás natural foi utilizado como variável dependente²⁰, enquanto a energia armazenada em reservatórios hidroelétricos (EAR), a capacidade termoelétrica instalada e o PIB foram utilizados como variáveis independentes²¹. Adicionalmente, e de modo a remover o efeito de sazonalidade dos dados, os valores mensais utilizados no modelo corresponderam aos valores acumulados (12 meses) em cada ponto.

²⁰ Ou seja, atuando tanto como variável de entrada quanto como variável de saída.

²¹ Atuando apenas como variáveis de entrada do modelo.

Gráfico 13 - Projeção de consumo de gás natural para os próximos cinco anos



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME, ONS, Aneel e Ipea.

O modelo VAR considera as variáveis independentes (também chamadas de explicativas) passadas para prever o comportamento esperado futuro. Dentre as variáveis independentes utilizadas no modelo elaborado para este estudo, o crescimento do consumo relacionado ao aumento de despacho termoeletrico é balanceado pelo comportamento das variáveis de EAR e pela capacidade termoeletrica instalada. Por sua vez, considera-se que o crescimento do consumo industrial deve seguir tendência modelada pelo seu volume de atividade econômica, estimado em função do PIB e da própria evolução passada do consumo de gás. Esse modelo considera o preço do gás como uma variável de ajuste, utilizando o PIB como uma *proxy* de variável que represente o nível de atividade econômica industrial. O VAR constrói sua projeção com base no passado; conseqüentemente, neste caso, o setor elétrico terá mais peso como demandante capaz de alterar a demanda do mercado de gás. Admitimos que isso seja uma suposição razoável para o cenário de cinco anos. Adicionalmente, devido à conjuntura econômica recessiva

atual, assumimos a projeção resultante do modelo como sendo nossa projeção otimista, a partir da qual foram construídos os cenários base e pessimista. Maiores detalhes sobre o modelo implementado poderão ser encontrados no Anexo 8.

O resultado do modelo sugere que, em um cenário pessimista, a demanda por gás deve, em um primeiro momento, cair aproximadamente 11% em 2016 e depois retomar o crescimento a partir de 2017, atingindo um consumo médio de aproximadamente 110 MMm³/dia em 2020. O cenário-base apresenta retração de 5% em 2016, seguido de um crescimento médio de 8,5% a.a. até 2020, chegando a 117 MMm³/dia no final do período. Enquanto o cenário otimista possui crescimento nulo em 2016, seguido de um período de crescimento a uma taxa média de 8,3% a.a., alcançando um consumo de 125 MMm³/dia em 2020. Os cenários otimistas e pessimistas compõem juntos um intervalo de confiança de 95% do modelo de demanda. Tendo como base essas projeções, é possível desenhar os cenários de balanço de oferta e demanda nacional para os próximos cinco anos.

Considerando que, em 2014, a produção nacional líquida de gás representou em média 55% da produção nacional bruta e mantendo-se essa mesma relação, foi possível extrapolar as perspectivas de produção bruta de gás para gerar uma projeção de produção líquida, que poderá ser analisada com relação às importações de gás da Bolívia e à demanda prevista, permitindo construir a tabela e gráfico abaixo.

Tabela 9 - Expectativa de importação de GNL para 2020 em função dos cenários de oferta e demanda modelados (em MMm³/dia)

		Oferta		
		Cenário inferior	Cenário-Base	Cenário superior
Demanda	Cenário inferior	32	13	0
	Cenário-Base	39	20	2
	Cenário superior	46	28	9

Fonte: *Elaboração própria a partir de dados do MME, ONS, Aneel e Ipea.*

Os cenários avaliados, no horizonte até 2020, corroboram que a produção nacional líquida não deverá ser capaz de suprir a demanda nacional de gás. Para isso, será necessário importar gás. Mais ainda, considerando que o gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) opere em sua capacidade máxima de aproximadamente 30 MMm³/dia durante todo o período, ainda será necessário complementar a cesta de importação de gás com carregamento de GNL.

Apenas um cenário de demanda pessimista associado a uma produção nacional otimista permitiria que a demanda nacional fosse suprida sem necessidade de importar GNL. Em todos os demais cenários, será necessário contar com importações de GNL para atender à demanda de gás do país.

Na figura abaixo, mostra-se a demanda esperada por GNL para um cenário de produção nacional e demanda-base. Nesse caso, em 2020 projeta-se uma necessidade de importar o equivalente a aproximadamente 20,5 MMm³/dia de gás via GNL. Se considerarmos preços de GNL variando entre US\$ 5 e US\$ 10,5 /MMBtu, o aumento de 5 MMm³/dia no volume de importações de GNL até 2020 implicaria em um dispêndio adicional de aproximadamente US\$ 330 a 700 milhões por ano²² na balança comercial do país.

²² Considera-se que 1000 m³ de gás natural contém 36,906 MMBtu.

Gráfico 14 - Cenário-base de importação de GNL



Fonte: Elaboração própria.

4 O PAPEL DO GNL NA OFERTA DE GÁS NATURAL NOS PRÓXIMOS CINCO ANOS

4.1 Evolução da Importação de GNL no Brasil

O Gás Natural Liquefeito (GNL) vem assumindo papel cada vez mais importante no atendimento à demanda por gás natural no Brasil – em particular para o setor elétrico.

O Brasil dispõe de três terminais de regaseificação em operação, todos da Petrobras, que podem despachar até 41 MMm³/dia de gás natural à malha de transporte: um no Porto de Pecém, no Ceará, com capacidade de regaseificação de 7 MMm³/dia; um na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, com capacidade de 20 MMm³/dia; e um terceiro na Baía de Todos-os-Santos, na Bahia, com capacidade para regaseificar 14 MMm³/dia. Estes terminais estão conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificadas para o mercado.

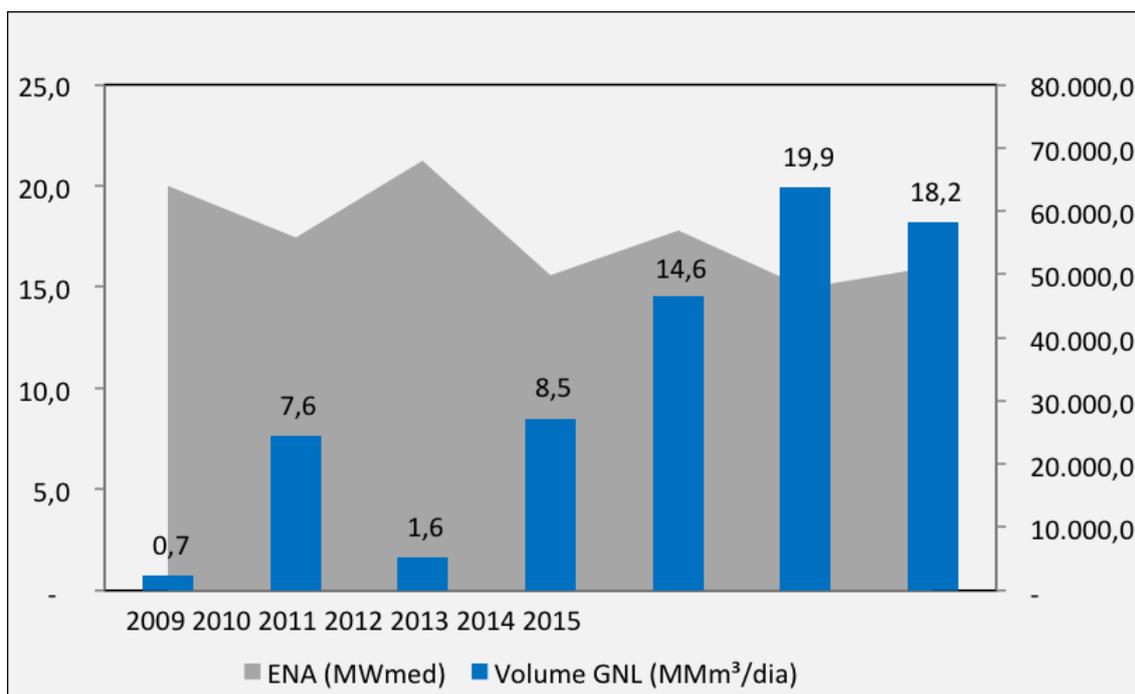
Tabela 10 - Origens e Portos de Entrada das Importações de GNL - 2009 a 2015

Ano	Volume (MMm ³ /dia)	Origem	Porto de Entrada
2009	0,72	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
2010	7,64	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
2011	1,64	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
2012	8,50	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
2013	14,57	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega; França; Angola; Egito; Portugal	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
2014	19,93	Catar, Estados Unidos; Noruega; Holanda; Nigéria; Trinidad e Tobago; Guiné Equatorial; Angola; Espanha; Portugal	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ; Aratu - BA
2015	18,19	Catar; Emirados Árabes; Espanha; Estados Unidos; Nigéria; Noruega; Portugal; Trinidad e Tobago; Holanda e Reino Unido	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ; Aratu - BA

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015) e (Ministério de Minas e Energia, 2012).

O gráfico a seguir apresenta o volume importado de GNL e a Energia Natural Afluyente (ENA) para cada ano analisado, em valores médios anuais. Vale ressaltar que, na importação de GNL, o volume importado não corresponde diretamente ao volume ofertado, sendo necessário considerar a possibilidade de armazenamento de parte da carga no navio regaseificador e em outros navios fretados pela Petrobras para armazenamento flutuante.

Gráfico 15 - Importação de GNL x Energia Natural Afluenta



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2015) e (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015).

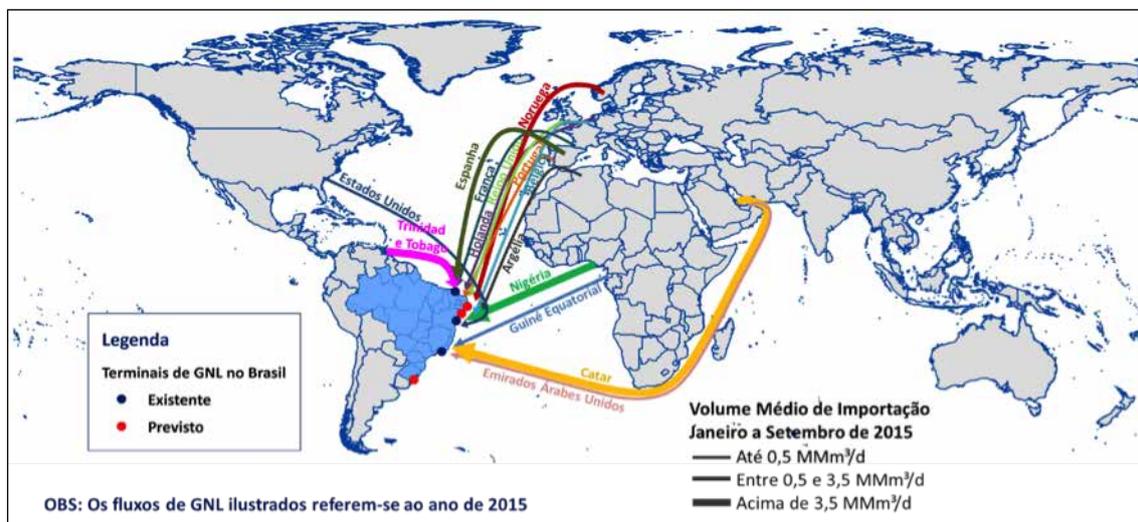
Houve crescimento consistente da carga de GNL importada entre 2009 e 2015. A exceção fica por conta do ano de 2011, quando houve redução da importação em razão do aumento da energia natural afluenta no país e também do alto preço do GNL no mercado internacional praticado na época. O aumento do preço de GNL em 2011 foi influenciado pelo acidente nuclear de Fukushima, que tornou o Japão altamente dependente da importação de GNL, uma vez que o país teve todas as suas plantas nucleares desligadas. Com o impacto desse aumento de demanda nos preços de GNL, sua entrada no mercado brasileiro de forma mais contínua ocorreu principalmente a partir do ano de 2012, quando as alternativas de suprimento nacional e importação por gasoduto se esgotaram.

Além dos três terminais em operação, o PDE 2024 considerou a instalação de um novo terminal de GNL no Brasil (19,5 MMm³/dia adicionais), ancorado no projeto termelétrico vencedor do 20º Leilão de Energia Nova A-5 (28/11/2014), a UTE Rio Grande. O terminal associado a essa UTE deverá ser instalado no porto de Rio Grande, no Rio Grande do Sul, e sua entrada em operação está prevista para 2019, quando a UTE começará a fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

O PDE 2024 considera ainda a possibilidade de dois novos terminais de regaseificação de GNL no Brasil no decênio 2015 a 2024. O primeiro também está associado a um projeto termelétrico vencedor do mesmo leilão: UTE Novo Tempo/PE, no Porto de Suape, em Pernambuco. A capacidade de regaseificação do terminal associado a essa UTE será de 14 MMm³/dia de gás natural, com possível entrada em operação em 2019.

O segundo terminal (também com capacidade de regaseificação de 14 MMm³/dia) está ancorado a um projeto de termelétrica vencedor no 21º Leilão de Energia Nova A-5 (30/04/2015): UTE Porto de Sergipe I, cuja previsão de entrada de operação está estimada para 2020.

Figura 5-1 - Terminais de GNL Existentes e Previstos no Brasil e Fluxos de GNL em 2015



Fonte: Elaboração própria a partir de (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015).

Com esses novos terminais (Rio Grande/RS, Suape/PE e Porto de Sergipe I/SE), a capacidade de importação de GNL alcançará um total de 88,5 MMm³/dia em 2024, o que representaria cerca de 45% da oferta potencial total de gás natural para a malha integrada em 2024.

4.2 Preços de GNL no Brasil: preços de importação e custos

O GNL importado pelo Brasil de países como Trinidad e Tobago, Nigéria e Qatar é negociado no mercado *spot* e em contratos de 1 a 2 anos, ficando sujeito à alta volatilidade e aos preços mais elevados desse mercado. A Petrobras, proprietária das três unidades de regaseificação operantes no país, e até então responsável pela importação de toda a carga de GNL para abastecer o mercado interno, estuda disponibilizar parte da infraestrutura de regaseificação de GNL para importadores interessados, a fim de aproveitar a ociosidade dos terminais, além de ampliar suas fontes de receita.

O possível aumento das importações de GNL poderá expor o Brasil a uma maior volatilidade de preços do gás, usualmente indexado ao mercado internacional de petróleo. No entanto em curto prazo, o Brasil ainda poderá se beneficiar de um cenário e perspectiva de preços internacionais reduzidos. Todavia, deve-se ressaltar que um preço internacional mais baixo em curto prazo pode se reverter em preços altos em longo prazo, uma vez que o cancelamento ou atraso de projetos de GNL ainda não sancionados deverá enxugar o excedente de oferta nos próximos 4 a 5 anos.

No entanto, apesar da queda do preço internacional de GNL, o impacto favorável no Brasil vem sendo parcialmente contrabalançado pela desvalorização do real em relação ao dólar. No Brasil o preço do GNL em 2014 foi equivalente em média a US\$ 15,1/MMBtu, enquanto que em agosto de 2015 o valor médio foi de US\$ 7,1/MMBtu (MME, 2015). Este preço, denominado de preço FOB (*Free on Board*), não inclui o gasto com o frete, o qual girava em torno de US\$ 1,2/MMBtu no mesmo período (EY, 2014). O preço da regaseificação nacional encontra-se em torno de US\$ 3 a 4/MMBtu²³. Ao final, o GNL regaseificado deverá chegar à malha de transporte²⁴ a aproximadamente US\$ 11/MMBtu.

A Figura 5-2 mostra a evolução do preço do GNL no Brasil *versus* os preços de gás no mercado internacional. Em 2013 o preço do GNL

²³ Conforme fontes do mercado.

²⁴ Sem encargos.

importado pelo Brasil correlacionava-se fortemente com o preço do GNL na Ásia, em virtude da forte demanda no mercado asiático. Em 2015, a situação muda de figura, com forte convergência entre os preços na Ásia, Europa e Brasil, como resultado da estagnação da demanda na Ásia.

Figura 5-2 - Comparativo de Preços do GNL no Brasil com os Preços de Gás em Outros Mercados e com o Preço do Petróleo Brent



Fonte: (Argus Media, 2015).

Em um cenário de curto e médio prazo, o aumento das importações do GNL pode ser a opção mais viável e adequada, porém em longo prazo a dependência crescente externa de energia importada pode ser um fator de risco para o país, sob o ponto de vista de dispêndio de divisas e volatilidade de preços, embora por outro lado o GNL proporcione a oportunidade de diversificação de suprimentos, já que atualmente existem mais de 20 países produtores.

Até o presente, as importações de GNL no Brasil têm sido motivadas para atender à demanda flexível do setor elétrico, pois a produção nacional e a importação da Bolívia têm sido suficientes para atender à demanda dos outros setores. Essa situação poderá se alterar se a Bolívia não tiver condições de manter os atuais volumes contratuais após 2020 ou se a produção doméstica não crescer conforme originalmente projetado.

4.3 Interação dos projetos de GNL com projetos de geração de eletricidade

Atualmente, o parque gerador brasileiro é composto principalmente por usinas hidrelétricas (66% da capacidade instalada), seguido pelas térmicas, com um percentual em torno de 28%. Tendo em vista as atuais dificuldades de expansão do parque hidrelétrico com reservatório e as preocupações ambientais, o gás natural se apresenta como opção interessante de expansão do parque gerador térmico.

No modelo atual, o suprimento de gás para usinas termoelétricas exige ampla flexibilidade, tendo em vista as condições de despacho exigidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com notificação de 60 dias antes da entrada em operação das térmicas. Tendo em vista a falta de infraestrutura de armazenamento de gás, a importação de GNL pela Petrobras, em contratos *spot* e de curto prazo, tem constituído a principal alternativa para o atendimento da demanda do setor, já que a maioria das térmicas atualmente em operação foram construídas antes da implementação dos leilões de energia A-5 e A-3.

No entanto, as condições desses leilões de nova energia elétrica exigem que os investidores apresentem contratos firmes de gás natural ou de GNL de longo prazo, 20-25 anos. Esses tipos de contrato vêm acompanhados de cláusulas de *take-or-pay* de 100%. Ao mesmo tempo, o setor elétrico exige que as novas usinas continuem a ser despachadas de forma flexível, o que é mais compatível com contratos de GNL *spot* ou com contratos na modalidade de pagamento de opção pelo comprador. Assim sendo, se a planta não despachar, o operador da usina térmica tem quatro alternativas:

- Pagar integralmente a carga contratada e revender o volume de GNL não consumido no mercado *spot* internacional, sujeito às variações de preços e custos adicionais para relocalar o GNL;
- Rejeitar e pagar integralmente a carga contratada, e tentar recuperar o volume no futuro por meio de cláusulas de *make-up*, sujeito à disponibilidade futura desses volumes e às variações de preços;

- Negociar um contrato de GNL com cláusula de *call*, por meio da qual se pagará uma parcela fixa durante o período em que a planta não despachar e, quando o despacho ocorrer, pagar o preço total contratual;
- Revender o volume de GNL não consumido no mercado *downstream* brasileiro, para distribuidoras de gás canalizado e/ou para consumidores livres.

No ano de 2015, apenas um projeto de térmicas a GNL foi contratado no Leilão A-5 (21º LEN), a termelétrica Porto de Sergipe I, do grupo GenPower, o qual foi o maior empreendimento do leilão. A energia contratada do projeto foi de 867 MW_{méd} (100% da garantia física), a um índice custo-benefício (ICB) de R\$ 279/MWh e início de suprimento previsto para janeiro de 2020. O projeto prevê a construção de um terminal de regaseificação no Porto de Sergipe I, com capacidade de regaseificação de 14 MMm³/dia.

Nos leilões de geração de energia, em que a energia é comercializada na modalidade por disponibilidade²⁵, verifica-se uma relação inversa entre a inflexibilidade declarada pela térmica e sua competitividade no leilão. Desse modo, um dos principais fatores que viabilizou os projetos de UTE foi a alta flexibilidade de despacho declarada nos leilões. Ademais, o alto preço do custo variável unitário (CVU) de referência do leilão também contribuiu para incorporar, no leilão, os preços mais elevados do GNL em relação ao GN. Apesar de representar um ônus para o consumidor final, o alto CVU acaba por aumentar a segurança energética nacional.

25 Modalidade em que o gerador recebe um valor fixo para disponibilizar uma determinada capacidade de geração de sua usina e um valor adicional para cada megawatt efetivamente gerado. Assim, os contratos de comercialização de energia no ambiente regulado por disponibilidade são compostos de dois componentes de remuneração: a receita fixa pela disponibilização de uma determinada capacidade de geração, não superior à garantia física atribuída à usina, e, um pagamento variável, equivalente ao custo variável unitário da usina, por mega-watt-hora gerado.

5 ATORES INTERVENIENTES NA CADEIA DE VALOR DO GNL NO BRASIL

Atualmente, o suprimento de GNL no Brasil é realizado integralmente pela Petrobras, que é proprietária dos três terminais de regaseificação existentes no país – Bahia, Ceará e Rio de Janeiro –, somando uma capacidade total de 41 MMm³/dia. As compras das cargas vêm sendo realizadas via mercado *spot* de GNL, em processos de concorrência junto a diversos *traders* internacionais de GNL. O GNL regaseificado passa, então, a incorporar o portfólio de suprimento de gás da companhia, enquadrando-se nas alternativas contratuais que a estatal oferece aos seus clientes. Em particular, a Petrobras oferece dois modelos contratuais de longo prazo: o contrato de gás importado (da Bolívia) e o contrato inscrito na Nova Política Modalidade Firme da empresa. Alguns consumidores termoeletrônicos inscritos no Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) ainda gozam de um terceiro modelo contratual que garante tarifas subsidiadas de gás natural.

Os terminais da Petrobras, por sua vez, são de propriedade da Transportadora Associada de Gás S.A (TAG), subsidiária da Gaspetro. Os navios-regaseificadores, ou *Floating Storage and Regaseification Unit* (FSRU), pertencem e são operados pela Golar LNG Ltd (Bahia e Ceará) e pela Excelerate Energy (Rio de Janeiro), contratadas pela Petrobras. Já os serviços de operação e manutenção prestados à TAG são executados pela Petrobras Transporte S.A. (Transpetro).

Figura 6-1 - Terminal de Regaseificação de GNL da Petrobras



Fonte: Petrobras.

Os terminais de liquefação no Brasil foram projetados para atender à demanda flexível do setor elétrico e permitir a construção em prazos mais curtos do que os terminais *onshore* convencionais.

As principais características de uma unidade FSRU são listadas a seguir:

- Prazo de construção das unidades de atracagem/pier em 2 anos, em comparação com 4 a 5 anos de terminal convencional *onshore*;
- FSRUs são afretadas por períodos de 5 a 10 anos, a custos de US\$ 120 mil a 150 mil/dia;
- Custos de investimento (CAPEX) mais baixos que os de terminais convencionais, mas custos operacionais mais elevados;
- Capacidade de armazenagem limitada ao tanque de GNL da FSRU;
- Necessidade de águas calmas ou de construção de quebra-mar para proteção contra ondas e intempéries.

A Petrobras não atua na liquefação em grandes projetos de GNL, tampouco nas atividades de E&P a montante de unidades de liquefação. Na etapa de transporte de GNL em navios metaneiros, a estatal atua tanto com frete contratado como com frete próprio de cargas de GNL desde a planta de liquefação de origem. Após a internalização da carga no país, a Petrobras atua em toda a cadeia: na regaseificação, no transporte, em diversas distribuidoras e no consumo termoelétrico. Ou seja, a empresa atua em toda a cadeia de valor do GNL (à exceção da liquefação), desde o transporte marítimo do GNL, até o consumidor final de gás.

Outros agentes, com entrada no mercado de GNL prevista para 2019 e 2020, não possuem o mesmo grau de verticalização da Petrobras. Trata-se de empresas investidoras em projetos termoelétricos que remontam a cadeia à procura de soluções de abastecimento energético a gás. Dentre os novos agentes esperados para o GNL no Brasil, destacam-se as UTEs vencedoras do leilão A-5 de novembro de 2014: UTE Novo Tempo e UTE Rio grande, ambas pertencentes ao Grupo Bolognesi. Soma-se ainda a UTE vencedora do leilão A-5 de 2015, a UTE Porto de Sergipe I, do grupo Genpower. A tabela abaixo descreve as condições nas quais os projetos firmaram seus contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR).

Tabela 11 - Projetos de UTE à GNL vencedores de leilão no ACR

Leilão	LEN A-5 nov 2014	LEN A-5 nov 2014	LEN A-5 abr 2015
Empreendimento	NOVO TEMPO	RIO GRANDE	PORTO DE SERGIPE I
Estado	PE	RS	SE
Submercado	NE	S	NE
Potência (MW)	1238*	1238*	1.515,640
GF (MWm)	611,9	605,2	867,000
ICB (R\$/MWh)	206,50	206,50	279,00
Receita Fixa (R\$ milhões/ano)	626	620	1.250

*Segundo nota da imprensa, a capacidade que será efetivamente instalada é de 1,5 GW.

Fonte: *Elaboração própria a partir de dados da (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2015); e (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2014).*

Mais recentemente, notícias de imprensa indicam que novos projetos a GNL deverão participar dos leilões de energia nova nos próximos anos. Para o LEN A-5, previsto para o início de 2016, a EPE cadastrou até o momento 18.741 MW de projetos de UTE a gás, destacando que, em sua maioria, se trata de projetos a GNL. Apenas no Rio de Janeiro são sete UTEs inscritas, totalizando 5.114 MW (Canal Energia, 2015). Adicionalmente, a Prumo Logística recebeu recentemente licença para atuar com terminais de petróleo, gás e contêineres, e já assinou Memorando de Entendimento (MOU) com a Bolognesi Energia para avaliar um conjunto de oportunidades de investimentos para desenvolver projetos de gás natural no Porto do Açú, em São João da Barra (RJ) (Prumo Logística, 2015). Os projetos teriam capacidade de 1 a 1,5 GW cada. A sinalização de expansão do consumo de GNL em projetos de geração termoelétrica torna-se cada vez mais significativa. No entanto, ainda não houve manifestação pública de interesse ou desenvolvimento de novos consumidores industriais com base em um suprimento de gás via GNL.

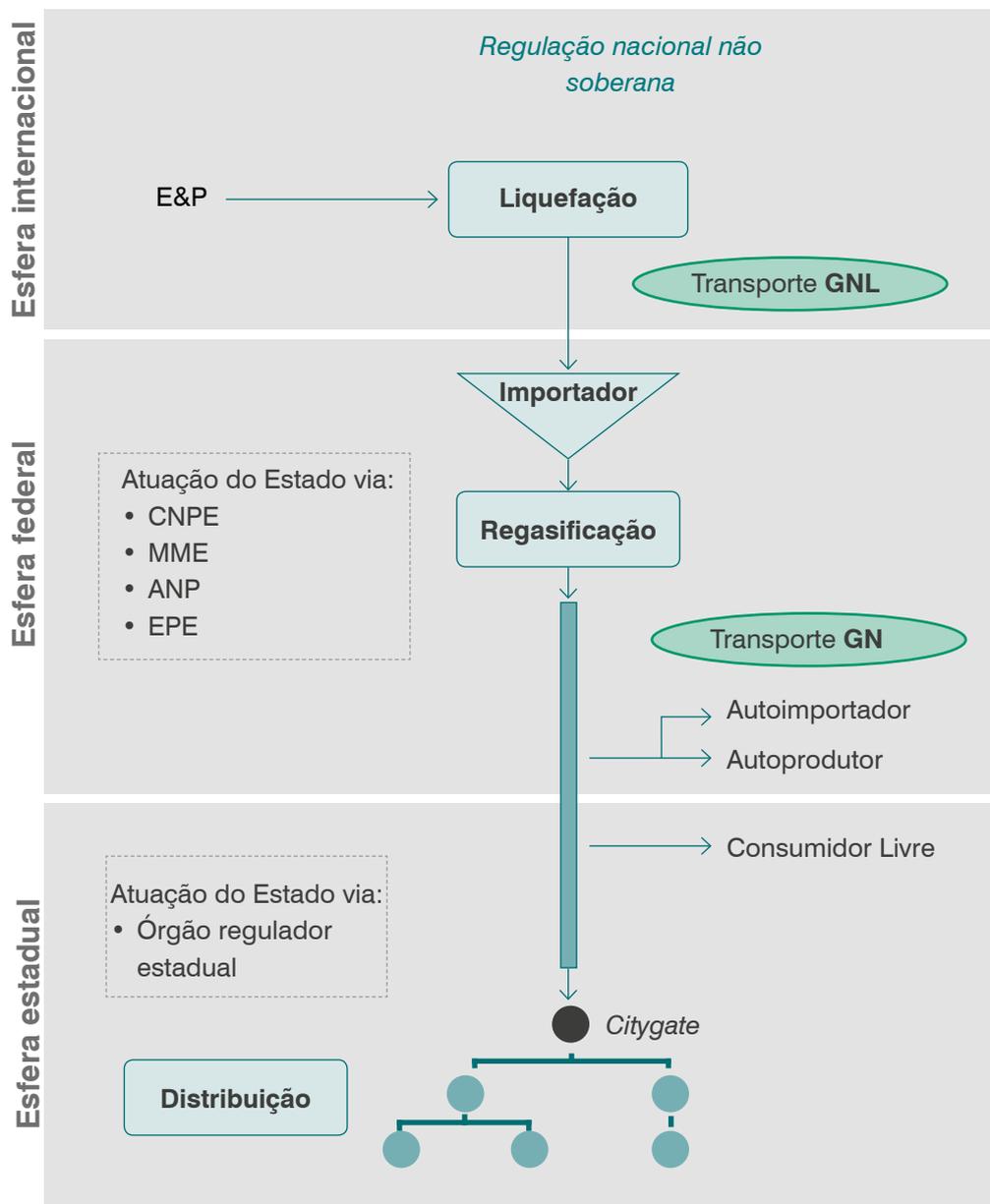
Até o momento, apenas os geradores de energia elétrica apresentaram projetos de expansão da infraestrutura de GNL no Brasil. Ainda assim, é possível especular que, dada a proporção de investimentos necessária para viabilizar tais projetos (Reuters Brasil, 2015), os terminais de regaseificação poderão ser construídos em sociedade com outros agentes, nacionais ou internacionais, dispostos a investir em pontos de acesso ao mercado de GNL brasileiro. Ou ainda, consumidores industriais de grande porte, porém incapazes de justificar isoladamente a construção de um terminal, poderão buscar a formação de um consórcio para construção dos terminais previstos. No entanto, até o início de 2016 nenhum consumidor industrial, ou distribuidora local, havia concretizado a intenção de investir na cadeia de valor do GNL no Brasil.

Entre os consumidores possíveis, estão aqueles conectados diretamente à malha das distribuidoras de gás canalizado. Tais consumidores, assim como a distribuidora, estarão sujeitos à regulação estadual aplicável. Alternativamente, na busca por fornecimento de gás direto do carregador, ou importador de GNL, os consumidores poderão solicitar registro de Autoprodutor, Autoimportador ou consumidor livre. Estes dois primeiros

deverão ser solicitados à ANP, enquanto o terceiro dependerá do órgão regulador estadual competente. Maiores detalhes serão discutidos na próxima seção.

De modo geral, a cadeia de valor do GNL é regulada, na esfera nacional, pela ANP, à exceção da distribuição de gás canalizado à jusante da planta de regaseificação. Junto à esfera regulatória, atua o Ministério de Minas e Energia (MME), órgão do Executivo representante da esfera política. O MME atua principalmente na definição de políticas e no planejamento, por meio da Empresa de Planejamento Energético (EPE) – instância de planejamento do governo. Cabe ainda à EPE realizar o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte (PEMAT), identificando pontos de oferta e demanda, e elaborando o traçado de expansão da malha de transporte de modo a viabilizar o acesso aos mercados. A revisão do PEMAT também poderá ser fruto de provocação de terceiros. O MME, juntamente com a EPE, atua ainda na formulação de leilões do setor elétrico, que têm resultado na contratação das novas UTEs a GNL. Presidido pelo Ministro de Minas e Energia, ainda no âmbito de atuação do Estado, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) atua como órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.

Figura 6-2 - Cadeia de valor do GNL e agentes governamentais intervenientes



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 62 acima ilustra a esfera de atuação dos agentes públicos e privados na cadeia do GNL no Brasil. Suas funções e interações serão melhor detalhadas na próxima seção, sob os aspectos regulatórios que enquadram a atuação dos agentes privados. Mais adiante, será apresentado o panorama do setor com um detalhamento dos desafios que a indústria de GNL enfrenta hoje no Brasil.

6 MARCO REGULATÓRIO E INSTITUCIONAL DO GNL NO BRASIL

As principais etapas na cadeia de GNL são importação, regaseificação, transporte e distribuição até o consumidor.

A outorga de autorização de importação é de alçada do Ministério de Minas e Energia (MME), mas a importação está sujeita à liberação e ao acompanhamento da ANP que dá entrada na carga junto ao Siscomex (Sistema Integrado de Comércio Exterior), acompanhando o processo até sua liberação junto às instituições fiscais.

A emissão de autorizações de construção e operação do terminal de regaseificação, bem como o acompanhamento da operação, também é realizada pela ANP. Ainda em esfera federal, cabe à ANP a regulação do transporte de gás natural. Finalmente, a concessão e regulação da atividade de distribuição de gás canalizado ao consumidor final é de competência dos estados.

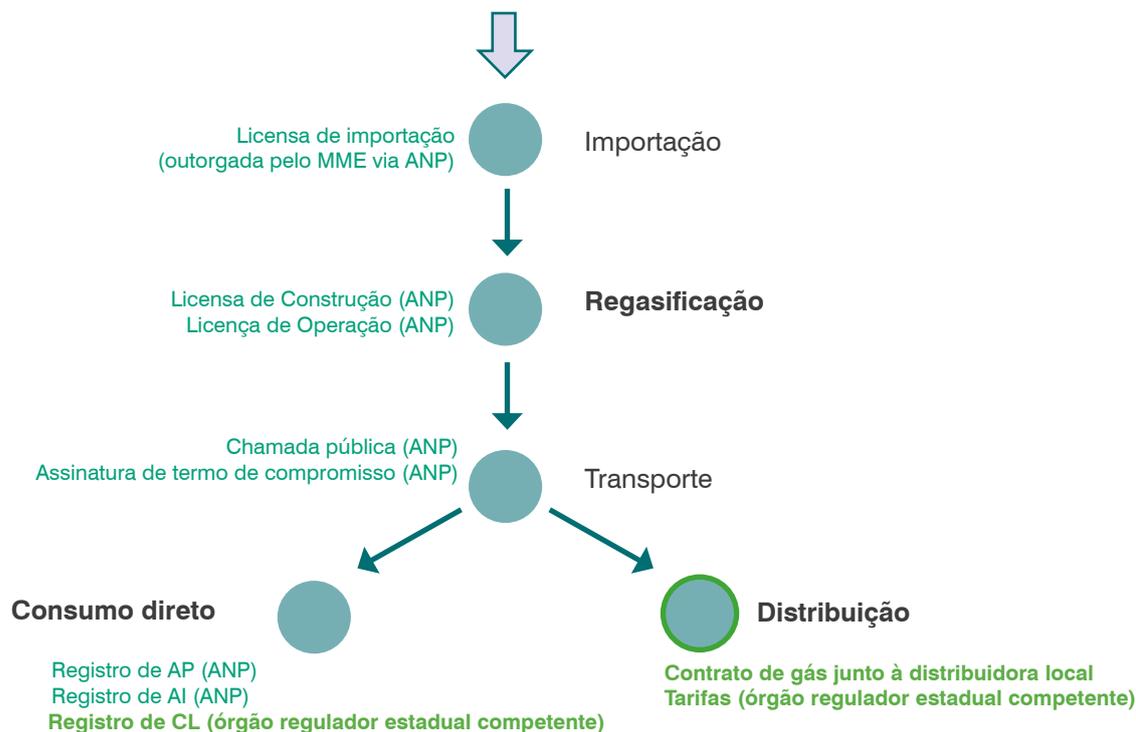
O GNL, por se tratar de um hidrocarboneto importado, está sujeito à regulação da ANP bem como aos encargos tributários de importação aplicáveis. Por ser internalizado no país por via marítima, o GNL está ainda sujeito aos aspectos alfandegários e ambientais referentes à operação portuária. Ao todo o processo de desembarço e trâmite aduaneiro do GNL no Brasil leva aproximadamente 90 dias, e é realizado pelo Siscomex, mediante liberação e acompanhamento da ANP.

Uma vez internalizada, a carga está sujeita à regulação da ANP, em particular à **Lei nº 11.909/2009**, também conhecida como Lei do Gás. Sob as diretrizes da Lei do Gás, a **Portaria nº232/2012** do MME estabeleceu os procedimentos gerais para a obtenção de autorização de importação de gás natural, inclusive na forma liquefeita. Conforme descrito na referida portaria, o requerimento de autorização de importação de gás natural (inclusive GNL) deverá ser apresentado e analisado pela ANP, segundo critérios estabelecidos. Concluída a análise e verificada a regularidade do processo, a ANP encaminhará cópia dos autos ao Ministério de Minas e Energia, para deferimento ou indeferimento.

Uma vez deferida a autorização de importação pelo MME, a regulação referente à construção e à operação do terminal de regaseificação, bem como as diretrizes para comercialização e importação de cargas, é da alçada da ANP. A construção e a operação de terminais de regaseificação estão sujeitas à autorização da ANP. A **Resolução 52/2015**, publicada em 3 de dezembro de 2015, revisou a **Portaria nº170/1998**, prestando maior detalhamento sobre os documentos exigidos pela ANP para a emissão das autorizações de Construção (AC) e de Operação (AO). A resolução incorporou como documentos exigidos alguns dos que já eram solicitados pela ANP durante a análise dos projetos relativos à outorga das autorizações citadas acima, de modo a facilitar o atendimento às exigências regulatórias. Um exemplo de documento incorporado foi o atestado de conformidade do projeto às normas técnicas. Ademais, a resolução viabiliza a prestação de serviço de escoamento de petróleo e gás natural, o qual poderá ser contratado pelas concessionárias, o que não ocorria na Portaria anterior vigente.

Adicionalmente as resoluções da **ANP nº 50, 51 e 52 de 2011** (i) estabelecem as informações a serem prestadas à ANP no âmbito da operação dos terminais de liquefação, bem como a definição de gasodutos integrantes; (ii) regulamentam o registro de autoprodutor e autoimportador; (iii) regulamentam a comercialização de GNL. Esse será o arcabouço regulatório aplicado após a internalização da carga e até a comercialização do gás na saída das instalações do terminal de regaseificação.

Figura 7-1 - Instâncias regulatórias envolvidas na cadeia de valor do GNL



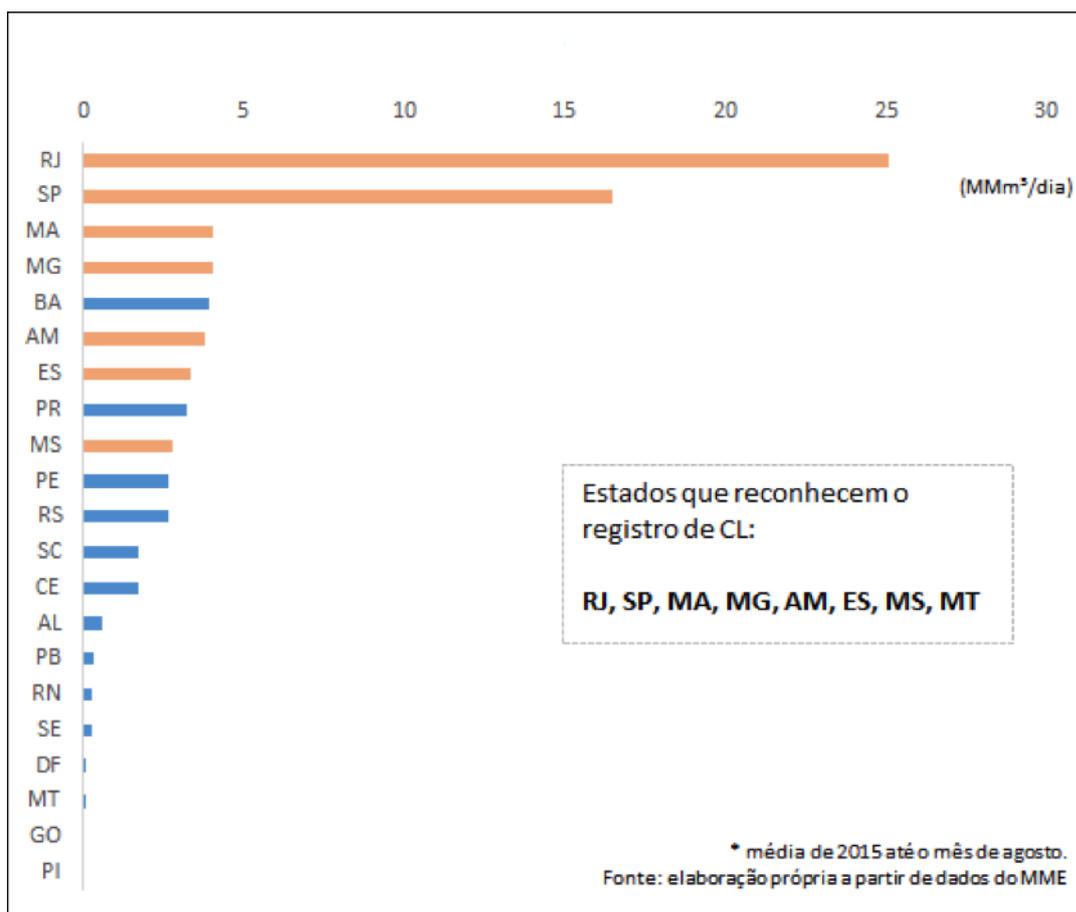
Fonte: Elaboração própria.

Para chegar ao consumidor final, o GNL regaseificado ainda precisará percorrer a malha de transporte, seja até o *city gate*, seja diretamente ao consumidor classificado como autoprodutor, autoimportador ou consumidor livre. Com base no estabelecido pela Lei do gás, o transporte do gás natural estará sujeito à regulação incidente sobre gasodutos de transporte descrita no **Decreto Nº 7.382/2010 da Presidência da República**. Com relação ao registro de autoprodutor (AP), autoimportador (AI) e consumidor livre (CL), de acordo com a resolução ANP nº 51/2011, os pedidos de registro para AP e AI são de alçada federal e devem ser submetidos à própria ANP. Já o registro de CL terá sua regulamentação elaborada no âmbito da legislação estadual. Ainda, conforme estabelecido no **Decreto 7.382/2010** em seu Art. 63,

“[os empreendimentos registrados como AP, AI ou CL] cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante

celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização”.

Figura 7-2 - Estados que estabelecem a figura do consumidor livre de gás natural



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (Ministério de Minas e Energia, Agosto 2015).

Cabe ressaltar que o registro como CL está sujeito à heterogeneidade da regulação estadual sobre gás canalizado e deverá ser avaliado caso a caso. Em particular, existem **diversos estados em que a inexistência de agência reguladora ou falta de clareza e transparência no processo de registro do consumidor livre podem causar dificuldades para o empreendedor**. Nesse sentido, o projeto suprido por GNL, com participação em sua cadeia de importação, poderá se beneficiar do procedimento já estabelecido pela ANP para registro de autoimportador – evitando, portanto, a necessidade de recorrer às agências reguladoras estaduais.

6.1 Integração regulatória com o setor elétrico

Em casos de UTE a GNL, algumas etapas regulatórias que antecedem a importação do gás deverão ser consideradas. De modo a participar de leilões de energia nova (LEN), os projetos de UTE a GNL deverão realizar: (i) o registro junto à Aneel; (ii) o credenciamento junto à EPE via Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia (AEGE); e (iii) a habilitação do projeto junto à EPE.

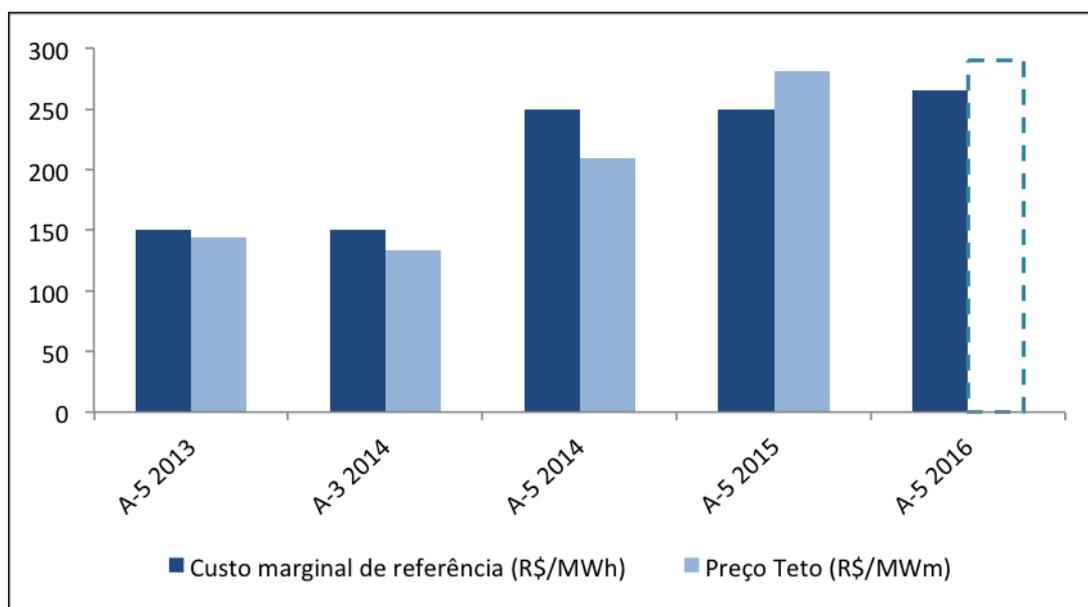
O registro junto à Aneel está normatizado pela Portaria do **MME nº21/2008**. Os principais documentos requeridos para a habilitação do projeto estão descritos na Portaria. A EPE também disponibiliza o relatório EPE-DEE-159/2007-r11, intitulado *Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica*, que reúne a descrição detalhada das etapas e dos documentos a serem apresentados para obter a habilitação do projeto. Vale ressaltar ainda que o processo de habilitação técnica pela EPE tem a finalidade única e exclusiva de compor a lista de referência, a ser aprovada pelo Ministério de Minas e Energia, com vistas à participação dos empreendimentos nos leilões de energia. Cabe observar que, **apesar de não haver obrigatoriedade, é recomendável que o projeto termoelétrico acorde, antes do leilão, o critério de tarifação e/ou O&M com a distribuidora local**. Como a distribuidora local é detentora de monopólio sobre a distribuição de gás canalizado, a tarifação da distribuição de gás dependerá das negociações com a distribuidora, sujeitas às regras estabelecidas pelo regulador local.

Ainda com relação às exigências para leilões do setor elétrico, o MME emite Portarias com diretrizes específicas para cada leilão. Em particular, as Portarias emitidas para os LEN em que houve aprovação de projetos de UTE a GNL no leilão foram a Portaria nº 169/2014 (referente ao LEN A-5 de novembro de 2014) e a Portaria nº 653/2014 (referente ao LEN A-5 de abril de 2015). Nesses leilões foram viabilizados os empreendimentos do Grupo Bolognesi (UTE Novo Tempo e UTE Rio Grande) e o empreendimento do grupo Genpower (UTE Porto de Sergipe I).

As portarias determinam critérios específicos para a habilitação do projeto, dentre eles o Custo de Valor Unitário (CVU) de referência e o

Índice de Custo Benefício (ICB) teto para o certame. Apenas projetos com ICB e CVU abaixo dos tetos estipulados poderão participar do leilão. Enquanto o ICB serve de parâmetro para classificar os empreendimentos em função do custo esperado que terão para o setor elétrico, o CVU caracteriza o custo marginal de operação de cada projeto. A limitação de CVU atua também como um fator restritivo a projetos com custo de combustível demasiado elevado. A recente elevação do CVU teto nos leilões de energia nova viabilizou a utilização de GNL em projetos de UTEs. Tipicamente, os leilões A-5 de novembro de 2014 e abril de 2015 apresentaram CVU teto de R\$ 250/MWh. Conforme ilustrado na figura abaixo, é possível observar uma tendência de aumento recente dos CVUs, nos últimos leilões de energia nova A-5 e A-3. Para o próximo LEN, anunciado pela **Portaria nº 382/2015** do MME e complementado pelas Portarias nº 460/2015, nº 542/2015 e nº 572/2015, o CVU anunciado para UTEs a gás ou GNL é de R\$ 265/MWh. Espera-se, portanto, que novos projetos supridos por GNL sejam capazes de participar do certame. No entanto, devido ao novo patamar de cambio do real com relação ao dólar, o aumento de CVU poderá ser contrabalanceado pelo aumento da moeda americana, prejudicando qualquer projeto que possua um acerto comercial de compra de GNL em dólar.

Figura 7-3 - Evolução do custo marginal de referência para UTEs a gás natural



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2015).

Cabe ressaltar que o Art. 2º §12 inciso II da portaria nº 382 sinalizou uma alteração no modo de contratação de GNL. A portaria estabelece uma nova condicionante para participação no certame ao estipular que o empreendimento termoelétrico a GNL do submercado Norte e Nordeste deverá “*utilizar gás natural oriundo de Terminal de Regaseificação existente ou Terminal de Regaseificação vinculado a outro empreendimento que já tenha comercializado energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR*”. Posteriormente, a Portaria nº 460 revogou o §12 do Art. 2º, removendo assim qualquer restrição à construção de um novo terminal de regaseificação incorporado aos projetos de UTEs que participarão do certame. No entanto, **é possível especular que eventuais restrições à construção de novos terminais associados a projetos termoelétricos poderão ocorrer em leilões futuros.**

Nesse cenário, torna-se necessária uma discussão aprofundada sobre a contratação de capacidade e compartilhamento de terminais de regaseificação. Atualmente, a lei do gás permite – porém não obriga – a concessão de acesso a terceiros em terminais de regaseificação. Adicionalmente, dificuldades de comercialização e movimentação do gás, em particular via *swap* de gás, representam desafios para a utilização compartilhada de terminais de regaseificação. Cabe ressaltar que os terminais de GNL projetados para suprir projetos termelétricos dos LEN A-5 de 2014 e 2015 são todos *offshore* e estão dimensionados para regaseificar volumes de 14 MMm³/dia, muito superiores ao consumo das térmicas, da ordem de 4-6 MMm³/dia. Os volumes excedentes de gás – 8-10 MMm³/dia – são superiores ao mercado das distribuidoras estaduais de gás nos estados, sendo portanto necessário exportar parte desse volume para outros estados, via injeção no sistema de transporte e/ou por meio de operações de *swap* com outros mercados.

Questões associadas à necessidade de flexibilidade de despacho e, conseqüentemente, à operação dos terminais de regaseificação também dificultam o compartilhamento da infraestrutura portuária associada.

Por outro lado, do ponto de vista regulatório, o GNL apresenta uma vantagem significativa para a habilitação de projetos termoelétricos a gás: a comprovação de lastro. A necessidade de comprovação de

lastro de combustível é uma exigência altamente impactante para o empreendimento termoelétrico. A eventual falta de suprimento de combustível, e consequente indisponibilidade da UTE caso esta seja chamada a despachar, gera multas extremamente elevadas ao empreendedor termoelétrico, calculadas e cobradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A legislação em vigor sugere ainda que as penalidades sejam repassadas proporcionalmente, de modo a atingir toda a cadeia de suprimento energético.

Com base no Art. 2º, inciso Iº do **Decreto 5.163/2004**, “*os agentes vendedores [de energia elétrica] deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos*”. Especificações com relação a essa exigência são definidas a cada portaria de lançamento de leilão. **Usualmente, há a necessidade de comprovação de disponibilidade de combustível para despacho contínuo da UTE durante toda a vigência do contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR) de 25 anos, o que é incompatível com a** natureza flexível do despacho termoelétrico no sistema elétrico brasileiro. Mais recentemente, o §9º do Art. 2º da **portaria nº 382/2015** reduziu a exigência de comprovação de combustível para o leilão A-5 de 2016. Nesse caso, a exigência é de garantia de despacho contínuo da UTE para 15 anos – prazo inferior ao PPA, que é de 20 anos –, sendo necessária a comprovação de combustível para o prazo remanescente do contrato com pelo menos cinco anos de antecedência ao vencimento do primeiro período comprovado. Mesmo com essas novas exigências, supridores nacionais de gás natural poderão ter dificuldade em comprovar reservas suficientes para atender aos requisitos do setor elétrico.

Já no caso do GNL, a comprovação de lastro poderá ser feita por meio de apresentação de pré-contrato de compra e venda com um *trader* internacional de GNL que possua amplo portfólio de suprimento. O empreendimento termoelétrico necessitará ainda comprovar capacidade contratada de regaseificação em terminal existente, ou projeto de construção de um novo terminal. Caso opte por construir um novo terminal de GNL, na etapa de habilitação do projeto termoelétrico para leilão será solicitada apenas a apresentação de Licença Prévia (LP), Licença de

Implantação (LI) ou Licença de Operação (LO) do terminal. Ou seja, a comprovação de lastro de suprimento de GNL (pré-contrato e LP de um novo terminal de regaseificação) pode ser um processo mais simples do que a comprovação de lastro via produtor nacional de gás natural.

6.2 Aspectos regulatórios para o consumidor industrial

O consumidor industrial, por sua vez, poderá comprar GNL via distribuidora local ou como AP, AI ou CL diretamente do importador ou supridor internacional. No entanto, grandes consumidores industriais tenderão a enquadrar-se na categoria de CL, já que a produção gás ou importação de GNL não costumam fazer parte de suas atividades-fim. Nesse caso, como ressaltado anteriormente, o consumidor industrial estará exposto à heterogeneidade regulatória existente no âmbito da regulação estadual do gás canalizado.

O consumidor industrial que deseje obter registro de consumidor livre deverá atentar para o grau de desenvolvimento da estrutura regulatória disponível no estado onde seu empreendimento estiver localizado. Em razão da inexistência de agência reguladora em alguns estados ou mesmo da falta de capacitação técnica dos órgãos estaduais competentes, é importante uma avaliação detalhada da regulação e das condições de negócio para o gás natural em nível estadual.

Caso o consumidor industrial importe diretamente GNL, deverá negociar contrato de compra e venda com fornecedores internacionais e obter acesso a um dos terminais de importação, ficando dependente da disponibilidade de capacidade de regaseificação e de armazenagem – por sua vez subordinada às flutuações do consumo do setor elétrico. A importação direta pelo consumidor industrial reveste-se ainda de aspectos logísticos importantes. Por exemplo, um grande consumidor industrial com demanda de 1 MMm³/dia teria necessidade de contratar aproximadamente 4 cargas de GNL por ano, ou seja, um navio descarregando a cada 3 meses. Assim sendo, tal consumidor teria de negociar armazenamento para três meses de consumo, ou então agregar cargas com outros consumidores.

7 PRINCIPAIS BARREIRAS INSTITUCIONAIS, COMERCIAIS E REGULATÓRIAS

Diante da estrutura regulatória descrita na seção anterior, e considerando o atual desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, foram identificadas duas principais categorias de desafios para os empreendedores interessados em importar GNL. **Os principais desafios para o GNL podem ser divididos entre (i) aqueles que já existem no setor de gás e que repercutem no GNL e (ii) aqueles que surgem de questões próprias à cadeia de valor do GNL.** A seguir, será apresentado o conjunto de desafios levantados junto aos agentes entrevistados bem como pela equipe que elaborou o trabalho.

7.1 Desafios do setor de gás que repercutem no GNL

Harmonização regulatória estadual

Um primeiro aspecto que diz respeito ao desenvolvimento do gás natural no Brasil, mas que repercute sobre o GNL, é a harmonização regulatória estadual. Amparada pelo Art. 25 §2º da Constituição Federal, a distribuição de gás canalizado cabe aos estados. Mais especificamente, com base na lei do gás, o registro de Consumidor Livre está sujeito aos termos da regulação estadual aplicável, de

modo que investimentos em importação de GNL para consumo próprio via registro como CL estão sujeitos às diferenças regulatórias existentes entre os estados. Dentre as principais dificuldades, destaca-se a falta de um procedimento claro de registro de CL em alguns estados, assim como a falta de metodologia para cálculo da tarifa aplicável aos consumidores livres (Figura 72: Estados que estabelecem a figura do consumidor livre de gás natural).

A falta de enquadramento regulatório para os consumidores livres constitui entrave para o desenvolvimento do fornecimento de GNL ao consumidor industrial, na medida em que **grandes consumidores com eventual interesse em um suprimento direto de GNL dependerão de acordos firmados com a distribuidora local** para desenvolver a infraestrutura necessária para seu próprio abastecimento. Com isso, adiciona-se mais uma etapa ao já custoso processo de contratação do GNL, elevando os custos diretos e de transação e reduzindo a competitividade do energético no mercado nacional.

Acesso à infraestrutura de transporte de gás natural

A Petrobras é o agente protagonista no transporte de gás natural. Tendo exercido papel estruturante de investimentos e realizado a construção de uma malha integrada no país, hoje a Petrobras detém toda a infraestrutura de transporte do gás natural no Brasil. Além de promover a expansão da infraestrutura, a empresa tornou-se a responsável pelo abastecimento do mercado interno e pela importação de gás natural via gasoduto e por GNL.

A malha integrada nacional é controlada pela Transportadora de Gás Associada (TAG), subsidiária da Petrobras, enquanto o Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), por onde são importados em média 30 MMm³/dia de gás da Bolívia, é controlado e operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil (TBG), a qual também tem a Petrobras como acionista majoritário.

Apesar de a Petrobras concorrer com outras empresas nas atividades de produção²⁶, o domínio de mercado no *midstream* dificulta o acesso dos

²⁶ Tipicamente, a produção bruta de gás no Brasil é 80% oriunda da Petrobras e 20% dos demais agentes da iniciativa privada.

demais produtores ao mercado consumidor. Com o intuito de reduzir as barreiras à entrada no setor de gás e promover a livre concorrência, a lei do gás determina que informações referentes às características das instalações, os serviços prestados, as tarifas aplicáveis, as capacidades disponíveis e os contratos celebrados – especificando partes, prazos e quantidades envolvidas – sejam tornadas públicas²⁷.

Não obstante, a disponibilidade de tais informações ainda não ocorre e dificulta a avaliação de oportunidades de transporte que poderiam viabilizar novos projetos de gás. A **Nota Técnica nº 16/2015** aponta a necessidade de uma postura mais ativa dos transportadores em relação aos termos e condições para acesso aos gasodutos. A transparência nas informações visa permitir que eventuais interessados em contratação de capacidade em gasodutos de transporte sejam capazes de identificar e avaliar financeiramente a viabilidade de seus projetos com relação à movimentação de gás que irão requerer.

Atualmente, apenas algumas informações são disponibilizadas, tal como a tarifa cobrada em contratos vigentes e os volumes movimentados. A chamada pública para contratação de capacidade no gasoduto Itaboraí-Guapimirim, assim como o PEMAT, também contribuiu com a descrição da metodologia de cálculo da tarifa, com base no conceito de tarifa postal²⁸. No entanto, as entrevistas com agentes do setor, assim como na NT da ANP sobre revisão das RANP nº27/2005, ressaltam a **elevada assimetria de informação que ainda existe entre os agentes**. Tal assimetria é particularmente prejudicial aos consumidores industriais de grande porte, que não possuam *expertise* ou atuação verticalizada no setor de gás, mas que poderiam atuar como carregadores na malha de transporte.

Incertezas quanto à implementação de operações de *swap*

A troca operacional de gás natural, denominada *swap*, regulamentada pelo **Decreto nº 7382/2010**, permite, via compensação financeira, o descasamento entre a movimentação contratual e a movimentação física de gás, promovendo a otimização dos fluxos da malha de transporte.

²⁷ Nota Técnica nº 16/2015.

²⁸ No caso da tarifa postal, o transporte de cada unidade de gás possui a mesma tarifa, independentemente da distância percorrida.

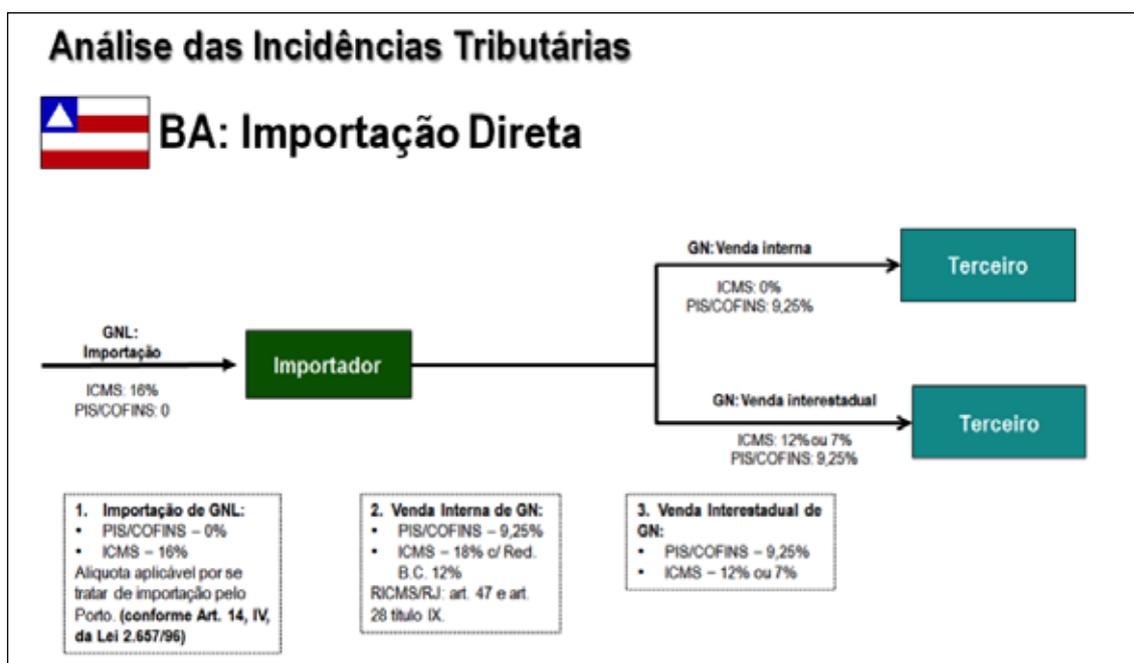
O **swap operacional** deverá ser solicitado aos transportadores pelos carregadores interessados, nos termos da regulação da ANP, e a Agência definirá a tarifa a ser paga pelo agente que solicitar o *swap*, caso a caso, uma vez que cada operação tem características particulares.

A otimização do fluxo físico amplia a capacidade de transporte, sem agregar custos de transporte, e aproxima mercados produtores e consumidores. Todavia, **questões tributárias precisam ser mais claramente definidas, a fim de viabilizar a operação**. Em particular, pode-se citar a cobrança de ICMS sobre o produto a ser transportado. Adicionalmente, a forma como o *swap* está definido requer um planejamento antecipado das operações de transporte. No entanto, o planejamento antecipado de fluxos se torna impraticável quando se requer flexibilidade de suprimento de modo a atender ao despacho termoeletrico flexível.

Segundo a **Norma Técnica nº 16/2015**, a fim de conferir flexibilidade aos contratantes do serviço de transporte, optou-se por permitir que a contratação do *swap* possa ocorrer tanto de modo garantido quanto na modalidade não garantida, ficando a critério do carregador eleger a modalidade que lhe for mais conveniente²⁹. Todavia, o solicitante deve apresentar garantias mínimas de que possui a oferta e demanda de gás necessárias à efetivação do *swap* contratado, e o transportador deverá responder à solicitação em até 60 dias. Ainda assim, as dificuldades em viabilizar um *swap* permanecem, de tal modo que ainda não há registro de movimentação de gás via *swap* operacional.

29 Um exemplo em que a contratação não garantida pode ser mais conveniente é no setor elétrico, o qual apresenta demanda por gás natural bastante volátil e que pode se beneficiar de operações de troca operacional em base spot.

Figura 8-1 - Exemplo real de incidência tributária sobre uma operação de swap operacional



Fonte: Petrobras.

Alternativamente, existe a possibilidade de firmar um contrato de *swap* entre carregadores, denominado **swap comercial**. Diferentemente do *swap* operacional, firmado entre carregador e transportador, o *swap* comercial entre carregadores poderia facilitar os aspectos operacionais de otimização da malha de transporte. Em um *swap* comercial, um carregador A se compromete a entregar um determinado volume de gás a um carregador B em um ponto X. Em contrapartida, o mesmo carregador B se compromete a devolver ao carregador A o mesmo volume, desta vez em outro ponto de entrega Y. É cobrada uma taxa pelo serviço de *swap* comercial, no entanto o carregador A não precisou se envolver na operação de movimentação de gás entre os pontos X e Y.

Apesar de evitar a necessidade de planejamento e otimização de fluxos de transporte junto ao transportador, o *swap* comercial ainda apresenta desafios que dificultam sua aplicação real. Em particular, não existe estrutura fiscal que reconheça a operação de *swap* comercial de gás no Brasil. Conseqüentemente, sob o aspecto fiscal, a operação de *swap* comercial seria enquadrada como duas operações sucessivas de compra e venda de gás, em pontos distintos, sujeita aos encargos tributários aplicáveis nas duas operações, o que aumenta o custo final do produto.

Sob a ótica de concorrência, o *swap* comercial também não se apresenta como solução ideal quando um agente carregador domina um o controle de acesso ao mercado, podendo gerar uma solução não isonômica para os agentes. No entanto, e enquanto não existir maior liquidez no mercado de gás, o *swap* comercial tem se apresentado no Brasil como uma solução possível, mediante negociação com a Petrobras, para aproximar os terminais de GNL com capacidade ociosa aos consumidores interessados na importação de GNL. Adicionalmente, após sinalização da intenção de desinvestimento em usinas térmicas e infraestrutura de transporte da Petrobras, mudanças significativas podem ocorrer no horizonte de 5 anos, particularmente na estrutura de mercado do transporte.

Tanto o *swap* operacional quanto o *swap* comercial possuem características capazes de ampliar o acesso do GNL aos potenciais mercados consumidores. Permanece, no entanto, a necessidade de viabilizar os modelos contratuais a serem praticados, em particular sob o ponto de vista tributário. Ao poder optar tanto pela movimentação de gás via *swap* operacional quanto pela via *swap* comercial, supridor e consumidor aumentam suas possibilidades de aproximação e cria-se um ambiente mais competitivo no transporte.

Inexistência de mercado secundário para gás natural

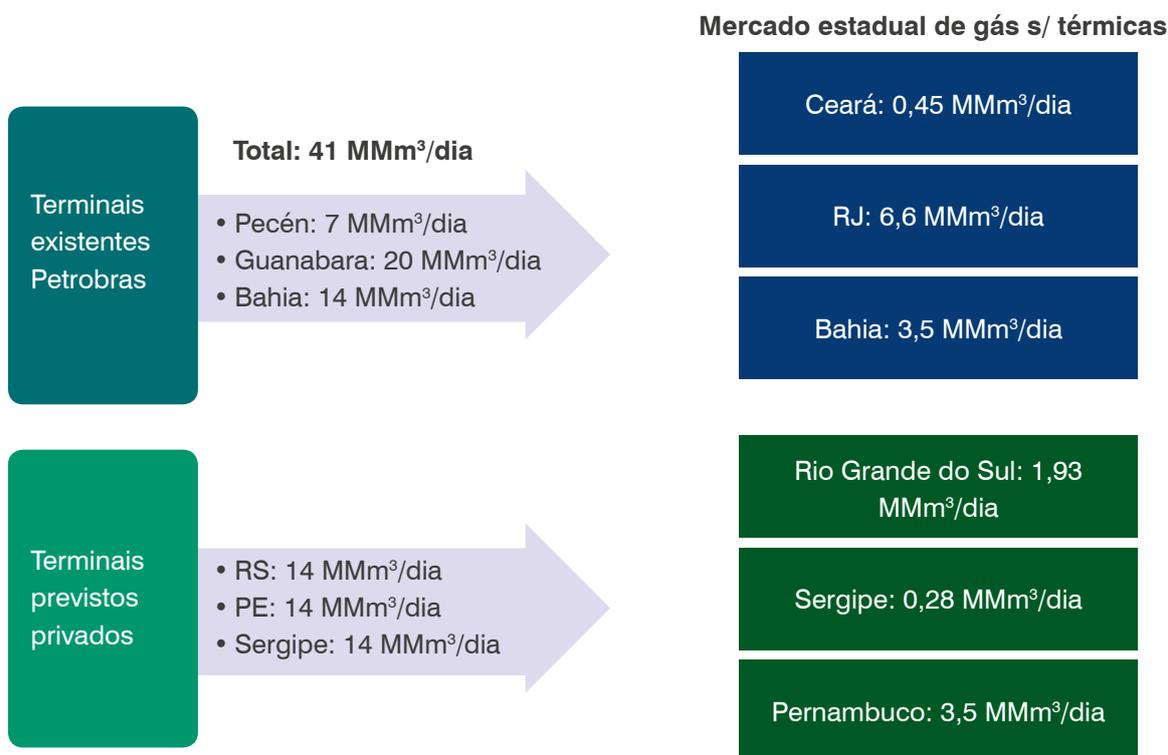
A integração do GNL com o setor elétrico requer flexibilidade de suprimento e, em virtude da necessidade de flexibilidade de despacho das UTEs, o destino a ser dado às cargas não consumidas pelo importador de GNL se torna uma questão chave para a viabilidade operacional e econômica do projeto. Diante da situação em que a carga do insumo não é despachada, o importador poderá procurar a reexportação da carga. Para isso, precisará encontrar um comprador no mercado *spot* e providenciar, além da logística necessária, a tramitação de reexportação da carga. Isso implicará, portanto, em um elevado custo de transação para o importador, que adicionalmente sofre perdas diárias pelo GNL não consumido devido ao *boil-off*³⁰ e ao opex associado à manutenção da carga, mesmo que esta não esteja sendo consumida.

*30 Para garantir que a carga de gás esteja íntegra durante o transporte, adota-se o sistema total de refrigeração, em que o gás liquefeito é mantido líquido por meio do sistema de refrigeração e do isolamento dos tanques. Mesmo assim, uma parcela da carga sofre evaporação devido ao fluxo de calor nos tanques. A essa quantia de vapor gerada atribui-se o nome de *boil-off*.*

Os mercados secundários constituem alternativa para o consumo de cargas não aproveitadas pelo setor elétrico. Em mercados secundários negocia-se a revenda parcial ou total de contratos interrompíveis e contratos firmes adquiridos no mercado primário. Para que o mercado secundário seja capaz de aproveitar o GNL importado, é necessário que o GNL seja competitivo com demais energéticos disponíveis, de modo que seja aceito como alternativa viável de suprimento para o setor requerente.

Cabe destacar que a falta de mercados secundários de gás faz com que o consumidor industrial interessado em suprimento via GNL tenha que garantir a compra de cargas inteiras, muito superiores às suas necessidades, tornando a compra economicamente inviável. Eventuais mercados secundários e possíveis agrupamentos de consumidores que garantissem uma demanda por volumes de 2 a 3 MMm³/dia criaria melhores condições de negociação em busca de acordos comerciais favoráveis ao consumidor não termoelétrico, em particular com relação ao preço da carga negociada.

Figura 8-2 - Infraestrutura de regaseificação versus consumo atual de gás nos Estados.



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 82 apresenta a diferença entre a capacidade de regaseificação nos terminais existentes e previstos, *vis-à-vis* do consumo de gás nos seus respectivos estados. Observa-se que, mais além das capacidades ociosas dos terminais discutida anteriormente, as distribuidoras locais possuem mercados consumidores de 3 a 50 vezes menores que a capacidade de suprimento dos terminais de GNL. Em particular, estados como o Sergipe, que possui um mercado consumidor de 0,28 MMm³/dia, terão dificuldade em desenvolver mercados secundários capazes de absorver variações na demanda de GNL.

A formação do mercado secundário de gás poderá ocorrer de forma espontânea em mercados maduros, com volume suficiente para responder naturalmente às flutuações de oferta. No entanto, a formação de mercados secundários também poderá ocorrer por meio de incentivos. Do ponto de vista da iniciativa privada, o fomento ao desenvolvimento de mercados secundários poderá se tornar particularmente interessante, seja

como ferramenta de redução de riscos, minimizando perdas associadas às flutuações do mercado primário, seja como importante ferramenta comercial de desenvolvimento de novos mercados consumidores.

Sob ambos os aspectos, o incentivo à criação de mercados secundários, apoiados em consumidores âncora como as UTEs, poderá resultar em uma estratégia comercial particularmente benéfica para os supridores de gás. No entanto, competitividade de preços, adequação de infraestrutura de transporte e distribuição para atender a consumidores distantes das termelétricas, assim como o equilíbrio e suavização de flutuações de oferta e demanda, permanecem como desafios estruturais para o desenvolvimento de mercados secundários.

7.2 Desafios próprios ao GNL

Uma das primeiras etapas de elaboração de um projeto a GNL envolve a avaliação das possibilidades comerciais de contratação de suprimento de cargas de GNL. Usualmente contratos de longo prazo podem variar de 4 a 25 anos; contratos de curto prazo variam de 1 a 4 anos; e contratos no mercado *spot* são utilizados para compra intermitente, carga a carga, de GNL.

O instrumento contratual para compra de GNL no mercado *spot* é o conjunto composto pelo *Master Sales Agreement* e *Confirmation Notice* (MSA + CN). Desse modo, o MSA estabelece um pré-contrato não vinculante com os *traders* e fornecedores potenciais, no qual constam as cláusulas não comerciais da compra de GNL. A CN é assinada apenas no acerto comercial final, no momento da solicitação da carga, e contém os termos e condições comerciais específicas daquela negociação: volume, preço, qualidade do GNL e prazo para entrega. Após a assinatura da CN, a carga de GNL leva aproximadamente 2 meses para ser entregue ao destino. Ou seja, mesmo o mercado *spot* requer ao menos 2 meses de antecipação na compra. Esse é o atual modelo de contratação praticado no mercado brasileiro, no qual a maior parte das compras de GNL são efetuadas no mercado *spot*. No entanto, tal modelo de contratação está mais exposto às flutuações do mercado.

Alternativamente, empreendimentos de mais longo prazo, que desejem reduzir sua exposição às variações do mercado *spot*, poderão buscar a celebração de contratos de médio ou longo prazo. Nesse cenário, o projeto enfrentará três principais dificuldades. A primeira se refere à indexação do contrato, que deve ser capaz de assegurar a estabilidade e o interesse comercial de ambas as partes ao longo do tempo. Os contratos de médio e longo prazo são indexados ao preço do petróleo ou a preço HH e, portanto, sujeitos às variações desses preços. Os contratos *spot* normalmente têm um preço fixo para cada carga contratada, mas esse preço varia em função da sazonalidade e da dinâmica de oferta e procura.

A segunda dificuldade enfrentada na contratação de GNL a longo prazo refere-se às exigências de garantias comerciais por parte do supridor. Em especial quando este avaliar que em longo prazo estaria correndo um risco de ficar exposto. No Brasil, os leilões de energia no ACR, que garantem um fluxo de caixa em longo prazo para os projetos de UTE, podem reduzir a dificuldade de tais empreendimentos fornecerem as garantias necessárias para firmar contratos de LP com fornecedores internacionais de GNL. As garantias se tornarão um desafio maior para aqueles empreendimentos que desejarem estabelecer contratos de longo prazo sem conseguir reduzir o risco de exposição do supridor durante todo o prazo do contrato. Em particular, para empreendimentos industriais que tenham planejamento de mais curto prazo, com relação ao horizonte de tempo de 4 a 25 anos dos contratos de LP de GNL.

Por último, compradores de GNL em longo prazo estão sujeitos a elevados *take-or-pay* (ToP). Usualmente os contratos de LP de GNL tem por objetivo, dentre outros, viabilizar os elevados investimentos em infraestrutura da cadeia³¹. Deste modo, *traders* internacionais de GNL serão reticentes em firmar contratos flexíveis que não garantam o fluxo de caixa necessário para viabilizarem seus investimentos. Tipicamente, clientes do setor elétrico que buscam contratos flexíveis de GNL em longo prazo estarão restritos a um número reduzido de *traders* dispostos a negociar contratos do tipo. Em particular, poderão buscar suprimento com grandes *players* que possuam amplo portfólio tanto de produção quanto de clientes,

³¹ Em particular na liquefação.

de modo que sejam capazes de facilmente realocar suas cargas. Ou ainda, com o gradativo desenvolvimento do mercado *spot* e liquidação de investimentos iniciais em infraestrutura, buscar melhores condições comerciais no – ainda pouco desenvolvido – mercado de curto prazo (até 4 anos).

Aspectos tributários e alfandegários

Uma vez acordado o modelo comercial de compra e venda de GNL, o projeto deverá cumprir com os requerimentos regulatórios e solicitar uma licença de importação ao MME. Após obter a autorização de importação, os processos aduaneiro e tributário incidentes sobre as cargas de GNL devem ser avaliados detalhadamente, pois são capazes de repercutir significativamente sobre o custo final do gás consumido. Em especial, o objeto de importação pode ser tanto o GNL quanto o gás natural (pós-regaseificação), gerando diferenças tributárias para o importador. Operacionalmente, no entanto, importar GNL ou GN não altera o processo.

A diferença de enquadramento entre os dois produtos pela nomenclatura comum do Mercosul (NCM) abre margem para o estabelecimento de alíquotas de ICMS diferentes. A título de exemplo, no Rio de Janeiro o GNL está sujeito a uma alíquota de ICMS de 16%, enquanto o GN está sujeito a uma alíquota menor, de 12%. Em outros estados pode não haver diferença de alíquota. Ainda assim, em estados que as diferenciem, o importador de GNL poderá incorrer em custos adicionais devido à diferença de alíquota com o GN, enquanto o importador de GN, após regaseificação da carga de GNL, não estaria sujeito a tais encargos sobre a base de cálculo do ICMS. Esse aspecto ressalta a importância de verificar aspectos tributários sobre incidência de ICMS na importação antes de iniciar o processo de obtenção de uma autorização de importação junto à ANP e MME.

Acesso e compartilhamento de terminais de regaseificação

O acesso a terminais de regaseificação é um aspecto crucial para o desenvolvimento da cadeia de valor do GNL. Em termos legais, a não obrigatoriedade de garantia de acesso a terceiros, conforme dispõe o Art. 45 da Lei do Gás incentiva o investimento em novas infraestruturas de regaseificação. No entanto, o cenário atual de importação de GNL

sinaliza um excedente de capacidade de regaseificação. Associado ainda a uma falta de transparência das tarifas de acesso e critérios de armazenamento e transporte do gás importado, a não obrigatoriedade de acesso pode também desincentivar a ampliação do uso das infraestruturas de regaseificação.

Com relação aos terminais existentes, os terminais da Petrobras apresentam hoje ociosidade. Com capacidade total de 41 MMm³/dia, o pico de atividade dos terminais em 2014 registrou a utilização de aproximadamente 50% dessa capacidade instalada, regaseificando 19,9 MMm³/dia em média. Há, portanto, um excedente de aproximadamente 50% da capacidade dos terminais existentes.

No horizonte de 2019 e 2020, três novos terminais estão previstos. Todos com capacidade de regaseificação de 14 MMm³/dia. Até o momento, esses terminais estão contratados para suprimento de três empreendimentos termoelétricos, cada um com consumo aproximado de 5,5 MMm³/dia. Os novos projetos de terminais de regaseificação de Novo Tempo, Rio Grande e Porto de Sergipe, portanto, dispõem conjuntamente de aproximadamente 25 MMm³/dia de capacidade excedente. Somando-se a capacidade ociosa atual dos terminais da Petrobras, ao todo o país poderá ter em 2020 pouco mais de 45 MMm³/dia de capacidade de regaseificação disponível. Se aproveitada, a capacidade não contratada de terminais de regaseificação poderá viabilizar novos investimentos mais competitivos.

Apesar da disponibilidade de capacidade não contratada nos terminais, não existe atualmente um modelo de compartilhamento de terminais viável. A menos que a empresa proprietária do terminal atue como importadora e comercializadora de gás, administrando um portfólio de consumidores nacionais que lhe permita explorar a totalidade da capacidade de regaseificação do terminal, o acesso de terceiros ao terminal ainda apresenta aspectos conflituosos. Em particular, o compartilhamento de terminais recai tanto sobre aspectos operacionais quanto comerciais.

Alguns exemplos de questões operacionais são:

- Como alocar janelas de operação para cada carregador no terminal?

- A capacidade de armazenamento deverá ser compartilhada?
- O que ocorre caso uma carga ainda não tenha sido plenamente descarregada e outro carregador solicitar o terminal?
- Como sincronizar a operação de regaseificação de cada carregador com o planejamento da liquefação de cada carga contratada?

No âmbito comercial a principal dificuldade surge quando um *trader* de GNL assume participação societária em um terminal. Nesse caso, o *trader* com participação no terminal poderia criar uma barreira à entrada de cargas oriundas de outros *traders* concorrentes? Apesar de se tratar de um caso particular, os novos terminais contratados para 2019 e 2020 surgiram de projetos de UTEs, que dificilmente investirão isoladamente na infraestrutura de regaseificação, e que provavelmente buscarão atrair parceiros para reduzir o grau de alavancagem de seus projetos. Consequentemente, é de se esperar que o potencial de verticalização e acesso a novos mercados desses terminais seja aproveitado por grandes *traders* dispostos a investir em infraestrutura de regaseificação com capacidade não contratada. Nesse cenário, questões comerciais com outros fornecedores precisarão ser tratadas caso a caso.

Integração com o setor elétrico

Talvez a principal interface do GNL no Brasil seja hoje com o setor elétrico. A participação do GNL no setor elétrico vem se mostrando uma alternativa interessante para cumprir as exigências de lastro em leilões de energia nova, assim como em situações de indisponibilidade de gás nacional. No entanto, a integração com o setor elétrico ainda requer flexibilidade de suprimento.

Contratualmente, a restrição regulatória de inflexibilidade para empreendimentos de UTEs gera atrito com o usual ToP dos contratos de licença prévia de GNL. Tipicamente a inflexibilidade máxima de uma UTE não pode ultrapassar os 50%, enquanto a inflexibilidade de contratos de LP de GNL costuma ser da ordem de 85 a 95% das cargas contratadas. Mais ainda, a metodologia de cálculo do ICB para participação do projeto em leilões do setor elétrico valoriza a maior flexibilidade dos projetos.

O resultado observado nos últimos leilões é a declaração de 100% de flexibilidade das térmicas, para tornar o projeto mais competitivo no leilão. Observa-se, portanto, que o modelo do setor elétrico culmina no descasamento entre a declaração de 100% de flexibilidade das térmicas e um ToP próximo de 100% do GNL.

Diante da necessidade de flexibilidade de despacho das UTEs, e independentemente do modelo contratual adotado com o supridor de GNL, a falta de previsibilidade no despacho termoelétrico gera alguns entraves para a cadeia de suprimento de GNL. Em particular, a tomada de decisão sobre o envio ou não de uma carga de GNL precisa ser realizada com a maior antecipação possível. Em contratos do tipo *spot*, a antecipação de ao menos 2 meses é necessária, considerando o tempo de envio da carga. Porém, ao adicionarmos o processo completo, desde a chamada a mercado até a entrega do gás à térmica, a antecipação necessária pode ser de até 120 dias. Em contratos de longo prazo, usualmente, o comprador terá um contrato inflexível, de modo que precisara revender as cargas não aproveitadas. A revenda de cargas também é um processo que exige previsibilidade, já que os custos de transação dessas cargas aumentam diariamente após o despacho da carga pelo supridor inicial.

Adicionalmente, destaca-se que a solicitação de despacho ocorre conforme programação semanal do ONS. Uma carga de GNL, por sua vez, supre uma demanda de despacho termoelétrico superior a uma semana de operação da UTE. Desse modo, se uma usina for chamada a despachar e o despacho for interrompido na semana seguinte, a carga de GNL terá sido consumida apenas parcialmente e estará sujeita às perdas por *boil-off* e aos custos portuários e de estocagem associados.

Esse mesmo descompasso entre a escala da carga de GNL importada por navio e o despacho termoelétrico pode gerar distorções financeiras. A título de exemplo, o reajuste mensal do CVU em função de variações do preço do combustível – e, conseqüentemente, o reajuste da receita total da UTE – ocorre mensalmente, em função dos índices estabelecidos para referência de preços do GNL. Já o custo do combustível pago pelo gerador não acompanha o reajuste do CVU, já que é definido no momento da solicitação da carga. Quando esta mesma carga supre uma UTE por

mais de um mês, haverá descompasso financeiro entre o reajuste mensal da receita pelo CVU e a manutenção do custo do combustível pago.

Outros fatores que dificultam a viabilização de GNL ao setor elétrico consistem na imposição de penalidades ilimitadas sobre toda a cadeia de valor, desde o supridor até o gerador, em caso de parada da planta por falta de combustível, e a indexação do Índice de Custo Benefício (ICB) à inflação brasileira, enquanto que uma parte substancial dos investimentos na usina termelétrica e no sistema de suprimento de gás é em moeda estrangeira.

Questões inerentes ao consumidor industrial

Diferentemente do consumidor termoelétrico, o consumidor industrial de gás requer menor flexibilidade de suprimento e poderá conviver com taxas de ToP viáveis para o estabelecimento de contratos de longo prazo. O desafio comercial para o consumidor industrial estará, no entanto, na competitividade de preços, nas garantias de compra e, principalmente, no prazo do contrato.

Pelo lado do supridor, as condições desejáveis de negociação serão aquelas que permitirem a alocação firme de maior prazo possível de sua capacidade de liquefação, de modo a reduzir seu risco de investimento, em meio a uma atividade muito capital intensiva. Já pelo lado do consumidor industrial, as melhores condições serão aquelas em que houver competitividade de preço do GNL em comparação aos combustíveis alternativos e possibilidade de firmar contratos de curto prazo (de até 4 anos).

Apesar do mercado de longo prazo movimentar volumes maiores de GNL³², existe a possibilidade de contratar GNL em curto prazo. No entanto, o comprador estará mais exposto às variações do mercado internacional. Tendendo naturalmente para as flutuações do mercado *spot*, conforme o horizonte de contratação for se reduzindo. Conseqüentemente, a competitividade de preço do GNL ficará sujeita à conjuntura internacional no mercado de GNL. Em momentos de excesso de oferta, como observa-

³² Atualmente os contratos de longo prazo (4 a 25 anos) representam aproximadamente 70% das transações de GNL no mundo.

se atualmente, o GNL de curto prazo poderá se apresentar como uma solução interessante para o consumidor industrial. Caso a situação se reverta, a contratação de GNL poderá deixar de ser competitiva em relação aos energéticos concorrentes.

Ainda que contratado em curto prazo, a falta de mercados secundários de gás faz com que o consumidor industrial tenha que assegurar um consumo de grande porte de GN para justificar a economicidade da importação de cargas completas de GNL. O consumo de volumes suficientes de GN³³ também servirá para a negociação de preços com o supridor. Na falta de uma referência de preço *spot* para o GNL na América do Sul, o preço costuma ser estabelecido com base em negociações bilaterais e no custo de oportunidade das partes.

³³ Da ordem de 2 a 3 MMm³/dia.

8 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

O desenvolvimento do mercado de GNL não seguiu caminhos simétricos em todos os países, sendo, portanto, necessário traçar uma análise comparativa para apreender as barreiras institucionais, regulatórias e mercadológicas, e os mecanismos implementados pelos governos e investidores para superá-las.

Foram analisados os casos de mercados em desenvolvimento, como a Índia e o Chile, e de mercados maduros, como o Reino Unido e a Espanha. Em comum, todos esses quatro mercados passaram a importar GNL seja em função da produção declinante de gás doméstico, como é o caso do Reino Unido e Índia, seja porque queriam diversificar as fontes de importação para deixarem de depender de gasodutos de importação, como é o caso do Chile e da Espanha. Em todos os quatro casos, é de ressaltar-se o papel fundamental do governo na formulação de políticas de preços de gás natural e energéticos concorrentes e na definição de regras para construção e acesso a terminais de importação.

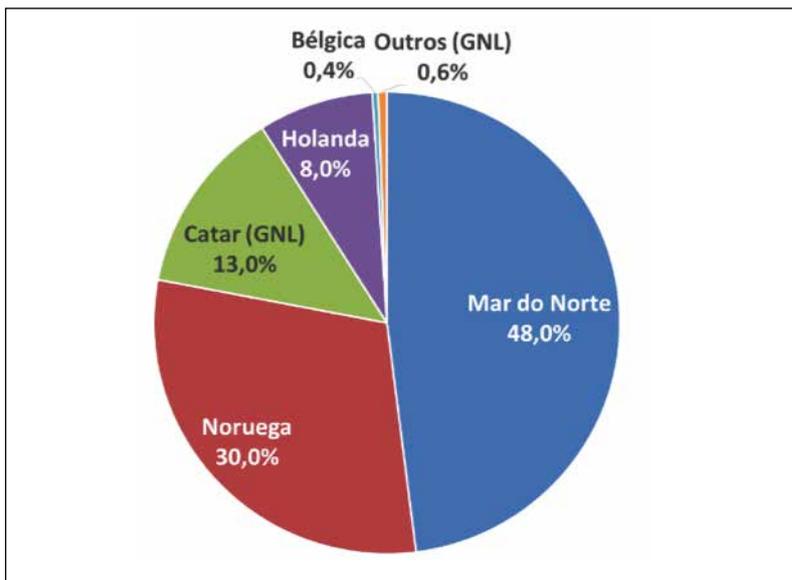
Os exemplos dos países europeus ilustram ainda a importância das diretrizes da Comunidade Europeia em remover as barreiras regulatórias e institucionais impeditivas da integração dos mercados energéticos da União Europeia. Essas diretrizes se consolidaram na publicação do Terceiro Pacote

Energético, que entrou em vigor em 2009. Esse pacote contém uma série de medidas para garantir a desverticalização dos sistemas de gás natural e eletricidade, o livre acesso à infraestrutura e a futura criação de uma agência europeia de energia.

Experiência do Reino Unido

O Reino Unido é um dos mercados de gás natural mais líquidos e liberalizados. À semelhança do Brasil, o país importa cerca de 50% do seu consumo de gás natural. Mas, diferentemente do Brasil, as atividades do setor são totalmente exercidas por agentes privados, com o Estado exercendo o papel de planejador e regulador.

Figura 9-1 - Fontes de Suprimento de Gás do Reino Unido em 2014

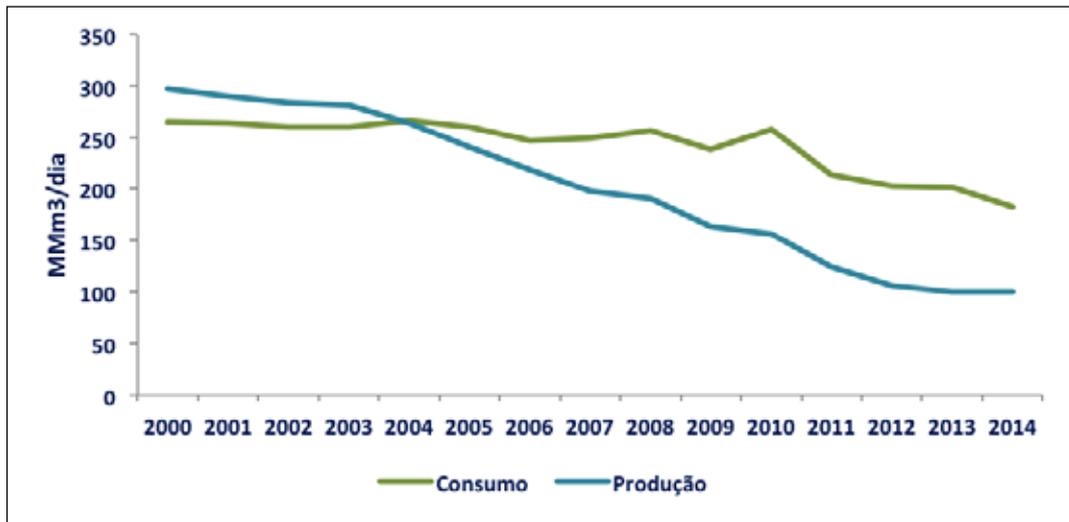


Fonte: (UK Government - Department of Energy & Climate Change, 2015)

Até 2004 a produção e o consumo de gás no Reino Unido estavam em equilíbrio, mas a depleção das reservas do Mar do Norte e alta carga tributária sobre a produção de hidrocarbonetos desestimularam a exploração de gás doméstico. O país passou a importar GNL em 2005, após a conversão planta de armazenamento de GNL da Isle of Grain em terminal de importação. Em 2014 o Reino Unido importou 121 MMm³/dia de gás natural, dos quais 30 MMm³/dia sob a forma de GNL e reexportou 29 MMm³/dia através do gasoduto conectado com a Europa continental.

Atualmente existem quatro terminais de importação de GNL, com capacidade total de regaseificação de 148 MMm³/dia.

Figura 9-2 - Evolução da Produção e Consumo de GNL no Reino Unido



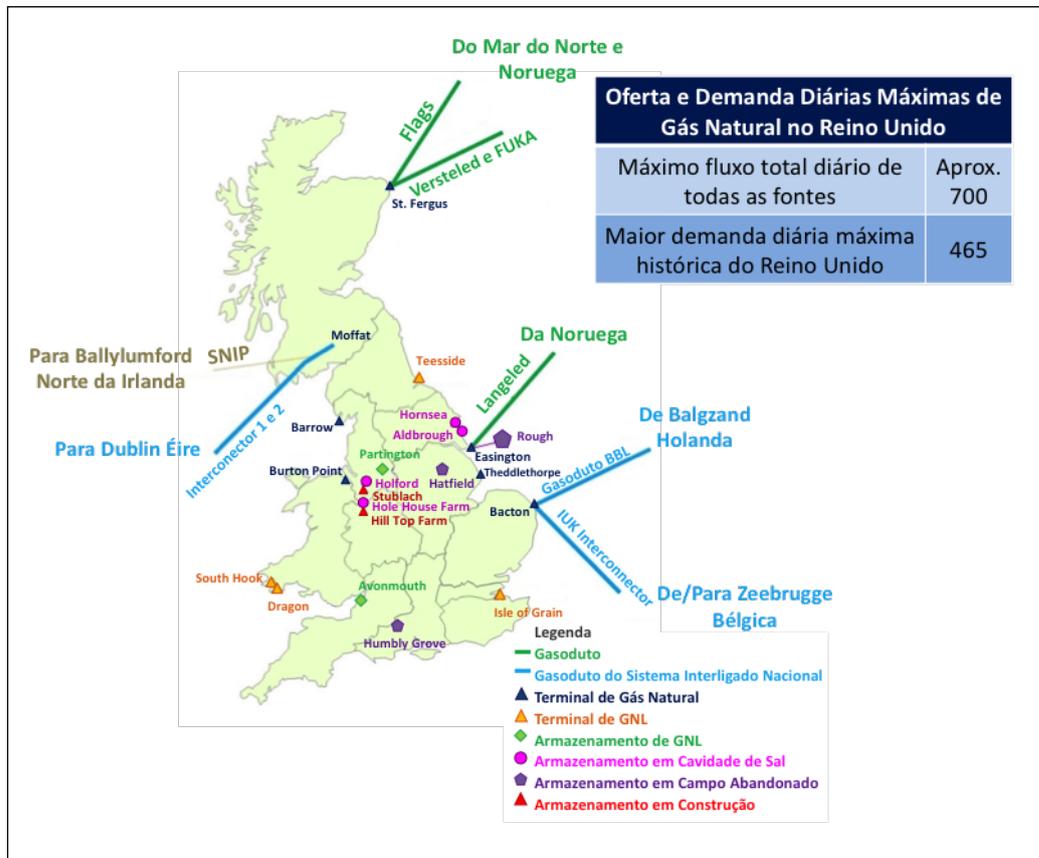
Fonte: (BP plc, 2015)

O consumo de gás natural no Reino Unido vem caindo significativamente devido à penetração de energias renováveis e carvão no *mix* de geração de eletricidade, à depleção das fontes de gás doméstico e ao elevado preço do GNL nos anos 2013/2014. O Reino Unido possui recursos importantes de gás não convencional; todavia, apesar do apoio do governo ao desenvolvimento dessas fontes, as organizações não governamentais têm sido bem-sucedidas em impedir o desenvolvimento de projetos em áreas populosas. Fontes da indústria estimam que o custo de desenvolvimento de gás de folhelho seria da ordem de US\$ 9/MMBtu, o que não é economicamente viável na atual conjuntura de preços de gás no Reino Unido.

O Reino Unido está interligado com a Europa Continental por meio de gasodutos conectados à Bélgica, Países Baixos e Noruega.

Todo o gás importado pelo Reino Unido é transportado pelo Sistema Nacional de Transporte (NTS) operado pelo National Grid, que entrega o gás a grandes usuários finais e 13 companhias distribuidoras de gás canalizado.

Figura 9-3 - Mapa da Infraestrutura de transporte e importação de gás natural e GNL no Reino Unido



Fonte: (UK Government - Department of Energy & Climate Change, 2015).

Atualmente existem quatro terminais de importação de GNL, com capacidade total de regaseificação de 148 MMm³/dia, todos interligados ao Sistema Nacional de Transporte:

- Isle of Grain, controlado e operado pelo National Grid, cuja capacidade inicial de 3,3 MTPA foi contratada por 20 anos com a BP e Sonatrach (2005). O terminal foi expandido para 9,8 MTPA por meio de um processo de oferta pública de capacidade, com 6,5 MTPA contratados com a Centrica, GdF Suez (renomeada ENGIE) e Sonatrach (2008). Uma segunda expansão foi concluída em 2010, com capacidade adicional de 5 MTPA contratada com E.ON Ruhrgas, Iberdrola and Centrica;
- Teesside GasPort (2007), terminal flutuante controlado e operado pela Excelerate com capacidade de regaseificação de 12 MMm³/dia;

- South Hook LNG (2009), controlado e operado pelo consórcio Qatar Petroleum, ExxonMobil e Total, com capacidade de 15,6 MTPA é o maior terminal de importação de GNL da Europa. Toda a capacidade primária do terminal foi comprada pela South Hook Gas Company Ltd que tem os mesmos acionistas do terminal;
- Dragon LNG (2009), controlado e operado pelo consórcio BG Group e Petronas, com capacidade de 4,4 MTPA. Toda a capacidade primária do terminal foi contratada pelos dois sócios, BG e Petronas por 20 anos.

O setor de petróleo e gás no Reino Unido é governado pelo *Petroleum Act 1998*, que estabelece que todos os direitos de exploração e produção pertencem à Coroa Britânica. O Departamento de Estado de Energia e Mudanças Climáticas (DECC) é responsável pela regulamentação e supervisão dos recursos petrolíferos. O Governo estabeleceu um regulador independente, o *Oil and Gas Authority*, para executar o licenciamento e a regulação das atividades no *upstream*. O governo exerce o papel de gestor e regulador, mas não participa diretamente em qualquer atividade do setor petrolífero, além de receber a renda e impostos decorrentes de tais atividades.

A regulação dos mercados de gás natural e eletricidade é de responsabilidade do *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) que opera sob a governança da Autoridade dos Mercados de Gás e Eletricidade (GEMA). O regime regulatório britânico é baseado em um sistema de licenciamento para o exercício de atividades relacionadas com o *midstream* e *downstream*. As isenções previstas no Energy Act 2011 são baseadas nas provisões da *European Gas Directive 2003/55/EC*, que tem o objetivo de ampliar a concorrência e remover as barreiras para a criação de um mercado unificado na União Europeia.

Qualquer entidade operando um sistema de interconexão de gás natural, incluídos os terminais de GNL, devem obter uma licença (Licença de Interconexão) com o Ofgem. Entidades que possuem uma licença de interconexão ou licença de transporte de gás não podem obter licenças de carregador (*Shipper*), ou de supridor de gás.

Entidades que carregam gás dos terminais de Importação de GNL para

sistemas de transporte operados por transportadores licenciados ou para plantas associadas a plantas de importação de GNL não são obrigadas a obter tal licença.

O Gas Act 1995 e o Energy Act 2011 estabelecem as condições para acesso de terceiros a gasodutos de transporte, prevendo-se a livre negociação entre as partes, com a intervenção do Ofgem caso não se chegue a um acordo. Plantas de GNL podem obter isenção de acesso por meio de petição ao Ofgem e, se concedida, essa isenção é subordinada à aprovação da União Europeia. A isenção é concedida se o Ofgem entender que isso não afetará nem a competição no mercado britânico de gás nem a acumulação indevida de capacidade pelo proprietário do terminal. O Ofgem concedeu isenções aos terminais de South Hook LNG, Dragon LNG e Isle of Grain LNG, as quais foram subsequentemente aprovadas pela Comissão Europeia, uma vez que elas obedeciam aos critérios de aumento da competição no mercado de gás e gerenciamento de capacidade.

No caso dos terminais de Dragon e South Hook, caso o carregador não utilize a capacidade disponível, ele pode revendê-la no mercado secundário, por meio de um processo transparente e não discriminatório. O terminal de Isle of Grain utiliza o mecanismo *use or lose it*, segundo o qual o terminal pode revender a capacidade não utilizada, devendo os terceiros interessados primeiramente contatarem os carregadores primários. Os operadores de terminais são obrigados a publicar a capacidade disponível e suas condições de acesso. Existe possibilidade de contratar capacidade firme e capacidade interruptível.

Deve-se ressaltar que, diferentemente do Brasil, não é necessário licitar concessões para sistemas de transporte e distribuição de gás, mas tão somente obter uma licença do Ofgem, que observa diversos requisitos técnicos e econômicos para autorizar tais licenças.

A construção e a operação de terminais de GNL não requerem autorização específica do governo, sendo apenas exigido que as plantas se adequem à legislação e à regulação de saúde, segurança e meio ambiente. As plantas devem ainda requerer uma licença de descarga marítima.

Os operadores de terminais de GNL devem obedecer às provisões da Terceira Diretriz de Gás da União Europeia, que estão incluídas no Gas Act; tais diretrizes estabelecem condições para o fornecimento de serviços pelos terminais, incluindo o acesso regulado e não discriminatório a terceiros, tarifas publicadas e baseadas em custos. Tais condições devem ser aprovadas pelo órgão regulador, que intervém caso o acesso seja negado.

Grandes consumidores podem teoricamente importar diretamente, mas normalmente compram GNL regaseificado de carregadores, pagando preço fixo ou vinculado ao preço nodal (NBP), pois é mais complicado lidar com *slots* e programação de descarga e armazenagem.

Em resumo, o mercado de gás natural na Inglaterra caracteriza-se pelos seguintes aspectos:

- Inexistência de um supridor dominante de gás natural;
- Sistema troncal-base de transporte e distribuição operado por uma única empresa, sem participação acionária de produtores e comercializadores, com acesso aberto a terceiros;
- Desverticalização e separação das atividades de transporte e distribuição das atividades de produção e comercialização;
- Preço de referência de gás estabelecido em ponto nodal – National Balance Point (NBP) – que varia em função da dinâmica do mercado;
- Livre importação e construção de terminais de GNL, respeitadas a legislação e regulamentação de construção de instalações industriais;
- Terminais de GNL podem requerer isenção de acesso a terceiros, desde que não reduzam a competição no mercado e não guardem indevidamente capacidade que não está sendo utilizada (“capacity hoarding”);
- Existência de mercado secundário de capacidade. Terminais de GNL podem estabelecer dispositivo *use or lose it* pelo qual o operador do terminal pode revender capacidade não utilizada pelos carregadores.

A Espanha importa gás natural da Argélia via gasoduto e GNL de diversos países. A Espanha começou a importar GNL na década de 80, visando diversificar suas fontes de suprimento com o objetivo de garantir segurança de abastecimento. Inicialmente foram construídos os terminais de Barcelona (1969), Huelva (1988) e Cartagena (1989), aos quais se seguiram três outros terminais construídos nos anos 2000 (Bilbao, Mugardos e Sagunto). Existem ainda terminais nas ilhas espanholas de Tenerife, El Musei e Gran Canária, todos operados pela Enagás. Atualmente a Espanha conta com uma ampla capacidade de regaseificação (150 MMm³/dia) e armazenamento, composta de 7 terminais de GNL – seis na Espanha e um em Portugal – integrado ao sistema espanhol, além de dois gasodutos conectados com a Argélia, dois conectados com Portugal e um com a França, proporcionando grande diversificação no suprimento de gás natural.

Todos os terminais espanhóis são fixos, com grande capacidade de armazenamento em tanques *onshore*. A ENAGÁS é o Gerente Técnico do Sistema de Gás e agente dominante no controle da infraestrutura de transporte e de regaseificação, mas três dos terminais são controlados por terceiros (Figura 9-5).

Figura 9-5 - Terminais de Importação de GNL da Espanha



Fonte: (ENAGAS, 2015)

A Espanha é um dos mercados de gás natural mais liberalizados na Europa e a construção e operação de terminais de GNL seguem as provisões da Lei do Setor de Hidrocarbonetos 34/1998, modificada pela Lei nº 12/2007, em conformidade com as diretrizes da Comissão Europeia. Anteriormente à publicação da Lei nº 34/1998, o monopólio do setor de gás natural era exercido pela Gás Natural.

A regulação do setor de gás cabe primariamente à Comissão Nacional dos Mercados e da Competição (CNMC), que tem como missão assegurar a livre concorrência e transparência dos mercados energéticos. A permissão para desenvolver atividades de GNL cabe às Comunidades Autônomas, caso a atividade não afete a outras Comunidades; caso isso aconteça, o projeto deve ser autorizado pelo referido Ministério. Em 2013 o governo espanhol decidiu unificar as comissões reguladoras.

As atividades de *trading* e comercialização são livres enquanto que as atividades de distribuição e transporte de gás são reguladas.

A construção de terminais segue o planejamento obrigatório do governo, levando em conta requerimentos de segurança de suprimento.

O acesso a terminais de GNL é aberto a terceiros interessados e não requer processo de *open season*; qualquer terceiro interessado pode solicitar acesso a capacidade não utilizada. Para garantir a livre concorrência, foi introduzido um sistema de tarifas reguladas pelo governo e publicadas no Diário Oficial, garantindo o acesso isonômico de terceiros aos sistemas de transporte, distribuição, regaseificação e armazenamento. As tarifas de regaseificação de GNL são também publicadas no website da CNMC³⁴.

Novos terminais de GNL podem requerer isenção de acesso regulado, em conformidade com as diretrizes da União Europeia, por meio das quais se espera que os novos terminais contribuam para aumentar a concorrência no mercado espanhol de gás e não acumulem capacidade indevidamente.

Existe um mercado secundário de capacidade, com gás comprado e vendido no terminal de GNL, com capacidade ociosa publicada no

34 (2015)

website do *technical system manager* a partir de fevereiro de 2010.

Os consumidores industriais preferem comprar GNL regaseificado diretamente dos carregadores que detém capacidade nos terminais, devido à complexidade logística de gerenciar o transporte de GNL por navios, a disponibilidade de *slots* e a estocagem nos tanques no terminal.

Pontos-chave no desenvolvimento do mercado de GNL na Espanha:

- As condições de acesso são idênticas para todos os terminais, com pequenas diferenças nas tarifas para operações de descarga;
- As tarifas de transporte de gás e de regaseificação de GNL são publicadas;
- Qualquer entidade privada pode construir e operar terminais de GNL, desde que obedeçam à legislação e à regulação do setor;
- É diretriz de governo regular o acesso a terceiros e as tarifas dos terminais de GNL e rede básica de gasodutos, em consonância com as diretrizes da União Europeia;
- Desverticalização do setor de gás natural, no qual os proprietários de infraestrutura de GNL e de transporte de gás não são fornecedores ou produtores de gás natural.
- A regulação garante receitas para o operador do terminal independentemente da demanda, o que reduz os riscos e permite taxas de retorno e tarifas mais baixas.

Experiência da Índia

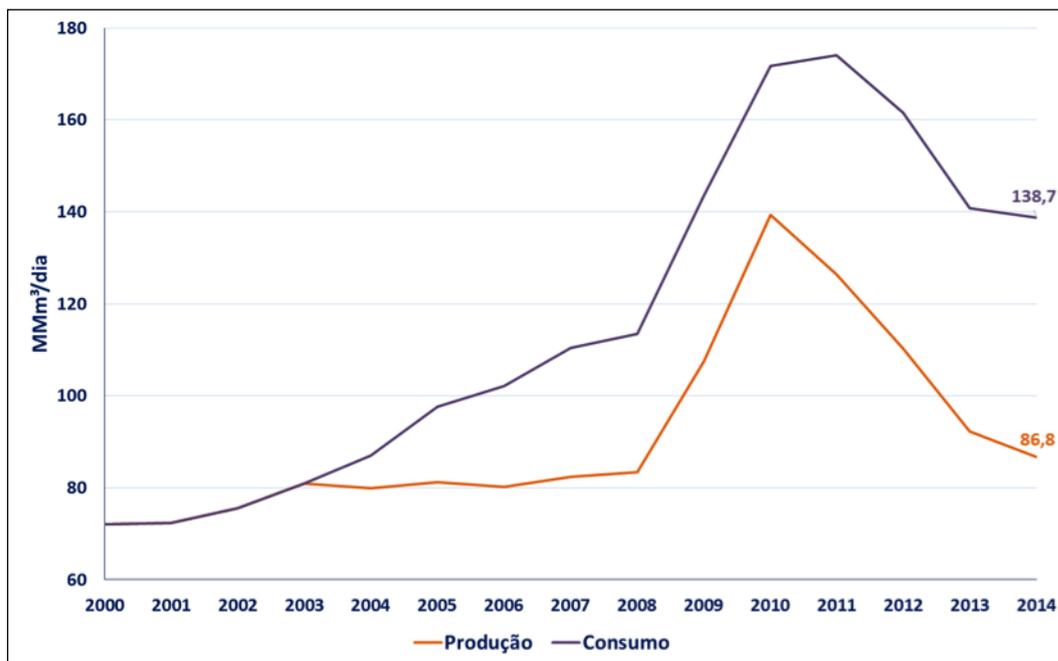
A Índia apresenta diversas similaridades com o Brasil. É um mercado em desenvolvimento, com extensão continental, uma população jovem e uma classe média emergente. O setor energético é dominado por empresas estatais, mas não existe um monopólio verticalmente integrado, como no caso do Brasil. A Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) e a Oil India Ltd (OIL) dominam o setor de E&P e, até a introdução de reformas em 2006, a Gas Authority of India Ltd (GAIL) era responsável pela comercialização, transporte e distribuição de gás natural.

A partir de 2006 o governo embarcou em um processo de reformas para atrair investimentos privados, com sucesso bastante limitado. Foram lançados leilões para exploração de blocos de petróleo e gás, e os segmentos de transporte, distribuição de gás e importação de GNL foram abertos à iniciativa privada.

A Índia é um importador líquido de hidrocarbonetos, pois consome 3,85 milhões de barris/dia de petróleo, mas produz apenas 677 mil barris/dia. Enquanto produz apenas 31,7 Bm³/ano de gás e consome 50,6 Bm³/ano, com a diferença sendo suprida por importações de GNL.

Em 2011 a Índia consumiu 63,5 Bm³/a de gás natural, mas em 2014 o consumo caiu para 50,6 Bm³/a, devido principalmente à queda na produção doméstica de 50,8 Bm³/a em 2010 para 31,7 Bm³/a em 2014. O GNL supriu parcialmente a diferença, com importações de 18,9 Bm³/a em 2014, mas que não foram suficientes para restaurar os níveis de consumo de 2011.

Figura 9-6 - Produção e Consumo de Gás Natural na Índia



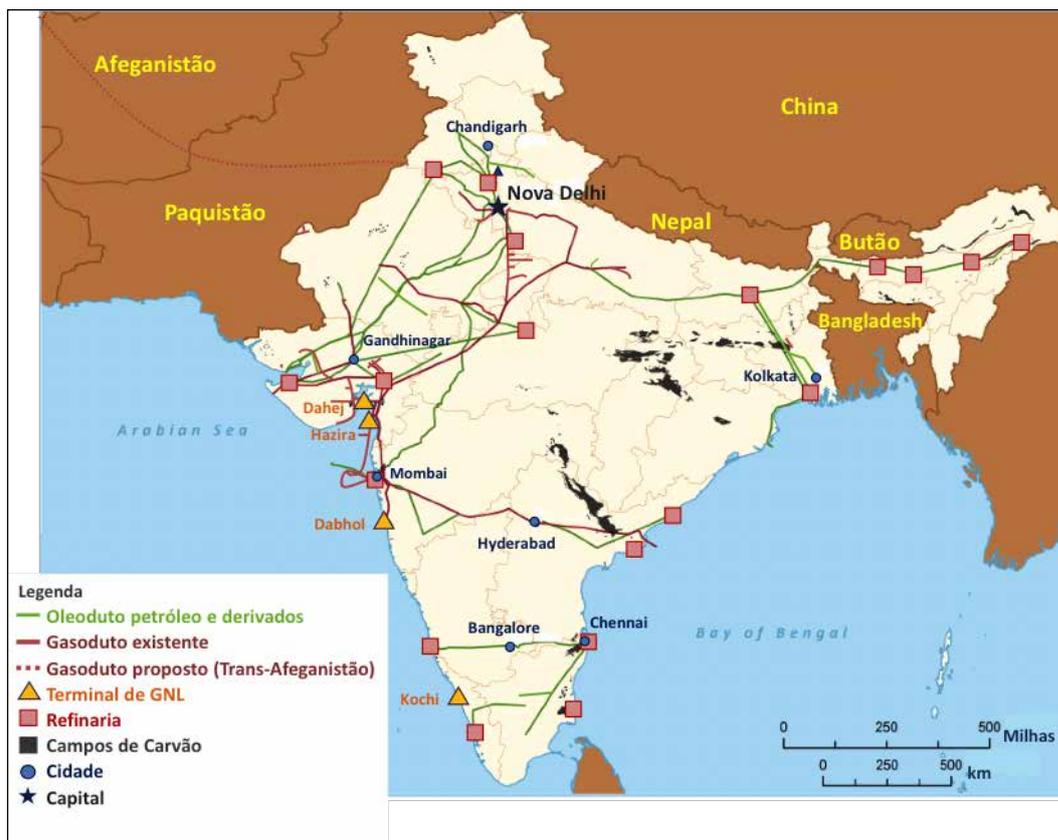
Fonte: (BP plc, 2015)

A importação de GNL na Índia teve início em janeiro de 2004 com o primeiro carregamento efetuado pela Rasgas do Catar no terminal de Dahej, da Petronet, no estado de Gujarat. A Petronet LNG Ltd foi constituída para operar o terminal de Dahej, e os carregadores e acionistas da Petronet são empresas estatais e os principais “incumbentes” no mercado indiano: a GAIL (India) Limited, empresa estatal que controla a maior parte do *mid* e *downstream* no setor de gás, a Oil & Natural Gas Corporation Limited (ONGC), principal produtor de gás doméstico, e a Indian Oil Corporation Limited (IOCL) e Bharat Petroleum Corporation Limited (BPCL), que controlam refinarias e estações de serviço.

Um fator-chave para o desenvolvimento inicial do GNL na Índia foi o contrato-âncora de 5 MTPA de GNL assinado com o Catar com início de fornecimento em 2004. A fórmula de preço moderada ($12\% * JCC$) com preço fixo por 5 anos e reajustes refletindo o preço do petróleo 60 meses antes das entregas, foram o pilar básico para a bem-sucedida comercialização de GNL na costa oeste da Índia. Além dessa condição de preço ter facilitado a competitividade do GNL com os combustíveis líquidos, a região de Gujarat é bastante industrializada e bem-servida por gasodutos e redes de distribuição.

O terminal de Dahej foi ampliado de 5 para 10 MTPA. Além de Dahej existem mais três terminais de GNL, todos na costa oeste: Hazira, 5 MTPA, operado pelo consórcio Shell/Total; Dabhol, 5 MTPA, operado pela GAIL, no estado de Maharashtra, que opera apenas durante a estação seca, devido a não se ter completado o quebra-mar do terminal; e Kochi, 5 MTPA, no estado de Kerala, operado pela Petronet, que funciona apenas a 10% de sua capacidade devido à falta de infraestrutura de transporte de gás na região.

Figura 9-7 - Mapa da infraestrutura de gasodutos e terminais de importação de GNL – Índia



Fonte: Adaptado de (US Energy Administration, 2013).

Os preços de gás doméstico produzido pelas estatais indianas são estabelecidos pelo governo, sem qualquer relação com custos ou fórmula paramétrica, enquanto que o preço para o gás produzido por empresas privadas obedece à fórmula definida no contrato de concessão; mas o governo não tem respeitado essa fórmula, por razões populistas e por discordância com os custos apresentados pelo maior produtor privado no país. Assim é que, em outubro de 2015, o preço de gás natural na boca do poço era de US\$ 3,8/MMBtu, contra um preço paramétrico de US\$ 6,0/MMBtu. O preço do GNL importado no mercado *spot* era de US\$ 7,0/MMBtu, enquanto que o preço do GNL do contrato com era da ordem de US\$ 10,0/MMBtu, devido à fórmula de reajuste refletir a indexação ao preço do petróleo nos últimos 60 meses.

As perspectivas de produção de gás doméstico não são muito animadoras, até porque os preços são muito baixos. Além disso, os grandes consumidores de gás ou são subsidiados pelo Governo (plantas

de fertilizantes) ou têm a opção de consumir combustíveis líquidos, que ficaram mais baratos, em razão da queda nos preços do petróleo. Cerca de 7-8 GW de termelétricas a gás estão ociosas, porque foram construídas na costa leste, próximas ao gasoduto que transporta a produção declinante de gás da Bacia KG, não existindo infraestrutura para transportar gás dos terminais de GNL até essas plantas.

Na Índia, os consumidores industriais e termelétricos não têm acesso aos terminais de GNL; assim sendo, têm de contratar o suprimento via carregadores ou operadores dos terminais. Os segmentos de fertilizantes e geração de eletricidade respondem por 70% do consumo de gás natural na Índia. No primeiro caso, o governo subsidia o preço dos fertilizantes e sua diretriz é manter artificialmente baixos o preço dos insumos energéticos; no segundo caso, além da competição entre o gás e o carvão, a maior parte das térmicas a gás foram construídas na região leste, visando aproveitar o gás doméstico produzido na bacia Krishna-Godavari (KG Basin).

Os pontos-chave para o desenvolvimento do mercado de GNL na Índia são:

- Contrato-âncora de GNL a preços baixos, assinado com o Catar quando o mercado era favorável ao comprador, facilitou a criação de demanda inicial de GNL;
- Preço de GNL e de GNL regaseificado não são regulados e livremente negociados, mas a penetração do GNL é fortemente impactada pela competitividade com carvão e derivados de petróleo;
- Desverticalização da cadeia de valor não foi totalmente implementada, e sistemas verticalmente integrados coexistem com sistemas desverticalizados;
- Falta de infraestrutura de transporte, impossibilitando o escoamento do GNL para outras regiões não servidas por terminais de importação. Em 2014 o governo anunciou planos de construir mais de 14 mil km de gasodutos de transporte, mas pouco tem sido executado;

- Onde a infraestrutura de transporte existe, o acesso deve ser negociado, mas os transportadores são empresas do mesmo grupo econômico dos carregadores e não facilitam o acesso de terceiros;
- Governo necessita prover maior apoio ao desenvolvimento de infraestrutura de gás, incluindo uma solução para pontos críticos, tais como a aquisição de terra para construção de gasodutos;
- Preços artificialmente baixos do gás doméstico ao produtor não favorecem o desenvolvimento das reservas de gás locais e dificultam a penetração de GNL, que é um energético mais caro;
- Os grandes consumidores perderam a confiança no suprimento de gás natural, devido a cortes no suprimento de gás doméstico no início dos anos 2000 e, mais recentemente, em 2012-2013;
- Subsídios aos preços de fertilizantes e combustíveis líquidos distorcem a competitividade do GNL. Em 2010 o governo cogitou a criação de um agregador nacional para o gás doméstico e GNL, mas a proposta não se concretizou por questões logísticas e tributárias;
- Falta de definição por parte da agência reguladora quanto à anunciada decisão de abrir acesso a terceiros para os terminais de GNL e ainda se as tarifas de regaseificação serão reguladas.

Quadro 4: Chile

O Chile é um importador líquido de gás natural e dispõe de limitada produção doméstica na região sul austral. A indústria do gás natural no Chile desenvolveu-se a partir da importação de gás natural da Argentina, com cinco gasodutos interligando as regiões produtoras da Argentina com o mercado chileno, totalizando 28 MMm³/dia de capacidade de importação.

O declínio da produção de gás na Argentina, decorrente de política de preços subsidiados e desestímulo à exploração, motivaram o progressivo corte do suprimento ao mercado chileno. Em consequência, o Chile desenvolveu o primeiro projeto de importação de GNL, o terminal de Quintero, que entrou em operação em 2009. O Chile beneficiou-se

inicialmente de um contrato de suprimento baseado em fórmula de preços vinculados a *Henry Hub*, que caíram substancialmente a partir de 2009 com a revolução do gás de folhelho.

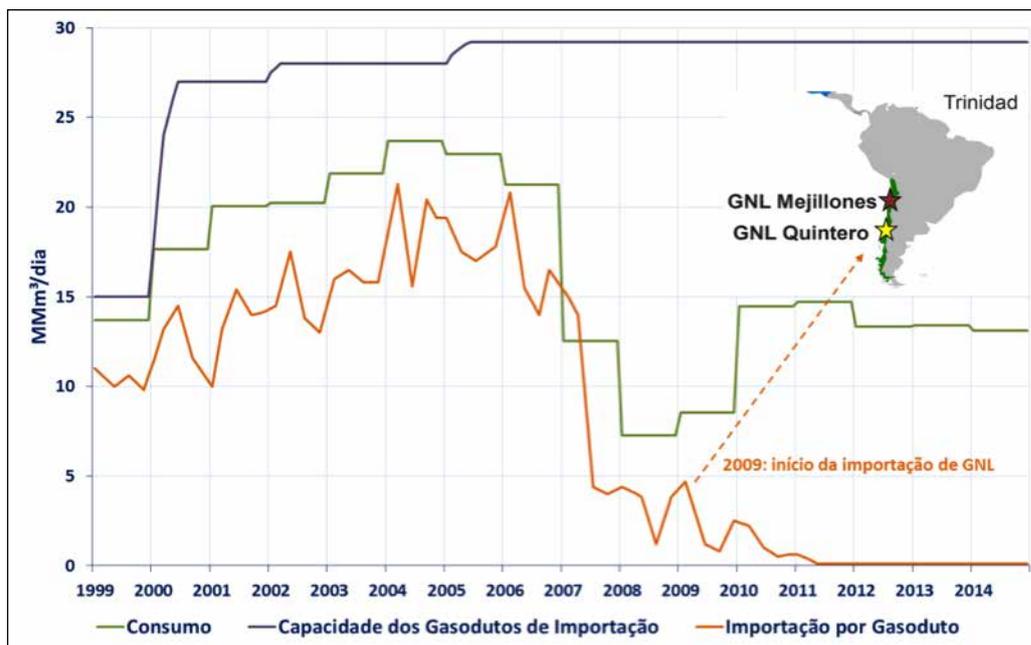
Atualmente o gás natural responde por 25% da capacidade instalada de eletricidade no Chile, mas por apenas 13% da geração de eletricidade em 2014³⁵. O governo chileno colocou o GNL como uma das prioridades da Agenda Energia 2014, ao lado das energias renováveis³⁶.

Atualmente existem dois terminais convencionais *onshore* de GNL em operação no Chile, um em Quintero, na região central (que fornece o Sistema Interconectado Central, SIC) e um em Mejillones, no norte do país (que fornece o Sistema Integrado do Norte Grande, SING).

³⁵ <http://www.revistaei.cl/reportajes/nuevos-proyectos-y-futuros-terminales-los-desafios-del-gnl/#>.

³⁶ (Ministério de Energia - Chile, 2014).

Figura 9-8 - Importação de Gás Natural por Gasoduto no Chile



Fonte: Adaptado de (Chile, a successful niche market for LNG, 2013)

O terminal de Quintero, administrado por GNL Quintero SA, com capacidade de 15 MMSm³/dia, tem a seguinte participação societária: ENAP (Empresa Nacional del Petroleo) (20%), Endesa Chile (20%), Metrogas (20 %) e a *joint venture* Enagás-Oman Oil (40%). O terminal de Quintero fornece GNL regaseificado para 600 mil residências, 400 indústrias, duas refinarias, nove usinas termelétricas e 6 mil táxis e veículos comerciais. O terminal de Quintero oferece um serviço de descarga, armazenamento e regaseificação de GNL e um serviço de carregamento de caminhões-cisterna de GNL, por meio de contratos de longo prazo (*tolling agreements*). Os clientes de Quintero podem contratar o GNL diretamente com o terminal e revender GNL e GNL regaseificado a terceiros no mercado secundário.

Existe uma sociedade comercializadora, de propriedade dos clientes principais do terminal, GNL Chile, que age como agregador, consolidando as demandas, coordenando as operações de empréstimo de capacidade e de GNL entre os compradores e contratando a capacidade do terminal para uso desses clientes. Os mesmos termos comerciais são oferecidos ao mercado por meio de processo de licitação de capacidade (*open season*) cada vez que se propõe uma ampliação do terminal. A expansão

fase 2 do terminal de Quintero deve adicionar uma capacidade de 5,0 MMm³/dia. Há um processo de *open season* em curso para a contratação dessa capacidade. Para acessar o terminal, novos clientes deverão assinar contratos de longo prazo, nos mesmos termos que clientes iniciais, e cada novo consumidor deve se comprometer com uma capacidade mínima de 0,6 MMm³/dia.

O terminal de GNL Mejillones, no norte do Chile, é de propriedade do consórcio da mineradora Codelco (37 %) e Gdf Suez (ENGIE) (63%). De modo similar a Quintero, o terminal de Mejillones provê apenas os serviços de regaseificação e recebe uma tarifa tipo *tolling agreement* pelo serviço prestado aos carregadores, os quais são livres para contratar o GNL e revender o produto regaseificado aos seus consumidores. O título e a propriedade do GNL é mantido com os carregadores até que o produto seja entregue aos consumidores. A diferença com o terminal de Quintero é que não existe a figura da sociedade comercializadora, e os clientes devem coordenar as relações comerciais entre eles e com o terminal por meio de um Comitê.

Um terceiro terminal de GNL está sendo planejado na região de Concepción (terminal Penco Lirquén) por meio da contratação de uma FSRU com a Hoegh LNG. O terminal terá capacidade de 1,4 mtpa. A empresa desenvolvendo o projeto está conduzindo um processo de *open season*, oferecendo capacidade de regaseificação de 600 mil m³/dia a terceiros interessados.

No Chile a importação de GNL e a construção de terminais de importação são atividades que podem ser executadas por agentes públicos ou privados. Os únicos requisitos para construir um terminal de GNL é a aprovação do Estudo de Impacto Ambiental e a obtenção de uma concessão portuária.

Não existe legislação regulando o acesso aos terminais de GNL. Os terminais oferecem as suas novas capacidades propostas ao mercado por meio de processos públicos de *open season*.

As capacidades dos terminais são objeto de contratos firmes (*tolling agreements*) de 20 anos. No caso de Quintero, as tarifas são *roll-in*, isto

é, todos os usuários beneficiam-se da contratação de novas capacidades para diluir os custos fixos. Por exemplo, segundo fontes locais, as tarifas em 2015 foram reduzidas a 34% em relação às tarifas de 2014 logo da ampliação de 10 para 15 MMSm³/d. Os carregadores são livres para utilizar a capacidade contratada ou revender no mercado secundário, mantendo a obrigação contratual original.

A tarifa aduaneira geral de 6% incide sobre a importação de produtos petrolíferos, incluindo o GNL, mas as importações de países com os quais Chile tem tratados de livre-comércio são isentas. Em geral, os países exportadores de GNL não têm tratados de livre-comércio com Chile, mas essa situação deverá se alterar com a entrada em operação dos projetos de exportação dos EUA, a partir de 2016, já que o Chile faz parte da zona de livre-comércio com os EUA.

Várias térmicas a gás são bicombustíveis e podem queimar gás ou diesel. Seu despacho depende do regime hídrico e, portanto, a flexibilidade nos contratos de GNL é um fator importante. Tal flexibilidade é obtida por meio de certos direitos acordados de agregar ou cancelar barcos durante o ano operacional, desviar cargas contratadas para outros mercados em base *spot* e revender o GNL regaseificado para terceiros por gasoduto. No futuro, o terminal de Quintero poderá também recargar barcos com GNL, agregando uma nova alternativa de flexibilidade para os carregadores de colocar GNL que não precisem consumir. As usinas térmicas são despachadas segundo seus custos variáveis, sendo as tarifas de regaseificação parte dos custos fixos.

Não existem subsídios aos preços de combustíveis no Chile, e o GNL compete com outros energéticos; portanto, os preços relativos são importantes.

As principais lições da experiência chilena em GNL estão resumidas a seguir:

- O governo chileno colocou o GNL como uma das prioridades para diversificar e tornar o suprimento de energia mais competitivo e limpo;

- Foi necessário reestabelecer a confiança dos grandes consumidores no fornecimento de gás natural, devido aos cortes no fornecimento do suprimento argentino por gasoduto;
- O governo não interfere e dá plena liberdade ao setor privado para construir e operar terminais de GNL, mas ambos terminais de importação foram desenvolvidos com a participação minoritária de empresas estatais, a ENAP (20% em Quintero), e a Codelco (37% em Mejillones);
- Apesar do livre acesso de terceiros não ser obrigatório por lei, os operadores dos dois terminais existentes decidiram abrir o acesso, por razões comerciais, visando ampliar seu negócio;
- Os terminais de GNL oferecem capacidade de regaseificação de longo prazo em termos não discriminatórios com seus clientes. Os clientes são livres de contratar o GNL com qualquer produtor e vender seu GNL contratado ou regaseificado no mercado secundário, visando mitigar seus riscos contratuais. Os contratos de compra de GNL foram negociados incluindo possibilidades limitadas de agregar, cancelar o redirecionar barcos a outros mercados;
- Devido ao tamanho dos mercados e à conformação geográfica do Chile, não existe uma infraestrutura nacional de transporte de gás natural e isso limita o mercado para os importadores de GNL. Para contornar tais limitações, estão sendo implementados diversos projetos de GNL por caminhão (“gasodutos virtuais”);
- Devido às limitações do mercado de gás natural, é necessário agregar demandas independentes suficientes para contratar pelo menos um barco de GNL; assim sendo, compradores industriais e termoelétricos pequenos necessitam se juntar para agregar demanda;
- O modelo do terminal de Quintero, onde foi criada uma empresa empresa carregadora (GNL Chile), com os mesmos sócios da empresa operadora do terminal (GNL Quintero) propiciou uma melhor distribuição de riscos e a possibilidade de venda de GNL regaseificado a outros potenciais consumidores.

- Seria importante desenvolver outros mercados para o gás natural, como o segmento de transporte. Porém, o uso em veículos particulares não é legalmente permitido e os impostos incidindo sobre o preço do GNV são similares aos da gasolina (e maiores que os do diesel), o que dificulta a competitividade no setor de transportes.

9 PROPOSTAS PARA UMA AGENDA DE REFORMAS PARA O GNL NO BRASIL

Tendo em vista a importância estratégica para o país de desenvolver suprimentos confiáveis e competitivos de energia e, em particular, de gás natural, e considerando que o Brasil deverá continuar importando GNL no horizonte 2015-2020, é fundamental que sejam tomadas medidas visando remover barreiras logísticas, fiscais e regulatórias à importação de GNL e ao desenvolvimento do mercado de GNL regaseificado.

Com o intuito de sugerir uma agenda de reformas para o setor, estão colocadas abaixo as principais questões e desafios levantados durante esta pesquisa, bem como propostas que objetivam o desenvolvimento do mercado de GNL no Brasil. Ressalta-se que os desafios levantados foram obtidos principalmente por meio de entrevistas junto a diversos agentes que atuam na cadeia de valor do GNL no país. Os entraves foram classificados em um grupo de questões específicas ao GNL, e em outro que diz respeito ao setor de gás natural como um todo, conforme apresentado abaixo.

9.1 Desafios do setor de gás que repercutem no GNL

Harmonização regulatória estadual

Principais desafios

- Heterogeneidade regulatória entre os estados, em particular referente ao procedimento de registro de Consumidor Livre (CL), e ausência de metodologia clara de cálculo e procedimento de revisão tarifária para o gás canalizado.

Propostas

- O MME deveria elaborar e disponibilizar para os estados um Plano de Reforma Regulatória para o gás canalizado, contendo as melhores práticas regulatórias. O plano deve conter: metodologia de revisão tarifária, *benchmark* de procedimento de registro de CL, plano de implantação de fatura com discriminação de valores cobrados ao consumidor final, modelo de transparência e autonomia para a agência reguladora estadual e prazo de implementação das mudanças sugeridas;
- Os órgãos representativos dos consumidores ou o Governo Federal deveriam solicitar opinião do CADE quanto à existência de conflito de interesses, quando secretarias estaduais de governo são responsáveis pela fiscalização dos serviços de gás nos estados onde o mesmo governo estadual exerce o controle societário de concessionárias estaduais;
- Com base nas propostas acima, publicar diretrizes nacionais para padronização da regulação estadual, por meio de resolução do CNPE ou do MME. Devido às restrições legais estabelecidas pelo artigo 25 da Constituição Federal, tal proposta estará condicionada à adesão voluntária dos estados, sendo necessário um trabalho de advocacia e influência por parte das associações de consumidores junto aos governos estaduais.

Endereçar prioritariamente a: CNPE, MME, ANP, Abegas, IBP, CADE, Associações de consumidores de energia, Consumidores Livres e reguladores estaduais interessados.

Acesso à infraestrutura de transporte de gás

Principais desafios

- Falta de transparência e disponibilidade de dados com relação aos termos de acesso à malha integrada;
- Verticalização da infraestrutura de modo geral, o que dificulta o acesso aos mercados consumidores para novos agentes supridores que não possuem participação direta na infraestrutura.

Propostas

- Acelerar a implementação da Resolução nº 11/2016, que regulamenta o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, a cessão de capacidade e o *swap* de gás natural;
- Solicitar à ANP a criação de um sistema de fiscalização – e critérios punitivos – que garantam a disponibilidade ao público em sítio eletrônico das informações sobre serviços de transporte e capacidade disponível dos transportadores;
- O MME, a ANP e o CADE deverão acompanhar o plano de desinvestimento da Petrobras, evitando a venda de ativos em “pacotes” que permitam que os compradores exerçam poder de monopólios privados. Será necessário trabalhar em conjunto com a Petrobras para que seu plano de desinvestimento permita a desverticalização da cadeia de valor do gás no Brasil e o aumento da competição por meio de vendas fracionadas dos ativos.

Endereçar prioritariamente a: ANP e MME.

Viabilização do *swap* de gás natural

Principais desafios

- Cobrança ineficiente de ICMS em movimentações interestaduais via *swap* operacional;
- Ineficiência fiscal no *swap* comercial.

Propostas

- As associações de consumidores, assim como os carregadores interessados, deverão buscar, por meio de suas representações, esclarecimento resolutivo junto ao Confaz em busca da publicação de um convênio sobre a cobrança de ICMS no *swap* operacional – em particular com relação à separação do fluxo físico, sobre o qual é cobrado atualmente o ICMS;
- Os carregadores interessados, por meio de suas associações e representações, deverão solicitar a simplificação do processo tributário do *swap* comercial (entre carregadores) junto ao Confaz. Por exemplo, por meio de um convênio que isente a cobrança de impostos na origem, tributando apenas a transação de compra e venda entre carregadores no destino.

Endereçar prioritariamente a: Associações de consumidores e carregadores de gás natural, Confaz, MME, ANP.

Inexistência de mercados secundários de gás natural

Principais desafios

- Mercados secundários inexistentes/incipientes não possibilitam o redirecionamento do GNL não consumido pelas térmicas quando estas não são autorizadas a despachar;
- Preços do GNL regaseificado para consumidores não termoelétricos são superiores aos preços do gás nacional e boliviano;
- Volumes de GNL que poderiam ser disponibilizados em caráter interruptível para o mercado secundário (indústrias, GNV) quando as térmicas não estão despachando é muito maior que a capacidade de absorção desse mercado.

Propostas

- O MME deverá definir modelo de negócio para o armazenamento de gás no país, seguido de regulamentação específica da ANP e pela disponibilização de linhas de financiamento do BNDES para

construção de sistemas de armazenamento, quando viável. Esse tipo de infraestrutura poderá suavizar as variações existentes entre oferta e demanda e estimular a criação de mercados secundários de gás;

- Incluir estudo sobre armazenamento subterrâneo de gás natural e estocagem de GNL no programa de P&D da ANEEL sobre armazenamento de energia. Essa iniciativa deverá ser reforçada por programas de P&D e estudos da ANP e EPE sobre armazenamento;
- O armazenamento de gás natural deveria ser incluído no sistema de abastecimento estratégico de hidrocarbonetos no Brasil e ser priorizado como estruturante, por meio de Portaria específica do MME.
- Realizar, por meio do órgão representativo das concessionárias de gás (ABEGÁS), CNI e MME, análise (i) da demanda potencial de gás no mercado automotivo brasileiro e (ii) da competitividade do GNL no atendimento à demanda mapeada. O estudo teria como objetivo propor medidas concretas para desenvolver mercado secundário flexível para o gás natural, apoiado no consumo automotivo e em indústrias que podem consumir o gás de forma interruptível.

Endereçar prioritariamente a: MME, ANP, ABEGAS, CNI, BNDES, distribuidoras estaduais de gás, órgãos de financiamento e linhas de crédito.

9.2 Desafios próprios ao GNL

Aspectos tributários e alfandegários específicos

Principais desafios

- Diferenças tributárias incidentes sobre importação de GNL e GN. Atualmente, a importação via terminal de regaseificação pode ser realizada tanto por importadores com licença de importação de GNL, quanto por importadores com licença de importação de GN. No entanto, a alíquota de ICMS aplicável ao GNL pode

ser diferente e até superior à alíquota aplicável ao GN, como por exemplo no RJ onde a alíquota incidente sobre importação de GNL é de 16% enquanto a incidente sobre GN é de 12%.

Propostas

- Na esfera estadual, as distribuidoras de gás canalizado deveriam solicitar junto à secretaria da fazenda do estado que a alíquota interna de ICMS incidente sobre a importação de GNL e GN seja igualada. Desse modo, a cobrança de ICMS será isonômica tanto para agentes importadores com licença para importar GNL, como para agentes importadores com licença para importar GN;
- A nível nacional, seria necessário que o CONFAZ fosse acionado para aprovação de convênio envolvendo todos os estados importadores de GN e GNL.

Endereçar prioritariamente a: MME, Governos estaduais.

Acesso e compartilhamento de terminais de regaseificação

Principais desafios

- Desafios operacionais e logísticos: alocação de janelas de operação para cada carregador; compartilhamento de capacidade de armazenamento; compartilhamento de cargas parcialmente regaseificadas (integridade de cargas); sincronização da regaseificação com a liquefação e envio de cargas de cada supridor de GNL, de modo que a chegada da carga de cada usuário do terminal coincida com a janela de operação que lhe foi alocada, evitando perdas significativas de *boil-off* na espera pela janela no porto;
- Não obrigatoriedade de acesso a terminais de regaseificação por força do Artigo 45 da Lei do Gás.

Propostas

- Importadores, consumidores e operadores de terminais de regaseificação deverão propor um modelo de compartilhamento

de terminais a partir de análise das melhores práticas internacionais; incluir no modelo proposta de acompanhamento regulatório, minuta de contrato com as principais cláusulas envolvidas e alternativas;

- Com o objetivo de defesa da concorrência e transparência de um serviço hoje monopolizado, recomenda-se que a ANP publique portaria/resolução obrigando a publicação de capacidade ociosa, termos comerciais de uso de capacidade e de *use or lose it* (que contribuiria para otimizar custos) pelos proprietários de terminais de GNL³⁷.
- A solução legal para a ausência de amparo legal para acesso obrigatório de terceiros a terminais de regaseificação passa pela proposição de emenda ao Artigo 45 da Lei nº 11.909/2009, tornando obrigatória a disponibilização de acessos por terceiros à capacidade não utilizada e ainda obrigando que pelo menos 20-30% da capacidade seja aberta à participação de terceiros no momento do projeto de novos terminais.

Endereçar prioritariamente a: Importadores, consumidores e operadores de terminais de regaseificação, MME, ANP e Congresso Nacional.

Integração com o setor elétrico

Principais desafios

- O valor do ICB nos leilões A-5 não tem sido suficiente para incorporar os custos fixos dos contratos de GNL e, portanto, os empreendedores têm de declarar térmicas 100% inflexíveis, pouco compatíveis com contratos firmes de GNL. Além disso o reajuste do ICB é feito pela inflação da brasileira, não levando em conta que os equipamentos e custos fixos são em sua maior parte em moeda estrangeira;
- Condição de despacho de termoelétricas pelo ONS; aviso de 60

³⁷ Use it or lose it: o carregador com capacidade contratada no terminal deve utilizar ou perder o direito ao uso da capacidade não utilizada. No Brasil esse dispositivo poderia ser pontual, sem interferir na prioridade de despacho termelétrico.

- dias é muito curto para suprimentos de GNL;
- Descompasso entre o reajuste semanal do CVU (receita variável da UTE) e o valor de compra de cargas de GNL (custo variável da UTE).

Propostas

- Recomenda-se ao ONS aumentar o prazo da ordem de despacho de térmicas a GNL de 60 para 90-120 dias;
- Revisão pela EPE, Aneel e ONS do modelo de despacho termoelétrico e reavaliação dos impactos do despacho termoelétrico na base, incorporando à análise o custo de garantir um suprimento flexível de gás natural, seja pela exposição à variação de preços no mercado *spot* de GNL, seja pela inclusão no cálculo do ICB de todos os custos fixos relativos à importação de GNL/GN, inclusive os custos fixos de *take-or-pay* e infraestruturas de armazenamento de gás, além de indexação dos custos pertinentes à moeda estrangeira.

Endereçar prioritariamente a: MME, EPE, Aneel, ANP, ONS.

Questões inerentes ao consumidor industrial

Principais desafios

- Exposição do mercado *spot* à volatilidade de preços; exposição dos contratos de longo prazo à variação de preços dos indexadores utilizados nas fórmulas contratuais (*Brent*, HH);
- Competitividade de preços do GNL com o gás natural doméstico e combustíveis alternativos;
- Contratação de GNL e garantias exigidas pelos fornecedores/*traders*; não existe escala de consumo para viabilizar a importação de cargas dedicadas à demanda industrial.

Propostas

- Estabelecer um convênio entre geradores termoelétricos,

concessionárias de gás e consumidores industriais visando viabilizar a utilização de UTEs que possuem contratos de longo prazo de GNL, como projetos-âncora com a comercialização para consumidores interruptíveis de parcelas residuais de cargas não aproveitadas;

- Grupos de consumidores industriais e de grande porte deverão definir um modelo de negócios e instrumentos contratuais visando viabilizar *pools* de consumidores por meio de agentes comercializadores para agregar a demanda em volumes comercialmente viáveis para importação de cargas para consumo industrial, e negociar condições de acesso a terminais existentes;
- Consumidores industriais e termoelétricos deverão incorporar aos projetos de GNL instrumentos de *hedge* financeiro (como *hedge* cambial e derivativos de preço de GNL) para minimizar o impacto de variações de preços do GNL.

Endereçar prioritariamente a: Grandes consumidores de gás, concessionárias estaduais, Autoprodutores, Autoimportadores e Consumidores Livres.

REFERÊNCIAS

Análise do GNL para o Suprimento Energético Brasileiro. **Genovese, Alex et alli. 2009.** Sao Paulo : <http://200.144.182.130/iee/prh4/?q=publicacao/congressos-2009>, 2009. Santos Offshore Conference 2009.

ANP. 2010. *O Gás Natural Liquefeito no Brasil - Experiência da ANP na Implantação de Projetos de Importação de GNL.* Rio de Janeiro : Agência Nacional de Petróleo, 2010. ISBN 978-85-88286-12-2.

ANP, Adaptado de. 2010. *O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos.* s.l. : ANP, 2010.

Argus Media. 2015. *Argus Historical Prices.* s.l. : Argus Media (licenciado para uso no estudo GNL/CNI), 2015.

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. 2015. *Levantamento estatístico. ABEGÁS.* [Online] 2015. <http://www.abegas.org.br/Site/?cat=27>.

BP plc. 2015. *BP Statistical Review of World Energy 2015.* London : BP, 2015.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2014. *Resultado 20º Leilão de Energia Nova.* CCEE. [Online] 2014. http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=hhsclv_4&tipo=Resultado&assunto=Leil%C3%A3o&pag=2&_afLoop=2593163498574782.

—. **2015.** *Resultado 21º Leilão de Energia Nova.* CCEE. [Online] 2015. http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=hhsclv_4&tipo=Resultado&assunto=Leil%C3%A3o&pag=1&_afLoop=2593466587396276.

Canal Energia. 2015. *EPE: leilão A-5 cadastra 47.618 MW.* Canal Energia. [Online] 20 de outubro de 2015. http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/EPE_Noticias.asp?id=108827.

Case study: LNG terminals under regulation: the Spanish experience. **Parada, L.I. 2014.** Florença : Florence School of Regulation, 2014. FSR Training – Regulation of Gas Markets.

CDEC SIC. 2015. *Modelación del Suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC.* Chile : Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD), 2015.

CEER. 2014. *CEER Status Review on monitoring access to EU LNG terminals in 2009-2013.* Paris : Council of European Energy Regulators, 2014. C14-GWG-111-03.

Chile, a successful niche market for LNG. **Bacigalupo, A. 2013.** Houston : LNG 17, 2013. 17 Conference on International LNG.

2015. *CNMC. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.* [Online] 2015. <http://www.cnmc.es/es-es/cnmc/sobrelacnmc.aspx>.

Corbeau, Anne-Sophie. 2010. *Natural Gas in India.* Paris : International Energy Agency, 2010.

Empresa de Pesquisa Energética. 2015. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.* s.l. : EPE, 2015.

—. **2015.** *Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2015.* EPE. [Online]

2015. <https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx?anoColeta=2015&anoFimColeta=2014>.

ENAGAS. 2015. *Enagas*. [Online] 2015. (<http://www.enagas.es/stfls/EnagasImport/Ficheros/1020/833/Folleto%20Plantas%20de%20Regasificaci%C3%B3n%20de%20Enag%C3%A1s.pdf>).

EPE. 2014. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. s.l. : EPE, 2014.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission. 2015. *Market Oversight*. [Online] 2015. <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview.asp>.

FERC. 2015. *Market Oversight*. FERC. [Online] Outubro de 2015. <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview/ngas-ovr-Ing-wld-pr-est.pdf>.

FGV Energia. 2014. *Caderno Gás Natural*. FGV Energia. [Online] Novembro de 2014. <http://fgvenergia.fgv.br/publicacoes/cadernos-fgv-energia>.

Firm LNG Supply Build-up to 2020. **Ledesma, D. Nov 2015**. London : s.n., Nov 2015. *International Gas Conference*.

Future Prospects of Spot and Short Term; Growing Slowly but Surely? **Wilson, Stephanies. 2015**. London : Platts, 2015. *Platts LNG Forum*.

Gas Alberta. 2015. *Market Prices*. Gas Alberta. [Online] 2015. <http://www.gasalberta.com/pricing-market.htm>.

GIIGNL. 2015. *The LNG Industry in 2014*. Paris : International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2015.

Global Challenges & Opportunities and Imperatives for India. **Mukherjee, K e Panadinker, R. 2014**. [ed.] BCG. 2014. *Petrotech 2014*.

Gomes, I. 2015. *Natural Gas in Canada: what are the options going forward?* Oxford : Oxford Institute of Energy Studies, 2015.

Hernando, A. 2014. *El sector energético en Chile y la Agenda Energía 2014*. Chile : cEP - Centro de Estudios Públicos, 2014.

ICLG. 2015. *UK Oil & Gas Regulation 2015*. ICLG. [Online] 2015. <http://www.iclg.co.uk/practice-areas/oil-and-gas-regulation/>.

IEA. 2014. *The Asian Quest for LNG in a Globalising Market*. [Online] 2014. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/PartnerCountrySeriesTheAsianQuestforLNGinaGlobalisingMarket.pdf>.

IGU. 2015. *World LNG Report - 2015 Edition*. s.l. : International Gas Union, 2015.

Instituto Acende Brasil. 2015. *Análise de Leilões*. Acende Brasil. [Online] 2015. <http://www.acendebrasil.com.br/br/analises>.

Le Fevre, C. 2015. *The Role of Gas in UK Energy Policy*. Oxford : Oxford Institute for Energy Studies, 2015. ISBN 978-1-78467-034-4.

Ministério de Energia - Chile. 2014. *Agenda Energía*. Chile : Ministério de Energía, 2014.

Ministério de Minas e Energia. Agosto 2014. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. s.l. : MME, Agosto 2014.

—. **Agosto 2015.** *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. s.l. : MME, Agosto 2015.

—, 2015. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, Edição nº 102. s.l. : MME, 2015.

—, 2012. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, Edição nº 69. s.l. : MME, 2012.

Montt, S. et al. 2010. *Marco Regulatorio Internacional de la Industria de Regaseificación de Gas Natural Licuado*. Santiago : Centro de Regulación y Competencia, Universidad de Chile, 2010.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2015. *Série da Energia Natural Afluente do Histórico da Operação*. ONS. [Online] novembro de 2015. http://www.ons.org.br/historico/energia_natural_afluente.aspx.

Picton-Turbervill, G & Derrick, J. 2012. *United Kingdom*. [Online] 2012. https://www.ashurst.com/doc.aspx?id_Content=7416.

Platts.

—, 2013. *LNG Daily*. Platts. [Online] Novembro de 2013. http://www.sutherland.com/portalresource/lookup/poid/Z1tOI9NPluKPtDNIqLMRV56Pab6TfzcRXncKbD-tRr9tObDdEn43EpG3!/fileUpload.name=/LNG_20131120.pdf.

Prumo Logística. 2015. *Prumo e Bolognesi assinam memorando para instalação de termoeletrica e Hub de gás no porto do Açú*. Prumo Logística. [Online] 30 de abril de 2015. <http://www.prumologistica.com.br/pt/imprensa/Paginas/Prumo-e-Bolognesi-assinam-memorando-para-instala%C3%A7%C3%A3o-de-termoele%C3%A9trica-e-Hub-de-g%C3%A1s-no-Porto-do-A%C3%A7u.aspx#sthash.MYdlhLVG.dpuf>.

Reuters Brasil. 2015. *Térmica de R\$3,3 bi movida a GNL importado é maior vendedora do leilão A-5*. Reuters Brasil. [Online] 30 de abril de 2015. <http://br.reuters.com/article/topNews/idBRKBN0NL2PH20150430>.

Rogers, H. 2015. *The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets*. Oxford : Oxford Institute of Energy Studies, 2015. ISBN ISBN ISBN 978-1-78467-033-7.

Sen, A. 2015. *Gas Price Reform in India: Implications for the Indian gas landscape*. Oxford : OIES, 2015.

Sepulveda, Roberto. 2014. *LNG in Chile: The 10th anniversary of Chile's natural gas crisis and the continued*. s.l. : Institute for Energy Law, 2014.

UK Government - Department of Energy & Climate Change. 2015. *National Digest of UK Energy Statistics - DUKES*. [Online] Junho de 2015. <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>.

US Energy Administration. 2015. *Short Term Energy Outlook*. EIA. [Online] 2015. <http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/natgas.cfm>.

US Energy Administration. 2013. *India Energy Infrastructure*. EIA . [Online] 2013. <http://www.eia.gov/todayinenergy/images/2013.04.01/maplarge.png>.

GLOSSÁRIO/SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Bm³ – bilhões de metros cúbicos

Bm³/ano – bilhões de metros cúbicos por ano

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CN – Confirmation Notice

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Espanha)

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária

CVU – Custo Variável Unitário

DOE – United States Department of Energy (Estados Unidos)

DOU – Diário Oficial da União

Enagas – Empresa Nacional de Gas S.A. (Espanha)

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUA – Estados Unidos da América

FERC – Federal Energy Regulatory Commission (Estados Unidos)

FSRU – Floating Storage and Regaseification Unit

FSU – Floating Storage Unit

Gaspetro – Petrobras Gás S.A. (subsidiária da Petrobras)

GN – Gás Natural

GNL – Gás Natural Liquefeito

GNV – Gás Natural Veicular

HH – Henry Hub, preço spot no ponto nodal (hub) na Luiziana (EUA)

ICB – Índice Custo Benefício

LEN – Leilão de Energia Nova

LNG – Liquefied Natural Gas

MF – Ministério da Fazenda

MAS – Master Sales Agreements

MMA – Ministério do Meio Ambiente

MMBtu – Milhões de British Thermal Units

MME – Ministério das Minas e Energia

MMm³/dia – Milhões de metros cúbicos por dia

MOU – Memorandum of Understanding

MTPA – Milhões de toneladas por ano

MW – Megawatt

NBP - preço spot no ponto nodal (hub) britânico
ONS – Operador Nacional do Sistema

PDE – Plano Decenal de Energia

PEM – Programa Exploratório Mínimo

PEMAT – Plano de Expansão da Malha Dutoviária

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade

UT – Usina Termoelétrica

TAG – Transportadora Associada de Gás S.A. (subsidiária da Gaspetro)

tpc - Trilhões de pés cúbicos

TTF – preço spot no ponto nodal (hub) holandês

US\$ - dólares norte-americanos

ANEXO A - PLANTAS DE LIQUEFAÇÃO EXISTENTES NO MUNDO EM 2014



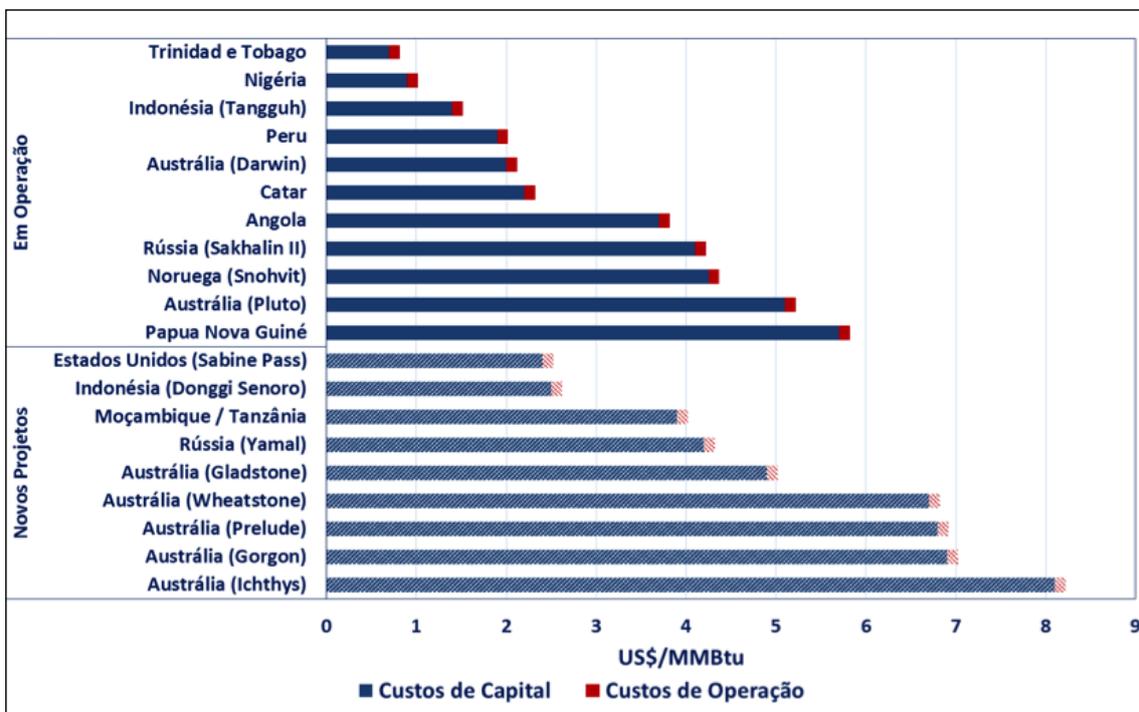
Fonte: (IGU, 2015)

ANEXO B - PROJETOS DE GNL CONCLUÍDOS EM 2014, POR PAÍS E REGIÃO

Bacia	País	Capacidade Total de Liquefação (MTPA)	Capacidade Total de Armazenamento (m³)	Início de Operação	
Bacia do Atlântico	Argélia	7,9	300.000	1978	
		8,2	300.000	1981	
		4,7	320.000	2014	
		3,2	308.000	1972-1981	
	Angola	5,2	320.000	2013	
	Egito	12,2	580.000	2005	
	Guiné Equatorial	3,7	272.000	2007	
	Nigéria	17,7	336.800	1999-2002-2006	
		4,1	84.200	2008	
	Noruega	4,3	250.000	2007	
	Trinidad e Tobago	15,5	524.000	1999-2002-2003-2006	
	Subtotal		86,7	3.595.000	-
	Bacia do Atlântico				
Oriente Médio	Abu Dhabi	5,8	240.000	1977	
	Omã	7,1	240.000	2000	
		3,6		2006	
	Catar	9,5	340.000	1999	
		31,2	1.160.000	2009-2010-2011	
		36,3	840.000	1999-2000-2004-2005-2007-2009-2010	
	lêmen	6,7	280.000	2009-2010	
	Subtotal - Oriente Médio		100,2	3.100.000,0	-
	Bacia do Pacífico	Austrália	12,1	260.000	1989-1992-2004
			4,3	65.000	2008
3,4			188.000	2006	
4,3			240.000	2012	
4,3			280.000	2014	
Brunei		7,1	195.000	1973	
Estados Unidos (Kenai LNG)		0,4	108.000	1969	
-		-	636.000	1978-2014 (descomissionada)	
Indonésia		22,3	630.000	1977-1983-1990-1994-1998	
		7,6	340.000	2009	
Malásia	24,2	390.000	1983-1995-2003-2010		
Papua-Nova Guiné	6,9	320.000	2014		
Peru	4,45	260.000	2010		
Rússia	9,55	200.000	2009		
Subtotal		110,9	4.112.000,0	-	
Bacia do Pacífico					
TOTAL MUNDO		297,8	10.807.000,0	-	

Fonte: (GIIGNL, 2015)

ANEXO C - CUSTOS DE CAPITAL E DE OPERAÇÃO DE PLANTAS DE LIQUEFAÇÃO



Fonte: (IEA, 2014)

ANEXO D - PLANTAS DE GNL EM CONSTRUÇÃO EM OUTUBRO/2015

Nome da Planta	País	Acionistas	Capacidade em MTPA (milhões toneladas/ano)	Previsão de Entrada em Operação
Sabine Pass Phase I	Estados Unidos	Cheniere Energy/Sabine Pass LNG	9	2015/2016
Sabine Pass Phase II	Estados Unidos	Cheniere Energy/Sabine Pass LNG	9	2016/2017
Cameron	Estados Unidos	Cameron/Sempra LNG, GDF Suez, Mitsui e Mitsubishi	13,5	2017/2018
Freeport - T 1-2	Estados Unidos	Freeport LNG Dev	8,8	2018
Cove Point	Estados Unidos	Dominion /Cove Point LNG	5,25	2018
Freeport - T 3	Estados Unidos	Freeport LNG Dev	4,4	2019
Corpus Christi	Estados Unidos	Cheniere Energy	9	2019/2020
Sabine Pass - T 5	Estados Unidos	Cheniere Energy	4,5	2019/2020
Pacific Rubiales	Colômbia	Pacific Rubiales Energy/Pacific Exploration and Production Corp.	0,5	2016
Yamal LNG	Rússia	Yamal Oil and Gas - Novatek, Total e CNPC	16,5	2017/2018
Total - Bacia do Atlântico			80,45	
Gorgon Train 1	Austrália	Chevron Austrália, ExxonMobil, Shell, Osaka Gas, Tokyo Gas e Chubu Electric Power	5,2	2016
Gorgon Train 2	Austrália	Chevron Austrália, ExxonMobil, Shell, Osaka Gas, Tokyo Gas e Chubu Electric Power	5,2	2016/2017
Gorgon Train 3	Austrália	Chevron Austrália, ExxonMobil, Shell, Osaka Gas, Tokyo Gas e Chubu Electric Power	5,2	2017/2018
Prelude	Austrália	Shell, Inpex, CPC e Kogas	3,6	2017
Wheatstone	Austrália	Chevron Austrália, KUFPEC (Kuwait), Woodside Petroleum Limited, Kyushu Electric Power Company TEPCO	8,9	2017/2018
GLNG Train 1	Austrália	Total, Santos, Petronas e Kogas	3,9	2015
GLNG Train 2	Austrália	Total, Santos, Petronas e Kogas	3,9	2015/2016
Asia Pacific LNG T1	Austrália	Origin, ConocoPhillips e Sinopec	4,5	Fim de 2015
Asia Pacific LNG T2	Austrália	Origin, ConocoPhillips e Sinopec	4,5	Fim de 2016
Ichthys	Austrália	Total, Inpex, Tokyo Gas, Osaka Gas, Chubu Electric Power, Toho Gas	8,4	2018
Senoro Donggi	Indonésia	Sulawesi LNG (Mitsubishi + Kogas), Pertamina Hulu Energi e Medco LNG Indonesia	2	2015
Sengkang	Indonésia	Energy World Corporation LTD	0,5	2015/2016
Petronas PFLGN Satu (Sarawak)	Malásia	Petronas LNG	1,2	2016/2017
Petronas PFLGN Dua (Sabah)	Malásia	Petronas LNG	1,5	2017/2018
MLNG T9	Malásia	Petronas LNG, Malaysia LNG	3,6	2015
Total - Bacia do Pacífico			62,1	
TOTAL - Bacias do Atlântico e Pacífico			142,6	

Fonte: Adaptado de (Firm LNG Supply Build-up to 2020, Nov 2015).

ANEXO E - COMPONENTES DO CUSTO DE AFRETAMENTO DE GNL ATÉ O BRASIL

Distância \ Custos por Componente (US\$/MMBtu)		Transporte por Navio	Combustível e Evaporação	Custos Portuários	TOTAL
4.646 (Distância Estados Unidos - Bahia)	milhas	0,24 - 0,45	0,31 - 0,57	0,21 - 0,40	0,76 - 1,42
3.976 (Distância Trinidad e Tobago - Bahia)	milhas	0,21 - 0,39	0,26 - 0,49	0,18 - 0,34	0,65 - 1,22
3.815 (Distância Nigéria - Bahia)	milhas	0,20 - 0,37	0,25 - 0,47	0,18 - 0,33	0,63 - 1,17

* Considerando custos de frete diários do navio de US\$ 35.000 e US\$ 65.000.

Fonte: (Gomes, 2015) e (Platts, 2013)

ANEXO F - CUSTO DE AFRETAMENTO DE GNL PARA DIVERSAS DESTINAÇÕES

Custo (US\$/MMBtu)	Frete de US\$ 30.000/dia				Frete de US\$ 66.000/dia			
	Brasil	Argentina	Japão / Coreia	Noroeste da Europa	Brasil	Argentina	Japão / Coreia	Noroeste da Europa
Oriente Médio	1,08	0,96	0,73	0,99	1,18	1,58	1,27	1,47
Trinidad e Tobago	0,42	0,59	1,77	0,50	0,53	0,93	2,83	0,78
Nigéria	0,49	0,57	1,19	0,52	0,51	0,91	2,03	0,83
Austrália	1,29	1,11	0,51	1,47	1,36	1,76	0,85	2,21

Fonte: (Gomes, 2015) e (Platts, 2013)

ANEXO G - PREÇOS ESTIMADOS DO GNL DESEMBARCADO NO MUNDO (US\$/MMBTU)

Terminal \ Mês/Ano	Março 2013	Novembro 2013	Julho 2014	Outubro 2014	Março 2015	Outubro 2015
Bahia Blanca	18,09	15,65	13,89	14,55	7,52	7,62
Rio de Janeiro	16,84	14,65	13,73	14,23	7,28	7,59
Altamira	3,55	16,4	13,63	14,01	7,38	7,55
Lake Charles	3,01	3,15	4,13	3,57	2,5	2,41
Cove Point	3,34	3,26	3,61	2,81	2,65	2,25
Canaport	-	-	4,76	6,31	2,7	3,39
Espanha	15,25	10,9	9,8	12,1	6,8	6,55
Reino Unido	9,94	10,66	7,16	9,13	6,38	6,41
Bélgica	9,86	10,4	7,38	8,99	6,62	6,3
Índia	15,7	13,75	12,8	14,1	7,35	7,2
China	19,35	15,25	12,85	14,4	7,3	7,1
Japão	19,75	15,65	13,25	14,8	7,45	7,25
Coreia do Sul	17,75	15,65	13,25	14,8	7,45	7,25

Fonte: Adaptado de (FERC, 2015)

ANEXO H - EQUAÇÃO DO MODELO VAR IMPLEMENTADO PARA PROJETAR A DEMANDA DE GÁS.

Equação geral do VAR:

$$\hat{y}_t = a + \sum_{i=1}^p A_i y_{t-i} + \varepsilon_t$$

Em que:

\hat{y}_t – é o vetor resposta das variáveis de séries temporais no tempo t com n elementos;

a – é um vetor constante de deslocamento com n elementos;

A_i – são p matrizes autorregressivas $n \times n$ para cada i , sendo a ordem do modelo (quantidade de defasagens);

ε_t – é um vetor de comprimento n de inovações serialmente não correlacionadas.

Equação do modelo obtido:

$$\begin{aligned} \widehat{Cons_GN}_t = & 2.15 * 10^{-4} PIB_{t-1} - 4.21 * 10^1 EARSIN_{t-1} + 1.84 * 10^0 UTEPot_{t-1} \\ & + 1.85 * 10^0 Cons_GN_{t-1} - 2.34 * 10^{-4} PIB_{t-2} + 5.45 * 10^1 EARSIN_{t-2} - 1.76 \\ & * 10^0 UTEPot_{t-2} - 1.19 * 10^0 Cons_GN_{t-2} + 2.98 * 10^{-5} PIB_{t-3} \\ & - 1.31 * 10^1 EARSIN_{t-3} + 6.77 * 10^{-1} UTEPot_{t-3} - 3.15 * 10^{-1} Cons_GN_{t-3} \\ & - 1.84 * 10^1 const - 3.14 * 10^{-1} trend \end{aligned}$$

Em que:

$Cons_GN$ – Consumo de Gás Natural;

$EARSIN$ – Energia Armazenada no SIN;

$UTEPot$ – Capacidade Termelétrica Instalada no SIN;

PIB – Produto Interno Bruto;

$const$ – vetor unitário;

$trend$ – vetor tendência.

ANEXO I - TABELA RESUMO DAS PROPOSTAS PARA O GNL NO BRASIL

Tema	Proposta	Encaminhamento
Harmonização regulatória estadual	Criar um grupo de trabalho para (i) desenvolver um modelo de regulação estadual padronizado para propor aos estados, estabelecer <i>benchmarks</i> para subsidiar o processo de revisão tarifária e promover a transparência em processos tarifários; e (ii) estabelecer uma “carta de princípios” para a regulação estadual do gás natural, visando garantir a independência das agências estaduais em relação às distribuidoras locais.	MME, ANP, Abegas e reguladores estaduais interessados
Transporte	Priorizar junto à ANP o endereçamento e efetivação da Resolução nº 11/2016	MME; ANP
Swap	<p>Buscar esclarecimento resolutivo junto ao Confaz, em particular com relação à separação do fluxo físico, sobre o qual é cobrado atualmente o ICMS, e o acordo contratual de compra e venda nos pontos de origem e destino pré-estabelecidos. A tributação sobre as previsões contratuais poderá ser controlada por meio de medições nos pontos de origem e destino.</p> <p>Sugere-se também a constituição de um grupo de trabalho, envolvendo eventuais carregadores interessados e as instâncias fiscais da esfera federal e estadual, para realizar o estudo de possíveis mecanismos de simplificação processual e tributária para o <i>swap</i> comercial.</p>	<p>MME; Confaz</p> <p>Carregadores interessados e instâncias fiscais da esfera federal e estadual.</p>
Mercados secundários	<p>Em paralelo ao estudo dos aspectos regulatórios do armazenamento de GN no âmbito do grupo de trabalho da ANP que estuda o assunto, promover estudos da EPE para analisar a viabilidade econômica de projetos de armazenamento no Brasil.</p> <p>Desenvolver estudos de alternativas de suprimento e precificação para mercados secundários de GNL para cargas não utilizadas pelo mercado primário termoelétrico, em comparação com a possibilidade de reexportar o GNL para mercados internacionais.</p> <p>Realizar, no âmbito das distribuidoras de gás, uma análise (i) da demanda potencial de gás no mercado automotivo brasileiro e (ii) da competitividade do GNL no atendimento à demanda mapeada.</p>	<p>ANP e EPE</p> <p>Investidores em projetos de térmicas a GNL.</p> <p>Distribuidoras</p>
Aspectos tributários e alfandegários	<p>Em esfera federal, sugere-se padronizar a emissão de autorização de importação pelo MME, buscando manter, para cargas importadas via terminal de regaseificação, um mesmo critério, seja de importação de GNL, seja de importação de GN (após a regaseificação do GNL). Em particular, sugere-se que o critério adotado seja o de emissão de licenças de importação de GN (após a regaseificação), de modo que se mantenha um único modelo de licença de importação no país, válida tanto para a importação via terminal de regaseificação como para a importação via gasoduto.</p> <p>Em esfera estadual, sugere-se igualar a alíquota interna de ICMS incidente sobre a importação de GNL e GN.</p>	<p>MME</p> <p>Governos estaduais</p>

<p>Acesso e compartilhamento de terminais de regaseificação</p>	<p>Tanto do ponto de vista regulatório pela ANP quanto do ponto de vista contratual pelos agentes importadores, seria interessante desenvolver um estudo de melhores práticas internacionais sobre compartilhamento de terminais de regaseificação. Espera-se, desse modo, propor um modelo de acompanhamento regulatório, minuta de contrato com as principais cláusulas envolvidas e alternativas.</p> <p>Sugere-se que a ANP desenvolva regulação visando dar maior liquidez e transparência na operação de terminais de GNL, por exemplo: obrigatoriedade de publicação de capacidade eventualmente disponível e das condições comerciais de acesso a essa capacidade, proibição de acúmulo indevido de capacidade pelo operador do terminal e disposições obrigando ao uso da capacidade ou a sua perda (<i>use it or lose it</i>).</p>	<p>ANP, operadores de terminais de regaseificação, carregadores e importadores de GNL</p> <p>ANP</p>
<p>Integração com o setor elétrico</p>	<p>Aumentar o prazo de despacho de térmicas a GNL de 60 para 90-120 dias.</p> <p>Sugere-se a revisão pela EPE, Aneel e ONS do modelo de despacho termoelétrico e reavaliação dos impactos do despacho termoelétrico na base, incorporando à análise o custo de garantir um suprimento flexível de gás natural, seja pela exposição à variação de preços no mercado <i>spot</i> de GNL, seja pelo custo de desenvolvimento de infraestruturas de armazenamento de gás.</p>	<p>MME; EPE</p> <p>EPE, Aneel, ONS</p>
<p>Integração com o consumidor industrial</p>	<p>Consumidores industriais poderão procurar projetos-âncora, como as UTEs a GNL que possuem contratos de longo prazo de GNL, para contratar parcelas residuais de cargas não aproveitadas e criar <i>spill over</i> positivo no mercado de curto e médio prazo nacional.</p> <p>Consumidores industriais interessados em importar GNL poderiam formar um <i>pool</i> de consumidores para agregar volumes comercialmente viáveis para importação e negociar condições de acesso a terminais existentes.</p> <p>Consumidores industriais deverão avaliar políticas de <i>hedge</i> para minimizar risco de variações cambiais e de variação de preços do GNL.</p> <p>Realizar estudo para avaliar a possibilidade de cessão da administração de contratos de terminais de regaseificação para agentes comercializadores, cuja função seria equilibrar um portfólio de consumidores.</p>	<p>Consumidores industriais</p> <p>Consumidores industriais e de médio porte de modo geral.</p> <p>Consumidores industriais</p> <p>Potenciais consumidores de GNL.</p>

ANEXO J - TABELA RESUMO DO MARCO REGULATÓRIO PARA O GNL

Regulação referente ao setor de óleo e gás	Autorização de importação	Portaria MME Nº 232/2012
	Acesso a terminais	Lei nº11.909/2009
	Comercialização e registro de autoimportador	Portaria nº 50/2011, nº 51/2011 e nº 52/2011
	Autoprodutor, autoimportador e Consumidor Livre	Lei nº 11.909/2009; Decreto nº 7.382/2010; RANP nº 51/2011; Parecer 448-2013-PF_ANP-PGF-AGU
	Transporte e Swap	RANP nº 27 e 28/2005; Consulta pública nº 7/2015, Nota técnica nº 016/SCM/2015
	Autorização de construção e operação	Portaria nº 170/1998 (*em revisão)
Regulação referente ao setor elétrico	Portarias de leilões onde houve participação de UTEs a GNL	Portaria nº 169/2014 e nº 653/2014
	LEN A-5 2016	Portaria nº382/2015
	Credenciamento e habilitação para leilão de energia nova	MME nº 21/2008; Portaria nº 42/2007 e nº 46/2007; relatório EPE-DEE-159/2007-r11
	Comprovação de lastro	Decreto nº5.163/2004

Fonte: Elaboração própria.

Agradecimentos

Antonio Bacigalupo
Gerente Geral Quintero GNL S.A.

Anne Sophie Corbeau
Pesquisadora Visitante KAPSARC (King Abdullah Petroleum Studies and Research Center)

Augusto Salomon
Presidente Executivo da Associação Brasileira das Empresas Estaduais Distribuidoras de Gás Canalizado, ABEGAS

Luis Henrique Guimarães
ex-Presidente da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) e Presidente da Raízem

Luis Alberto Amoroso
ex-COO e Business Development, Grupo Ebrasil

Marcelo Menicucci
VP Comercial e de Estratégia, BG Brasil

Howard Rogers
Diretor do Programa de Gás Natural, Oxford Institute for Energy Studies (OIES)

Chris Le Fevre
Senior Visiting Fellow (OIES)

Antoni Peris Mingot
Diretor Executivo, Serviços Regulados, Gás Natural Fenosa

Manu Kohli
Gerente Comercial, BP Petrochemicals, India

Giovani Machado
Superintendente de gás natural, EPE

Victor Santos Raposo
Gerente de Comercialização de GNL, Petrobras

Kasciandro Senem
Gerente de Desenvolvimento de Produtos e Serviços, Petrobras

Melissa Mathias
Especialista em regulação, ANP

Luciana Estevão
Especialista em regulação, ANP

Guilherme de Biasi Cordeiro
Especialista em regulação, ANP

Matheus Bodnar

Coordenador geral de acompanhamento, desenvolvimento de mercado e produção, MME

Aldo Barroso Cores Junior

Coordenador geral de processamento, de infraestrutura e logística, MME

Vanessa Viola

Country Manager Brasil, Argus Media

CNI

Diretoria de Relações Institucionais

Monica Messemberg
Diretor de Relações Institucionais

Unidade de infraestrutura

Wagner Cardoso
Gerente-Executivo de infraestrutura

Francine Vaurof
Rodrigo Garcia
Camila Schoti (Gerente de Energia - Abrace)
Júliana Rodrigues de Melo Silva (Abrace)
Mirella da Silva Rodrigues (Abrace)
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM

Carlos Alberto Barreiros
Diretor de Comunicação

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP

Carla Gonçalves
Gerente-Executiva de Publicidade e Propaganda

Olik Comunicação
Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato
Diretor de Serviços Corporativos

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Gerente-Executivo de Administração, Documentação e Informação

Gerência de Documentação e Informação – GEDIN

Mara Lucia Gomes
Gerente de Documentação e Informação

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

Ieda Gomes – Energix Strategy Ltd e Senior Adviser FGV Energia (Coordenadora)
Carlos Quintella Vasconcellos – Diretor Executivo FGV Energia

Lavinia Hollanda – Coordenadora de Pesquisa FGV Energia

Camilo Poppe – Pesquisador FGV Energia

Mônica Varejão – Pesquisadora FGV Energia

Patrícia Vargas – Pesquisadora FGV Energia

Ricardo Cantarani – Pesquisador Secretaria de Energia de São Paulo

Consultores

Apoio:



Embaixada Britânica
Brasília

Realização:



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA