

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

YANNA CLARA PRADE

**A flexibilidade do mercado de gás: uma análise contratual do caso brasileiro e
do mercado internacional de GNL**

RIO DE JANEIRO

2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

YANNA CLARA PRADE

A flexibilidade do mercado de gás: uma análise contratual do caso brasileiro e do mercado internacional de GNL

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito necessário à obtenção do título de Doutora em Economia.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida (IE/UFRJ)

RIO DE JANEIRO

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

P896 Prade, Yanna Clara.

A flexibilidade do mercado de gás: uma análise contratual do caso brasileiro e do mercado internacional de GNL / Yanna Clara Prade. – 2020.

235 f.; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, 2020.

Bibliografia: f. 207 - 226.

1. Gás natural – Mercado - Brasil. 2. Gás natural liquefeito – Mercado. 3. Flexibilização. 4. Custos de transação. I. Almeida, Edmar Luiz Fagundes de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

CDD 333.823381

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária: Luiza Hiromi Arao CRB/7 – 6787
Biblioteca Eugênio Gudim/CCJE/UFRJ

A flexibilidade do mercado de gás: uma análise contratual do caso brasileiro e do mercado internacional de GNL

YANNA CLARA PRADE

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito necessário à obtenção do título de Doutora em Economia.

Aprovada em: Rio de Janeiro, 28 de setembro de 2020.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida (IE/UFRJ), orientador

Prof. Dra. Marina Honório de Souza Szapiro (IE/UFRJ)

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos (USP)

Prof. Dr. José Ricardo Uchôa Cavalcanti Almeida (UFBA)

Prof. Dr. Carlos Augusto Arentz Pereira (UERJ)

*“We all move forward when
we recognize how resilient
and striking the women
around us are”*

Rupi Kaur

AGRADECIMENTOS

Esse não é um agradecimento clássico formal. Esse é meu jeito de tentar expressar minha real gratidão a todos que fazem parte. Eu não tenho como agradecer dizendo apenas "agradeço à pessoa xyz pelo apoio e carinho". Isso é uma afronta depois do sofrimento e luta que envolveu escrever essa tese. Não só pela dificuldade em si que é se dedicar quatro anos a um doutorado em um país que não valoriza o trabalho acadêmico, mas finalizar isso em meio a uma pandemia. Não tem como ser um agradecimento normal em tempos tão conturbados em que o apoio de muitos foi essencial para a efetivação desse trabalho.

Me perdoe se isso tudo soar muito emotivo, piegas ou inapropriado, mas eu sou isso e essa tese faz parte de mim. O objetivo desse agradecimento, além do óbvio objetivo de agradecer, é para que a Yanna de 80 anos leia esse texto e se lembre com nostalgia desses anos que não foram fáceis, mas que foram rodeados de pessoas incríveis.

A tese é o marco final de uma jornada cheia de pessoas, histórias e acontecimentos. Essa história não tem como começar se não for com meu querido orientador Edmar de Almeida. É difícil não soar exagerada quando significa muito para você, mas esse homem salvou minha vida. Em um momento difícil onde nem eu acreditava em mim, que sequer sabia quem eu era, ele acreditou e me incentivou. Edmar me abriu portas (todas elas), do GEE, da pesquisa, dos congressos, da consultoria. Eu entrei no doutorado por incentivo total dele e é a ele quem eu devo toda minha evolução acadêmica e muito do meu posicionamento seguro de hoje em dia.

Caro leitor, você faz parte do mundo acadêmico e eu estou tentando mostrar o quanto meu orientador é uma pessoa especial para o mundo acadêmico, um tipo agregador raríssimo. E aqui eu tenho certeza de que falo pela minha experiência, mas também por todos meus colegas. Edmar sempre fez questão de nos incluir, fez a gente se apaixonar pela pesquisa, pelos trabalhos, nos influenciando por toda paixão que ele tem de realizar novas coisas e crescer. Nesse contexto tão incentivador, o aprendizado é enorme e as conquistas por menor que sejam são muito gratificantes. É lindo ver os muitos ex-alunos do Edmar espalhados em todas instituições e empresas, todos carregando esse carinho e gratidão pelo mestre. Eu tenho muito orgulho de tê-lo como orientador e parceiro acadêmico, não só pela excelência, mas por essa essência de mestre. Ele se tornou para mim muito mais que uma referência

acadêmica, mas um exemplo de vida. E por isso e por todas inúmeras oportunidades, eu sou imensamente grata.

Uma das portas abertas pelo Edmar e a quem devo meu agradecimento são aos professores, pesquisadores e alunos envolvidos no Grupo de Economia da Energia, desde 2012. Eu aprendi muito com todos e sou muito grata ao carinho e oportunidades que me foram fornecidas. O Grupo foi uma casa para muitas amizades e parcerias que vou levar para vida e sempre terá um lugar de carinho na memória. Um agradecimento especial aos queridos amigos de delírios acadêmicos e melhores companhias de congressos: Gustavo, Botelho, William, Diogo, Niágara, Amanda, Vinny.

Outra porta aberta por Edmar foi a Prysma, a quem devo um agradecimento especial à Sylvie D'Apote. E aqui chegamos no outro pilar dessa tese. Enquanto o Edmar me ajudou a me apaixonar pela temática energética e abriu os caminhos, a Sylvie me ensinou a executar e crescer exponencialmente. Com mesmo carinho, ela me abriu as portas e me incentivou, dando todo apoio para esse doutorado acontecer. Minha participação em programas internacionais de intercâmbio ocorreu por indicação e apoio incondicional dela. Eu sei o privilégio que é estar trabalhando com alguém como a Sylvie e eu sou muito grata por essa oportunidade e por todo aprendizado acumulado ao longo dos anos. Assim como Edmar é uma referência importante na minha vida, Sylvie também é, e a força que ela representa enquanto mulher que luta e enfrenta é muito motivadora. Sou muito grata por esse encontro e todo aprendizado.

Nesse contexto, preciso também agradecer a Agustín Castaño por toda parceria e por ter acreditado desde o meu primeiro projeto de pesquisa, já com bastante desafios. A experiência do Agustín transparece a cada conversa e sei que aprendi muito ao longo dos anos com essa convivência.

Agradecimentos especiais a todos que contribuíram de alguma forma para a realização dessa tese. Aos entrevistados José Galindo, Luciano Veloso, Marcelo Alfradique, Gabriel Costa, Luiz Paulo Barbosa, Álvaro Tupiassú, Patrícia Brunet, Pedro Lima, Guilherme Veloni, Larissa Resende, Sanny Macedo e Edson Real, pela disponibilidade e interesse em me receber. Foram encontros muito ricos! Aos membros da banca por aceitarem participar desse momento

histórico pessoal, Prof. Edmilson dos Santos, Prof. Carlos Arentz, Prof. José Uchoa e Prof. Marina Szapiro.

Agradecimentos mais que especiais, eternos e intensos aos pesquisadores do Oxford Institute for Energy Studies, Anouk Honoré, Howard Rogers, James Henderson, David Ledesma, Jonathan Stern, Ieda Gomes e Mike Fulwood. Foi uma honra sem tamanho ter sido agraciada com a OIES Saudi-Aramco Fellowship e receber a oportunidade de realizar minha pesquisa junto aos nomes acadêmicos mais importantes do mercado de energia.

Agradecimento ao Departamento de Estado Norte-Americano, pela oportunidade de participar do International Visitor Leadership Program (IVLP) sobre Segurança Energética, em 2017. O Programa foi muito rico de experiências e sou grata as amizades seladas ali.

Agradeço à Universidade Federal do Rio de Janeiro e ao Programa de Pós Graduação em Economia e seus professores pelos esforços em manter um programa de excelência, no qual tive experiências e aprendizados muito ricos. Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), que concedeu bolsa para financiamento de meus estudos.

Querido leitor, agora vamos a uma parte difícil e emotiva do agradecimento: meus tão queridos amigos. Eu tenho muita sorte de ter uma família que eu criei, de pessoas que se importam, de pessoas que se amam, que vai muito além do conceito família de sangue. Essa rede de apoio e incentivo foi essencial para concluir essa tese e eu devo a eles toda minha gratidão.

Gabriel, que é um pouco mais que amigo, esteve comigo desde o mestrado ao meu lado em todos problemas, crises e dificuldades. Foram dias muito difíceis, muito cansaço e sacrifício, mas eu sempre pude contar com ele, com todo amor e compreensão. Ele me incentiva a chegar mais longe, ele fica genuinamente feliz com minhas vitórias. Eu sei que estamos juntos enfrentando tudo, e eu entendo a sorte que é ter um companheiro assim em uma sociedade como a nossa. E eu sou imensamente grata pelo nosso encontro e pelo apoio para a realização dessa tese.

Carol tem um papel central nessa tese. Não só como amizade, ela foi meu apoio incondicional quando eu precisei de ajuda para ir viver o sonho de Oxford. A Carol foi fundamental para que eu pudesse me concentrar nos meus objetivos, tendo certeza de que minha casa, minhas gatas e minha vida estavam em boas mãos no Brasil. Eu sou muito grata a isso de um jeito que não existem palavras para expressar. Carol também fez parte e é responsável por muito do meu amadurecimento ao longo da tese, em me dar forças para acreditar em mim mesma. Carol, minha irmã de vida, essa tese tem muito de você e eu sou eternamente grata.

Felipe, meu amigo/irmão amado, que esteve sempre do meu lado nos momentos de crise e vitórias. Essa vitória eu com certeza devo dedicar a você e todo apoio incondicional que você me deu desde sempre. Felipe com certeza é um dos pilares da minha vida, quem eu considero minha família e que foi meu suporte emocional por tantos anos (e continua, não acabou essa missão). Eu não estaria aqui e não teria chegado tão longe sem você do meu lado.

Obrigada à Camilinha por tanto, por tudo, por ter sido um apoio sem tamanho nessa quarentena e nesses anos tão difíceis de distâncias e confusões. Eu não consigo expressar o quanto você estar presente na minha vida fez ela mais leve (e recheada de fofocas). Sou grata por você estar sempre presente, sempre cuidando. E obrigada eterno por ter sido o pilar e a força da sanidade mental nesses tempos tão complexos, sei que nossa união foi essencial para eu ter paz de espírito para terminar esse trabalho.

Agradeço ao Diogo pela amizade de tantos anos, tantas conversas, fofocas, apoios e linhas iguais no currículo. Diogo sempre me incentivou e esteve presente nos momentos mais difíceis, me dando o suporte que eu precisava. Também esteve presente nas vitórias, celebrando comigo cada passo intensamente. Sou muito grata pela nossa amizade linda e por esse apoio mútuo.

Niágara, minha amiga parceira acadêmica de congressos e delírios, muito obrigada pelo apoio em todos os anos de doutorado, com conversas, muitas ideias e sonhos. Muito obrigada por estar presente nesses meses difíceis e por ser sempre um incentivo para crescer. Que cresçamos juntas, que brilhemos e que nossas ideias infinitas prosperem. Muito obrigada por tudo!

Eu tenho sorte de estar rodeada de mulheres incríveis em todos meus círculos sociais. A força delas me inspira a crescer, aprendi e aprendo muito com elas. Eu sei o quanto cada uma foi importante para eu chegar aqui e agradeço imensamente por todo carinho e palavras de apoio nas fases difíceis: Bhavani, Nalini, Babics, Larissa, Carlinha, Gabi Goulart, Gabi Freitas, Lívia, Ju Pinho, Nath, Rosa, Ju Guerra, Karen, Bebel, Aline, Cecília, Rafa. Um agradecimento especial a Carol Mia, minha mais nova irmã amada e querida que compartilha das mesmas ansiedades e sofrimentos, muito obrigada pela sua companhia e força sempre.

Agradeço também aos meus queridos amigos criados no PPGE, Pedro Costa, André, Bob, Faustinho, Vitão, Rodrigo, Nem. Tenho um carinho enorme por vocês! PPGE é amor demais e se mantém.

Eu preciso agradecer a quem me colocou aqui, a quem me deu existência e por isso, obrigada aos meus pais. Agradeço à minha querida mãe Sandra por ter sido sempre presente e ter me fornecido todas as oportunidades para eu chegar aqui. Agradeço especialmente às mulheres da minha família, de quem eu herdei uma força gigantesca e que eu admiro muito. Em uma estrutura familiar não tradicional por diversas gerações, elas foram mais fortes e conseguiram nos trazer até aqui. Eu reconheço o sacrifício e dificuldades que elas passaram, é uma honra ser fruto dessa força e poder perpetuar isso no mundo com minhas criações e crescimento.

Também devo agradecer ao meu irmão Yargo Dinache por todo apoio e paciência ao longo dos anos da tese. Eu sei que crescemos muito enfrentando as dificuldades de convivência e como foi importante aprender a lidar com essas adversidades para criar resiliência (e algum grau de desapego a chatices). Agradeço a meu irmão querido, Pedro, por estar comigo nessa jornada e ser tão presente com seu carinho e amor. Sou muito grata por nossa amizade e apoio mútuo.

Eu sei que é inusitado e sem sentido, mas eu preciso agradecer por escrito à Flora e Morgana, minhas gatas. Vocês duas foram minha família e me mostraram o que era amor e cuidado. Eu sou muito grata e sei o quanto essa convivência me trouxe senso de responsabilidade e força de vontade para resolver minha vida e crescer, vocês dependiam disso. Vocês foram e são muito importantes, minha companhia nos piores momentos. Florinha

deixou um vazio enorme e vai estar sempre na memória dessa tese, de ter me fornecido o maior e mais difícil desafio que eu precisei enfrentar em escrever uma tese e viver um luto.

RESUMO

PRADE, Yanna Clara. **A flexibilidade do mercado de gás: uma análise contratual do caso brasileiro e do mercado internacional de GNL.** Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, Rio de Janeiro, 2020.

O mercado de gás natural, predominantemente como uma indústria de rede, apresenta relevantes custos de transação, associado aos ativos específicos de transporte e às incertezas, que são representadas pelos riscos de mercado, tanto de volume como de preço. Nesse sentido, para lidar com os altos custos de transação, é necessária a verticalização das operações do mercado de gás ou estabelecimento de contratos de longo prazo. No Brasil, o mercado de gás foi criado e desenvolvido pela Petrobras com um misto de verticalização (da produção própria ao consumidor final) e contratos de longo prazo ao longo da cadeia gasífera. Para lidar com a alta variabilidade da demanda de gás do setor elétrico, em 2009 a estatal inseriu a importação de GNL *spot* em seu portfólio para garantir a flexibilidade da oferta. Desde 2014, a estatal assumiu um novo posicionamento estratégico abarcando desinvestimentos em atividades do mercado de gás. O plano de desinvestimentos da estatal desencadeou um amplo debate sobre a reforma regulatória necessária para garantir o acesso dos novos agentes e impulsionar um ambiente competitivo. No contexto de maior pluralidade de agentes no mercado de gás, uma questão chave a ser endereçada é como serão administrados os riscos nas novas relações contratuais. Existe uma incompatibilidade entre os requerimentos do lado da demanda (oferta segura com flexibilidade para lidar com variações do mercado) e do lado dos novos produtores potenciais (demanda firme e sem variações, mas que esteja apta a lidar com paradas de manutenção). Em paralelo aos acontecimentos no âmbito nacional, desde o início dos anos 2000 o mercado internacional de GNL vem apresentando rápida evolução e melhoria da flexibilidade e liquidez. Um dos marcos nessa trajetória é o início das exportações dos Estados Unidos em 2016, que trouxe inovações contratuais e comerciais relevantes. A hipótese a ser testada na tese é de que as novas condições do mercado internacional de GNL tem a capacidade de impulsionar e viabilizar a liberalização do mercado de gás brasileiro, que carece de instrumentos de flexibilidade. Usando o arcabouço teórico da Teoria dos Custos de Transação (TCT) e desenvolvendo definições de flexibilidade, esta tese buscou analisar o mercado brasileiro de gás tomando

como objeto a rede de contratos estabelecidos pela Petrobras e as condições de flexibilidade. A TCT também foi utilizada para analisar a estrutura do mercado internacional de GNL com o objetivo de identificar os pontos de evolução dos custos de transação e flexibilidade. A tese conclui que os custos de transação ainda são relevantes no mercado internacional de GNL, mas que a integração vertical, antes em uma configuração “ponto-a-ponto”, migrou para um modelo de portfólio, no qual os agentes otimizam e administram suas cargas impulsionando o mercado *spot*. Nesse sentido, diminuem as incertezas e aumenta a flexibilidade e liquidez desse mercado. O novo contexto internacional é uma oportunidade para que os *players* brasileiros tenham acesso a uma fonte flexível e necessária para a construção de um portfólio que mitigue riscos de suprimento e demanda. A inserção de novos instrumentos de flexibilidade no mercado brasileiro é fundamental para que o mercado se desenvolva sem intermédio da Petrobras e precisa ser discutida e endereçada na reforma regulatória em andamento.

Palavras-chave: Gás Natural, GNL, Flexibilidade, Custos de Transação, Liberalização do Mercado de Gás

ABSTRACT

PRADE, Yanna Clara. **A flexibilidade do mercado de gás: uma análise contratual do caso brasileiro e do mercado internacional de GNL.** [The flexibility of the gas market: a contractual analysis of the Brazilian case and the international LNG market] Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, Rio de Janeiro, 2020.

The natural gas market, as a network industry, has significant transaction costs, associated with specific assets for transport, and uncertainties, which are represented by market risks, both in volume and price. Therefore, to deal with the high transaction costs, it is necessary to verticalize gas market operations or establish long-term contracts. In Brazil, the gas market was created and developed by Petrobras with a mix of verticalization (from own production to the final consumer) and long-term contracts along the gas chain. To deal with the high volatility in gas demand from the power sector, in 2009 the Petrobras included the import of LNG spot in its portfolio to guarantee the supply flexibility. Since 2014, the company is pursuing a new strategic position, including divestments in gas market activities. The divestment plan stimulated a wide debate on regulatory reform which is necessary to guarantee access for new agents and promote a competitive environment. In the context of a greater plurality of players in the gas market, a key question to be addressed is how risks will be managed in new contractual relationships. There is an incompatibility between the requirements on the demand side (safe supply with flexibility to deal with market variations) and on the side of potential new producers (firm demand without variations, but that is able to deal with maintenance stops). In parallel to Brazilian context, since the beginning of the 2000s the international LNG market has been rapidly evolving and improving flexibility and liquidity. One of the milestones in this trajectory is the start of exports from the United States in 2016, which brought relevant contractual and commercial innovations. The hypothesis to be tested in the thesis is that the new conditions of the international LNG market have the capacity to boost and make the liberalization of the Brazilian gas market possible, which lacks flexibility tools. Using the theoretical framework of the Transaction Cost Theory (TCT) and developing definitions of flexibility, this thesis aims to analyze the Brazilian gas market taking as its object the contracts network established by Petrobras and the flexibility conditions. TCT was also used to analyze the structure of the international LNG market in order to identify the

points of evolution of transaction costs and flexibility. The thesis concludes that transaction costs are still relevant in the international LNG market, but vertical integration, previously in a “point-to-point” configuration, has migrated to a portfolio model, in which agents optimize and manage their cargoes improving the spot market. Therefore, uncertainties decreased, and the flexibility and liquidity of the LNG market improved. The new international context is an opportunity for Brazilian players to have access to a flexible and necessary source to build a portfolio that mitigates supply and demand risks. The insertion of new flexibility instruments in the Brazilian gas market is essential for the market development without Petrobras and needs to be discussed and addressed in the ongoing regulatory reform.

Keywords: Natural Gas, LNG, Flexibility, Transaction Costs, Gas Market Liberalization

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	6
RESUMO	12
ABSTRACT	14
SUMÁRIO	16
ÍNDICE DE FIGURAS	19
ÍNDICE DE TABELAS	19
ÍNDICE DE GRÁFICOS	20
LISTA DE SIGLAS	21
Introdução	23
Capítulo 1. As mudanças estruturais do mercado de GNL e os movimentos do mercado de gás brasileiro	31
1.1. A origem do mercado de GNL e estruturas de negócio	31
1.2. Evolução do mercado de GNL: do clube seletivo ao mercado <i>spot</i>	36
1.3. A Petrobras no mercado de gás brasileiro e a proposta de reforma	39
1.4. O problema da tese: a falta de flexibilidade do suprimento brasileiro e a oportunidade do GNL	44
Capítulo 2. A Teoria dos Custos de Transação e a flexibilidade no mercado de gás natural	48
2.1. A TCT e o mercado de gás	52
2.2. A TCT e o mercado de GNL	55
2.3. Hipóteses da tese sob a ótica da TCT	63
2.4. Conclusão	64
Capítulo 3. Os instrumentos de flexibilidade no mercado de gás natural e a interface contratual	66
3.1. A flexibilidade no mercado de gás: definição	67
3.2. Instrumentos físicos de flexibilidade	73

3.3. Instrumentos contratuais de flexibilidade	78
3.3.1. Modalidades contratuais para a molécula.....	81
3.3.2. As partes contratuais.....	82
3.3.3. O prazo e a duração do contrato	82
3.3.4. Quantidade e Programação de entrega de gás.....	84
3.3.5. Garantias de fornecimento e retirada: o <i>take-or-pay</i> e suas variações	87
3.3.6. Modalidades de precificação do gás e GNL	90
3.3.7. Responsabilidade do transporte, pontos de entrega e flexibilidade de destino	93
3.3.8 Outros contratos do mercado de gás e GNL.....	94
3.3.9. A flexibilidade nos contratos de gás	97
3.4. A flexibilidade no mercado de GNL e o descolamento da lógica do mercado local	100
3.5. Conclusão do capítulo.....	106
Capítulo 4. O panorama contratual e a flexibilidade no mercado de gás no Brasil	108
4.1. Os contratos de suprimento da Petrobras	113
4.1.1. Contrato de importação do gás boliviano.....	113
4.1.2. Contratos de importação de GNL <i>spot</i>	116
4.1.3. Contratos da Petrobras com outros produtores.....	118
4.2. Contratos <i>downstream</i> e as necessidades de flexibilidade.....	119
4.2.1. As necessidades do mercado termelétrico e os contratos de fornecimento da Petrobras	119
4.2.2. O mercado não-térmico e os contratos de fornecimento da Petrobras	133
4.3. A Petrobras e a flexibilidade do mercado de gás natural	142
4.4. O mercado de gás no Brasil: uma análise sobre os custos de transação.....	147
4.5. Conclusão do capítulo.....	149
Capítulo 5. Evolução do mercado de GNL e a questão da flexibilidade.....	151
5.1. Estudo de caso dos projetos da América do Norte	152
5.1.1. Modelo Cheniere	153

5.1.2. Modelo Tolling EUA	156
5.1.3. Modelo Equity/Cost.....	160
5.1.4. Modelo Integrado modificado	162
5.2. A estratégia de construção de portfólio.....	163
5.3. O papel dos mercados compradores para a flexibilidade do mercado de GNL.....	169
5.3.1. Mercado Asiático: os compradores tradicionais.....	170
5.3.2. O movimento dos compradores tradicionais em prol de maior flexibilidade	175
5.3.3. O Mercado Europeu como provedor de flexibilidade internacional	180
5.4. Os novos paradigmas para a flexibilidade no mercado de GNL	183
5.5. Conclusão do capítulo	187
Capítulo 6. As reformas regulatórias e o papel do GNL para a gestão de risco de suprimento no Brasil	189
6.1. O papel da flexibilidade no desenvolvimento do mercado de gás	189
6.2. A flexibilidade no processo de liberalização do mercado de gás no Brasil.....	193
6.3. Percepção de risco no Novo Mercado de Gás.....	196
6.4. O papel no GNL no gerenciamento de risco de suprimento	200
Conclusões	204
Bibliografia	209
ANEXO A – LISTA DE ESPECIALISTAS ENTREVISTADOS NO BRASIL	229
ANEXO B – APRESENTAÇÃO DA SAZONALIDADE DOS SEGMENTOS NÃO TERMELÉTRICOS	230
ANEXO C – RESUMO DOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO PETROBRAS-DISTRIBUIDORAS VIGENTES EM FEVEREIRO DE 2020	234
ANEXO D – REFERÊNCIA DOS CONTRATOS DOS PROJETO DO EUA.....	237

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Cadeia da indústria do gás natural e gás natural liquefeito (GNL)	32
Figura 2. Estrutura do projeto tradicional de GNL: Projeto integrado <i>upstream vs. downstream</i>	33
Figura 3. Estruturas não integradas: Modelo <i>Merchant</i> e <i>Tolling upstream</i>	35
Figura 4. Estrutura dos projetos de exportação de GNL.....	36
Figura 5. Objetivos do programa “Novo Mercado do Gás”	43
Figura 6. Variações, impacto no sistema e flexibilidade.....	69
Figura 7. Exemplos de utilização dos instrumentos físicos de flexibilidade do lado da oferta ...	76
Figura 8. Exemplos de utilização dos instrumentos físicos de flexibilidade do lado da demanda	78
Figura 9. Relações contratuais do mercado de gás e GNL.....	79
Figura 10. Períodos de um contrato de gás natural para o caso de novos projetos	83
Figura 11. Definições de quantidades em um GSA/LNG SPA	85
Figura 12. Instrumentos Contratuais de Flexibilidade.....	100
Figura 13. Complexidade da cadeia de gás vs. GNL.....	102
Figura 14. Participação da Petrobras na cadeia de gás no Brasil (situação em 2014)	111
Figura 15. Relações contratuais no Brasil.....	112
Figura 16. Distribuidoras de gás natural no Brasil	137
Figura 17. Infraestrutura da Petrobras - flexibilidade pelo lado da oferta	143
Figura 18. Projetos de liquefação nos Estados Unidos	152
Figura 19. Estrutura <i>tolling</i> clássica vs. <i>tolling</i> dos projetos dos EUA.....	157
Figura 20. Visão nodal da administração do portfólio de GNL	164
Figura 21. Esquema simplificado das necessidades de flexibilidade e dos instrumentos utilizados na Europa	180
Figura 22. Transição do mercado de gás	190
Figura 23. Condições atuais e meta do mercado liberalizado	201

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Resumo da Revisão Bibliográfica	59
Tabela 2. Fatores que influenciam variações do lado da oferta	70
Tabela 3. Fatores que influenciam variações do lado da demanda.....	70
Tabela 4. Instrumentos de flexibilidade da oferta e demanda.....	73
Tabela 5. Contrato Original Petrobras-YPFB – 1999-2019.....	113
Tabela 6. Tabela resumo das importações de GNL pela Petrobras	117
Tabela 7. Usinas térmicas a gás natural do Brasil (sistema interconectado de gás)	128
Tabela 8. Grupos de análise dos contratos das distribuidoras	136
Tabela 9. Resumo das condições do mercado de gás no Brasil.....	147
Tabela 10. LNG SPAs da Cheniere Energy.....	154
Tabela 11. Contratos da Cheniere Marketing.....	155
Tabela 12. Contratos da Calcasieu Pass	156
Tabela 13. Contratos dos projetos <i>Tolling</i> dos EUA	159

Tabela 14. Participação dos agregadores na cadeia do GNL em fevereiro 2019	165
Tabela 15. Contratos dos agregadores como vendedores de GNL.....	166
Tabela 16. Contratos de compra dos <i>traders</i>	168
Tabela 17. Sumário dos instrumentos de flexibilidade dos países asiáticos tradicionais	175
Tabela 18. Resumo das condições de mercado internacional de GNL	187

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Produção de gás natural por concessionário – 2019	40
Gráfico 2. Importação de gás da Bolívia e compromisso de ToP.....	115
Gráfico 3. Preço médio mensal do GNL <i>spot</i> importado no Brasil	117
Gráfico 4. Histórico da demanda por tipo de segmento consumidor	119
Gráfico 5. Demanda de gás natural mensal do setor elétrico por região	120
Gráfico 6. Demanda de gás natural diária em três térmicas selecionadas em 2018	121
Gráfico 7. Demanda de gás natural horária três térmicas selecionadas na primeira semana de junho de 2018	121
Gráfico 8. Comportamento dos componentes do ICB a variações do CVU	125
Gráfico 9. Histórico da demanda por tipo de segmento consumidor não termelétrico	134
Gráfico 10. Exemplo da utilização das importações de gás e GNL como ferramenta de flexibilidade.....	145
Gráfico 11. Exemplo da utilização de Manati como ferramenta de flexibilidade	146
Gráfico 12. Contratos assinados destacando flexibilidade de destino, região exportadora e região importadora (2014-2019).....	151
Gráfico 13. Participação dos agregadores em termos de volume e porcentagem relativa em contratos de exportação e importação de GNL.....	166
Gráfico 14. Contratos de GNL por tipo de flexibilidade de destino – Japão e Coreia do Sul	171
Gráfico 15. Portfólio de contratos por compradores asiáticos (em vigor em 2018).....	173
Gráfico 16. <i>Reloading</i> por região.....	182

LISTA DE SIGLAS

AD – aditivo contratual

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

bcm – bilhões de metros cúbicos

CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CAPEX – *Capital expenditures*

CIF – *Cost, Insurance and Freight*

CMO – Custo Marginal Operacional

CNPE – Comissão Nacional de Política Energética

CVU – Custo Variável Unitário

DES – *Delivery Ex-Ship*

E&P – Exploração e Produção

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUA – Estados Unidos

FERC – Federal Energy Regulatory Commission

FOB – *Free On Board*

FPSO – *Floating Production Storage and Offloading*

FSRU – *Floating Storage and Regasification Unit*

GNL – Gás Natural Liquefeito

GSA – *Gas Sale Agreement*

GTA – *Gas Transportation Agreement*

GW - gigawatt

HoA – *Heads of Agreement*

ICB – Índice de Custo e Benefício

JFTC – *Japan Fair Trade Commission*

JKM – *Japan Korea Marker*

JV – *joint-venture*

LNG SPA – *LNG Sale and Purchase Agreement*

MMBtu – milhão de Unidades Térmicas Britânicas

MME – Ministério de Minas e Energia
MMm³/d – milhão de metro cúbico por dia
MoU – *Memorandum of Understanding*
MSA – *Master Sale Agreement*
MTPA – milhões de toneladas por ano
NOCs – *National Oil Companies*
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX – *Operational expenditures*
PNMG – Programa Novo Mercado de Gás
PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade
SIN – Sistema Interligado Nacional
SoP – *ship-or-pay*
QAC – Quantidade Anual Contratada
QDC – Quantidade Diária Contratada
TCC – Termo de Compromisso de Cessação de Prática
TCT – Teoria dos Custos de Transação
ToP – *take-or-pay*
TUA – *Terminal Use Agreement*
UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE – Usina Termelétrica

Introdução

O mercado de gás natural brasileiro tem a Petrobras como ator central desde sua criação. A estatal foi responsável pela construção e desenvolvimento de um mercado inexistente até a década de 80, realizando os investimentos de infraestrutura em todo país, desde a produção, escoamento, tratamento, transporte e importação. Além do envolvimento em toda produção e fornecimento de gás no mercado, a Petrobras possui presença relevante do lado da demanda. Através da Gaspetro, sua subsidiária integral até 2015, possuía participação em 19 distribuidoras de gás do país, variando entre 21% a 100% do controle acionário. A companhia também detinha refinarias, usinas termelétricas e fábricas de fertilizantes com grande consumo de gás natural.

A relevante presença da estatal no mercado de gás é justificada pelos riscos associados no desenvolvimento de uma indústria de rede. A indústria de gás natural é assim caracterizada devido à predominância do transporte via gasodutos, que implica em um elevado investimento para construção dessas estruturas, baixa flexibilidade e grandes economias de escala (Pinto et al, 2016). O mercado de gás no Brasil só existe devido aos investimentos integrados realizados pela estatal, não só tendo papel central em garantir o fornecimento de gás, mas também ao estimular e criar demanda para o energético.

O mercado brasileiro de gás apresenta uma rede de contratos de fornecimento de gás com ponto focal na Petrobras. Até 2015, a Petrobras comprava o gás produzido pelos demais produtores, em contratos pouco conhecidos; do gás importado da Bolívia, em contrato de 20 anos; e do GNL importado no mercado *spot*, em contratos pontuais conforme necessidade do energético flexível. Tendo o controle do suprimento, a empresa foi capaz de administrar os riscos e otimizar a movimentação do sistema de gás. Do outro lado, atuando como fornecedora, a Petrobras assinou contratos de médio prazo (entre 4 e 8 anos) com a maior parte das distribuidoras, com exceção daquelas distribuidoras atendidas exclusivamente pelo gás boliviano, com as quais foram assinados contratos com prazo de 20 anos. A Petrobras também firmou contratos especiais para as usinas termelétricas, alguns contratos clássicos com prazo de 20 anos e outros com formato de opções. A estatal mediava os dois lados do mercado, garantindo seu funcionamento e mantendo a segurança energética nacional.

Desde 2015, a empresa assumiu um novo direcionamento estratégico com o objetivo de reestabelecer seu equilíbrio financeiro e focar seus esforços no desenvolvimento dos recursos gigantescos do Pré-sal. Dessa maneira, a Petrobras desenhou um amplo plano de desinvestimentos e incluiu diversos ativos da cadeia de gás, principalmente no transporte e distribuição. Nesse contexto, iniciou-se uma profunda discussão sobre reestruturação do mercado e reforma regulatória, para que a saída da Petrobras abra efetivamente espaço a novos participantes.

Em 2016, foi lançada a iniciativa “Gás para Crescer” dando o primeiro passo para a reforma, mediante um amplo debate entre todos interessados do mercado. A iniciativa culminou em uma proposta de Lei que ainda está em andamento no processo legislativo, mas estabelece os fundamentos para um mercado de gás competitivo com garantia de acesso aos elos da cadeia de gás. Em 2019, dando um novo fôlego a reforma e focando em medidas infralegais, foi lançado o programa “Novo Mercado de Gás” com o objetivo de endereçar algumas medidas de abertura do segmento e garantir que a Petrobras realizaria uma saída completa dos elos centrais da cadeia.

Deste modo, o mercado de gás brasileiro está passando por um momento de remodelagem, onde se espera uma relevante diversificação e aumento das transações de gás natural. Da mesma forma, transparecem riscos associados que até então estavam administrados pela Petrobras e que deverão ser assumidos pelos novos participantes do mercado.

Em paralelo à conjuntura nacional, o mercado internacional de GNL também vinha passando por profundas modificações. Em um processo de evolução, maior dinamismo e o surgimento de novos modelos de negócios levaram a uma maior liquidez e flexibilidade do mercado. O transporte de gás liquefeito por via marítima é intrinsecamente mais flexível do que o transporte por gasodutos, mas por muitos anos o mercado de GNL emulou as condições dos mercados locais de gás¹, suas rigidezes contratuais e modelos de negócios.

¹ Mercados locais são os mercados abastecidos por gasodutos que conectam os polos de produção à demanda. Os mercados locais estão limitados a proximidades territoriais, não necessariamente sendo em um único país, mas todos tem como modal de transporte os gasodutos, que implica em alto investimento associado

Historicamente, os contratos de GNL foram estabelecidos com uma configuração de longo prazo (25 anos ou mais) com preços indexados ao preço do petróleo, com cláusulas restringindo o redirecionamento de cargas e com percentuais de no mínimo 90% de *take-or-pay*² (Stern & Koyama, 2016). Eram contratos necessários para a indústria nascente, dado que forneciam garantias tanto para os poucos vendedores e compradores, como viabilizavam os custosos investimentos da nova indústria.

No contexto de evolução do mercado internacional de GNL, são dois pontos chaves que vêm trazendo esse novo dinamismo. Um deles é o estabelecimento do modelo de portfólio, adotado pelos grandes *players* do mercado, chamados de agregadores. Essas empresas possuem vasto portfólio de suprimento e participação acionária em toda cadeia de GNL, tanto em infraestrutura de suprimento, como de estocagem e na demanda. Ao otimizar seus portfólios, essas empresas são capazes de fornecer flexibilidade aos seus clientes e impulsionaram também o crescimento do mercado *spot*. O início das exportações de GNL dos Estados Unidos, a partir de 2016, é um dos marcos dessa nova fase. Ao trazer inovações contratuais e grande disponibilidade do energético a preços competitivos, a inserção do energético norte-americano impulsionou a flexibilidade e liquidez no mercado.

De acordo com Corbeau (2016), nesse contexto a lógica de contratos de longo prazo ainda é necessária para o desenvolvimento de novos projetos, mas a tendência é que o mercado se torne cada vez mais flexível. A flexibilidade conquistada nos últimos anos é fruto de mudanças tanto nas condições dos vendedores como na dos compradores de GNL³, que incentivou a comercialização no mercado *spot* e de curto prazo. Além do encurtamento nos

e ativos dedicados. O mercado de GNL conecta os mercados locais ao realizar o transporte do energético por via marítima.

² Os contratos de gás natural incluem algumas garantias de fornecimento e pagamentos para os compradores e vendedores, sendo comum também em contratos de GNL. A principal garantia contratual é a chamada cláusula de *take-or-pay*, que define um mínimo de retirada do energético anualmente, abaixo do qual paga-se mesmo sem retirá-lo. A cláusula de *take-or-pay* se justifica pela necessidade do investidor da planta liquefação manter um fluxo de caixa estável para que seja possível o financiamento do projeto.

³ De acordo com Corbeau (2016), a maior flexibilidade dos volumes comercializados pelo lado dos vendedores surge da capacidade de liquefação não contratada; do *ramp-up* dos novos projetos de liquefação; volumes que são inicialmente direcionados a um mercado, mas posteriormente redirecionados a outros; e o surgimento dos *agregators*, empresas de comercialização que compram o GNL mesmo sem uma destinação específica para o cargo (“portfolio LNG”). Pelo lado dos compradores de GNL, a maior flexibilidade surge da capacidade de regaseificação, que cresceu mais rapidamente que a capacidade de liquefação; dos processos de liberalização dos mercados de gás na Europa, que levou ao desenvolvimento de hubs de comercialização; do fim das cláusulas de destino; e da possibilidade de acesso de terceiros à infraestrutura de terminais de regaseificação.

prazos dos contratos, outros pontos foram também flexibilizados ao longo dos anos, como as cláusulas de redirecionamento de cargas e redução da porcentagem de *take-or-pay*.

O Brasil tem se aproveitado do contexto de maior liquidez do mercado internacional e a importação de GNL *spot* se estabeleceu como a estratégia central da Petrobras para lidar com a grande variação da demanda de gás natural, principalmente do setor elétrico. Nos últimos anos também surgiram diversos projetos de usinas termelétricas integradas a terminais de regaseificação, processo que culminou na construção de dois projetos de grande porte, por ora.

As duas esferas do mercado de gás doméstico e internacional estão passando por profundas modificações e há impactos relevantes nas estruturas dos negócios e relações contratuais entre os agentes, que são um reflexo direto das condições de custo de transação destes mercados. A Teoria dos Custos de Transação (TCT) desenvolvida por Coase (1937), Williamson (1979, 1981, 1985), Klein, Crawford & Alchian (1978), é aderente aos estudos das indústrias de rede que tem como principal característica a utilização de ativos altamente específicos à sua localização. A análise da literatura da TCT indica uma ampla utilização do referido marco teórico em estudos de caso dos mercados de gás, com foco principalmente nas configurações contratuais.

O ponto chave da TCT é a definição de que os custos de realizar uma transação são influenciados pela especificidade dos ativos envolvidos, pelas incertezas associadas e pela frequência na qual se dá essa transação (Williamson, 1991). Em um contexto em que esses aspectos tornam os custos de transação relevantes, os agentes envolvidos na transação escolhem uma solução para resguardar seus interesses e mitigar os riscos associados. As soluções apontadas pela literatura estão relacionadas a governança da transação, na qual se destacam a verticalização das operações e a realização de contratos de longo prazo.

A TCT é uma ferramenta útil para a análise das relações no mercado de gás, no qual a configuração dos contratos e as estruturas de mercado são um indicador do relevante custo de transação. De fato, no mercado de gás há investimentos relevantes em infraestrutura

dedicada e irreversível, com risco potencial de *hold up*⁴, e pequeno número de compradores e vendedores (Creti & Villeneuve, 2004; Neumann, Ruester & Hirschhausen, 2015; Arora, 2012). A TCT é amplamente utilizada no estudo de caso do mercado de gás e GNL tanto para análises quantitativas como qualitativas, nas quais frequentemente os contratos de longo prazo são o objeto de estudo.

Um ponto fundamental para a análise proposta na tese é a condição de incerteza da TCT, que no mercado de gás é representada pelos riscos associados de suprimento, demanda e preço. A mitigação desses riscos se dá pela inclusão das soluções de flexibilidade no mercado de gás, que é fundamental para seu funcionamento e segurança. Por exemplo, quando há risco de suprimento, isto é, o comprador tem o risco de não receber a molécula de gás porque pode ocorrer um problema na cadeia do fornecedor (um problema na plataforma de produção, um problema no gasoduto de transporte, etc), é importante que o comprador tenha acesso a outra fonte de gás para suprir suas necessidades. As soluções de flexibilidade são necessárias para modulação da oferta de gás conforme a demanda que pode ser variável e sazonal, de acordo com IEA (2002). Para tal é imprescindível que um mercado de gás se estabeleça incluindo instrumentos de flexibilidade que permitam acomodar tais variações.

Os instrumentos de flexibilidade surgem como a fonte que mantém o balanceamento e segurança do sistema de gás. No exemplo descrito, se o comprador tem acesso a um fornecedor de gás de curto prazo, que pode ter gás estocado ou tem uma produção modulável, a entrega do energético é garantida. As definições mais detalhadas relativas à flexibilidade, às necessidades e instrumentos físicos e contratuais são apresentadas no capítulo que trata dessas matérias. O relevante neste primeiro momento é entender que a inclusão dos instrumentos de flexibilidade é mandatória em um mercado de rede como do gás natural e que esses instrumentos mitigam os riscos do mercado e incertezas. Portanto, a inclusão de instrumentos flexibilidade na estrutura do mercado de gás é necessária e independente da solução de governança escolhida para lidar com o alto custo de transação, seja ela a verticalização ou por contratos de longo prazo.

⁴ Risco de *hold up*, também chamado “problema do refém”, é quando há investimentos em ativos específicos e uma das partes da relação contratual se torna vulnerável à outra parte diante de comportamentos oportunistas e ameaças de encerrar a relação (Fiani, 2013).

O alicerce da análise teórica proposta na tese está, portanto, na conexão entre as incertezas que impactam os custos de transação e as soluções de flexibilidade que mitigam os riscos associados e reduzem os custos de transação. Uma interface relevante nesse contexto também está na possibilidade de modificação do contexto, no qual os determinantes do custo de transação se modificam e, portanto, reduzem custos de transação e impactam as estruturas de governança.

A particularidade do mercado de gás torna os ativos muito específicos e dedicados a uma transação, e tem seus investimentos viabilizados por integração na cadeia ou contratos de longo prazo. Dessa maneira, o desenvolvimento inicial de uma indústria de gás natural é facilitado pela estrutura de monopólio, cabendo à empresa dominante realizar os investimentos necessários e estimular o crescimento da demanda. Conforme o mercado amadurece, surgem oportunidades para a diversificação dos *players* desse mercado, com a estrutura se encaminhando para um modelo mais competitivo. Entretanto, para que esta dinâmica competitiva se instale são necessárias reformas regulatórias relevantes para permitir o acesso não discriminatório aos elos da cadeia de gás.

Portanto, em um primeiro momento a estratégia de flexibilidade é feita de maneira centralizada, tendo o monopolista como controlador dos fluxos e otimizador do sistema. Com a evolução do mercado em direção a um ambiente mais competitivo, as questões relativas à flexibilidade tornam-se relevantes, principalmente em um contexto de transição. Nesse caso específico, se encaixa o atual contexto brasileiro de liberalização do mercado de gás, no qual as soluções de flexibilidade e administração de riscos estão centralizadas na atuação da Petrobras e se vislumbra uma transição para um mercado pulverizado no qual os riscos estão distribuídos entre outros agentes.

O problema da tese está relacionado a essa transição do mercado verticalizado para um mercado competitivo, a percepção de risco dos agentes entrantes e as soluções necessárias para administrar os custos de transação no Brasil. A hipótese central a ser avaliada na tese é que o contexto internacional do mercado de GNL, mais do que fornecer lições sobre evolução de um mercado com relevante custo de transação, se torna uma fonte de flexibilidade interessante para o mercado em abertura e é o instrumento ideal para a transição. Em outras palavras, a hipótese é que as novas condições de flexibilidade e liquidez do mercado

internacional de GNL, em particular com o início das exportações dos Estados Unidos (EUA), se posicionam como um elemento chave para melhorar a flexibilidade do mercado brasileiro e servir como instrumento para administração de riscos do mercado de gás competitivo.

O objetivo da tese, portanto, é discutir os desafios e questões de flexibilidade no mercado de gás no Brasil, fazendo uma reflexão sobre o papel que a importação de GNL teve até agora na construção do portfólio diversificado da Petrobras e do papel central que pode assumir no contexto de liberalização do mercado. Utilizando a TCT como marco teórico, a tese dará foco à rede de contratos estabelecida pela Petrobras, visando criar um desenho das relações contratuais. Na análise do mercado internacional de GNL, busca-se evidenciar a evolução dos custos de transação e como as novas condições contratuais levaram a uma situação de liquidez e flexibilidade apropriadas para lidar com as necessidades do mercado brasileiro.

Deste modo, a tese está estruturada em seis capítulos além da introdução, conclusão e anexos. O Capítulo 1 tem como objetivo apresentar o problema da tese e oferecer um panorama do contexto histórico do mercado de gás brasileiro e internacional - com foco no GNL. Neste capítulo são levantadas as hipóteses que serão testadas na tese e perguntas centrais que guiarão as análises dos capítulos seguintes.

O Capítulo 2 faz a apresentação do marco teórico utilizado na tese, no qual se utiliza a Teoria dos Custos de Transação (TCT), e sua aplicação nos mercados de gás e GNL. Ao longo da revisão da literatura são identificadas as condições do mercado de gás que corroboram com a abordagem da TCT no estudo de caso proposto, quais sejam a especificidade dos ativos, as incertezas e as soluções de governança através da integração vertical e contratos de longo prazo. O objetivo é evidenciar os elementos que serão analisados ao longo do estudo de caso no Brasil e no mercado internacional de GNL.

O capítulo 3 tem como objetivo definir e aprofundar a análise das necessidades e instrumentos de flexibilidade que são relevantes na mitigação de riscos do mercado de gás. Nesse sentido, coloca-se o foco nos instrumentos contratuais de flexibilidade que são o objeto de estudo da tese. Este capítulo descreve a rede de contratos dos mercados de gás e GNL,

fornecendo uma visão geral das cláusulas contratuais do contrato de fornecimento e demais contratos relevantes do mercado.

O objetivo do Capítulo 4 é apresentar as condições de flexibilidade do mercado de gás brasileiro, com foco nas condições contratuais estabelecidas pela Petrobras com seus clientes e fornecedores. Para lidar com os riscos e altos custos de transação envolvidos no estabelecimento de um mercado com diversos ativos específicos e relevante incerteza, foi necessário desenvolver uma estrutura verticalizada tendo a estatal como elo central. Nesse sentido, a Petrobras teve de desenvolver um portfólio capaz de lidar com as variações da demanda brasileira, que tem uma volatilidade expressiva devido as condições estabelecidas no setor elétrico. Esse capítulo busca elucidar as necessidades de flexibilidade no mercado de gás e os instrumentos físicos e contratuais estabelecidos pela Petrobras.

O Capítulo 5 tem como objetivo apresentar as novas estratégias e os modelos de negócio dos *players* no mercado internacional de GNL e o potencial impacto sobre a flexibilidade do mercado. O mercado de GNL está em transição para um contexto de maior liquidez e flexibilidade, impactado pelas novas estratégias de portfólio e inovações contratuais. A construção de portfólio diversificado se configura como uma integração vertical pulverizada em várias localidades e tem sido uma estratégia perseguida tanto pelos vendedores, como pelos compradores. O portfólio permite que os agentes mitiguem seus riscos de demanda e suprimento e tenham maior flexibilidade.

O objetivo do Capítulo 6 é discutir alguns pontos da reforma regulatória dos mercados de gás sob a ótica das suas condições de flexibilidade. Em especial, ao analisar a reforma em andamento no Brasil fica clara que a questão da flexibilidade não foi propriamente endereçada e que os riscos percebidos pelos agentes podem impedir a liberalização do segmento. A importação de GNL para a composição de portfólio desses agentes se mostra como a solução para as questões de flexibilidade e impulsionador do processo de liberalização no mercado de gás brasileiro.

Capítulo 1. As mudanças estruturais do mercado de GNL e os movimentos do mercado de gás brasileiro

O mercado de GNL se desenvolveu nos moldes dos mercados locais de gás e, portanto, espelhou seu modelo de negócios, contratos, agentes e relações. Inovações tecnológicas, novas estratégias e entrantes levaram o mercado de GNL a adquirir uma dinâmica descolada do modelo tradicional, revolucionando sua estrutura e oferecendo um novo instrumento de flexibilidade aos mercados locais.

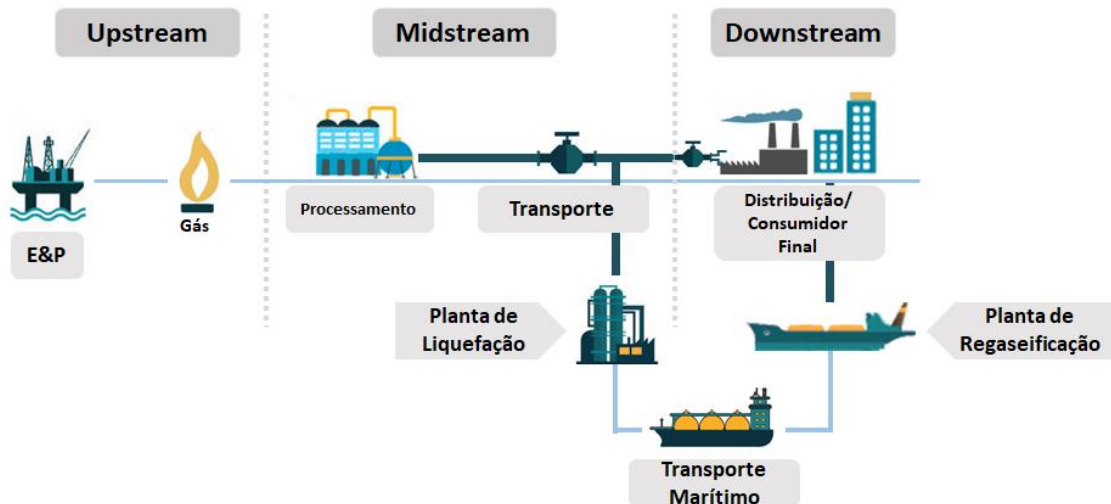
Em outra esfera, o mercado de gás brasileiro vem passando por um processo de liberalização, com menor participação da Petrobras e estímulo à concorrência. Nesse sentido, diversas oportunidades e desafios se abrem aos agentes desse mercado, que terão oportunidade de negociar um portfólio diversificado, mas vão precisar endereçar os riscos que até então eram administrados pela Petrobras.

O objetivo deste capítulo é fornecer um panorama sobre o contexto do mercado de GNL internacional, do processo de liberalização do mercado de gás brasileiro e qual o problema a ser explorado nesta tese, relacionando as duas esferas.

1.1. A origem do mercado de GNL e estruturas de negócio

A cadeia do mercado de gás natural é composta de diversas etapas entre a produção e o consumo do energético e pode ser dividida em três partes: o *upstream*, que engloba a exploração, produção e escoamento; o *midstream*, que contém a fase de tratamento, estocagem e transporte; e o *downstream*, que inclui a distribuição, comercialização, medição e cobrança (Almeida & Colomer, 2013). A cadeia do mercado de GNL é um pouco distinta do mercado de gás natural com transporte via dutos, pois inclui ainda a necessidade dos terminais de liquefação (vendedor) no *midstream* e regaseificação (comprador) no *downstream* e o transporte é realizado por navios. O esquema apresentado na Figura 1 abaixo demonstra como se estrutura a cadeia do gás natural e GNL.

Figura 1. Cadeia da indústria do gás natural e gás natural liquefeito (GNL)



Fonte: Elaboração Própria.

O mercado de GNL teve início com a primeira carga⁵ saindo de uma planta de liquefação em Louisiana em direção ao Reino Unido em 1959, através de um navio da Segunda Guerra Mundial convertido para o transporte de GNL, o *Methane Pioneer* (Stern & Koyama, 2016).

Posteriormente, com a descoberta de grandes reservas de gás natural na Argélia, se desenvolveu o primeiro projeto de GNL. O projeto incluía a planta de liquefação em Arzew, na Argélia e os terminais de regaseificação na França e o Reino Unido (Tusiani & Shearer, 2007). Os contratos foram realizados entre GdF (empresa francesa) e a British Methane (empresa inglesa), com a Sonatrach (empresa estatal argeliana), assinados em 1961 e 1962, respectivamente.

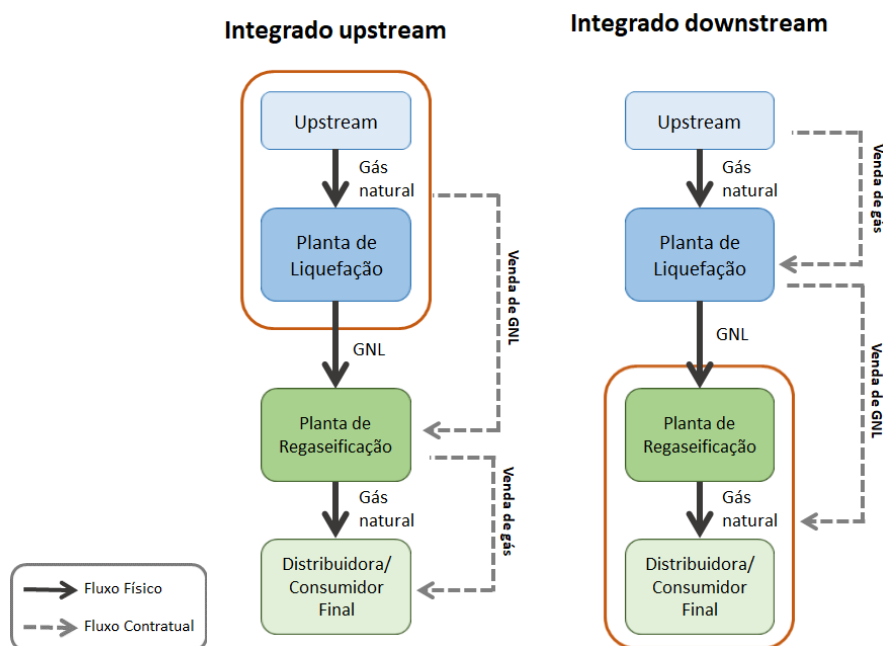
As exportações na Argélia se iniciaram em 1964 oficialmente dando início a comercialização de GNL. Depois de provada a viabilidade técnica e econômica dos projetos de GNL, ao longo das décadas de 60 e 70 foram construídos diversos terminais de liquefação em Abu Dhabi, UAE, Brunei, Líbia, Indonésia e Estados Unidos (Alaska) e de regaseificação no Japão, França, Estados Unidos, Itália, Bélgica, Espanha, Taiwan e Coreia (Sakmar, 2013).

O surgimento do negócio de GNL foi importante para a monetização de recursos distantes dos centros consumidores e, portanto, seus primeiros projetos integravam a

⁵ Carga de GNL se refere ao volume de GNL carregado em um metaneiro, que pode variar de acordo com o tamanho do navio (que pode ser desde 2 mil m³ até 175 mil m³ de GNL).

produção à liquefação. A estrutura de um projeto de GNL, como definida nos primeiros anos da indústria, está representada na Figura 2 abaixo. No modelo tradicional o papel do comprador e do vendedor de GNL é muito bem delineado: o vendedor é responsável pelo desenvolvimento dos recursos de gás e da construção e operação da planta de liquefação e, em geral, dos navios de transporte; enquanto o comprador é responsável pela construção e operação do terminal de regaseificação e da criação de um mercado local para o GNL.

Figura 2. Estrutura do projeto tradicional de GNL: Projeto integrado *upstream* vs. *downstream*



Fonte: Elaboração própria com base em Ledesma (2016) e Sakmar (2013).

Os primeiros projetos de GNL, portanto, integravam os elos iniciais da cadeia, desde a produção dos recursos, passando pelo transporte e até a liquefação. A integração também pode se dar nos elos finais da cadeia, em um modelo integrado *downstream*, no qual a planta de regaseificação é de propriedade de um consumidor final ou distribuidora local de gás natural. Em diversos casos a integração da cadeia era completa, incluindo-se a planta de regaseificação ao projeto de liquefação.

De acordo com Weems (2006), os primeiros contratos de GNL do mercado, assinados durante a década de 60, estavam relativamente fora do padrão que seria estabelecido ao

longo da década de 70. Esses primeiros contratos possuíam preço relativamente fixo⁶, nem todos incluíam cláusulas de *take-or-pay*⁷ (sendo o comprador obrigado a receber todas as cargas contratadas) e os prazos ficavam entre 15 e 25 anos. Esses contratos tinham moldes mais simples e o autor relata que isto pode estar relacionado ao fato de que o financiamento desses projetos não foi feito por terceiros.

A partir da década de 70, se estabeleceu o modelo de contratos tradicional, que se mantém em vigor até hoje, com período de longo prazo (20 anos ou mais), inserção de cláusula de *take-or-pay* (em porcentagens superiores a 90%), uma variedade de fórmulas de precificação e a inserção de cláusula de revisão de preço (Weems, 2006).

Os contratos tradicionais de longo prazo também definem cláusulas de destino ou restrição de vendas em determinados territórios, ou seja, com a cláusula de restrição, os compradores de GNL são impossibilitados de revender cargas em outros mercados, os quais só podem ser recebidos nos terminais de regaseificação especificados no contrato (Dyer, Reinbott & Williams, 2009). A justificativa para a inserção dessa cláusula está na necessidade dos vendedores de GNL de coibir ganhos de arbitragem pelos compradores, ao revender as cargas compradas no contrato de longo prazo nas regiões com maior *spread*. Essa cláusula, no entanto, impõe uma inflexibilidade importante para o mercado de GNL.

Ao longo da evolução do mercado de GNL, surgiram novos modelos para os projetos, com menor verticalização entre os elos da cadeia em contraposição ao modelo integrado, representados na Figura 3 abaixo. No modelo de “*Merchant*” (também conhecido como “*Transfer pricing*”), as empresas *upstream* e do terminal de liquefação são distintas, apesar de em diversos casos possuir acionistas em comum. Dessa maneira, a empresa responsável pela planta de liquefação realiza um contrato de aquisição do gás natural diretamente com o produtor, no mercado local de gás natural, e vende o GNL à empresa do terminal de regaseificação, que por sua vez vende o gás natural ao consumidor final.

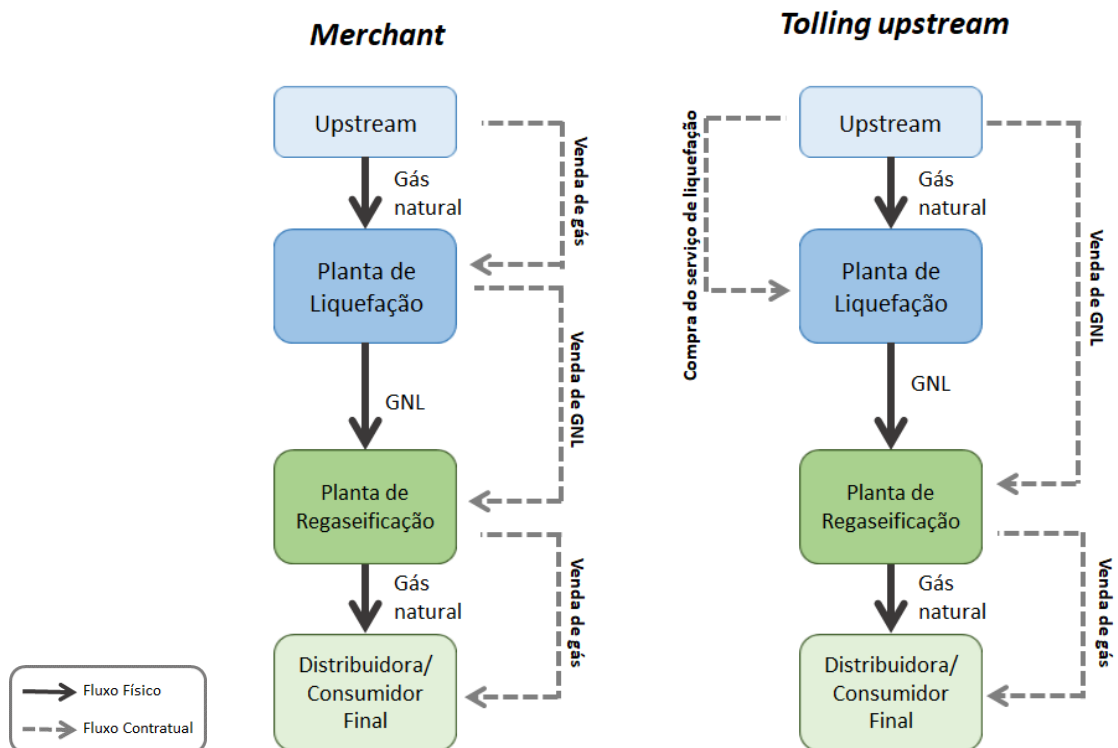
⁶ Os arranjos estudados por Weems (2006) incluíam um contrato com preço fixo *ex-ship*, um contrato baseado no preço do óleo combustível e carvão; e um contrato com preço fixo *free-on-board* atualizado pela inflação dos EUA.

⁷ *Take-or-pay* é uma cláusula muito utilizada no mercado de gás, que define um volume mínimo que deve ser retirado, abaixo do qual o comprador paga mesmo que não retire o gás. A cláusula é mais detalhada no Capítulo 2.

No projeto do tipo “*Tolling upstream*”, o terminal de liquefação vende o serviço de liquefação aos produtores de gás natural, que fazem o contrato de venda de GNL diretamente aos consumidores⁸. Esse modelo tem dois benefícios, de acordo com Ledesma (2016), um que o produtor de gás pode vender GNL com sua “marca” e segundo que é mais fácil a expansão do projeto de liquefação se novos produtores de gás locais surgirem.

É importante notar que, por mais que essas estruturas sejam do tipo “não integradas” é comum que os acionistas sejam os mesmos no *upstream* e na planta de liquefação (provavelmente em proporções e estruturas distintas), porém em um modelo que estabelece um contrato claro entre essas duas partes. Uma dissociação completa entre *upstream* e planta de liquefação só é factível em mercados de gás muito líquidos, como no caso dos EUA (que será apresentado em detalhes no Capítulo 5), que possui uma estrutura de *tolling* diferenciada.

Figura 3. Estruturas não integradas: Modelo Merchant e Tolling upstream

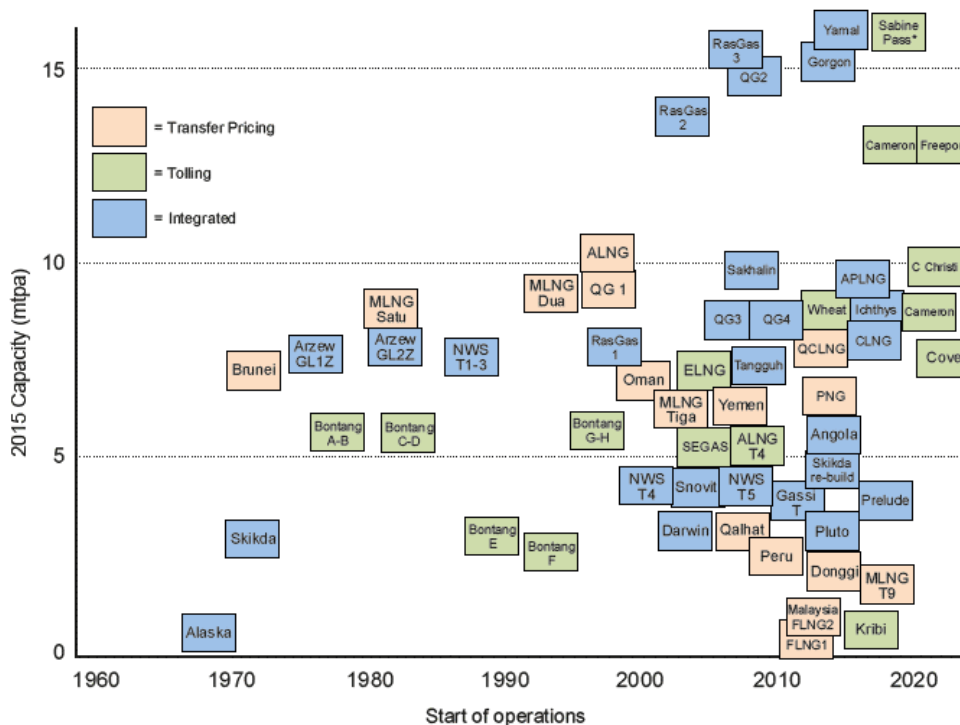


Fonte: Elaboração própria com base em Ledesma (2016) e Sakmar (2013).

⁸ O modelo *tolling* pode ser aplicado também à planta de regaseificação, o “*tolling downstream*”, no qual se vende o serviço de regaseificação.

Pela Figura 4 se observa a evolução as estruturas dos projetos de liquefação em operação e construção. Até a década de 2000 os modelos eram bem variados e incluíam os três tipos de estrutura, a partir de então, predomina a escolha por projetos integrados, principalmente em países como o Catar e a Austrália. Os projetos *tolling* previstos para 2020 são referentes aos projetos dos Estados Unidos, que utilizam esse modelo, mas em um fluxo contratual distinto do apresentado na Figura 3. Neste caso, o comprador de capacidade de regaseificação são empresas internacionais do mercado de GNL que acessam o mercado de gás local. Dessa maneira, não há compra e venda de GNL diretamente do desenvolvedor do projeto *upstream* (este caso será detalhado no Capítulo 5).

Figura 4. Estrutura dos projetos de exportação de GNL



Fonte: Ledesma (2016).

1.2. Evolução do mercado de GNL: do clube seletivo ao mercado *spot*

Desde a virada do século, o mercado de GNL vem experimentando uma rápida evolução. Nos anos 2000, apenas 9 países eram importadores e 11 exportadores de GNL, com poucas modalidades contratuais e, em sua maioria, bastante restritivas e inflexíveis. Em 2019, são 42 países importadores e 21 países exportadores, com um volume comercializado de 358 milhões

de toneladas por ano (MTPA)⁹. Nesses anos, além do crescimento do número de participantes no mercado e forte aumento da capacidade de regaseificação e liquefação, se intensificou o crescimento do mercado *spot* e de curto prazo: em 1992 este representava apenas 1% do volume total comercializado, em 2019 esse valor cresceu para 34% do total de GNL comercializado (GIIGNL, 2020). Esse forte e rápido crescimento no mercado de GNL trouxe uma nova perspectiva para sua estrutura.

Um dos pontos de mudança significativa foi o surgimento de empresas independentes especializadas no serviço de transporte de GNL, que até então era realizado ou pelo comprador ou pelo vendedor, através de uma frota própria. Com um maior volume de comercialização de GNL e com a evolução tecnológica nos navios, que se tornaram mais eficientes e com maior capacidade, foi possível que empresas independentes investissem nesse elo da cadeia e impulsionassem a flexibilidade do mercado (Songhurst, Jensen & Le Fevre, 2016).

O desenvolvimento do mercado de GNL também trouxe uma mudança no modelo de negócios das plantas de regaseificação, principalmente na Europa e Estados Unidos. Historicamente, as plantas de regaseificação eram construídas por grandes consumidores (normalmente, do setor elétrico), os quais importavam exclusivamente para seu consumo próprio, em terminais terrestres. A partir dos anos 2000, foram construídas as primeiras plantas de regaseificação independentes dos consumidores cativos, as quais ofereciam capacidade de regaseificação ao mercado, no modelo *tolling downstream*. Este modelo foi impulsionado pelo desenvolvimento dos terminais de regaseificação flutuantes (*Floating Storage Regasification Unit – FSRU*), que possuem menor custo de implantação e fornecem maior flexibilidade ao investidor¹⁰. Ademais, a regulação desses terminais requer que exista acesso (negociado ou regulado) de terceiros, caso haja capacidade ociosa nos terminais (Corbeau, 2016).

⁹ Aproximadamente equivalente a 1.100 MMm³/d.

¹⁰ São dois modais mais utilizados para implantação de terminal de regaseificação: a utilização de um terminal flutuante, com conexão para trazer o gás à costa; ou um terminal em terra, com conexão para trazer o GNL à costa. O primeiro modelo, utiliza a FSRU que tem um CAPEX menor em comparação com o modelo de terminal em terra, sendo entre US\$ 400 e 500 mi e US\$ 800 e 700 mi, respectivamente (Songhurst, 2017).

O resultado dessas inovações nos elos finais da cadeia de GNL é a criação de oportunidade de acesso a diversos consumidores que antes eram excluídos do mercado devido ao alto custo de entrada. Com a diversificação dos agentes compradores, elevam-se as pressões para contratos mais diversos, que supram suas diferentes necessidades de fornecimento, tanto em relação ao prazo como em relação a flexibilidade de entrega e garantias.

A evolução do mercado também deu abertura para o surgimento de um novo tipo de participante, os agregadores (também conhecidos como *portfolio players*), empresas de alcance mundial¹¹ que possuem participação em projetos tanto de liquefação como regaseificação em diferentes regiões e vendem cargas de maneira flexível, arbitrando entre mercados consumidores. Nesse modelo não existe uma relação contratual direta entre o produtor de GNL e o comprador final, pois o agregador compra os volumes em diversos mercados e otimiza as entregas aos consumidores. A existência dos agregadores intensifica o mercado *spot* e garante maior flexibilidade e eficiência ao mercado a prazo (Hashimoto, 2018). O modelo de negócio e contratos dos agregadores é mais bem elaborado no Capítulo 4.

Nos modelos contratuais, as mudanças são principalmente relacionadas à precificação, ao prazo e à possibilidade de redirecionamento de carga. Com os processos de liberalização dos mercados de gás nos Estados Unidos e Reino Unido, a consolidação dos preços baseados nos hubs de comercialização¹² trouxe diferentes possibilidades de precificação do GNL, com possibilidade de indexação a preços de gás. Nos contratos estabelecidos com os Estados Unidos, comumente se utiliza o Henry Hub como indexador, enquanto na Europa normalmente o indexador é o preço do hub britânico, NBP, ou do hub holandês, TTF. A indexação por preços do petróleo ou derivados ainda é amplamente utilizada, principalmente no mercado asiático, porém a perspectiva é que se utilizem cada vez mais preços relacionados ao mercado de gás natural, conforme esses contratos sejam renegociados (IEA, 2019a). Ainda

¹¹ Nesse grupo se encaixam empresas com origem na exploração e produção de petróleo como Shell, BP, Total, ExxonMobil; empresas com relevante demanda e tradição no mercado de GNL, como Tokyo Gas, JERA, KOGAS, Osaka Gas, Naturgy (ex-Gas Natural Fenosa).

¹² Um hub de comercialização é um lugar físico no qual existe grande disponibilidade de infraestrutura (gasodutos, armazenamento, terminais de GNL) e no qual se realizam negociações de curto prazo em que as condições de compra e venda definem um preço. O hub também pode ser virtual, como é feito na Inglaterra.

existe a intenção de se criar um hub virtual na Ásia, que refletiria o preço do GNL para a região, mas que vem encontrando dificuldades de implementação (Fulwood, 2018).

Outra mudança significativa foi o encurtamento dos prazos dos contratos. Com o vencimento de diversos contratos de longo prazo ao longo dos anos, as renegociações em diversas ocasiões levaram a contratos com menores prazos ou, em alguns casos, menor quantidade contratada. Dessa maneira, surgiram, além do de contratos com médio e curto prazo, volumes não contratados que passaram a ser oferecidos no mercado *spot* (Corbeau, 2016).

Uma mudança importante dos modelos contratuais está na insatisfação dos compradores de GNL com relação à cláusula de restrição de destino das cargas. A União Europeia, em 2001, estabeleceu que a cláusula se configura como uma prática anticompetitiva e proibiu que novos contratos de GNL incluíssem tal restrição. O órgão de regulação econômica no Japão vem sinalizando que seguirá o mesmo caminho europeu, o que incentivaria os demais países asiáticos a fazerem o mesmo. Outro impulso para o abandono da restrição está na sinalização dos exportadores dos EUA de não incluir as cláusulas nos novos contratos, fornecendo total flexibilidade de destino das cargas. Além de ser uma grande vantagem para os fornecedores dos EUA isso gera um incentivo para que outros fornecedores ofereçam as mesmas condições. Tanto o movimento dos grandes compradores asiáticos em prol de maior flexibilidade, assim como as condições do mercado dos EUA será detalhado ao longo do Capítulo 5.

1.3. A Petrobras no mercado de gás brasileiro e a proposta de reforma

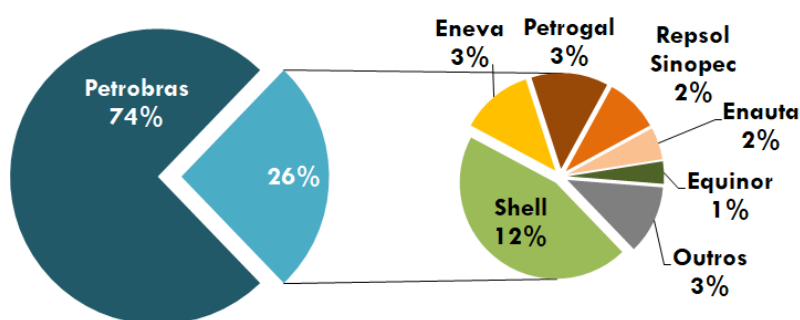
A indústria de gás natural no Brasil é relativamente jovem. Até a década de 80, o mercado ainda não havia se desenvolvido, as descobertas de gás associado eram totalmente reinjetadas, queimadas ou consumidas na própria unidade produtora, não sendo comercializadas devido ao alto investimento necessário para escoar o gás para o mercado (Almeida & Colomer, 2013). Apenas na década de 80 o mercado tornou-se alvo de política energética e incentivos para viabilizar as descobertas da Bacia de Campos. Neste período, além do maior empenho em desenvolver o mercado doméstico, se iniciam as tratativas para

a construção do gasoduto de importação de gás natural da Bolívia, um dos mais importantes marcos do mercado de gás brasileiro.

O desenvolvimento do mercado de gás, desde sua criação até o momento atual, tem a Petrobras como principal agente. Desde sua criação, em 1953, a empresa possui papel chave no setor, não apenas explorando recursos petrolíferos, mas também investindo em toda cadeia do petróleo e gás. Além do investimento em toda infraestrutura para a oferta de gás natural (tanto doméstico quanto importado), a Petrobras também é a principal consumidora do insumo, em suas plantas de fertilizante, refinarias e termelétricas a gás (MME, 2019).

A predominância da estatal na cadeia do gás natural sempre foi um fator inibidor à entrada de novos *players* ao mercado. Algumas empresas produzem gás natural (associado a produção de petróleo), mas por não terem volumes que viabilizem a construção de infraestrutura e a falta de acesso ao mercado final impedem que sua produção seja comercializada no mercado. No Gráfico 1 se observa a produção de gás natural por concessionário, referente a uma produção total de aproximadamente 140 MMm³/d em novembro de 2019.

Gráfico 1. Produção de gás natural por concessionário – 2019



Fonte: Elaboração Própria com dados ANP (2019a).

Por mais que exista produção de outros *players*, esses volumes são todos vendidos à Petrobras antes da etapa do transporte (ANP, 2018). Isso se deve à falta de obrigatoriedade de acesso aos gasodutos de escoamento e plantas de processamento de gás natural (UPGNs); ao monopólio de fato da Petrobras na capacidade de transporte; e na participação da estatal em quase todas distribuidoras do país e, por conseguinte, controlando suas decisões

comerciais. Essas importantes barreiras à entrada levam a Petrobras a ter controle total sobre o mercado, situação na qual não existe possibilidade de participação de outros agentes na comercialização do gás natural.

Nos últimos anos o mercado de gás natural no Brasil vem experimentando profundas mudanças estruturais, em consequência dos desinvestimentos planejados e efetuados pela Petrobras nos ativos de distribuição, transporte e de importação de gás natural. Em 2015, a Petrobras lançou a primeira fase do plano de desinvestimentos para o biênio 2015-2016, com plano de desinvestir US\$ 13,7 bilhões, divididos entre as áreas de Exploração & Produção no Brasil e no exterior (30%), Abastecimento (30%) e Gás & Energia (40%) (Petrobras, 2015). O plano de desinvestimentos foi motivado pela situação financeira da empresa, que demandou uma redefinição das estratégias e foco no *core business* de exploração e produção de petróleo.

Em relação aos ativos do setor de gás, até o momento a Petrobras negociou a venda de 49% da participação da Gaspetro (subsidiária que tem participação em 19 distribuidoras), 90% da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG) (Petrobras, 2019a). A empresa ainda planeja vender participação nas térmicas, terminais de GNL, plantas de fertilizantes e as participações remanescentes na distribuição e transporte¹³.

Mesmo que a Petrobras tenha iniciado as vendas de algumas participações em diferentes elos da cadeia do gás, o atual quadro regulatório brasileiro não incentiva a concorrência no fornecimento de gás natural e inibe a participação de novos participantes, porque:

- i. A Petrobras possui 100% das instalações essenciais (escoamento, UPGNs e terminais de regaseificação) e não é obrigada a dar acesso a terceiros, mesmo que possua capacidade disponível;
- ii. A Petrobras contratou 100% da capacidade em dutos de transporte terrestre com contratos de longo prazo e, embora a lei determine o acesso de terceiros à capacidade disponível, não há capacidade disponível; e

¹³ Por força do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) de Prática assinado entre Petrobras e CADE, no qual a empresa se compromete a vender ativos relativos ao mercado de gás natural, com o objetivo de estimular a concorrência no mercado de gás (CADE, 2019). O TCC prevê que os desinvestimentos sejam realizados até dezembro de 2021.

- iii. Como resultado, a Petrobras compra toda a produção de gás de outras empresas que a produzem na “boca do poço” ou antes da entrada na UPGN e comercializa 100% do gás vendido para distribuidoras e consumidores livres.

Como consequência, os planos da Petrobras desencadearam diversas discussões acerca das necessidades de ajuste regulatórios que se deram no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer” iniciada em 2016 e coordenada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além de diagnosticar os problemas relativos à posição dominante da Petrobras ao longo da cadeia, a iniciativa propôs uma mudança de lei, que endereçaria as inconsistências da Lei do Gás em vigência e incentivaria a concorrência no mercado¹⁴.

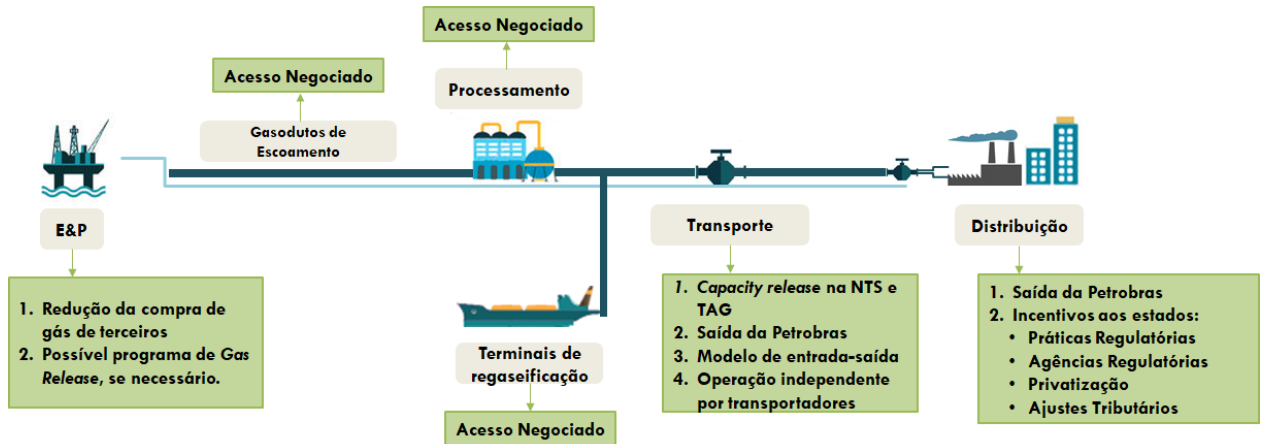
Após anos de debate no âmbito da iniciativa Gás para Crescer sobre as questões da liberalização do mercado e a frustrada passagem do PL do Gás¹⁵ na Comissão de Minas e Energia no Congresso, um novo fôlego para enfrentar as questões em aberto se dá com o Programa Novo Mercado de Gás (PNMG), lançado em abril de 2019.

Dentre inúmeras ações previstas no programa, uma delas diz respeito à participação da Petrobras no mercado de gás, incentivando a saída da estatal dos segmentos de transporte e distribuição (MME & ME, 2019). O programa também prevê o estabelecimento de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de regaseificação). Na Figura 5 é possível observar os objetivos do programa para cada etapa da cadeia do gás.

¹⁴ A atual Lei do Gás (Lei 11.909/2009) tem diversos pontos que necessitam de ajustes para lidar com o mercado de gás liberalizado. Dentre esses pontos, os principais são relativos a não obrigatoriedade de acesso de terceiros a infraestruturas básicas (escoamento, UPGN e terminais de importação) - a proposta de lei não impõe a obrigatoriedade, mas pelo menos introduz uma regulação sobre o assunto; planejamento de expansão da malha de gasodutos de maneira centralizada pelo governo por regime de concessão; contratos de transporte ponto-a-ponto (Gás para Crescer, 2017).

¹⁵ O Projeto de Lei do Gás foi desenvolvido a partir das discussões do “Gás para Crescer” e tem como objetivo substituir a atual Lei do Gás. Após anos em processo legislativo, o PL do Gás foi aprovado em setembro de 2020 pela Câmara dos Deputados e reflete os trabalhos desenvolvidos ao longo da iniciativa Gás para Crescer, sem modificações. Em dezembro o PL foi levado a votação no Senado e se incluíram algumas modificações do texto original. Até a elaboração desse texto, o PL ainda não terminou o processo legislativo.

Figura 5. Objetivos do programa “Novo Mercado do Gás”



Fonte: Adaptado de MME & ME (2019).

Outros dois importantes acontecimentos trazem uma perspectiva de diversificação no mercado de gás brasileiro: (i) o vencimento de parte do volume contratado pela Petrobras de gás boliviano; e (ii) a Chamada Pública Coordenada para suprimento das distribuidoras de gás natural.

O gás natural da Bolívia era importado pela Petrobras através de um contrato que prevê o volume de 30 MMm³/d, com vencimento em 31 de dezembro de 2019. Em março de 2020, a Petrobras assinou com a YPFB um contrato para importação de 20 MMm³/d (YPFB, 2020), o que abre a oportunidade para a contratação direta das distribuidoras ou consumidores livres¹⁶. O movimento, em conjunto com a recontração da capacidade do gasoduto Brasil-Bolívia (que também teve vencimento parcial em 2019)¹⁷, teria o potencial de diversificar os contratos e *players*, que têm a Petrobras como intermediário e único supridor. No entanto, devido às dificuldades e desalinhamentos de expectativas na Chamada Pública para Alocação de Capacidade de Gasbol, a importação de gás boliviano por novos agentes ainda não é uma realidade.

¹⁶ Já é um movimento em andamento, com a assinatura de memorandos de entendimento entre a YPFB e a Shell para compra de 10 MMm³/d de gás boliviano, com a Acron (empresa russa de fertilizantes que vai investir em fábrica de fertilizantes em MS) para compra de 4 MMm³/d, e a participação da YPFB na Chamada Pública Coordenada das Distribuidoras (Akly, 2019).

¹⁷ A Petrobras possui três contratos originais de capacidade de transporte na TBG: TCQ (18 MMm³/d); TCX (6 MMm³/d); e TCO (6 MMm³/d). O primeiro teve vencimento em 2019 e foi o primeiro contrato que vai estabelecer o modelo de entrada-e-saída no país.

A Chamada Pública Coordenada das distribuidoras é um movimento das distribuidoras de gás natural da Região Nordeste e Sul/Sudeste para buscar melhor condição de suprimento, tendo em consideração o reposicionamento da Petrobras e a proximidade do vencimento dos contratos (ABEGAS, 2018). Por mais que a intenção tenha sido de diversificar os fornecedores, o resultado da Chamada indica que não há ainda um supridor capaz de fornecer gás nas mesmas condições que a Petrobras.

Além desses movimentos já em andamento e resultados pouco satisfatórios, existe ainda a expectativa por parte dos produtores atuais e potenciais de gás que necessitam acessar o mercado de gás para conseguir desenvolver os recursos de petróleo e gás *offshore*. A questão se torna sensível, em especial, para o desenvolvimento do Pré-sal por sua importância para o país¹⁸.

1.4. O problema da tese: a falta de flexibilidade do suprimento brasileiro e a oportunidade do GNL

A redução da presença da Petrobras no mercado de gás brasileiro traz uma nova perspectiva, na qual se vislumbra uma transição da estrutura monopolista para uma estrutura de maior concorrência. A Petrobras, como monopolista *de facto* do mercado de gás natural, tem assumido o risco de suprimento do mercado, ao realizar as escolhas de importação e/ou produção para atender a demanda, porém repassa o risco do preço aos consumidores. Além disso, a empresa sempre foi capaz de fornecer flexibilidade ao sistema, por centralizar a operação, as entradas e saídas de gás do mercado. A Petrobras tem instrumentos de flexibilidade tanto pelo lado da oferta (compras de GNL *spot*, produção em campos de gás não associados ao petróleo), como da demanda (nas suas refinarias, fábricas de fertilizantes e termelétricas).

Com as mudanças estruturais no mercado de gás brasileiro, a estratégia de aquisição de gás natural deixa de estar centralizada na estatal e passa a ser um desafio para os consumidores e distribuidoras de gás natural. O desafio está no gerenciamento do portfólio

¹⁸ O Pré-sal se configura como uma das maiores descobertas de recursos petrolíferos do século, que despertou interesse de diversas International Oil Companies (IOCs).

de gás tendo como vetor a flexibilidade exigida pelo segmento elétrico e o novo leque de possibilidades contratuais, incluindo o mercado internacional de GNL. Ademais, o risco de suprimento que vem sendo administrado pela Petrobras passa a ser uma responsabilidade dos próprios consumidores ou distribuidora (ou mesmo supridores), que devem buscar as condições que mantenham a oferta de gás em níveis seguros e minimize o risco de volume associado a cláusulas de *take-or-pay*.

No entanto, o problema não se concentra unicamente do lado do comprador de gás (distribuidora, consumidor final), pois este tem a opção de simplesmente continuar a relação com a Petrobras e manter seu risco de fornecimento baixo. O problema se torna grave para os fornecedores em potencial que precisam competir com a Petrobras e fornecer condições similares.

A produção de gás no Brasil é principalmente associada a produção de petróleo, aproximadamente 80% da produção total (MME, 2020). Isso significa que o gás é subproduto do petróleo e que a lógica de produção e objetivos da operadora é de retirar a maior quantidade possível de petróleo ao longo do período de produção. A produção de gás nesse caso é necessária para aumentar a produção do petróleo – se não for possível reinjetar sua totalidade. Essa condição implica que o gás associado não pode fornecer flexibilidade ao mercado de gás e exige que sempre haja mercado para absorvê-lo que não prejudique a produção de petróleo.

Os produtores atuais vendem todo o gás produzido para a Petrobras, pois não podem assumir o risco de interrupção da produção e não tem acesso à infraestrutura do mercado. No entanto, por força de compromissos assumidos pela Petrobras com o CADE, a estatal não poderá mais comprar o gás atualmente produzido.

Os produtores potenciais de gás, principalmente dos recursos do Pré-sal, também enfrentam os mesmos desafios, em termos de necessitar que a demanda para o seu gás seja constante e não prejudique a produção do petróleo. Mas nesse caso existe um desafio adicional que é a construção de infraestrutura para o escoamento e tratamento do gás.

Tanto os produtores atuais como potenciais não conseguem fornecer mesmo nível de segurança de fornecimento da Petrobras e também não possuem flexibilidade para lidar com

disrupções e oscilações na demanda de gás – o foco é o aproveitamento máximo dos recursos petrolíferos.

Outro desafio importante no contexto de abertura do mercado de gás é o fornecimento de flexibilidade ao sistema. Com a quebra do poder dominante da Petrobras, ela perde a capacidade de garantir os serviços flexíveis que até então eram incluídos na sua operação. Esses serviços deverão ser coordenados pelos agentes entrantes, tanto para balanceamento do sistema, como para disponibilizar condições flexíveis para lidar com movimentos inesperados da demanda e oferta. Esse é um ponto crucial para segurança de suprimento do mercado.

Em outra esfera, no mercado internacional de GNL se vislumbra uma modificação profunda com o aumento e diversidade de contratos, *players* e estratégias. Um dos pontos importantes nesse contexto é a entrada dos EUA como exportador, que trouxe uma nova perspectiva para a contratação do energético ao fornecer flexibilidade no destino das cargas, preço de GNL baseado no Henry Hub e vasta disponibilidade para o mercado *spot* de GNL. A própria evolução do mercado de GNL já vem adicionando flexibilidade aos contratos, com o crescimento dos mercados *spot* e de curto prazo, e condições diferenciadas para adicionar flexibilidade nos volumes dos contratos de longo prazo. O crescimento da participação dos agregadores no mercado internacional de GNL também impulsionou a inovação nos contratos e aumento significativo do mercado *spot*.

Os Estados Unidos estão trazendo uma nova perspectiva para os modelos contratuais no mercado de GNL, adicionando maior flexibilidade aos contratos, e os agregadores vem impulsionando a maior flexibilidade via mercado *spot* e administração do próprio portfólio. No entanto, seria essa flexibilidade suficiente para se ajustar às necessidades brasileiras? Em outras palavras, é possível que o mercado de GNL seja uma opção adequada para suprir a flexibilidade ao mercado brasileiro no atual contexto de liberalização e mitigar os riscos de suprimento que não serão mais administrados pela Petrobras?

Dessa maneira, o problema a ser analisado na tese se refere ao contexto de transação do mercado nacional (menor participação da Petrobras) e internacional (maior diversidade de contratos e *players*), tendo como foco as condições de flexibilidade e riscos associados. A

hipótese central a ser avaliada na tese é a de que com a evolução do mercado de GNL e, principalmente, com a entrada dos Estados Unidos como exportador do energético e com a crescente participação dos agregadores, as condições contratuais se tornaram mais flexíveis e adaptáveis à nova realidade brasileira, tornando-se uma oportunidade para a flexibilidade da oferta de gás com vista ao gerenciamento de risco do mercado de gás nacional. Em outras palavras, a hipótese é de que o GNL pode se tornar um instrumento de flexibilidade para o mercado liberalizado no Brasil, fornecendo a segurança de suprimento que é necessária para o desenvolvimento do gás associado do Pré-sal.

Nesse sentido, o foco da tese está concentrado nos contratos relativos à molécula de gás natural, tanto em contratos de gás natural doméstico, buscando identificar as necessidades brasileiras; como contratos internacionais do mercado de GNL, buscando identificar as inovações e flexibilidade associada. É importante salientar que a tese não tem como objetivo explorar também outras fontes de flexibilidade de oferta como as condições contratuais e de flexibilidade relacionadas ao segmento de transporte, a estocagem subterrânea de gás e a flexibilidade de campos de gás não associados. Ademais, os sistemas isolados com produção de gás natural no Brasil (Maranhão e Amazonas) não são de interesse para a análise sobre flexibilidade, dado que são sistemas fechados e não se defrontam com questões relativas à flexibilidade no contexto de liberalização do mercado de gás. Os novos projetos integrados de térmicas e terminais de GNL são também isolados do sistema, mas está prevista a conexão com a rede de transporte e se tornam uma peça-chave para o debate de flexibilidade no mercado de gás.

No entanto, por mais que a tese não se aprofunde em outras fontes de flexibilidade e dê foco na flexibilidade contratual, as análises realizadas sobre as necessidades e soluções são úteis para os estudos dos demais instrumentos físicos e contratuais. O debate no âmbito teórico da TCT e as definições estabelecidas podem ser úteis para estudos específicos de flexibilidade no mercado de gás, dado que fornecem uma base sólida para análises mais aprofundadas.

Capítulo 2. A Teoria dos Custos de Transação e a flexibilidade no mercado de gás natural

O objetivo do presente capítulo é explorar o marco teórico conceitual da tese, no qual se utiliza a Teoria dos Custos de Transação e a literatura que relaciona o mercado de gás e GNL às condições de especificidade dos ativos, integração vertical e contratos de longo prazo.

A utilização da Teoria dos Custos de Transação (TCT) para estudar o mercado de gás natural é justificada por suas características, no que diz respeito a existência de especificidade dos ativos e as soluções amplamente utilizadas de verticalização das operações e/ou contratos rígidos de longo prazo. Este capítulo apresenta brevemente o arcabouço teórico (TCT) e a revisão da literatura sobre mercados de gás natural e TCT, em especial com relação à especificidade dos ativos.

A revisão bibliográfica e a análise teórica são separadas em mercados de gás natural (com entrega via gasodutos) e mercado de GNL (com entrega via navios). É evidente que o mercado de GNL inclui aspectos e as especificidades do mercado de gás, quando consideramos que a oferta e/ou demanda de uma relação contratual de GNL tem participação de um mercado de gás local. Ademais, diversas das análises para o mercado de gás se aplicam ao mercado de GNL, principalmente nas questões contratuais. No entanto, algumas diferenças são relevantes e a evolução dos mercados acontecem em épocas e velocidades diferentes.

O método científico a ser utilizado para analisar o problema da tese é o descritivo analítico com base na Teoria Neo-institucional relacionada à Teoria dos Custos de Transação (TCT), desenvolvidas por Coase (1937), Williamson (1979, 1981, 1985), Klein, Crawford & Alchian (1978). A TCT torna-se aderente ao estudo dos contratos de gás natural, devido ao reconhecimento da importância das especificidades dos ativos e das incertezas nas definições contratuais proveniente da lógica de custos de transação.

A Teoria do Custo de Transação surge do artigo seminal de Coase “The Nature of the Firm” de 1937. O artigo inicia uma discussão sobre o que define a existência das organizações como alternativa ao mecanismo de preço do mercado. Para o autor, a firma incorre em custos ao recorrer ao mercado para adquirir bens ou serviços para produção, ou seja, existe um custo

em se utilizar o mecanismo de preços da economia. Os custos de transação dizem respeito, portanto, aos custos relacionados com a contratação intra e inter-firmas¹⁹.

Segundo Williamson (1991), os determinantes do custo de transação são a frequência das transações, a incerteza associada e a especificidade dos ativos. De acordo com o autor, a especificidade dos ativos se refere ao grau em que um ativo pode ser reutilizado para usos ou usuários alternativos sem um sacrifício do valor produtivo. Ainda de acordo com o autor, dentre os tipos de especificidade de ativos estão os ativos dedicados, investimentos de instalações com um propósito geral, mas que são construídos para um consumidor específico, que é a principal característica que se associa ao mercado de gás natural.

Outra hipótese adotada na TCT é a de que os agentes econômicos possuem racionalidade limitada e que existe risco de oportunismo por parte dos agentes. A racionalidade limitada em um ambiente com incerteza significa que os agentes, *a priori*, não conseguem definir todos os problemas e questões que podem surgir no futuro, o que implica que os contratos realizados são incompletos (Brousseau & Glanchant, 2004).

Oportunismo como definido na TCT diz respeito à utilização das assimetrias de informação visando a apropriação de lucros. A transação que contém especificidade dos ativos está exposta ao comportamento oportunista dos agentes, que levam ao problema de “hold-up” que surge quando a parte que realizou o investimento se torna vulnerável a ameaças da outra parte (Fiani, 2013). Esta prática pode levar a renegociações do contrato que tornem as condições mais vantajosas para o agente oportunista, no qual este se apropria das quase-rendas²⁰ do vendedor.

¹⁹ Williamson (1985) separa os custos de transação em custos *ex ante* e *ex post* contratação, mas que são interdependentes. No primeiro trata-se dos custos relacionados à elaboração e negociação de um contrato, de maneira a criar um documento que seja tão completo quanto possível para evitar futuras contingências. Os custos *ex post* dizem respeito a (i) custos incorridos quando a transação sai do alinhamento original; (ii) custos incorridos nos esforços de corrigir o desalinhamento; (iii) custos relacionados a disputas; e (iv) custos de manter o compromisso (que poderia ser o custo de oportunidade).

²⁰ A quase-renda é definida por Klein, Crawford & Alchian (1978) como um valor adicional sobre o “salvage value”, que é definido como o valor do melhor uso para o próximo comprador. Em outras palavras, a quase-renda é a diferença do valor no ativo específico no contrato bilateral menos o valor do ativo na segunda melhor opção diferente do contrato bilateral.

A combinação de especificidade dos ativos e a existência de oportunismo aumenta os custos de transação. Para contornar o problema, existem duas possibilidades previstas na literatura: uma solução contratual ou a integração vertical da cadeia de valor.

A solução contratual tende a ser definida por acordos bilaterais de longo prazo, como uma forma de preservar a relação entre as partes e assegurar o acesso às quase-rendas. No entanto, caso a especificidade dos ativos envolvidos seja mais importante, o custo de transação associado aos contratos torna-se mais relevante e a solução deve se dar por outras formas de governança como através da verticalização (Riordan & Williams, 1985; Klein, Crawford & Alchian, 1978).

Ademais, conforme as incertezas com relação ao futuro aumentam, o potencial de *hold-up* do contrato imperfeito aumenta, e conseqüentemente o custo de transação associado. No contexto de maior incerteza, mais rígidos devem se tornar os contratos de longo prazo e nesse caso a solução por integração vertical se torna a que garante maior flexibilidade à transação (Klein, 2004).

A principal limitação dos contratos de longo prazo é sua inflexibilidade diante de flutuações de oferta e demanda (Crocker & Masten, 1988). Como os contratos são estabelecidos por um longo período, é essencial que exista a possibilidade de adaptação diante de novo contexto. No entanto, surge um *trade-off* entre a flexibilidade que um contrato pode fornecer e a facilidade com que ele pode ser implementado:

“(...) a single contractual stipulation is relatively straightforward for courts to enforce in comparison to multiple contingent claims which require that both the parties and the courts establish the state that has actually transpired. The more provisions stipulated, the greater the scope for both honest misinterpretation and intentional deception, and thus the greater the likelihood of a dispute requiring costly adjudication.” (Masten & Crocker, 1985, pp. 1084)

Isto é, para os autores a flexibilidade contratual está relacionada ao grau completude do contrato, no qual se adicionam diversas possibilidades de contingências futuras e os remédios necessários. No entanto, quanto mais contingências previstas no contrato, mais complexo de ser analisado judicialmente e maiores os custos de transação *ex post*. Considerando que em presença de incerteza e racionalidade limitada, não é possível estabelecer um contrato de fato

completo e mesmo que se tente abranger o maior número de contingências possíveis, os custos não compensam os benefícios.

Por outro lado, ao desenhar um contrato, é possível adicionar condições flexíveis que não dependam somente das cláusulas de força maior e da decisão judicial sobre eventos exógenos²¹, incluindo por exemplo cláusula de *take-or-pay* ou opções (Masten & Crocker, 1985).

Outra visão sobre flexibilidade contratual é discutida em Crocker & Masten (1991), especificamente sobre flexibilidade relacionada ao preço do contrato. Os autores dividem os ajustes de preços em duas categorias possíveis: processo de “Redeterminação” e processo de Renegociação. O primeiro diz respeito a inclusão de uma fórmula de reajuste do preço (em contraponto com um contrato de preço fixo), e o segundo diz respeito a inclusão de uma cláusula que permita a renegociação das condições de preço para reequilibrar o contrato. A inclusão de um ajuste de preço pode ser mais rígido (definindo uma taxa fixa de ajuste periódico) ou mais flexível (fazendo o ajuste com base em algum índice do mercado de algum insumo ou produto concorrente).

A inclusão de uma cláusula de renegociação faz com que as partes contratuais tenham a oportunidade de reavaliar as condições contratuais diante de novas informações do mercado, que não puderam ser previstas *ex ante*, permitindo um alto grau de flexibilidade contratual. No entanto, implica em custos de negociação até que se chegue a termos aceitáveis para ambas partes contratuais. Ademais, na presença de oportunismo e informação assimétrica, essa negociação não garante que o contrato manteria as rendas equilibradas, pois um dos lados pode tentar buscar vantagens excessivas sobre a outra parte.

Crocker & Masten (1991) também argumentam que a inclusão de flexibilidade depende do grau de incerteza e oportunismo presentes. Para casos em que a incerteza com relação as circunstâncias futuras é o fator de maior relevante na transação, a flexibilidade se torna mais

²¹ Os contratos, em geral, definem a possibilidade de reabertura de condições contratuais específicas em situações de força maior, mas em geral demanda decisão judicial sobre os eventos que podem ser considerados de força maior.

desejada no contrato. Se a possibilidade de oportunismo for mais determinante na relação contratual, o contrato tende a ser desenhado com maior rigidez.

Por fim, há um trade-off entre a flexibilidade de volume e a flexibilidade de preço (Crocker & Masten, 1991 e Hubbard & Weiner, 1986). Nesse sentido, no processo de negociação e barganha entre as partes, o produtor pode incluir maior flexibilidade sobre as cláusulas de volume e deixar mais rígida a cláusula de preço.

2.1. A TCT e o mercado de gás

A análise das relações contratuais do mercado de gás natural utilizando o referencial teórico da TCT tem sido realizada por diversos autores neo-institucionalistas. De acordo com Creti & Villeneuve (2004), a indústria de gás natural é o laboratório ideal para o estudo da TCT, devido o investimento requerido por ambas partes (compradores e vendedores) que possui o caráter de infraestrutura dedicada e específica para tal transação. Neumann, Ruester & Hirschhausen (2015) afirmam que os altos custos de investimento ao longo de toda a cadeia do gás natural e a irreversibilidade de tais investimentos criam o risco potencial de *hold-up* e explicam por que esse setor, em grande parte, depende de contratos bilaterais de longo prazo, como preconizado em Klein, Crawford & Alchian (1978). Ademais, Arora (2012) define que, devido ao pequeno número de compradores e vendedores do mercado de gás natural, os custos de transação se elevam devido ao processo contínuo de barganha entre os agentes e que, portanto, a solução encontrada são os contratos de longo prazo com cláusulas de *take-or-pay*.

O mercado de gás natural foi longamente estudado utilizando-se o marco teórico neo-institucionalista, principalmente com a TCT. Diversos autores discutiram a existência de contratos de longo prazo no mercado de gás, realizando testes empíricos e análises qualitativas relacionando a evolução dos contratos vis-à-vis os processos de liberalização dos mercados de gás. Nem todos artigos buscam testar as hipóteses da TCT com dados do mercado de gás, mas todos tem como pressuposto a hipótese de que contratos de longo prazo são a solução para o risco de *hold-up* em uma cadeia com relevante especificidade dos ativos, como o mercado de gás.

Nesse grupo de artigos, Neumann & Hirschhausen (2004) analisam os contratos de longo prazo da Europa e concluem que o período contratual foi sendo reduzido ao longo do tempo devido os processos de liberalização dos mercados de gás. Crocker & Masten (1988) discutem o impacto da regulação sobre a duração dos contratos e demonstram que políticas distorcidas sobre o preço aumentam os custos de um contrato de longo prazo e induz os agentes a manterem contratos com menor duração²².

Seguindo nesta linha de pesquisa, Neumann & Hirschhausen (2006) avaliam que a mudança de uma estrutura monopolística para uma estrutura com maior competitividade implica que os contratos de longo prazo perdem um pouco de sua importância e são utilizados apenas para novos investimentos em ativos específicos de larga escala. Dessa maneira, a evolução dos mercados de gás para um ambiente de maior competitividade dá abertura para novos modelos contratuais, mais flexíveis e menos “amarrados” à necessidade de recuperação dos investimentos, dado que estes já foram amortizados.

Outros autores deram maior foco às questões relacionadas ao *take-or-pay* dos contratos de gás. De acordo com Creti & Villeneuve (2004), a cláusula de *take-or-pay* tem duas interpretações na literatura da TCT: um mecanismo para compartilhamento de risco entre produtor e comprador de gás, e como um mecanismo de incentivo. A primeira interpretação foi desenvolvida por Hubbard & Weiner (1986, 1991). Hubbard & Weiner (1986) analisam os contratos de longo prazo entre produtores e transportadores (na época eram os compradores de gás) após a desregulação dos preços do gás nos EUA com relação as provisões de *take-or-pay*. Derivando um modelo teórico, os autores concluem que, diante de incertezas quanto ao futuro (mas com perspectiva de se tornar um “mercado do vendedor”), a compensação ao produtor deve aumentar. Em caso de preço controlado, a compensação vem em outras cláusulas não relacionadas ao preço, como a cláusula de *take-or-pay* (através de porcentagens mais elevadas).

²² O artigo tem como contexto histórico a mudança de regulação nos EUA em relação ao controle de preços que havia sido estabelecido em 1954. O objetivo dessa política era impedir que os preços de gás se elevassem demais e trouxessem prejuízos sociais. O *Natural Gas Policy Act*, de 1978, retirou o teto sobre os preços de gás, devido a distorção que o controle de preços gerou no mercado, levando a períodos de escassez e baixo investimento (MacAvoy, 1979).

A segunda interpretação para a cláusula de *take-or-pay* foi desenvolvida por Masten & Crocker (1985) e Crocker & Masten (1988) em sua análise sobre os contratos de longo prazo de gás dos EUA. Masten & Crocker (1985) realizam uma análise sobre a cláusula de *take-or-pay* nos contratos de gás e a interpretam como um mecanismo de incentivo à performance contratual. Além disso, os autores refutam a ideia de que o *take-or-pay* só se faz relevante na presença dos preços-teto do gás, como o estabelecido nos EUA. Os autores analisam os contratos de gás dos EUA e a distorção criada sobre a porcentagem do ToP em presença de regulação sobre os preços (ao se criar um teto por preço, o vendedor impõe uma porcentagem de ToP relativamente superior).

O *take-or-pay* como cláusula de incentivo diz respeito a flexibilidade que ele fornece para a variabilidade da demanda, sem aumentar os custos associados a monitorar o comportamento do comprador. A cláusula dá um incentivo ao comprador a retirar toda quantidade economicamente possível e reduz o risco do vendedor (Glachant & Hallack, 2009).

Alguns autores buscaram traçar o histórico da governança e relação contratual em alguns estudos de caso. Makhholm (2006) analisa a evolução do mercado de gás dos EUA e as diferentes governanças estabelecidas ao longo dos anos para lidar com os altos custos de transação relacionados à especificidade dos gasodutos de transporte. De acordo com a avaliação do autor, até 1935, não havia regulamentação federal e a cadeia do gás apresentava alto grau de integração vertical. Após 1935, se estabelece a separação dos gasodutos do restante da cadeia e os contratos regulados para o transporte de gás. Desde 1985, o mercado se desenvolveu para a criação de um mercado de capacidade com direitos de propriedade bem definidos e transparência sobre os preços. Seguindo a estratégia de avaliação da trajetória de um ativo específico, Glachant & Hallack (2009) analisam o caso específico do contrato de gás natural entre Brasil e Bolívia. Os autores concluem que existem diferentes momentos e interesses ao longo do período contratual em contratos de longo prazo. Inicialmente, as partes contratuais têm um momento de alinhamento de interesses que impulsiona o investimento e o desenho de um contrato com repartição de riscos e incentivos. No entanto, no período final do ciclo do contrato, existe um desalinhamento de interesses entre as partes em que os mecanismos contratuais de “self-enforcement” deixam de ser fortes

e consistentes. Nesse sentido, se justifica a existência de uma cláusula que envolva resolução de disputas através de uma terceira entidade.

De acordo com a análise da literatura, fica evidente que i) conforme mercados evoluem, os custos de transação relacionados a um ativo específico também evoluem e as soluções de governança se modificam; e ii) as relações contratuais e as partes envolvidas também evoluem e o crescente desalinhamento de interesses ao longo do período contratual leva a necessidade de ajustes.

2.2. A TCT e o mercado de GNL

Os principais aspectos do mercado de GNL que estão previstos na TCT são a existência de poucos compradores e vendedores e a especificidade dos ativos. A existência de poucos compradores e vendedores no mercado de GNL gera o problema de *hold-up*. Em um momento em que existem mais compradores que vendedores de GNL no mercado (“mercado do vendedor”), o investidor da planta de regaseificação se encontra em uma situação que se torna vulnerável ao alto poder de barganha dos vendedores de GNL e ao comportamento oportunista pós-contratação (Ruester, 2010). No caso contrário, de um “mercado do comprador”, o vendedor de GNL se encontra na situação de *hold-up* e o comprador possui alto poder de barganha, com tendência ao oportunismo pós-contratação.

A especificidade dos ativos do mercado de GNL pode estar relacionada a diversos ativos da cadeia. Em alguns casos, principalmente no período de nascimento do mercado, a construção dos terminais de regaseificação e liquefação estavam associados, de maneira que comprador e vendedor realizavam os investimentos exclusivamente para essa negociação. Nesse caso existe a especificidade dos ativos tanto na planta de regaseificação quanto na planta de liquefação, e o problema de *hold-up* surge *ex post* à contratação, conforme as partes ganham maior poder de barganha.

Além dos terminais de regaseificação e liquefação, o problema de especificidade dos ativos está fortemente presente no segmento de transporte. De acordo com Ruester (2010), o risco de reações oportunistas após contratação se torna mais prejudicial à parte que não possui o controle do transporte, isto é, vendedores de cargas FOB e compradores de cargas

DES ou CIF. O problema de especificidade dos ativos e comportamentos oportunistas também surgem no transporte via gasodutos, porém de forma mais acentuada, pois os custos de investimento associados e a inflexibilidade do ativo é maior que no caso do transporte via navios.

De acordo com Arora (2012), a existência de especificidade dos ativos é o elemento principal para a necessidade de contratos de longo prazo no mercado de gás. Conforme o nível da especificidade diminui, a duração do contrato de longo prazo também. A especificidade pode diminuir conforme surjam mais compradores e vendedores de gás no mercado, diminuindo o risco de encontrar outro vendedor/comprador no futuro e reduzindo o risco de *hold-up*. A especificidade também diminui, de acordo com o autor, quando o tamanho do investimento no ativo específico se reduz. Isto pode ocorrer devido à maturidade da indústria (e infraestruturas existentes estão amortizadas) ou conforme a evolução tecnológica leva a menores custos de implantação de infraestruturas.

Portanto, podemos concluir que o nível de especificidade de ativos do mercado de GNL não é constante, podendo variar de acordo com a situação e com a maturidade do mercado. Dessa maneira, o estudo da evolução da especificidade dos ativos e sua relação com os custos de transação, e conseqüentemente, as modalidades contratuais, torna-se relevante para a situação de expansão do mercado.

Historicamente no mercado de GNL, tem se utilizado uma solução híbrida que consiste em integração vertical (total ou parcial²³) e o estabelecimento de contratos de longo prazo para lidar com os problemas relacionados aos custos de transação. De acordo com Rueter (2009), a variedade das transações no mercado de GNL, em termos dos diferentes níveis de especificidade dos ativos e incertezas, levou ao estabelecimento de diferentes formas de governança (vários níveis de integração vertical, diversidade de contratos de suprimento em duração e cláusulas específicas). Conforme surjam mais agentes participando do mercado e mais conexão com mercado locais e suas especificidades, maior a variedade de soluções para os custos de transação associados ao mercado de GNL.

²³ Os acionistas em toda a cadeia são os mesmos em proporções diferenciadas – o que não implica em propriedade formal, mas é uma maneira de integrar a operação.

Estudos específicos sobre o mercado de GNL utilizando-se o conceito da TCT também foram encontrados na literatura, os quais se concentraram especialmente em analisar as condições do surgimento do mercado de curto prazo e *spot*, assim como a análise das estratégias e estruturas organizacionais do mercado de GNL.

Ruester (2009) realiza testes empíricos da aderência das hipóteses da TCT sobre os contratos de longo prazo realizados no mercado de GNL, investigando o impacto da estrutura do mercado na escolha ótima de governança. Em outras palavras, Ruester (2009) busca analisar o *trade-off* entre os custos de contratação (em um ambiente de negociação bilateral) e a necessidade de flexibilidade em ambientes com incerteza. A autora conclui que a existência de especificidades dos ativos do mercado de GNL resulta em maior duração dos contratos associados, como preconiza a TCT. No entanto, a autora observa que a flexibilidade exigida nesta “segunda fase” do mercado de GNL reduz a duração dos contratos, assim como a presença de alta incerteza com relação aos preços.

Hartley (2015) discute como o aumento da liquidez no mercado de GNL possui uma característica cíclica, na qual a maior liquidez tende a aumentar a flexibilidade nos contratos e o comércio *spot* e de curto prazo, que, por sua vez, eleva a liquidez do mercado de GNL. O autor utiliza o arcabouço teórico dos custos de transação para concluir que com a entrada de novos participantes do mercado de GNL, a diferença entre o preço *spot* e o preço *netback* do produtor irá diminuir e com isso o preço *spot* tenderá a ser menos volátil. O autor conclui que essa perspectiva irá tornar os contratos de longo prazo menos vantajosos, os quais sofrerão pressão para apoiar o mercado *spot* e de curto prazo através da inserção de cláusulas mais flexíveis que permitam aproveitar oportunidades de arbitragem.

Ruester & Neumann (2009) buscam analisar as estratégias na indústria de GNL sob a luz da TCT e da teoria de Porter realizando um teste empírico para avaliar a relação entre três estratégias específicas: (i) otimização da cadeia, em geral é uma empresa ativa no país importador, que otimiza os contratos nos vários elos da cadeia; (ii) estratégia de flexibilidade, como a realizada pelos agregadores com investimentos em importação e exportação em diversas regiões, e o investimento na infraestrutura de transporte de GNL é central; e (iii) *National Oil Companies* – NOCs, companhias estatais produtoras de petróleo e gás. Os resultados empíricos indicam que as NOCs dependem menos de ativos idiossincráticos do que

as empresas que seguem uma estratégia de flexibilidade, e as empresas que seguem uma estratégia de flexibilidade dependem menos de ativos idiossincráticos do que otimizadores da cadeia. As autoras concluem que investimentos idiossincráticos em ambientes com incerteza motivam as firmas a organizarem suas transações em uma hierarquia (através da verticalização da cadeia de GNL).

No mesmo sentido de avaliar as estratégias das firmas envolvidas no mercado de GNL, Thewessem (2016) realiza um estudo de caso sobre as firmas do mercado europeu de GNL utilizando o arcabouço de capacidades dinâmicas e TCT, para avaliar a verticalização no *downstream* de GNL. O autor conclui que as empresas consumidoras buscam integração vertical somente na parte *downstream* do mercado de GNL (terminal de regaseificação) para evitar custos de transação, mas que evitam verticalização além deste elo pois é importante manter a flexibilidade dos contratos de importação, optando pela diversificação.

A Tabela 1 sistematiza as contribuições da literatura sobre Teoria Neo-institucional relacionada à Teoria dos Custos de Transação e as condições do mercado de gás natural e GNL.

Tabela 1. Resumo da Revisão Bibliográfica

Artigo	Objetivo	Método	Variável explicada	Principais variáveis explicativas	Conclusão e principais contribuições
Masten & Crocker (1985)	Analisar a cláusula de <i>take-or-pay</i> como um mecanismo de incentivo e sua relação com a existência de preços-teto regulados	Quantitativo	Porcentagem do <i>take-or-pay</i>	O preço-teto do gás no upstream, o preço do gás ao consumidor, o excesso de demanda por poço de produção de gás, a profundidade do poço, o número de compradores, o número de vendedores, um índice de concentração de gasodutos relativo a cada poço	No caso em que se estabelece o preço-teto, as porcentagens de <i>take-or-pay</i> se tornam mais elevadas do que em comparação com o caso não regulado. Além disso, porcentagens de <i>take-or-pay</i> são significativamente menores nos poços em que há poucos vendedores e muitos compradores
Hubbard & Weiner (1986)	Analisar a relação contratual entre produtores de gás e transportadores em ambientes regulados e não regulados	Qualitativo	Estrutura contratual	Regulação sobre os preços do gás e a retirada do incentivo	A inclusão do <i>take-or-pay</i> nos contratos surge tanto em mercados de gás regulados como não regulados, devido a presença de incerteza, mas na presença de regulação sobre os preços, o <i>take-or-pay</i> se torna mais relevante no processo de barganha para compensar o produtor
Mulherin (1986)	Analisar o mercado de gás natural dos EUA, utilizando a TCT como arcabouço teórico	Qualitativo	Estrutura do mercado	Existência de ativos específicos no mercado de gás e o risco de oportunismo pós-contratação	Devido a especificidade dos ativos, o mercado de gás dos EUA utiliza várias formas de governança dentre contratos de longo prazo, verticalização, transações exclusivas. A percepção, por parte dos reguladores, de que existe poder de mercado devido a essas governanças é equivocada, dado que são mecanismos para lidar com o risco de oportunismo das transações com ativos específicos
Crocker & Masten (1988)	Examinar as distorções na duração dos contratos ocasionado por preços regulados nos EUA	Quantitativo	Duração do contrato, preço do gás, volume de <i>take-or-pay</i>	Quantidade de compradores e vendedores, concentração de gasodutos nas reservas de gás definidas no contrato, preço do gás	Políticas de incentivo, como regulação dos preços realizado nos EUA, tem impacto sobre a percepção e a vontade dos agentes em estabelecer contratos de longo prazo, diminuindo a duração destes
Crocker & Masten (1991)	Avaliar a flexibilidade dos contratos de gás relacionado aos preços	Quantitativo	Flexibilidade do preço no contrato de longo prazo	Flexibilidade no volume (ToP), incerteza dos preços, duração do contrato	O contrato tende a apresentar maior flexibilidade no ajuste de preços quanto maior for o período do contrato, refletindo a incerteza associada. Existe um trade-off de flexibilidade no contrato: quanto maior a flexibilidade no preço, se reduz o nível de flexibilidade em outros aspectos (duração, volume, especificação)

Tabela 1. Resumo da Revisão Bibliográfica (cont.)

Artigo	Objetivo	Método	Variável explicada	Principais variáveis explicativas	Conclusão e principais contribuições
Hubbard & Weiner (1991)	Avaliar os efeitos da especificidade dos ativos e poder de mercado sobre o desenho contratual	Quantitativo	Preços do contratos	Concentração do mercado, volume, poder de mercado	A flexibilidade do preço é incluída no contrato para adaptar a mudanças na demanda
Doane & Spulber (1994)	Analisar o efeito da regulação de permitir acesso a gasodutos de transporte sobre o mercado <i>spot</i> de gás	Quantitativo	Preço <i>spot</i> do gás	Localização do poço produtor, preço de combustíveis concorrentes, inflação	O surgimento de um mercado <i>spot</i> leva a menores custos de transação <i>ex post</i> na renegociação dos contratos, mas é possível que outros custos de transação surjam, dado que os serviços deixam de estar integrados
Creti & Villeneuve (2004)	contratos de longo prazo de gás na Europa e as diretivas da Comissão Europeia, com base no arcabouço teórico do TCT	Qualitativo	Contrato de longo prazo	Liberalização dos mercados de gás	A abertura do mercado e incentivo a contratos de curto prazo e <i>spot</i> não significa que os contratos de longo prazo deixariam de existir
Neumann & Hirschhausen (2004)	Avaliar a duração dos contratos de gás durante o processo de liberalização dos mercados europeus, <i>vis-à-vis</i> a experiência dos EUA e Reino Unido	Quantitativo	Duração dos contratos	Liberalização dos mercados de gás, origem do gás, volume de gás	A duração dos contratos de gás foram diminuindo ao longo do tempo na Europa e os autores argumentam sua relação com o processo de liberalização do mercado de gás europeu. Os autores concluem, no entanto, que os contratos de longo prazo devem manter sua importância para o futuro, mas que estes devem evoluir e se distanciar do seu formato tradicional
Neuhoff & Hirschhausen (2005)	Debater o papel do contrato de longo prazo no mercado de gás natural	Quantitativo	Elasticidade da demanda de curto e longo prazo	Decisões de investimento, decisão de combustível a utilizar, preço	Se a elasticidade da demanda no longo prazo é significativamente maior que a elasticidade da demanda no curto prazo, os produtores de gás irão preferir arranjos institucionais que permitam o estabelecimento de contrato de longo prazo. Ademais, se o gás se torna escasso e os preços <i>spot</i> tem um aumento, os compradores podem se tornar mais dispostos a aceitarem contratos de longo prazo

Tabela 1. Resumo da Revisão Bibliográfica (cont.)

Artigo	Objetivo	Método	Variável explicada	Principais variáveis explicativas	Conclusão e principais contribuições
Makholm (2006)	Avaliar a evolução histórica do mercado de gás natural nos EUA, focando na condição de especificidade dos gasodutos de transporte	Qualitativo	Evolução da governança dos gasodutos de transporte	Especificidade dos gasodutos, regulação	A governança sobre os gasodutos de transporte foi evoluindo ao longo dos anos nos EUA, iniciando a trajetória com integração vertical entre o upstream e os gasodutos, passando para uma fase em que se estabelece intervenção regulatória e a desverticalização associada com contratos de longo prazo e <i>take-or-pay</i> , e a fase final em que se estabelece que os gasodutos de transporte como mercado de capacidade e não fornecedores de gás
Neumann & Hirschhausen (2006)	Analisar as mudanças estruturais dos contratos de longo prazo do mercado de gás	Quantitativo	Duração dos contratos	Especificidade dos ativos	Contratos de longo prazo estão diminuindo o período contratual, conforme os mercados se tornam mais competitivos. Os contratos vinculados a um investimento específico de ativo têm, em média, quatro anos a mais do que aqueles que não possuem
Glachant & Hallack (2009)	Analisar o caso do gasoduto Brasil-Bolívia utilizando o marco teórico neo-institucionalista, no que diz respeito ao ciclo de vida de um contrato de longo prazo	Qualitativo	Evolução da relação contratual	Investimento em ativo específico, alocação de risco entre as partes, desalinhamento de interesses	Os autores demonstram a existência de um ciclo de vida em novos relacionamentos contratuais em que se requer investimento em ativos com especificidade. Esse conhecimento é relevante para o entendimento dos interesses divergentes e solução de conflitos que podem surgir ao longo de um contrato de longo prazo
Ruester (2009)	Determinar a duração ótima de um contrato de GNL tendo em vista as especificidades dos ativos envolvida e a presença de incerteza	Quantitativo	Duração do contrato	Especificidade dos ativos, incerteza do mercado e necessidade de flexibilidade, frequência das transações, dependência do GNL	A presença de ativos altamente específicos e dedicados no contrato de GNL aumenta sua duração. A maior incerteza com relação aos preços e maior necessidade de flexibilidade conforme o mercado de GNL evolui, leva a uma diminuição da duração dos contratos

Tabela 1. Resumo da Revisão Bibliográfica (cont.)

Artigo	Objetivo	Método	Variável explicada	Principais variáveis explicativas	Conclusão e principais contribuições
Ruester & Neumann (2009)	Analisar as estratégias corporativas das empresas de GNL	Quantitativo	Especificidade dos ativos, integração vertical	Incerteza, tipo de empresa, localização do mercado	Identifica três estratégias das empresas do mercado de GNL: otimização da cadeia (investimento integrado em uma cadeia), estratégia de flexibilidade (portfólio de investimentos em vários elos da cadeia), e NOCs. Também reforça empiricamente a teoria de que ativos específicos em ambientes incertos justificam a verticalização
Arora (2012)	Relacionar a evolução do mercado de gás natural aos preceitos da TCT e teoria da Agência	Qualitativo	Evolução do mercado de gás	Tamanho do investimento em ativos específicos; o crescimento no número de compradores e vendedores; o regime regulatório do mercado de gás	A evolução do mercado de gás em direção a um mercado líquido e flexível só é possível quando os custos de transação se reduzem
Hartley (2015)	Desenvolver um modelo de custo-benefício de um contrato de longo prazo de GNL e analisar os impactos que podem surgir diante do surgimento e crescimento de um mercado <i>spot</i>	Quantitativo	Lucro do importador e exportador de GNL	Oferta e demanda de GNL, preço do mercado spot, custos	Com o surgimento de um mercado spot de GNL, os benefícios dos contratos de longo prazo diminuem e os compradores vão demandar que estes contratos sejam mais flexíveis (em volumes e destino) para aproveitar oportunidades de arbitragem no mercado spot - é um movimento cíclico que impulsiona a liquidez
Thewessem (2016)	Avaliar a organização das formas de governança do mercado de gás europeu	Qualitativo	Estrutura do mercado	Especificidade dos ativos, frequência das transações, capacidades dinâmicas	Devido aos custos de transação, os players do downstream são verticalmente integrados com os terminais de importação de GNL

2.3. Hipóteses da tese sob a ótica da TCT

A revisão da literatura feita no presente capítulo traz algumas considerações sobre o mercado de gás e GNL, as relações contratuais e natureza dos ativos da cadeia de gás. As conclusões e aprendizados mais importantes são evidenciados abaixo e nortearão as análises ao longo da tese e teste das hipóteses.

Os custos de transação na relação que envolva ativos específicos não são constantes no tempo.

Conforme apresentado nas análises empíricas de Neumann & Hirschhausen (2004, 2006) e Ruester (2009) à medida que os mercados de gás evoluem e mais agentes participam, a dependência entre comprador e vendedor se reduz e, conseqüentemente, se reduz o risco do oportunismo. Portanto, é possível que os custos de transação diminuam, mesmo que a atividade em questão ainda envolva o ativo específico.

Os custos de transação podem se alterar porque alguns dos seus determinantes podem mudar de configuração.

Como apresentado, os principais determinantes dos custos de transação são a frequência das transações, a incerteza associada e a especificidade dos ativos. Essas configurações podem se modificar ao longo do desenvolvimento de um mercado, pois novos agentes e modelos podem surgir modificando a dinâmica pré-estabelecida.

Os contratos de longo prazo podem ter diferentes níveis de flexibilidade e essa definição depende da percepção de risco de oportunismo e incertezas.

Nesse sentido, contratos de longo prazo podem ser soluções para lidar com o alto custo de transação, mas podem lidar com diferentes níveis de custo de transação e riscos (Crocker & Masten, 1991). Conforme o mercado evolui, os agentes se diversificam e os custos de transação se reduzem, o contrato de longo prazo deixa de emular a integração vertical e passa a incluir cláusulas que garantam maior flexibilidade.

As incertezas que são fator relevante na condição dos custos de transação no mercado de gás e GNL estão associadas ao risco de suprimento, risco de demanda e risco de preço.

O risco de suprimento, i.e. risco de não entrega do gás; o risco de demanda, i.e. risco de não recebimento de gás; e o risco de preço, i.e. risco de definir uma precificação que podem gerar desequilíbrios contratuais diante de modificações das condições de mercado. Os riscos devem estar mitigados de alguma forma nas soluções de governança diante dos custos de transação associados.

As hipóteses apresentadas no Capítulo 1 podem ser reformuladas levando em consideração o marco teórico da TCT. Como discutido, a hipótese central a ser testada é de que a evolução do mercado internacional de GNL levou a uma condição em que os contratos se tornaram mais flexíveis. Pela ótica da TCT, os contratos podem se tornar mais flexíveis conforme os custos de transação se reduzam, devido ao menor risco de *hold up*. Portanto, a hipótese a ser testada é que o mercado de GNL apresenta modificação nos determinantes dos custos de transação. Nesse sentido, a modificação no custo de transação traz a possibilidade de diferentes configurações de contratos com maior inclusão de cláusulas flexíveis.

Para desenvolver a hipótese central também é relevante analisar as condições de custos de transação no Brasil e o contexto de liberalização do mercado de gás, que deixará de seguir uma estrutura de governança verticalizada e se voltará para as soluções contratuais. Nesse contexto, é possível notar que as condições de flexibilidade do mercado de gás no Brasil e a rede de contratos de gás atual não são adaptadas para o contexto em que mais *players* participem do mercado. Ainda assim é possível notar alguma evolução nos contratos assinados pela Petrobras que indicam que há mudança no padrão de custos de transação do mercado brasileiro de gás.

2.4. Conclusão

O Capítulo 2 teve como objetivo explorar a literatura sobre Teoria dos Custos de transação com foco nos mercados de gás e GNL. A análise da literatura confirma a aderência da TCT ao mercado de gás, no qual a especificidade dos ativos, incertezas e riscos associados definem a existência de custos de transação relevantes. Ademais, também é evidente a solução de governança no mercado de gás, conforme preconiza a teoria, de verticalização ou contratos de longo prazo.

A TCT é uma ferramenta útil para a proposta da tese pois a análise da flexibilidade no mercado de gás tem uma interface contratual relevante, como será explorado no Capítulo 3. Como visto na literatura que relaciona o mercado de gás e a TCT ao longo do capítulo, a configuração dos contratos são um indicador do relevante custo de transação. Ao mesmo tempo, conforme as relações e o mercado evoluem, os contratos passam a ser mais flexíveis e apontam para uma redução do custo de transação.

Pela análise da literatura que relaciona mercados de gás e GNL com a TCT, não há elaboração de análises profundas sobre a relação das incertezas dos mercados de gás e as estruturas de governança. Também não há grande caracterização do que configuram as incertezas do mercado de gás, que está sendo tratada no presente trabalho como os riscos de demanda, de suprimento e preço. Evidentemente, também não há discussões sobre como essas incertezas podem ser solucionadas no mercado de gás.

Na literatura da TCT, a questão de flexibilidade ficou focada principalmente na configuração dos contratos de longo prazo, que é relevante e foco da análise da tese, mas deixou de lado a questão da necessidade de gerenciamento de riscos no mercado de gás. Por se tratar de uma rede, o mercado de gás exige certa flexibilidade para manter o equilíbrio do sistema, que é uma questão física e inerente ao seu funcionamento. A flexibilidade é essencial e é necessária tanto para as soluções de governança verticalizadas como as de contratos de longo prazo.

O próximo capítulo pretende apresentar o conceito de flexibilidade, porque esta é necessária e suas interfaces. Esta visão teórica é relevante para os estudos de caso propostos do Brasil e do mercado internacional de GNL. Ambos casos apresentaram uma estrutura mista de governança (entre verticalização parcial e contratos) e condições de flexibilidade distintas.

Capítulo 3. Os instrumentos de flexibilidade no mercado de gás natural e a interface contratual

Diante de custos de transação relevantes, a TCT preconiza que a redução dos custos de transação possa se dar através da integração vertical ou contratos de longo prazo. Historicamente, os mercados de gás se utilizaram dos dois mecanismos para lidar com a alta especificidade dos ativos e risco de *hold up*, através da integração parcial ou total na cadeia e contratos de fornecimento e transporte com duração de mais de 20 anos. Muitos mercados de gás foram criados com um (ou mais) agentes centrais que integravam a cadeia e administravam esses contratos de longo prazo. As escolhas de governança em presença de relevante custos de transação buscam solucionar não só os riscos associados aos ativos específicos, mas também lidar com as incertezas do mercado (riscos de demanda, suprimento e preço).

Ao integrar a cadeia, buscando mitigar o risco de *hold up*, os agentes também mitigam os riscos associados à incerteza. Os riscos de demanda e suprimento são amenizados quando o mesmo agente tem que lidar com possibilidades de variações na demanda ou no suprimento. Os riscos de preço são mitigados pelo agente que controla as condições de preços no mercado.

A mitigação desses riscos que configuram a incerteza da TCT, se dá pela inclusão das soluções de flexibilidade ao portfólio do agente integrador. Em um sistema desenvolvido com tamanha rigidez e concentração de poder, a flexibilidade necessária para lidar com variações na demanda e oferta se reduzem às condições físicas (ter acesso a oferta modulável, ter acesso a armazenamento, etc), apresentando pouca flexibilidade na estrutura contratual entre agentes. No entanto, com a evolução da indústria de gás, movimentos de quebra de monopólio e redesenho do mercado, a rigidez dos contratos deve ser revista para que se adeque ao novo ambiente e garanta a flexibilidade necessária.

O objetivo do presente capítulo é apresentar o conceito de flexibilidade no mercado de gás e GNL e os instrumentos físicos e contratuais de flexibilidade. A definição de flexibilidade é relevante e servirá de base para análise dos estudos de caso nos próximos capítulos, nos

quais serão analisadas as condições dos custos de transação e flexibilidade no mercado de gás brasileiro e no mercado internacional de GNL.

Em especial, os instrumentos contratuais do mercado de gás revelam muito sobre as condições de flexibilidade e custos de transação dos mercados. Por esse motivo, este capítulo também detalha a estrutura de um contrato de gás e GNL, suas cláusulas e condições específicas, a fim de definir quais aspectos são cruciais para a análise da flexibilidade.

3.1. A flexibilidade no mercado de gás: definição

A flexibilidade é explorada na bibliografia da TCT principalmente relacionada à cláusula de *take-or-pay* e à duração dos contratos de longo prazo. A flexibilidade contratual é analisada vis-à-vis as hipóteses da TCT, mas não apresenta uma visão global da flexibilidade dos mercados de gás, tanto em termos das necessidades devido às variações de demanda e oferta, como pelo lado dos demais instrumentos não contratuais que acabam por complementar as condições contratuais.

A bibliografia da TCT abrange tanto o mercado de gás local, como o mercado de GNL, dado que suas condições contratuais são muito semelhantes. Mas é interessante separar a análise desses dois mercados, dado que o mercado de GNL vem trazendo inovações no âmbito contratual.

IEA (2002) define flexibilidade no mercado de gás natural como a capacidade de alterar volumes de gás natural em períodos definidos. O foco da análise da Agência são as ferramentas de flexibilidade da oferta e demanda de gás natural, ou seja, como a flexibilidade pode ser usada para adaptar a oferta quando a demanda flutua ou para adaptar a demanda quando a oferta não é suficiente. O relatório da Agência aponta três ferramentas principais para a flexibilidade no sistema de gás natural: (1) disponibilidade de infraestrutura de produção e transporte suficientes (seja em seus próprios ativos ou por disponibilidade de contratação de terceiros) para suprir a maior demanda possível; (2) de capacidade de armazenamento para gás e GNL; e (3) existência de esquemas contratuais com os clientes para reduzir ou interromper o fornecimento de gás conforme solicitado. A Agência tem foco na questão de segurança energética, devido à sensibilidade do assunto nos países do Hemisfério Norte, relativo ao uso sazonal do gás natural pelos segmentos residenciais e comerciais.

Aprimorando a definição do IEA, podemos adicionar outras dimensões conceituais sobre a flexibilidade. A flexibilidade é definida como a capacidade do sistema de se adaptar quando a demanda ou a oferta variam. Separando em etapas:

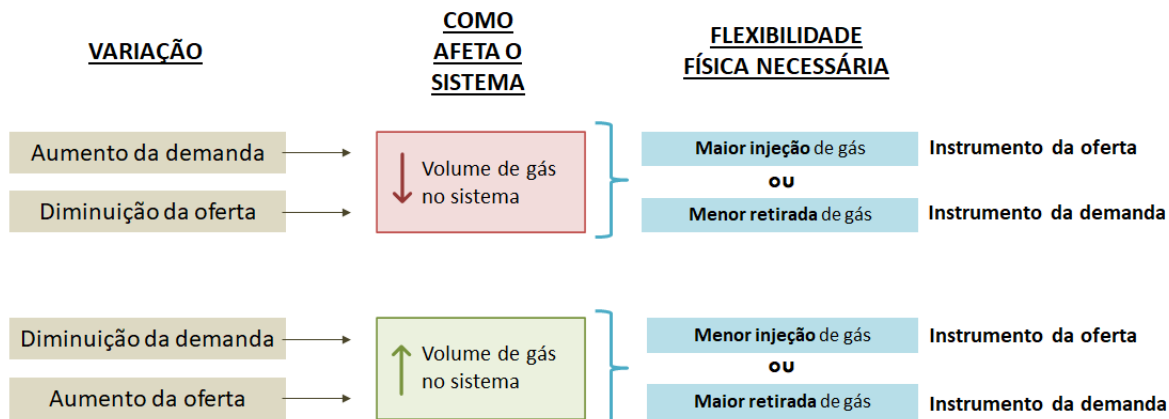
1. **Demanda ou oferta variam** por algum fator esperado ou não esperado;
2. Existe um **impacto no sistema** de gás decorrente da alteração da demanda ou oferta;
3. O sistema utiliza **instrumentos de flexibilidade** para ajustar e manter o equilíbrio entre oferta e demanda

Portanto, os instrumentos de flexibilidade são utilizados para manter o equilíbrio e segurança do sistema, diante das variações das forças de mercado. As variações na oferta e demanda podem ter impacto tanto em aumentar como reduzir o gás do sistema. Quando há aumento de oferta, o sistema passa a receber mais gás e, em contraposição, quando há diminuição de oferta, o sistema recebe menos gás. Na demanda os efeitos são contrários: quando há maior demanda de gás, aumenta a retirada e diminui o gás disponível do sistema; assim como quando há menor demanda de gás, se diminui a retirada e aumenta o gás disponível no sistema.

Para lidar com tais oscilações no sistema, os instrumentos de flexibilidade podem ser tanto pelo lado da oferta (modulando a injeção de gás) como pelo lado da demanda (modulando a retirada de gás).

A Figura 6 abaixo ilustra a relação entre a variação, a consequência para o sistema e como os instrumentos devem reagir. As variações e instrumentos são apresentados e discutidos detalhadamente nos próximos subitens.

Figura 6. Variações, impacto no sistema e flexibilidade



Fonte: Elaboração Própria.

3.1.1. O fator gerador da necessidade de flexibilidade: as variações das forças de mercado

As variações de oferta e demanda definem a necessidade de flexibilidade do sistema de gás, conforme estas variações afetam o balanço do sistema. As variações da oferta estão relacionadas a produção de gás natural que pode sofrer impactos tanto em termos de gerar um adicional de oferta no sistema, aumentando a injeção, quanto de criar uma escassez de gás no sistema, diminuindo a injeção. Alguns exemplos dos fatores que geram uma oscilação positiva na injeção de gás está o *ramp-up* de novos projetos de produção, no qual a conexão de novas plataformas leva a um rápido crescimento da produção e injeção de gás. A realização de testes em poços também são um exemplo de maior injeção no sistema, se a unidade de produção estiver conectada a uma rede de escoamento.

A oferta também pode apresentar variações que diminuam a injeção de gás no sistema. A principal, e muito comum, é a interrupção da produção para manutenção da infraestrutura de plataformas e demais infraestruturas. As manutenções são programadas periodicamente e são administradas para durarem o menor tempo possível. No entanto, também podem ocorrer manutenção de emergência, em casos em que há falhas inesperadas na infraestrutura de produção. As importações também estão sujeitas a manutenções, previstas ou não, de maneira que pode ocorrer falha de entrega de cargas ou gás importado. A Tabela 2 apresenta os fatores que geram oscilações do lado da oferta que podem implicar em maior ou menor injeção no sistema de gás.

Tabela 2. Fatores que influenciam variações do lado da oferta

	Maior injeção	Menor injeção
VARIAÇÃO NA OFERTA	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Ramp-up</i> de novos campos/plataformas • Testes em novos poços 	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenção esperada em plataformas ou outras infraestruturas relacionadas ao fornecimento • Manutenção inesperada em plataformas ou outras infraestruturas relacionadas ao fornecimento • Falha na entrega das importações de gás/GNL

Fonte: Elaboração Própria.

Pelo lado da demanda, as oscilações podem impactar a retirada de gás no sistema, tanto para maior quanto para menor retirada. A principal variação está relacionada à oscilação conhecida da demanda de perfil sazonal que tem períodos definidos com retirada maior e menor ao longo do ano.

Outro impacto na demanda pode surgir de plantas que estão planejadas a não operar no máximo de capacidade, principalmente do setor elétrico. Nesses casos, pode ocorrer oscilação para maior ou menor retirada. Também podem ocorrer casos de manutenção ou desligamento de fábricas, de maneira planejada ou não, que impacta a retirada de gás do sistema.

Uma última possibilidade é de maior retirada de gás quando há escassez do combustível alternativo ao gás, de maneira que o gás é demandado para suprir essa escassez. Outra possibilidade é a variabilidade não esperada da geração térmica, acima ou abaixo da média esperada.

Tabela 3. Fatores que influenciam variações do lado da demanda

	Maior retirada	Menor retirada
VARIAÇÃO NA DEMANDA	<ul style="list-style-type: none"> • Variabilidade semanal/ mensal/sazonal para maior retirada • Variabilidade inesperada no segmento térmico para maior retirada • Interrupção inesperada no fornecimento de combustível alternativo, que aumenta a retirada de gás 	<ul style="list-style-type: none"> • Variabilidade semanal/ mensal/ sazonal para menor retirada • Variabilidade inesperada no segmento térmico para menor retirada • Manutenção/desligamento esperado ou inesperado de indústrias ou termelétricas

Fonte: Elaboração Própria.

Uma dimensão relevante nessa discussão está relacionada a previsibilidade das variações. Algumas variações, de demanda principalmente, têm caráter sazonal e são previsíveis, podendo inclusive estar previstas nos contratos de fornecimento de gás. Outras variações, no entanto, são imprevisíveis e o sistema deve ser suficientemente resiliente para lidar com essas flutuações tendo em vista a segurança energética. Até as variações previsíveis podem ter uma magnitude inesperada, como por exemplo invernos mais rigorosos que a média, em que a demanda de gás é impactada.

Além da previsibilidade, também é relevante a dimensão dessas variações. As variações podem ser tanto em pequena escala, como alguns desbalanceamentos temporários do sistema de transporte, até mesmo choques de oferta e demanda de gás com efeitos de longo prazo. Esse fato define duas estratégias relacionadas a flexibilidade, uma sobre a segurança do sistema e outra sobre a segurança gasífera do sistema energético. A flexibilidade como segurança do sistema está relacionada a variações previsíveis ou imprevisíveis de pequena magnitude. Em outra esfera, choques de oferta ou demanda, em que se configure uma escassez do gás natural no sistema, trazem riscos de segurança energética e podem levar ao racionamento do combustível, com impactos sociais e econômicos relevantes. Nesse caso, é essencial para a política de segurança energética do país a adoção de uma estratégia de diversificação de instrumentos e de suprimentos de gás, para que seja possível lidar com emergências nesse sentido – os instrumentos de flexibilidade são de extrema relevância nesse caso.

Por fim, há também a necessidade de flexibilidade para lidar com as variações do sistema de transporte e distribuição para fins de rebalanceamento. São variações de pequena escala, por algumas horas/dias, que geram um desbalanço no sistema e exigem que o transportador ou distribuidor tenha instrumentos de flexibilidade para manter o funcionamento do sistema de transporte/distribuição.

3.1.2. A solução para os impactos no sistema: instrumentos de flexibilidade

Para lidar com as variações de oferta e demanda, é necessário que o sistema tenha flexibilidade para aumentar e diminuir o volume de gás no sistema, o que é feito através de

diferentes instrumentos. Conforme ilustrado na Figura 6, as variações que geram menor disponibilidade de gás do sistema deve ser compensadas por instrumentos que aumentem a disponibilidade de gás do sistema. A solução pode se dar tanto através de maior injeção de gás por exemplo com o aumento de produção/importação (oferta), como por menor retirada de gás, como por exemplo, de algum consumidor que possa diminuir sua retirada (demanda).

Da mesma forma, quando ocorrem variações que aumentem a disponibilidade de gás do sistema, o instrumento de flexibilidade deve ser capaz de absorver esse impacto. A solução pode ser dada tanto pela diminuição de injeção de gás no sistema (oferta), na produção/importação que possa ser modulada, como pelo aumento da retirada de algum consumidor (demanda) que possa absorver essa “sobra”, por exemplo.

Os instrumentos de flexibilidade, portanto, devem ser capazes de adicionar ou retirar os volumes do sistema conforme a demanda ou oferta variem. Importante salientar que existem instrumentos de flexibilidade que estão aptos para lidar com impactos no sistema tanto de maior como de menor volume de gás, enquanto alguns instrumentos só funcionam para um dos impactos.

Os instrumentos de flexibilidade podem ser físicos ou contratuais. Esses dois grupos são interdependentes, dado que a flexibilidade física é acessada mediante de arranjos contratuais. A Tabela 4 apresenta os instrumentos físicos de flexibilidade do lado da oferta e da demanda e os instrumentos contratuais.

Tabela 4. Instrumentos de flexibilidade da oferta e demanda

Instrumentos Físicos		Instrumentos contratuais
Instrumentos da oferta	Instrumentos da demanda	
<ul style="list-style-type: none"> • Produção flexível: <ul style="list-style-type: none"> • Produção de gás não associada • Produção de gás associada - reinjeção • GNL (perspectiva importador): <ul style="list-style-type: none"> • Capacidade ociosa em plantas de regas • Capacidade de recarregamento em plantas de regas • Armazenamento • <i>Linepack</i> • Estocagem de gás (ESGN) • Ar propanado 	<ul style="list-style-type: none"> • Ociosidade em plantas consumidoras de gás (industrial ou termelétrica) • Infraestrutura bicomcombustível 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrato de compra com <i>take-or-pay</i> e volume flexível • Contratos com opções • Contrato de curto prazo/<i>spot</i> • Contratos interruptíveis

Fonte: Elaboração Própria.

3.2. Instrumentos físicos de flexibilidade

Os instrumentos físicos de flexibilidade podem estar tanto relacionados ao lado da oferta, quanto ao lado da demanda. Pelo lado da oferta, pode-se listar as possibilidades de modulação da produção doméstica ou da infraestrutura de importação de gás natural/GNL, além da estocagem de gás em reservatórios subterrâneos e o *linepack*. Do lado da demanda, existe a possibilidade de utilizar alguma flexibilidade física relacionada a ociosidade de plantas ou equipamentos bicomcombustíveis. Estes instrumentos estão detalhados nas próximas subseções.

3.2.1. Instrumentos físicos de flexibilidade de gás do lado da oferta

A produção de gás natural pode estar associada ou não a produção de petróleo e tem diferentes condições de flexibilidade. De acordo com IEA (2002), a produção de campos de gás não associados próximos aos centros consumidores pode oferecer uma maior flexibilidade de volume, enquanto campos distantes ou *offshore* tendem a ter maiores limitações de flexibilidade.

Em campos de gás associado, o foco dos esforços de exploração e produção das empresas petrolíferas está relacionado à produção de petróleo e, nesse caso, o gás se torna subproduto - servindo inclusive para aumentar a recuperação do petróleo do reservatório através da reinjeção. Nessa lógica, a produção de gás não pode ter modulação independente do petróleo.

Porém, dependendo de condições técnicas e geológicas dos reservatórios é possível modular a reinjeção por um período curto de maneira a não prejudicar a recuperação de petróleo. No entanto, essa seria uma ferramenta para diminuir a disponibilidade de gás no sistema através de uma maior reinjeção nos poços. De fato, como será apresentado no Capítulo 4, a reinjeção de gás foi utilizada como ferramenta durante o choque de demanda proveniente da crise sanitária do Covid-19 em 2020.

No entanto, quando o campo é não associado à produção de petróleo, existe a possibilidade de modular a produção conforme as variações da demanda (também chamados de “*swing production*”), se a geologia permitir. Nesse caso, a flexibilidade pode ser tanto em aumentar como diminuir a disponibilidade de gás do sistema. Dependendo da condição do mercado e o valor da flexibilidade, o reservatório de gás não associado pode ser utilizado com uma lógica de estoque com a produção baixa em meses de pouco consumo e elevada em meses de maior consumo, modulando conforme oscilações da demanda. Outra possibilidade é utilizar como instrumento de flexibilidade apenas quando há necessidade de diminuir a injeção de gás no sistema. Nesse sentido, o campo produz normalmente no máximo de sua capacidade e reduz quando há necessidade.

A estratégia sobre a utilização da produção de gás não associada depende do contexto do mercado. Na Holanda, o campo de Groningen segue a estratégia de estocagem, produzindo mais nos meses de inverno e paralisando a produção no verão (Honoré, 2017). No Brasil, o campo de Manati segue a segunda estratégia, produzindo sempre no máximo da capacidade e diminuindo a produção quando a demanda se reduz, como será apresentado no Capítulo 3.

A infraestrutura física de importação de GNL também pode ser um instrumento para flexibilidade. Se há capacidade ociosa nos terminais de importação, é possível aumentar a injeção de gás no sistema através de maior importação, quando há necessidade de aumentar

o volume de gás. Outra infraestrutura associada ao terminal de regaseificação é a de recarregar o GNL. Com esse mecanismo é possível retirar o GNL estocado na FSRU e colocar em um metaneiro para transporte a outras localidades. Essa é uma ferramenta muito útil para diminuir a injeção de gás no sistema, redirecionando para outros mercados o volume em excesso nos estoques.

O estoque de GNL também é um instrumento de flexibilidade físico. É possível estocar o GNL tanto na FSRU, que tem um módulo de estocagem instalado, como em tanques marítimos ou terrestres. Esses tanques são refrigerados e pressurizados para manter o gás em estado líquido.

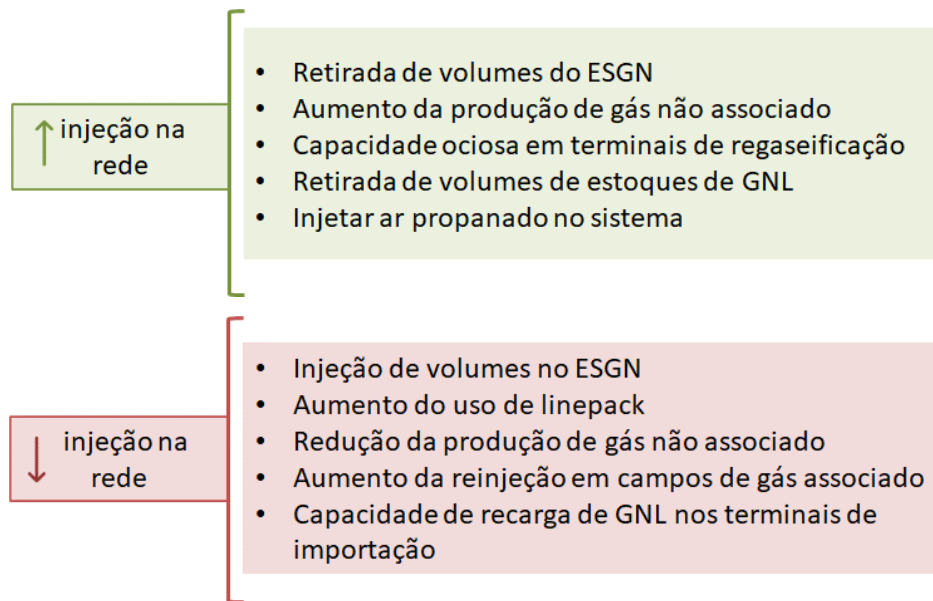
O sistema de transporte também é capaz de fornecer flexibilidade, através do mecanismo chamado *linepack*. Através do acionamento de compressores ao longo do sistema de transporte e usando diferenciação de pressão ao longo do gasoduto é possível estocar gás natural mantendo o nível de entrega aos consumidores (Keyaerts *et al*, 2010). O *linepack* funciona, portanto, como uma estocagem e serve, principalmente, para corrigir desbalanceamentos da rede de transporte.

O instrumento físico de flexibilidade mais comum em mercados de gás maduros é a estocagem de gás subterrânea (ESGN). Nessa modalidade, o gás é estocado em campos de gás depletados, aquíferos ou cavernas de sal. A ESGN tem perfil bastante versátil e é apropriada tanto para lidar com as variações sazonais de grandes volumes, como para corrigir desbalanceamentos de curto prazo e pequeno volume do sistema.

Por último, existe a possibilidade de substituir o gás natural por ar propanado, uma mistura de GLP com ar que tem a mesma especificação do gás sem necessidade de ajuste ou troca de equipamentos pelos consumidores. Esse seria um instrumento útil para quando há alguma falha no fornecimento de gás natural, no qual se injetaria ar propanado. No entanto, por ora, essa é uma solução de pequena escala, não tendo casos de contribuição relevante para grandes necessidades de flexibilidade (Almeida, 2008).

A Figura 7 apresenta os instrumentos físicos de flexibilidade do lado da oferta e como eles podem se adaptar para aumentar ou reduzir a injeção de gás no sistema.

Figura 7. Exemplos de utilização dos instrumentos físicos de flexibilidade do lado da oferta



Fonte: Elaboração Própria.

3.2.3. Instrumentos físicos de flexibilidade de gás do lado da demanda

Pelo lado da demanda, a flexibilidade física está associada a existência de equipamentos bicompostíveis, que permitem a utilização de mais de um tipo de combustível sem prejuízo na eficiência da produção. Dessa maneira, dependendo das condições de mercado e contratuais, o consumidor pode alternar o seu consumo energético entre o gás natural e outro combustível.

Outra possibilidade é ter um equipamento de *backup* para uso de gás natural ou combustível alternativo, de maneira que o consumidor industrial consiga alternar a linha de produção para utilizar o equipamento de *backup*. Também é possível que o processo produtivo da indústria possa ser interrompido, e com isso o consumo do gás também é interrompível.

A infraestrutura bicompostível pode servir tanto para aumentar como para diminuir a retirada de gás do sistema, dependendo das condições contratuais e incentivos de preço. Uma possibilidade também – que não necessariamente envolve infraestrutura bicompostível – é a

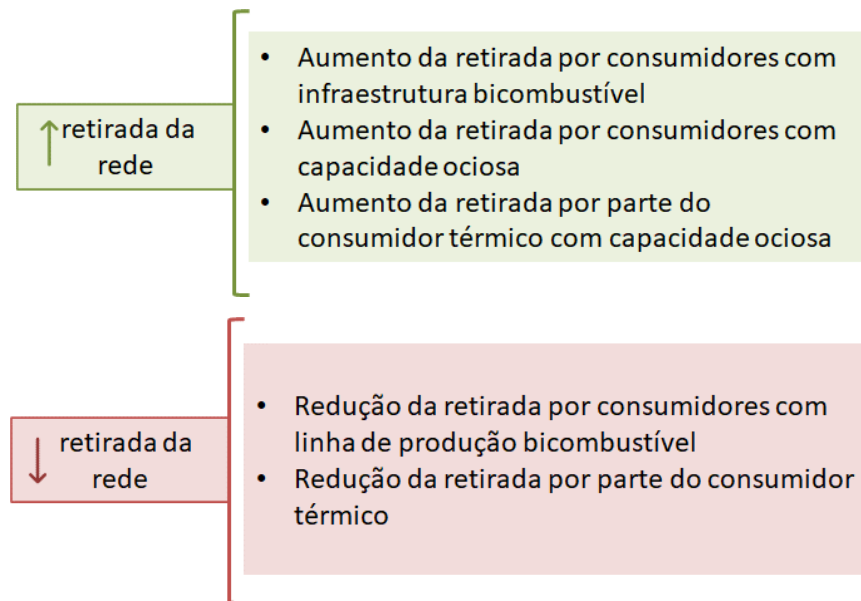
planta industrial estar operando aquém da sua capacidade e ter possibilidade de aumentar a produção e retirar mais gás do sistema.

No setor elétrico, a demanda também pode ser flexível, devido a possibilidade de ligar/desligar as térmicas, mas isso só é viável no caso em que existe um mercado de comercialização *spot* de energia elétrica. O setor elétrico pode ser um instrumento de flexibilidade para aumentar a retirada de gás do sistema: se a planta termelétrica estiver ociosa a sobra de gás do sistema pode ser queimada na térmica e a eletricidade vendida ao mercado *spot*. Também pode funcionar como instrumento de flexibilidade para reduzir a retirada de gás do sistema: se houver necessidade de geração para cumprir contrato de energia elétrica, o gerador termelétrico pode comprar energia no mercado *spot* e não retirar gás do sistema para sua própria geração.

Todos esses instrumentos são muito influenciados por condições de preços e questões contratuais, principalmente em mercados com alguma liquidez e que responda a sinais de preços. Dessa maneira, a flexibilidade do lado da demanda está intrinsecamente relacionada à flexibilidade contratual, que será explorada na subseção seguinte.

A Figura 8 apresenta os instrumentos físicos de flexibilidade do lado da demanda e sua utilização conforme as variações da demanda ou oferta, que resultem em necessidade de maior ou menor retirada de gás do sistema.

Figura 8. Exemplos de utilização dos instrumentos físicos de flexibilidade do lado da demanda



Fonte: Elaboração Própria.

3.3. Instrumentos contratuais de flexibilidade

Os instrumentos contratuais de flexibilidade são a base para acessar os instrumentos físicos de flexibilidade tanto do lado da oferta como do lado da demanda. Para apresentar os instrumentos contratuais de flexibilidade é necessário ter uma visão mais detalhada das relações contratuais e do principal instrumento do mercado de gás, que é o contrato de fornecimento de gás (GSA). A tese tem como objetivo analisar a relação contratual estabelecida na compra da molécula (gás ou GNL) buscando identificar: 1) quais as condições de flexibilidade inseridas e como elas refletem uma flexibilidade física associada; e 2) como evoluíram as cláusulas que definem flexibilidade.

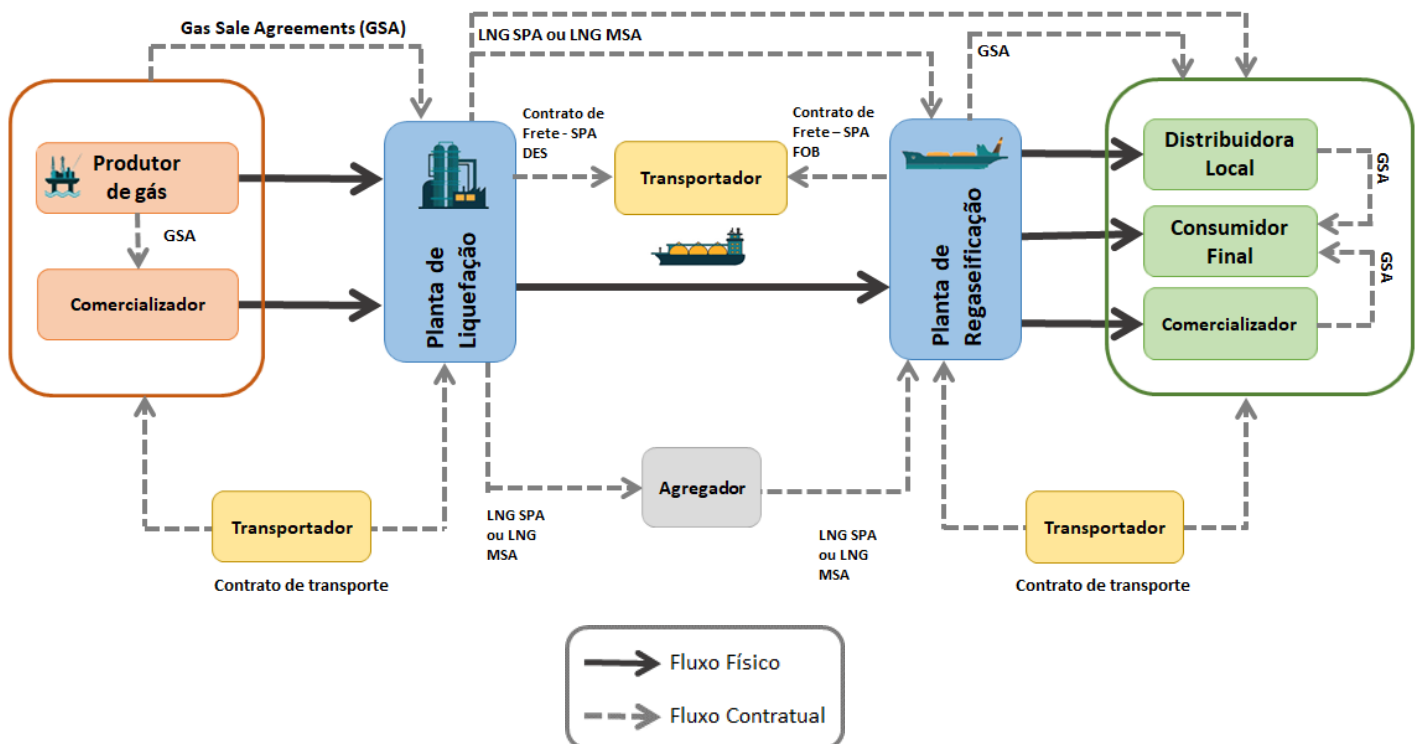
Nesse sentido, portanto, é relevante incluir uma visão mais detalhada dos GSA e LNG SPA no âmbito deste trabalho. Na análise dos contratos brasileiros e internacionais é importante ter essa visão mais completa do que é um contrato genérico e quais os pontos chaves que definem o nível de flexibilidade inserido contratualmente.

As relações contratuais que permeiam o mercado de gás natural são principalmente de:

- (i) compra da molécula (relação produtor/comercializadora com

distribuidora/comercializadora/consumidor final); (ii) contrato de transporte (relação produtor/distribuidora com transportador); e (iii) compra pelo consumidor final (relação distribuidora/comercializadora com consumidor final). No caso específico do mercado de GNL adiciona-se ainda a relação entre os diferentes países, entre um agente exportador (que poderia ser o produtor ou um comercializador) e o agente importador em outro país (que poderia ser a distribuidora, uma comercializadora ou o próprio consumidor final); e um contrato de frete por navios, no caso de utilização de frota de terceiros. O esquema da Figura 9 abaixo apresenta simplificada as relações contratuais que envolvem a transação da molécula de gás natural e GNL, com foco no mercado de GNL. Esse modelo simples considera que todas etapas da cadeia são independentes - em modelo Merchant, isto é, não há integração entre os elos da cadeia. Quando existe integração parcial ou total da cadeia, diversos dos contratos listados são substituídos por acordos internos na empresa/consórcio. Os contratos também são diferenciados no caso em que os projetos são estruturados para fornecer os serviços, usando o modelo de Tolling.

Figura 9. Relações contratuais do mercado de gás e GNL



Fonte: Elaboração Própria.

Os contratos de compra e venda de gás natural são chamados internacionalmente de *Gas Sale Agreements* (GSA) ou *Gas Sale and Purchase Agreements* (GSPA), já os contratos de compra de GNL são chamados de *LNG Sale and Purchase Agreements* (LNG SPA).

O LNG SPA diz respeito a contratos comerciais nos quais se definem as condições de entrega, duração, garantias e preço do GNL, configurando-se como o instrumento para a comercialização de curto, médio e longo prazo no mercado internacional. No entanto, para a realização das compras em mercado *spot*, o comprador e o vendedor realizam um contrato distinto, o qual inclui todas cláusulas de um LNG SPA com exceção das cláusulas comerciais e de garantias. Este contrato chama-se *Master Sale Agreements* (MSA). A partir da assinatura do MSA, na eventual demanda por GNL *spot*, o comprador e vendedor assinam um documento chamado “*Confirmation Notice*” no qual se definem as condições comerciais para a transação específica de compra e venda de GNL *spot* (Tsiouplis, 2017).

Ao definir as condições do LNG SPA a empresa responsável pelo projeto de GNL deve coordenar os demais contratos envolvidos no negócio: o contrato relativo ao projeto de engenharia e construção (EPC), o GSA, contratos para o frete e contratos para uso dos terminais por terceiros (TUA) (Sakmar, 2013). Nesta subseção também serão apresentados os contratos de uso de terminal (TUA), contrato de transporte via gasoduto (GTA) e os contratos de frete marítimo (*charterparty agreements*).

Os contratos de suprimento de gás natural e GNL são diversos pelas suas especificações, mas possuem uma estrutura homogênea, composta de algumas cláusulas chaves. Nas próximas subseções estão descritas algumas dessas características clássicas dos contratos GSA e LNG SPA. A descrição é feita de maneira geral para fornecer uma visão completa do instrumento contratual, mas o foco da análise dos próximos capítulos está nos pontos sensíveis à flexibilidade, expressos nas cláusulas relativas à quantidade e programação, às garantias de fornecimento, e a responsabilidade do transporte, principalmente para contratos de GNL.

3.3.1. Modalidades contratuais para a molécula

Como já explicitado, existe uma diferenciação entre o contrato de gás natural a ser entregue via gasoduto (GSA) ou via gás liquefeito (LNG SPA). As diferenças dizem respeito à precificação, aos tipos de frete, à transferência de custódia e às partes envolvidas. Existe a possibilidade de que os contratos sejam feitos em paralelo, nos casos em que um GSA é necessário para suprir a planta de liquefação. De acordo com Tusiani & Shearer (2007), existem três estruturas possíveis para o negócio de GNL que influenciam na necessidade ou não de um contrato de gás natural (GSA): cadeia independente, cadeia verticalizada e estratégia de monetização.

Seguindo tal definição, o vendedor de GNL pode ser um comercializador do gás natural adquirido de um produtor independente, caso em que seria necessário, portanto, estabelecer um GSA. Nesta situação, o vendedor de GNL pode adquirir o gás natural de mais de um produtor de forma independente. De acordo com Tusiani & Shearer (2007), em geral, os agentes envolvidos neste modelo não são completamente independentes, pois as empresas do *upstream* possuem participações nos ativos de liquefação, mas ainda assim o GSA se torna necessário.

Outro caso seria o vendedor de GNL ser o produtor de gás natural, que possui todos os ativos da cadeia de gás para a exportação do energético: produção, processamento, liquefação e comercialização final. Com essa estrutura não há necessidade de estabelecer um GSA, apenas algum arranjo interno da empresa.

Um último caso seria um produtor de gás natural que busca viabilizar a produção em áreas remotas através da construção de infraestrutura de exportação de GNL. Caso o projeto envolva diversas empresas entre a produção e liquefação do gás natural, o GSA se faz necessário. Se a estrutura adotada for verticalizada, não existe tal necessidade.

Nos casos em que um GSA é necessário para suprir a planta de liquefação é de extrema importância que a negociação seja feita em paralelo a negociação do LNG SPA, ou seja, que os contratos tenham cláusulas espelhadas e sejam consistentes. Isto porque ao assinar um GSA a empresa do de liquefação assume os riscos de volume e preço da molécula e a falta de

consistência em algumas cláusulas importantes do LNG SPA pode trazer riscos comerciais, financeiros, legais e técnicos (Dyer, Reinbott & Williams, 2009).

3.3.2. As partes contratuais

As partes envolvidas em um contrato GSA são, em geral, o produtor de gás natural e o distribuidor, comercializador ou consumidor de gás. Essas duas últimas figuras surgem como compradores quando o mercado alcança algum nível de maturidade, no qual é possível comercializar o gás independente da distribuidora como intermediária.

As partes envolvidas em um contrato de GNL podem variar de acordo com as estruturas de negócio. O comprador do GNL pode ser o próprio consumidor final (indústria ou planta termelétrica) ou uma distribuidora local de gás natural que busca melhorar seu portfólio de suprimento. Há ainda a possibilidade de o comprador ser um *“portfolio player”*, também chamado de agregador, que são empresas de alcance mundial (como Shell, BP, Total, etc.) que possuem projetos em diferentes regiões e que vendem cargas de maneira flexível oferecendo aos mercados com maior *spread* (Stern, 2016). Nesse modelo não existe uma relação contratual direta entre o produtor de GNL e o comprador final, o agregador compra os volumes em diversos mercados e otimiza as entregas aos consumidores.

Pelo lado do vendedor de GNL, já foi apontado o caso em que este pode ser um produtor em uma estrutura verticalizada, ou uma empresa com acesso a capacidade de liquefação em um determinado mercado de gás, ou um agregador que compra cargas de GNL em diversos mercados. Ainda existe a possibilidade de ser um comprador de GNL vendendo cargas compradas e não utilizadas, no mercado secundário.

3.3.3. O prazo e a duração do contrato

Devido a especificidade dos ativos dedicados ao mercado de gás natural, a definição do prazo do contrato é peça chave para a viabilidade dos projetos, tanto para transporte por gasodutos, como para o GNL. Historicamente, os contratos foram definidos para ter duração de 20 anos ou mais, de forma que houvesse um balanço entre o período em que as reservas

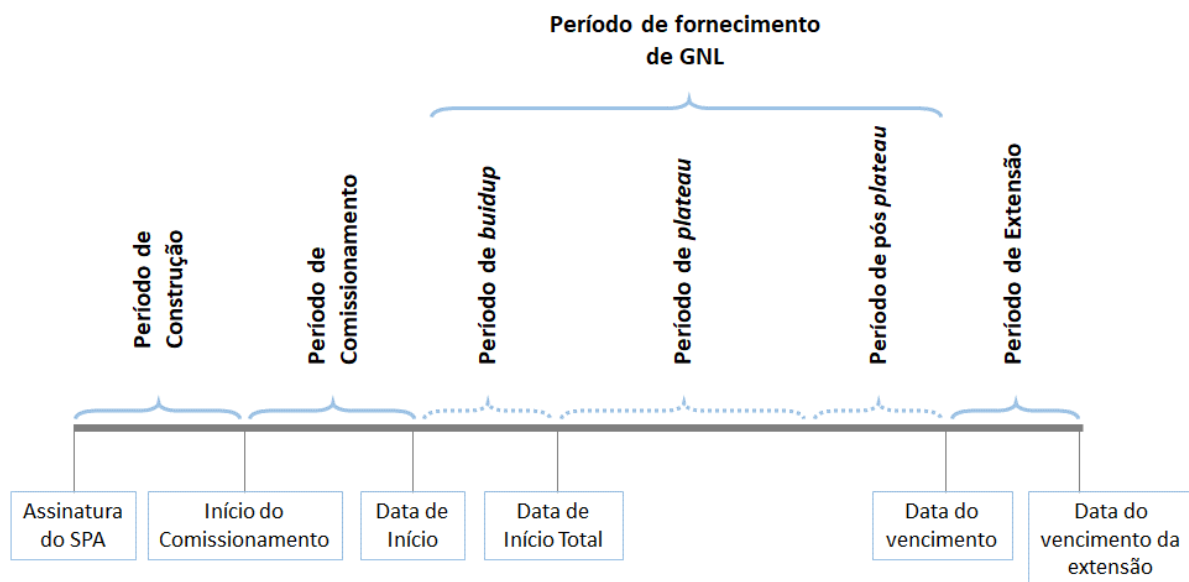
suportam os níveis de produção e o tempo para que haja retorno dos investimentos (Tusiani & Shearer, 2007).

Os contratos de longo prazo são necessários para que os investidores possam lidar com os riscos associados aos investimentos de um projeto de GNL, que, por serem capital-intensivos, demandam financiamento de terceiros. O contrato de longo prazo associado com cláusulas de *take-or-pay*, como veremos a seguir, são as garantias para o investidor de que será possível manter um fluxo de caixa estável para remunerar os investimentos.

De acordo com a classificação do GIIGNL (2020), os contratos podem ser de longo prazo (a partir de 15 anos), médio prazo (entre 4 e 15 anos) e curto prazo (no máximo 4 anos de duração). Ademais existe o mercado *spot* em algumas regiões com maior desenvolvimento do mercado, como Estados Unidos e Europa, e no mercado internacional de GNL.

A Figura 10 abaixo esquematiza os marcos de um LNG SPA para o caso de um novo projeto no qual há necessidade de se construir a planta de liquefação, que tem marcos parecidos aos períodos de um GSA.

Figura 10. Períodos de um contrato de gás natural para o caso de novos projetos



Fonte: Adaptado de O'Neill (2009).

O LNG SPA define um período para a construção da planta de liquefação e um período de comissionamento, para testar a operacionalidade da infraestrutura recém construída. O período de fornecimento de GNL é dividido em três partes, para que seja iniciada a retirada do energético de forma gradual até alcançar seu máximo, o *plateau*.

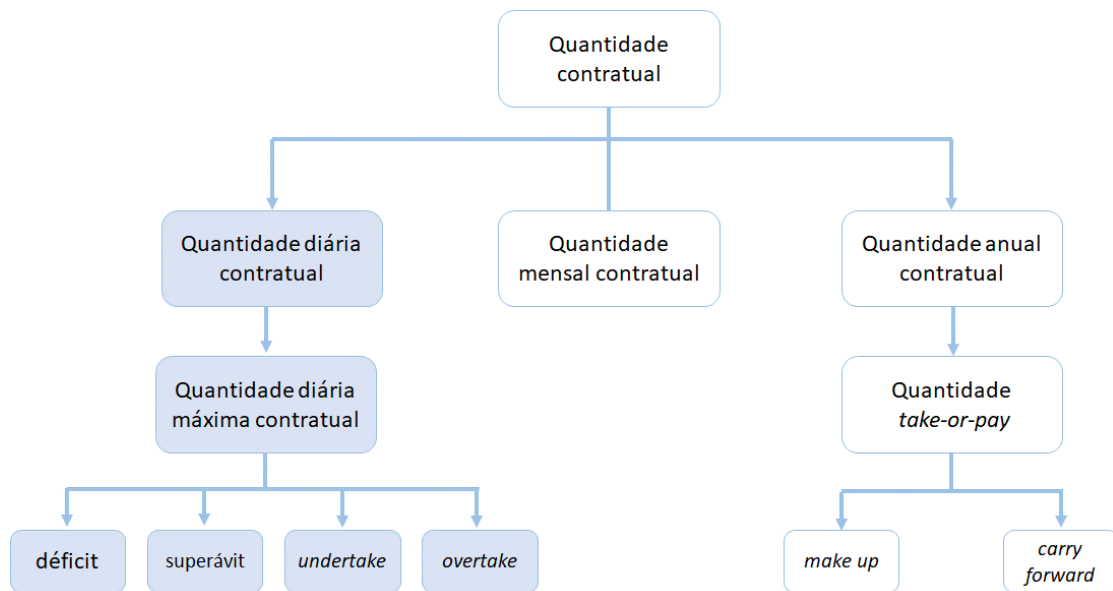
Os prazos de recebimento do GNL são definidos no contrato, mas um prazo adicional é oferecido em casos que exista volumes recuperáveis derivados dos pagamentos de garantia ou força maior (Tusiani & Shearer, 2007). Este período adicional está previsto nos contratos e suas condições são definidas nas negociações do LNG SPA.

3.3.4. Quantidade e Programação de entrega de gás

A quantidade de gás natural definida em um GSA e LNG SPA diz respeito a quantidade de gás natural ou GNL que será entregue ao comprador, em determinadas características técnicas específicas, expresso em MMBtu. A principal medida se refere ao volume máximo anual (Quantidade Anual Contratada – QAC), o qual o vendedor é obrigado a entregar ao comprador em qualquer ano contratual. Essa é uma definição importante, pois em geral é sobre esse volume que se calcula o *take-or-pay*, na qual se define a quantidade mínima anual e as condições de *make up* e *carry forward* (esses conceitos serão apresentados na próxima subseção).

A Figura 11 abaixo apresenta as diversas condições a serem definidas relacionadas às quantidades de um contrato de gás ou GNL. Os conceitos apresentados nas caixas preenchidas de azul referentes à quantidade diária contratual não são normalmente utilizadas no caso do LNG SPA.

Figura 11. Definições de quantidades em um GSA/LNG SPA



Fonte: Adaptado de Roberts (2017).

O QAC pode ter alguma flexibilidade em certas condições. Primeiramente, pode ser definido um período inicial de *buildup*, no qual o fornecimento segue uma curva crescente. O mecanismo é importante para os novos projetos de GNL, no qual o início de operação se dá de forma gradual, assim como é relevante em alguns casos que os compradores de GNL testem gradualmente a capacidade do mercado de absorver as novas quantidades de gás natural (Dyer, Reinbott & Williams, 2009). Além disso, se o projeto for dedicado à produção de um campo, o QAC pode seguir a curva de produção esperada, incluindo um período de rampa, *plateau* e declínio (Roberts, 2017).

Outra flexibilidade, esta especial para o LNG SPA, diz respeito a possibilidade de a soma de energia entregue (em MMBtu) em um ano ser maior ou menor que o QAC. Essa possibilidade existe, pois, ao encher a última carga de um determinado ano, o volume total pode ultrapassar o QAC. Esse volume adicional é chamado de *round-up*. Neste contexto, o comprador paga pela carga inteira, mas a quantidade acima do QAC é deduzida do QAC do ano seguinte (funciona como o mecanismo de *carry forward*, que será explicado na próxima subseção). O contrário também pode ocorrer, no qual o ano termina com entregas aquém do

QAC e o chamado *round-down* é aplicado e o volume não entregue é somado ao QAC do ano seguinte (Roberts, 2017).

Nos contratos LNG SPA também podem ser incluídas cláusulas que garantem certa flexibilidade no QAC, uma delas é a que permite que esta seja reduzida em uma pequena proporção (em média 5%) por um certo período – chamado de *downward adjustment* (Tusiani & Shearer, 2007). Da mesma maneira, existe uma flexibilidade para aumentar marginalmente o valor da QAC conforme necessidade do comprador – chamado de *upward adjustment*. O exercício dos ajustes *downward* ou *upward* pelo comprador geralmente são sujeitos a um limite cumulativo durante o período de entrega ou em alguns anos específicos do contrato (Dyer, Reinbott & Williams, 2009).

Outra fonte de flexibilidade está relacionada a existência de quantidade excedente de GNL, devido a uma melhor performance da planta de liquefação ou pelo fato de ser um projeto com muitos compradores e um deles exerce o direito de *downward*. Nesses casos é possível que, caso seja de interesse do comprador, esse excedente seja incorporado no QAC (Tusiani & Shearer, 2007).

Alguns contratos também definem uma quantidade mensal, no caso em que exista aplicação de *take-or-pay* mensal ou programação de nominação e entrega mensal (Roberts, 2017).

Mais comum, porém, é a inclusão de uma Quantidade Diária (QDC) ao contrato GSA²⁴, que pode ser retirada pelo comprador. Isso pode ser útil no caso em que exista demanda sazonal, no qual em alguns meses do ano a demanda é maior que nos demais (Roberts, 2017). A inclusão de uma quantidade diária diferenciada ao longo do ano traz maior flexibilidade ao comprador de gás natural.

Além do compromisso de entrega da QDC, o vendedor pode assumir também o compromisso de deixar o comprador retirar uma porcentagem além do definido na QDC. Essa porcentagem é chamada de *swing factor* e representa uma possibilidade para o comprador lidar com picos inesperados de demanda. A QDC adicionada ao *swing factor* é chamada de

²⁴ No caso do LNG SPA, por se referir ao volume em cargas, a definição de uma quantidade diária não é relevante (Roberts, 2017).

Quantidade Diária Máxima Contratual (QDMC), sobre a qual se incluem as possibilidades de déficit, superávit, *overtake* e *undertake* de gás²⁵ (Roberts, 2017).

Em especial para o LNG SPA, em geral, define-se anualmente uma programação de entrega de cargas para o comprador, que engloba as necessidades anuais do energético, levando-se em consideração as variações sazonais mensais. Para ter um ajuste mais adequado, diversos contratos contam com uma atualização da programação a cada mês, com relação aos próximos 90 dias. A questão da programação é crucial para que não resulte em capacidade ociosa na cadeia do GNL, e pode gerar perdas financeiras significantes se as partes não concordam com a programação sugerida (Tusiani & Shearer, 2007).

Em contratos mais modernos, se incluem algumas cláusulas de opções com relação aos volumes. Uma delas é a opção fracionar o volume contratado conforme necessidade ao longo do período contratual, podendo concentrar maior demanda em alguns meses ou anos (IEA, 2019b). Outra opção é a de compra (“call”) e venda (“put”) de cargas, no qual se estabelece a possibilidade de uma das partes comprar ou vender uma carga. A opção de compra pode ser relevante no caso em que há um aumento inesperado do preço no mercado *spot*, e o comprador pode então acionar a compra da carga extra no contrato de longo prazo, garantindo o preço contratual. A opção de venda pode ser relevante para grandes compradores, que em caso de excesso de cargas, podem utilizar a opção de venda com outro comprador que tenha ociosidade em seu terminal de regaseificação (IEA, 2019b).

3.3.5. Garantias de fornecimento e retirada: o *take-or-pay* e suas variações

Os contratos de fornecimento de gás e GNL preveem que ocorra o fornecimento do energético pelo vendedor, nas condições de entrega, qualidade e preço definido no contrato; e que ocorra a retirada do energético pelo comprador. Dessa maneira, os contratos preveem diversas cláusulas que determinam as garantias dadas aos vendedores (de que o comprador vai retirar o gás ou ressarcir o vendedor em caso de não retirada) e as garantias dadas aos

²⁵ Déficit e superávit dizem respeito à entrega de gás por conta do vendedor, que pode ser menor ou maior que o definido na QDC. Sobre as falhas de entrega (déficit) são aplicadas penalidades. O *undertake* e *overtake* estão relacionados a retirada de gás pelo lado do comprador, que pode ser menor ou maior que o definido na QDC (Roberts, 2017).

compradores (de que o energético estará disponível quando demandado, caso contrário se prevê condições para recompensar o comprador).

A principal garantia contratual é a chamada cláusula de *take-or-pay* (ToP), que define um mínimo de retirada do energético anualmente, abaixo do qual paga-se mesmo sem retirá-lo. Com a garantia do *take-or-pay* o comprador o risco relacionado ao volume ao se comprometer a pagar por um volume de gás/GNL, independente de existir demanda (Rogers & Phua, 2015). A cláusula de *take-or-pay* se justifica pela necessidade do investidor da planta liquefação de manter um fluxo de caixa estável para que seja possível o financiamento do projeto (Rogers & Hwang, 2017).

Em geral, o *take-or-pay* é definido em termos mensais, trimestrais ou anuais. Em alguns casos no mercado de GNL, pode ser definida carga-a-carga²⁶. Tradicionalmente, em contratos de GNL o ToP anual fica em torno de 90%, mas tem sido reportado que alguns players têm oferecido 60-70% (EU, 2017).

O comprador pode ter o direito de receber posteriormente o gás pago e não retirado no ToP através da cláusula de *make-up*. O gás/GNL de *make-up* é recuperado quando a retirada é maior que o volume mínimo (ToP), limitado ao volume do QAC (Roberts, 2017).

Podem existir algumas limitações para o gás e GNL de *make-up*, seja no volume permitido ou no período em que é válido acionar esse direito. Em geral, não é necessário fazer pagamento na retirada do gás de *make-up*, mas pode ser exigida uma compensação com relação aos preços do *make-up* caso o preço do gás e do GNL tenham aumentado com relação ao preço no momento da criação do crédito de ToP (Tusiani & Shearer, 2007).

Outro mecanismo associado ao *take-or-pay* é o chamado *carry forward*, no qual os volumes retirados acima do mínimo em um ano (ToP) se tornam créditos para o ano que posterior reduzindo seu compromisso de *take-or-pay* (Rogers, 2017).

²⁶ O regime carga-a-carga de GNL é interpretado como um regime diferenciado do *take-or-pay* (Rogers & Phua, 2015), mas no fundo tem o mesmo objetivo de definir uma obrigação ao comprador de retirar a carga prevista ou pagar pela não retirada. Pelo lado do vendedor, essa configuração é mais vantajosa, por prever o pagamento a cada carga não retirada, ao invés de esperar por uma compensação após o balanço de fim de ano sobre a QAC. No entanto, esse modelo é aplicado em contratos de curto e médio prazo, não sendo os contratos relevantes para estabelecimento do financiamento de terceiros em novos projetos (Rogers & Phua, 2015).

O *take-or-pay* é o instrumento clássico nos contratos de gás e GNL, mas existem outros dois instrumentos alternativos: o *take-and-pay* e o *take-or-cancel* (Rogers & Hwang, 2017). Em contratos de *take-and-pay*, o comprador deve receber e pagar a quantidade contratada, e qualquer falha por parte do comprador resultará em uma obrigação de pagamento de danos. As principais diferenças entre uma estrutura de contrato *take-and-pay* e *take-or-pay* são i) o momento em que os pagamentos devem ser feitos ao vendedor (logo em que a quantidade programada não é retirada, não faz um balanço após um período de tempo, como no ToP); ii) existe solução específica para as quantidades não retiradas (que pode envolver revenda do volume não retirado e ou pagamento fixo de danos no caso de não retirada). É apropriado para os casos em que o gás é associado ao petróleo e a produção não pode ser interrompida ou muito variável (Rogers & Hwang, 2017). Este método é parecido com o regime carga-a-carga.

A cláusula de *take-or-cancel* prevê que o comprador tem a opção de não receber a quantidade contratada mediante pagamento de uma taxa de cancelamento. O contrato deve estabelecer um prazo limite para o comprador exercer a opção de cancelamento e pagamento da taxa, a partir do qual algum tipo de multa deverá ser aplicado. As janelas de cancelamento que implicam no pagamento da taxa ou na taxa mais o adicional da multa está definida no contrato como janela de cancelamento (em torno de 90 ou 120 dias antes da entrega prevista de uma carga).

A taxa de cancelamento não é uma reparação pelo não cumprimento da sua obrigação contratual de receber GNL, mas, em vez disso, é tratado como uma opção contratual. Para o vendedor, a taxa de cancelamento deve ser suficiente para cobrir seus custos fixos e dar o suporte ao financiamento do projeto (Rogers & Hwang, 2017).

Pelo lado do comprador, os contratos de suprimento também preveem garantias com relação a entrega do energético. Caso o vendedor não tenha a quantidade de GNL requerida pelo contrato anualmente, este deve pagar indenização por danos ao comprador, ou outras formas de compensação, como desconto nas entregas futuras de GNL (Dyer, Reinbott & Williams, 2009).

3.3.6. Modalidades de precificação do gás e GNL

A tarifa do gás natural pode ser obtida de diversas maneiras: (i) atrelada ao preço do petróleo; (ii) na competição gás-gás, no qual o preço é obtido pela oferta e demanda no mercado; (iii) acordos bilaterais entre o comprador e o vendedor de gás natural; (iv) o netback value, no qual o preço final é calculado com base na competição com algum combustível concorrente; (v) regulação do custo de serviço, no qual o preço é formado com base nos custos médios do transporte, distribuição e comercialização; (vi) preço regulado, no qual o preço é definido por órgão público por critério próprio; e (vii) regulação abaixo do custo, no qual o preço é fixado abaixo do custo como forma de subsidiar a população consumidora (Almeida & Colomer, 2013).

A precificação dos contratos de GNL é variada, mas em sua maioria utiliza como referência o preço de outros energéticos, principalmente o petróleo e seus derivados. Alguns contratos preveem a possibilidade de revisão dos parâmetros quando o preço do GNL não reflete mais as condições de mercado, principalmente nos contratos asiáticos. Alguns contratos definem períodos regulares para a revisão do preço (usualmente de 5 em 5 anos) e outros definem que a revisão aconteça apenas quando surge alguma circunstância específica no mercado.

Os tipos de precificação do GNL podem ser subdivididos pelas regiões em que este é comercializado: Ásia e Pacífico, Europa e Estados Unidos. Nas seções abaixo serão apresentadas as principais características da precificação regional.

3.3.6.1. Ásia e Pacífico

Os preços na Ásia e Pacífico são geralmente referenciados aos preços do petróleo cru, utilizando a seguinte fórmula, de acordo com Flower & Liao (2012):

$$P(GNL) = A \times P(\text{petróleo cru}) + B$$

No qual ***P(GNL)*** é o preço do GNL em US\$/MMBtu, ***P(petróleo cru)*** é o preço do petróleo cru em US\$/bbl e ***A*** e ***B*** são negociadas entre o comprador e vendedor. A constante ***A*** é conhecida no mercado como *slope*, expressa em uma porcentagem que em geral fica entre 5% e 18%. A constante ***B*** inclui a taxa do frete (para contratos CIF e DES) e um fator relacionado a inflação.

Importante notar que o valor de **A** deve levar em conta a diferença energética entre o petróleo e o GNL, de maneira que para a porcentagem de 17,2%, o preço do GNL se torna equivalente ao do petróleo.

O preço do petróleo utilizado como referência em alguns dos países da região é o *Japan Crude Cocktail* (JCC), uma referência desenvolvida pelo governo japonês que engloba mais de 200 tipos de óleo de 30 países produtores. A maior parte dos contratos asiáticos usa o JCC ou o Brent (preço do petróleo europeu), na Indonésia, no entanto, utiliza-se o *Indonesian Crude Price* (ICP) como indexador. A indexação a preços de hub (principalmente o NBP da Europa) é utilizada nos contratos *spot* e de curto prazo, mas, em geral, são relativos a cargas desviadas do mercado europeu (Flower & Liao, 2012).

Para lidar com a volatilidade do preço do petróleo se adotou um mecanismo para amenizar os efeitos adversos de tal volatilidade, a qual define-se um teto e um piso para o preço do GNL, chamado de curva S (Tusiani & Shearer, 2007). Ademais, os preços são atualizados a cada trimestre ou semestre, de maneira que o comprador de GNL não sofre as alterações do mercado de petróleo imediatamente (CNI, 2016). Esse mecanismo também foi adotado pela Coreia e Taiwan em alguns contratos.

A China realizou uma estratégia distinta dos demais países asiáticos e estabeleceu os contratos de longo prazo de GNL através de leilões competitivos, o que tornou seus preços, em geral, 25% mais baratos que o GNL importado no Japão. Os contratos utilizam a mesma fórmula apresentada acima, com indexação do JCC e a curva S, mas com valores de **A** e **B** mais competitivos (Energy Charter Secretariat, 2007).

3.3.6.2. Estados Unidos

O mercado dos Estados Unidos se encontra em um ambiente em que existe competição gás-gás, no qual o preço do gás natural é definido pelos fundamentos do mercado, isto é, da interação entre demanda e oferta de gás natural, e, portanto, a precificação por indexação ao preço do petróleo não se faz coerente. Devido a isto, a indexação do preço do GNL dos EUA se dá com relação ao preço doméstico do gás natural.

Os preços no mercado são definidos pelos hubs, centros de negociação do mercado físico de gás dos Estados Unidos. O Henry Hub é o mais famoso dentre os centros da região,

pois se localiza em uma área com grande concentração de oferta e infraestrutura que fornecem alta liquidez para transações físicas e financeiras. Sua escolha foi definida pela bolsa de valor de Nova Iorque (NYMEX) em 1989, no momento em que a desregulamentação dos preços do gás natural foi finalizada, estabelecendo posteriormente o mercado de contratos futuros no hub em 1991 (Foss, 2012).

Abaixo segue a fórmula do preço FOB do GNL, a qual vem sendo utilizada pela Cheniere nos contratos do terminal Sabine Pass:

$$P(GNL) = A \times HH + B$$

No qual $P(GNL)$ é o preço FOB do GNL em US\$/MMBtu; HH é o preço futuro do Henry Hub na Bolsa de Valor de Nova Iorque (NYMEX) para o mês da retirada US\$/MMBtu; A é um valor entre 1,15 a 1,25 para ressarcir custos de transporte e de combustível; e B é uma constante negociada entre o comprador e vendedor. A constante B provê a receita para cobrir os custos operacional e de capital da planta de liquefação (Flower & Liao (2012) e CNI (2016)).

3.3.6.3. Europa

Na Europa continental os preços do GNL são definidos com relação ao preço do petróleo ou de derivados. A estrutura de preços tende a ser um preço FOB indexado a um preço de petróleo cru, em geral o Brent; ou uma cesta de produtos do petróleo que competem com o gás natural no mercado final, incluindo óleo combustível leve e pesado (Tusiani & Shearer, 2007). Abaixo está a fórmula comumente utilizada:

$$P(GNL) = P_0 \times (W_1 \times F_1/F_{1_0} + W_2 \times F_2/F_{2_0})$$

No qual $P(GNL)$ é o preço FOB do GNL, P_0 é o preço originalmente negociado, W é o fator que representa o peso de cada tipo de combustível alternativo, F_1 e F_2 são os preços dos combustíveis alternativos, sendo mais comum o uso de gasoil, óleo combustível com alto e baixo teor de enxofre e carvão. Em alguns casos se insere um componente de inflação à fórmula do preço do GNL (Tusiani & Shearer, 2007). Os contratos europeus de GNL não definem limites como o da curva S dos contratos asiáticos, porém diversos contratos possuem um limite inferior para o preço.

Além do contrato tradicional acima descrito, alguns contratos europeus, principalmente no Reino Unido, têm utilizado outros benchmarks para a precificação do GNL com base em hubs de comercialização da Europa. Os mais utilizados são o britânico *National Balance Point* (NBP) e o holandês *Title Transfer Facility* (TTF) para a precificação do GNL na região (Corbeau, 2016).

3.3.7. Responsabilidade do transporte, pontos de entrega e flexibilidade de destino

O GSA define a responsabilidade do transporte do gás natural, podendo ser do comprador, que vai contratar a capacidade do gasoduto desde o campo de produção ou terminal de importação até o ponto de utilização do gás; ou do vendedor é responsável pela contratação (O'Neill, 2009).

No mesmo molde que o GSA, o também LNG SPA define a modalidade de entrega do GNL, indicando qual participante do contrato é responsável pelo transporte e risco da entrega. Os contratos de GNL normalmente utilizam os seguintes tipos de entregas: *Free On Board* (FOB), *Delivery Ex-Ship* (DES) ou *Cost, Insurance and Freight* (CIF).

No modelo FOB, o comprador providencia o transporte do terminal de liquefação para seu terminal de regaseificação. Dessa maneira, a partir do momento em que o GNL sai do terminal de liquefação, o risco e a titularidade da carga passam a ser responsabilidade do comprador e o valor do GNL não inclui o preço do afretamento. No modelo DES, o GNL é vendido ao comprador em seu terminal de regaseificação, ou seja, só na entrega ao consumidor final que se transfere a titularidade do energético. Dessa maneira, portanto, o vendedor de GNL é responsável pelo frete até o terminal de regaseificação. No modelo CIF, a titularidade do GNL passa ao comprador no momento do pagamento, enquanto o GNL está em trânsito ou recém armazenado no navio de transporte, antes de chegar ao terminal de regaseificação. Neste modelo, o vendedor se mantém responsável pelo frete e seus custos, mas o risco da carga se transfere ao comprador (Sakmar, 2013).

No início do mercado de GNL a escolha entre os modelos determinava que parte seria responsável pelo investimento dos navios de transporte, uma vez que à época, com a indústria pouco desenvolvida, não existia a possibilidade de contratar um transportador independente.

Dessa maneira, no modelo FOB, o comprador realizava o investimento da frota, enquanto no modelo CIF e DES o investimento é feito pelo vendedor de GNL.

A localização do ponto de entrega vai depender dos arranjos de transporte definidos no contrato. Nos modelos CIF e DES, no qual o vendedor organiza o transporte do GNL, o ponto de entrega será usualmente o terminal de regaseificação (ou terminais) definidos no SPA. No modelo FOB, o ponto de entrega é no terminal de liquefação.

Muitos contratos definem cláusulas de destino ou restrição de vendas em determinados territórios. Isso se deve a necessidade dos vendedores de gás ou GNL de limitar as oportunidades de arbitragem entre os diferentes mercados de gás, cujos preços variam significativamente. Com a cláusula de restrição, os compradores de GNL são impossibilitados de revender cargas em outros mercados os quais só podem ser recebidos nos terminais de regaseificação específicos definidos no SPA. Esta cláusula é crucial no debate de flexibilidade do mercado e vai ser explorada no Capítulo 5, quando serão apresentadas as inovações do mercado internacional de GNL.

Alguns contratos mais modernos incluem a opção para comprador de GNL nominar a entrega de uma determinada carga em outro terminal de regaseificação (IEA, 2019b). Essa opção é incluída em contratos DES e CIF, e prevê que os custos adicionais do redirecionamento são arcados pelo comprador. Também deve ser considerada a viabilidade técnica de recebimento no terminal escolhido. IEA (2019b) define que um prêmio pode ser cobrado sobre um contrato que permite essa flexibilidade e que a ideia é que seja uma cláusula utilizada em casos de emergência, não recorrentemente.

Para contratos FOB, por sua natureza, a opção de redirecionamento não se aplica, dado que o comprador é responsável pelo transporte das cargas. No entanto, diversos contratos tradicionais FOB proíbem a entrega da carga a terminais não previstos no contrato.

3.3.8 Outros contratos do mercado de gás e GNL

Além dos contratos relativos à molécula (o LNG SPA e o GSA), alguns contratos de serviço são também relevantes para ter a visão completa das relações contratuais dos agentes e

flexibilidades associadas ao mercado. São eles os contratos de serviço de regaseificação e liquefação (TUA) e os contratos relativos ao transporte tanto via gasoduto (GTA) quanto via embarcação marítima (*charterparty agreements*).

3.3.8.1. Terminal Use Agreement (TUA)

O *Terminal Use Agreement* (TUA) é utilizado tanto para acessar terminais de liquefação como de regaseificação, sendo o instrumento que viabiliza o projeto do tipo *tolling*. O TUA também se faz necessário quando existe regulação que determina que o acesso de terceiros ao terminal é mandatório, independente do modelo de negócio definido (integrado ou *merchant*) (Gyarfas & Lang, 2019).

Os serviços tradicionais incluídos no TUA de regaseificação são atracamento de embarcações e desembarque do GNL, armazenamento de GNL, regaseificação e injeção no sistema de transporte (Energy Charter Secretariat, 2008). As partes são de um lado a empresa proprietária do terminal e do outro lado o comprador de capacidade que pode ser um vendedor de GNL buscando acesso ao mercado local ou um comprador de GNL buscando acesso ao mercado internacional.

O contrato para a regaseificação também define as quantidades a serem processadas definidas em níveis de capacidade anual, taxas de retirada horárias e diárias e uso do armazenamento do terminal. Os preços em geral incluem um fator fixo e um fator variável, que depende do nível de utilização do terminal²⁷ (Songhurst, Jensen & Le Fevre, 2016).

Alguns TUA de regaseificação impõem o mecanismo “use it or loose it” (UIOLI), no qual o comprador de capacidade, caso não utilize a capacidade contratada em sua totalidade, deverá fornecê-la ao mercado secundário. O terminal não está exposto ao risco de preço ou de volume, dado que recebe pela capacidade de regaseificação reservada pelos clientes.

O TUA de liquefação, também chamado de *Liquefaction Tolling Agreement* (LTA) tem características similares ao contrato de serviço para regaseificação. Este modelo está sendo

²⁷ Em muitos terminais de regaseificação o acesso e as tarifas são regulados e, portanto, definida por processo regulatório que calcula a tarifa com base nos retornos aos investimentos.

muito adotado nos novos projetos de exportação de GNL dos EUA e são descritos em detalhe no Capítulo 5.

3.3.8.2. Contratos de Transporte por gasoduto

O *Gas Transportation Agreement* (GTA) é o instrumento utilizado pelo mercado para contratação de capacidade de transporte em um sistema de gasoduto. As partes do contrato são de um lado o transportador (proprietário do gasoduto) e do outro o comprador de capacidade de transporte, comumente chamado de carregador (podendo ser o produtor de gás ou o distribuidor/consumidor final).

As principais cláusulas de um GTA são: as quantidades e qualidade do gás a ser transportado, a reserva de capacidade anual, a determinação das tarifas, e a cláusula *ship-or-pay*, que assim como o *take-or-pay*, define um pagamento para a capacidade contratada anualmente, mesmo que não utilizada (Leuch, 2012).

A tarifa definida no contrato geralmente é composta por dois elementos: um baseado na reserva de capacidade feita pelo carregador e o segundo é relacionada a quantidade de gás efetivamente transportada pelo carregador (Leuch, 2012).

3.3.8.3. Charterparty Agreements – Contratos de Transporte marítimo

Os metaneiros, historicamente, eram dedicados ao projeto e ao LNG SPA específico da negociação entre o vendedor e o comprador de GNL. Dessa maneira, o transporte marítimo era integrado ao projeto e muitas vezes não existia um contrato de afretamento explícito, sendo parte integrante do LNG SPA (Tusiani & Shearer, 2007). Esse modelo deixava pouca ou nenhuma flexibilidade à embarcação, que seguia uma programação rígida de retirada e entrega nos terminais definidos no LNG SPA.

Muitos contratos antigos ainda seguem esse modelo mais rígido, mas a evolução e aumento da flexibilidade do mercado também se refletiu no mercado de afretamento de metaneiros. Atualmente, o mercado de afretamento vem se desenvolvendo de maneira mais independente do mercado de GNL, isto é, por companhias que não fazem compra e venda da molécula, apenas vendem o serviço de transporte por navios metaneiros.

O instrumento para o fornecimento desse serviço é o contrato de afretamento de navios metaneiros, mais conhecidos como *Charterparty Agreements*. As partes envolvidas nesses contratos são de um lado a empresa proprietária do navio e do outro lado o *player* do mercado de GNL (comprador ou vendedor de GNL).

São dois tipos principais de contrato: o “time charterparty” e o “voyage charterparty”. O primeiro tipo é um contrato por um certo período de tempo (meses ou anos), cuja administração é por parte da empresa proprietária do navio, que se responsabiliza por mantê-lo em condições adequadas. A taxa diária neste tipo de contrato deve cobrir tanto os custos de operacionais (OPEX) quanto os custos de capital (CAPEX). Existem outras variações do contrato “time charterparty”. Um deles é o tipo “bareboat” que não inclui o OPEX e o comprador/vendedor de GNL administra a embarcação, outro é o “trip-time” que em geral é para curto período de tempo e com rota específica (Roberts, 2017).

O “voyage charterparty” é um contrato de fretamento para uma (ou mais) viagens específicas e em geral são contratos de mais curto prazo que o “time charterparty”. Esse contrato é mais simples e não inclui cláusulas relacionadas a operação de mais longo prazo, como manutenção de docas (Tusiani & Shearer, 2007). Com o desenvolvimento do mercado *spot* de GNL, esse modelo de contrato tem sido aumentado sua participação e relevância no mercado de afretamento.

O preço dos contratos de afretamento é definido por uma taxa diária. Em contratos de longo prazo, essa taxa reflete valores definidos de CAPEX e/ou OPEX e podem ser incluído um indexador para atualização da taxa. Em contratos *spot* do tipo voyage, a taxa diária é definida conforme oferta e demanda das embarcações tendo como mínimo todos custos associados da viagem.

3.3.9. A flexibilidade nos contratos de gás

Os contratos GSA e LNG SPA tem alguns mecanismos que fornecem flexibilidade, podendo viabilizar tanto flexibilidades físicas do lado da produção/importação como do lado da demanda.

A análise das flexibilidades contratuais deve estar separada em mercados a prazo e mercados à vista. Os contratos a prazo, como detalhados nas subseções anteriores, tem algumas características específicas que refletem as flexibilidades físicas. Os contratos a prazo têm três interfaces de flexibilidade: volumes, entrega e preços. A flexibilidade de volumes nos contratos a prazo viabiliza algumas flexibilidades físicas de oferta e demanda.

Pelo lado do volume, a cláusula mais utilizada que fornece flexibilidade é a de *take-or-pay*, que define uma faixa de flexibilidade entre o mínimo (o ToP) e o máximo (QAC). Quanto menor a porcentagem do *take-or-pay*, maior a flexibilidade de volume do contrato. Os arranjos diferenciados para o *take-or-pay* mensal e anual, também fornecem flexibilidade para lidar com as variações sazonais da demanda.

A cláusula de *take-or-pay* instrumentaliza a flexibilidade na oferta e resolve contratualmente as questões relativas às oscilações da demanda. Em mudanças mais relevantes do perfil de demanda, os contratos também podem incluir a possibilidade de redução ou diminuição da QAC marginalmente.

As cláusulas referentes à programação de entregas também podem ter um perfil flexível que refletem as condições de oferta flexível. Por exemplo, os contratos de GNL em geral tem uma programação anual que é confirmada ou modificada recorrentemente, conforme as condições de demanda locais. No contrato de gás também pode haver mudanças com relação a retiradas de gás pelo consumidor. Nos contratos de suprimento também pode existir permissão para revenda do energético, que garante a flexibilidade do consumidor/distribuidora.

Um último ponto que é discutido na literatura como um atributo flexível dos contratos de gás é as condições de precificação. A utilização de indexadores e fórmulas de atualização dão mais flexibilidade em comparação com um contrato de preço fixo. Uma cláusula muito relevante nesse sentido é a de arbitragem, que permite que as condições de preço definidas possam ser revistas em casos de mudança abrupta do mercado em que se perca o equilíbrio contratual. Por mais que seja uma cláusula relevante para a flexibilidade do contrato em si e segurança das partes contratuais, ela é pouco relevante para as condições de flexibilidade como definida no presente trabalho, cujo foco é nas condições de volume.

Os contratos de gás e GNL podem incluir uma série de opções. Uma recorrente, é a utilização de contratos permitem a interrupção da oferta conforme algumas condições – os contratos interruptíveis que instrumentalizam a flexibilidade física do lado da demanda. Essa opção é factível para consumidores que tem capacidade de interromper o uso do gás natural. A cláusula dá o direito ao vendedor entregar menor volume que o contratado ou interromper por completo o fornecimento, de acordo com algum critério definido em contrato (IEA, 2002). Este critério pode estar relacionado à temperatura, em localidades em que o fornecimento para os segmentos residenciais e comerciais são prioridade no período de inverno.

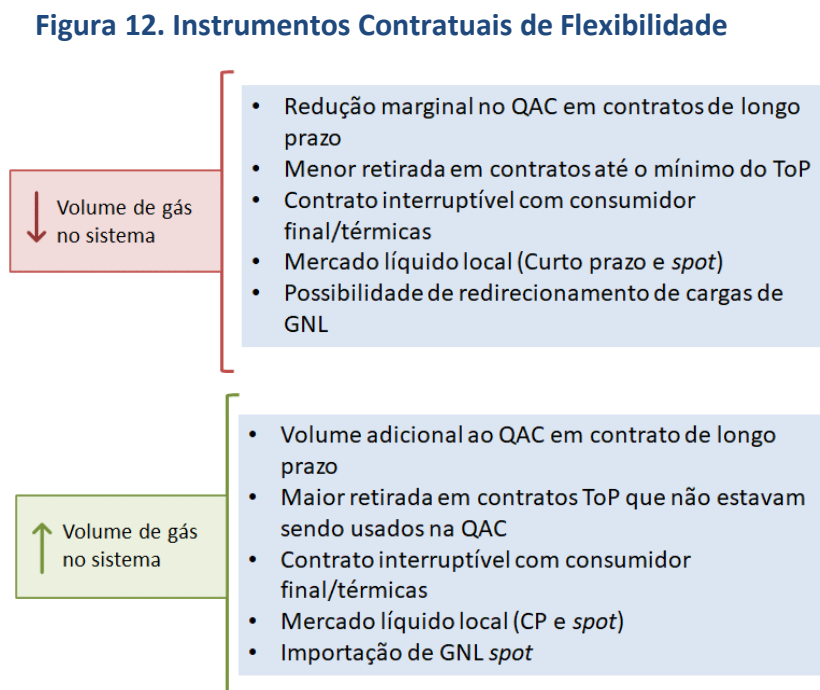
Outras modalidades de contratos interruptíveis existem no mercado. Nos EUA, o contrato interruptível (também chamado de “swing contracts”) define um preço e volume para a transação, com duração muito curta (validade de um dia, ou no máximo um mês). Nesse tipo de contrato, nenhuma das partes tem obrigação de entregar ou de receber todo volume acordado de gás natural (Sturm, 1997). Em realidade, isso significa que o contrato interruptível dos EUA evidencia flexibilidade tanto pelo lado do comprador (em aceitar receber volumes menores que o contratado), como pelo lado do vendedor (em poder enviar volumes menores que o contratado).

Muitas dessas flexibilidades contratuais só são possíveis em mercados mais maduros, no qual as condições de liquidez estejam mais desenvolvidas. A evolução do mercado local de gás levou a criação de hubs de comercialização²⁸, no qual as transações de curto prazo e à vista se tornam frequentes e aumentam a liquidez do mercado. O mercado líquido implica que o vendedor sempre encontrará um comprador para seu gás e o comprador sempre encontrará um vendedor, o que pode implicar ou não em entrega física do gás natural. Nesse contexto, os sinais de preço se tornam relevantes e incentivam os usos das flexibilidades físicas do lado da oferta e do lado da demanda. Por exemplo, se existe um forte aumento da demanda de gás pelo segmento residencial, os preços de gás nos hubs de comercialização se elevarão. Os preços mais elevados incentivam outros segmentos consumidores a utilizar sua flexibilidade

²⁸ De acordo com IEA (2002), os hubs de comercialização se formam em locais em que há diversas interconexões de gasodutos; idealmente, instalações de armazenamento de gás; e diversos serviços associados, como de balanceamento e registro de transferência de títulos. Um item importante para o sucesso de um hub de comercialização é a rapidez com que os contratos são concluídos, que é impulsionado quando se estabelecem contratos padronizados.

para revender seu gás no mercado, assim como incentiva os produtores com flexibilidade a produzir mais gás.

A Figura 12 resume a utilização dos instrumentos contratuais de flexibilidade diante das variações do mercado em que existe necessidade de maior ou menor volume de gás no sistema.



Fonte: Elaboração Própria.

3.4. A flexibilidade no mercado de GNL e o descolamento da lógica do mercado local

O debate sobre a flexibilidade no mercado de GNL nos últimos anos tem se voltado ao aumento da comercialização de contratos de curto prazo e *spot*; e a principal inflexibilidade dos contratos de longo prazo, qual seja, a cláusula de restrição de destino. Alguns autores relacionam o incremento da flexibilidade ao surgimento do mercado *spot*, limitando a análise a esse fato isolado (Corbeau, 2016; Hashimoto, 2016; Carriere, 2018). Outros autores relacionam flexibilidade com o incremento de contratos de longo prazo com provisões mais flexíveis, principalmente relacionado as cláusulas de destino e a redução dos prazos dos contratos (Neuhoff & Hirschhausen, 2005; Ruester, 2009; Hartley, 2015).

Não se encontra na literatura uma definição clara e abrangente sobre flexibilidade no mercado de GNL, sendo explorada mais a condição do GNL como fator de flexibilidade para o mercado de gás local (IEA, 2002). Apesar desse viés ser válido em uma análise sobre mercados locais de gás, ela reforça a limitação do debate ao mercado *spot* de GNL, ignorando outras condições e vetores relevantes.

Tomando o mercado de GNL como objeto de análise, a flexibilidade no mercado de GNL deve incluir um escopo mais amplo que somente o surgimento de um mercado *spot*, devido a sua estrutura altamente complexa, que envolve diferentes mercados, *players*, elos da cadeia, investimentos vultuosos e contratos. Com a crescente globalização do mercado de GNL as condições específicas desse segmento devem ser exploradas em separado dos mercados de gás local. Nesse sentido, pretende-se estabelecer uma definição sobre flexibilidade no mercado de GNL tomando como ponto de partida a definição de flexibilidade do mercado de gás local.

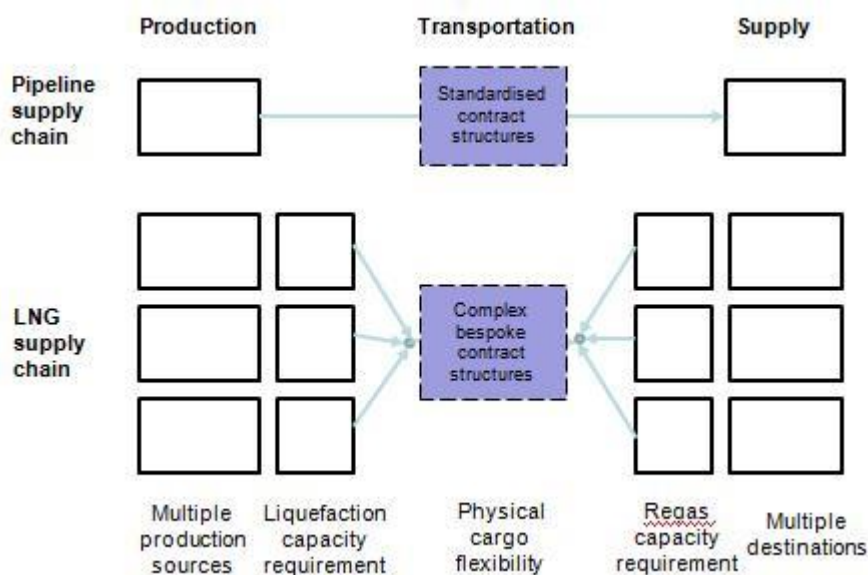
Utilizando a abordagem desenvolvida anteriormente para o mercado do gás natural e adaptando ao mercado de GNL, portanto, a flexibilidade no mercado de GNL está relacionada com a capacidade de movimentar volumes de GNL à medida em que há variações na demanda e na oferta. O conceito em si não deve ser confundido com a liquidez, que está relacionada à facilidade de venda/compra de GNL no mercado, implicando que sempre haverá um vendedor disposto a vender e um comprador disposto a adquirir GNL. São conceitos interdependentes, uma vez que a flexibilidade é impulsionada pela liquidez e vice-versa.

Por se tratar de uma cadeia de valor, a flexibilidade do mercado de GNL implica que todos os seus elos tenham que apresentar algum nível de flexibilidade para serem resilientes às flutuações da demanda. Portanto, a flexibilidade pode se referir ao lado da demanda, ao lado da oferta, às condições contratuais (GSAs, LNG SPAs, MSAs, principalmente) e às condições de infraestrutura (terminais de liquefação, regaseificação, gasodutos e navios metaneiros).

O mercado de GNL é muito mais complexo que o mercado de gás local exatamente por englobar diferentes fontes de produção, diversos destinos e transporte de cargas. No entanto, o elo central do mercado de GNL tem a característica de ser fisicamente flexível, com

transporte via navios metaneiros, que podem ser utilizados em diversas configurações - em contraponto com o mercado local de gás, cujo elo central é o gasoduto de transporte. A Figura 13 ilustra a diferença entre os mercados e a estrutura mais complexa do mercado de GNL.

Figura 13. Complexidade da cadeia de gás vs. GNL



Fonte: Timera Energy (2012a).

A flexibilidade no lado da oferta do mercado de GNL está relacionada à capacidade das instalações de exportação (e da cadeia a montante) em fornecer GNL ao mercado mediante flutuações. Está principalmente relacionada à capacidade do mercado de entregar cargas de curto prazo e *spot* quando necessário. O armazenamento do lado da oferta, isto é, nos países produtores de GNL, não é tão relevante para a flexibilidade do GNL, uma vez que os terminais de liquefação são desenhados para serem utilizados perto da sua capacidade total²⁹.

De acordo com a IEA (2016a), a flexibilidade de fornecimento de GNL está relacionada ao mercado *spot* e, portanto, é derivado de cargas não contratadas ou sem cláusula de destino, por desvios de carga, recargas e pelos agregadores. A maioria dos terminais de liquefação, em condições normais, possui um alto nível de utilização, não deixando espaço

²⁹ No entanto, de acordo com a IEA (2018b), existem alguns fatores que podem afetar a capacidade de produção de GNL dos terminais de liquefação: condições climáticas extremas, sob as quais o carregamento de metaneiros precisa ser interrompida; problemas técnicos; questões de segurança, em países politicamente instáveis; e falta de disponibilidade de gás, que é o fator mais comum da limitação na produção de GNL em certos terminais. Em condições normais, no entanto, os terminais funcionam com mais de 85% da sua capacidade, conforme dados do GIIGNL (2020).

para aumentar a oferta de curto prazo quando demandado pelos seus clientes. Por este motivo, a flexibilidade de fornecimento vem sem oferecida pelos próprios clientes do terminal, através da revenda dos volumes contratados a longo prazo ou seguindo a estratégia de portfólio.

Portanto, o lado da oferta de GNL é pouco flexível, de forma que sua operação é independente dos movimentos e variações do mercado. Normalmente, os projetos são desenhados para manter a produção máxima de GNL, devido ao alto investimento associado – em geral, a venda do GNL deve remunerar não só o investimento do terminal, mas todo investimento do *upstream*. Mesmo que o comprador final use algum direito contratual de flexibilidade, o terminal irá produzir o GNL para venda ao mercado *spot*.

A flexibilidade no lado da demanda de GNL deve ser analisada com a lógica dos mercados de gás aos quais eles estão relacionados. O gás natural é usado principalmente para geração de energia, seguido por clientes industriais, residenciais e comerciais. Cada segmento tem sua própria sazonalidade, e isso implica que o fornecimento de gás deve ser flexível para atender ao consumo variável das estações. Países com fortes invernos são mais suscetíveis a este problema, mas podem gerenciá-lo adicionando mais flexibilidade ao seu portfólio com importação de GNL.

Na maioria dos casos, o GNL é demandado por distribuidoras de energia elétrica e gás que precisam atender à demanda de gás de seus países. Eles atuam como fornecedores de gás para os consumidores finais e devem, portanto, estarem aptos a fornecer flexibilidade às variações do mercado local. Para o GNL ser uma ferramenta de flexibilidade para as variações locais, é necessário que haja capacidade ociosa nos terminais de regaseificação, de maneira que exista a possibilidade de importação conforme flutuações da demanda ou oferta locais.

Mas além da ótica do GNL como ferramenta para a demanda local, pode-se analisar a ótica do GNL como variação que necessita de flexibilidade. No caso em que há excesso de oferta de GNL no mercado ou escassez de GNL, pelo motivo que seja, é necessário que exista alguma ferramenta de ajuste para manter o “sistema” equilibrado. Essas ferramentas estão relacionadas aos mercados locais de gás que tenham participação no mercado internacional de GNL.

O lado da oferta, como discutido, apresenta pouca flexibilidade no mercado de gás local produtor e exportador de GNL. Pelo lado da demanda, por outro lado, a flexibilidade é muito mais relevante. Ao contrário das plantas de liquefação, as plantas de regaseificação operam com grande ociosidade³⁰. Isso significa que estes terminais podem receber GNL conforme variação no seu mercado local, mas também como maneira de ajustar o fluxo do mercado internacional, absorvendo cargas em excesso no mercado, por exemplo. Os instrumentos de flexibilidade dos mercados locais com ociosidade de capacidade de regaseificação acabam se tornando instrumentos de flexibilidade para o mercado internacional de GNL (armazenamento, linepack, demanda interruptível e produção de gás flexível).

Pelo lado das flexibilidades contratuais, os contratos de GNL podem suprir diferentes necessidades dos mercados de gás dos compradores de GNL. As cargas *spot* são totalmente flexíveis, por definição. Os contratos a termo (LNG SPAs) são menos flexíveis, uma vez que impõem uma maior estabilidade na entrega, mas são capazes de garantir um fornecimento firme com preços previsíveis.

Os tradicionais LNG SPAs são um relevante obstáculo para um mercado flexível de GNL devido à sua configuração rígida a longo prazo. A principal característica dessa inflexibilidade é o destino fixo junto com as obrigações *take-or-pay*. Neste modelo tradicional existe uma cláusula definindo o terminal de destino (ou uma lista de terminais), e não permitindo o desvio de cargas para outros compradores e locais. Em alguns casos, o desvio é permitido, mas o consentimento do vendedor é necessário com as condições de participação nos lucros, o que limita sua aplicação. A cláusula *take-or-pay* associada com a cláusula de destino fixo impõe uma inflexibilidade importante. Trimble (2018) afirma que muitos vendedores de GNL estão adotando um método diferente para contratos com uma abordagem *take-and-pay*, em que o comprador é obrigado a aceitar todas as cargas programadas para entrega. Mas neste caso, como pode ser um acordo muito oneroso para os compradores, eles estão buscando o direito de desvio de cargas para reequilibrar as obrigações contratuais.

³⁰ De acordo com dados de GIIGNL (2019), em 2018 os terminais da Europa operaram com 28% da sua capacidade, os terminais japoneses com 38% e os terminais coreanos com 34%. Em 2019, em um contexto de grande disponibilidade de gás, os terminais europeus operaram com 48% de sua capacidade, absorvendo o excesso de cargas no mercado internacional (GIIGNL, 2020).

Alguns contratos a termo incluem flexibilidade de volume para cima e para baixo em uma pequena porcentagem (geralmente menos de 10%) da QAC. O direito de usar essa flexibilidade está geralmente sujeito a um limite cumulativo durante o período de entrega ou em alguns anos específicos do contrato (Tusiani & Shearer, 2007).

O mercado de frete marítimo de GNL evoluiu para uma maior participação de empresas independentes que controlam a frota e oferecem acordos de fretamento aos participantes do mercado - em contraste com o que foi projetado no início da indústria, no qual uma das partes (vendedor ou comprador) investia e operava as frotas.

Hoje em dia, quem controla o transporte (vendedor ou comprador de GNL), seja por propriedade ou contrato de afretamento, tem uma importante vantagem de flexibilidade na transação. Gardner (2017) afirma que a propriedade da embarcação, em comparação com a afretamento de longo prazo, permite o maior grau de flexibilidade, pois as disputas cotidianas sobre a manutenção dos navios podem ser evitadas e a utilização da embarcação para outros usos pode ser facilmente alcançada. No entanto, a propriedade traz desafios técnicos e operacionais relevantes que podem ser difíceis de serem resolvidas por um *outsider* do transporte marítimo.

O LNG SPA define que parte contratual será responsável pelo transporte, conforme apresentado anteriormente. Nos contratos DES, a flexibilidade tende a ser mais limitada quando o comprador de GNL enfrenta variações na demanda, pois o vendedor de GNL tem o controle logístico e, por esse motivo, reprogramar ou redirecionar cargas poderia ser desvantajoso para as operações dos vendedores. Por outro lado, o formato FOB dá mais flexibilidade ao comprador, que poderia encontrar a melhor solução para suas necessidades de flexibilidade, sem necessidade de negociar com o vendedor (caso o contrato não tenha cláusula de restrição de destino).

Por motivos de segurança de suprimento e para explorar a flexibilidade do mercado de GNL sem contar unicamente com o mercado spot, os compradores e vendedores podem adotar uma estratégia de diversificação do portfólio. Essa diversificação deve ser feita não apenas com contratos de diferentes prazos, mas também com diferentes tipos de vendedores (países e empresas) e especificações contratuais (volumes, preços, modalidade de frete, etc).

Com diversas possibilidades, é mais fácil para o comprador ou vendedor de GNL atuar de maneira otimizada e flexível no mercado.

3.5. Conclusão do capítulo

O objetivo do presente capítulo foi discutir a flexibilidade no mercado de gás e GNL e descrever os instrumentos físicos e contratuais, que tem como finalidade a mitigação de riscos de demanda, suprimento e preços. Os instrumentos físicos de flexibilidade são necessários para lidar com as variações das retiradas de gás. Quanto maiores essas variações, mais relevante se torna o investimento apropriado em infraestrutura específica, como estocagem e terminais de importação de GNL.

Os instrumentos contratuais estão, principalmente, relacionados a algumas cláusulas chaves do contrato de gás. Na prática, os contratos de gás/GNL podem ter algumas cláusulas com condições mais flexíveis, balanceadas com cláusulas de condições menos flexíveis. Uma maneira de alcançar a flexibilidade necessária em um determinado mercado é através do estabelecimento de um portfólio de contratos, incluindo uma variedade de transações com diferentes fornecedores e condições. No entanto, naturalmente, a possibilidade de criação de um portfólio depende das condições de mercado e acesso a diversos supridores e modalidades contratuais. Em mercados maduros de gás, a existência de um mercado de curto prazo e *spot*, com muitos supridores e comercializadores envolvidos, permite que a construção de portfólio seja facilitada e que os riscos de demanda e suprimento sejam melhor administrados.

Com a garantia *do take-or-pay* o vendedor assume o risco relacionado ao preço e o comprador o risco relacionado ao volume. O comprador assume o risco do volume ao se comprometer a pagar por um volume de gás/GNL, independente de existir demanda. O vendedor assume o risco do preço definido no contrato, ao se prender a uma fórmula específica para a precificação do gás/GNL, utilizando um único indexador (Rogers & Phua, 2015).

Pelo ponto de vista da TCT, a flexibilidade se encaixa como um instrumento para gerenciar as incertezas do mercado, principalmente dos riscos de volume, tanto de

suprimento como de demanda. Portanto, as condições dos custos de transação estão intrinsecamente relacionadas às condições de flexibilidade do mercado de gás.

Os instrumentos de flexibilidade são necessários no mercado de gás, sendo uma estrutura verticalizada ou não, devido a necessidade física de balanceamento. No caso brasileiro, a Petrobras construiu uma estrutura verticalizada para lidar com os custos de transação e criou um portfólio de suprimento com diferentes níveis de flexibilidade. A estatal administra os contratos do seu portfólio e garante a flexibilidade e segurança necessárias para o mercado brasileiro. Esses aspectos são explorados no próximo capítulo.

Capítulo 4. O panorama contratual e a flexibilidade no mercado de gás no Brasil

O mercado de gás natural no Brasil se desenvolveu tendo a Petrobras como fornecedora, investidora e consumidora. A empresa assumiu uma função central no mercado incipiente, ao assumir os riscos dos investimentos vultuosos em infraestrutura. O primeiro grande investimento nesse sentido foi o gasoduto Brasil-Bolívia, que foi estimado em US\$ 2,2 bi (EPE, 2017) feito em consórcio com a YPFB e outras IOCs com produção na Bolívia. Além de investir na construção do gasoduto, a empresa investiu na Bolívia em infraestrutura para E&P e assinou o contrato para comprar o gás com a estatal boliviana, YPFB.

O incentivo para o investimento se deu pelo crescimento da demanda de gás durante a década de 90 no Brasil e a perspectiva de que a produção doméstica não seria capaz de acompanhar essa demanda crescente (EPE, 2017). Além disso, o investimento se tornou uma decisão política estratégica para estabelecer a integração entre os dois países ganhando o apoio do governo federal e envolvimento das empresas estatais de petróleo e gás.

Ao se comprometer com um investimento dessa magnitude, a Petrobras assumiu o risco de preço e de volume do contrato de importação, tendo como contrapartida a expectativa de incremento da demanda de gás no Brasil. Em realidade, a empresa superestimou a capacidade e velocidade de tal incremento e concordou com um *ramp-up* nos volumes e *take-or-pay* relativamente curto. Infelizmente, foi uma estratégia equivocada e a empresa teve que arcar com os prejuízos dos pagamentos *de take-or-pay* logo nos primeiros anos de contrato³¹.

Uma das soluções encontradas para impulsionar a demanda de gás - e também resolver escassez de capacidade geração elétrica à época, foi a criação do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) pelo governo federal. O Programa incentivava o desenvolvimento de um parque térmico a ser abastecido pelo gás da Petrobras – doméstico e importado. A própria Petrobras participou do investimento em diversas termelétricas, motivado pelo interesse do governo no Programa.

³¹ A YPFB anunciou em 2003 que a dívida da Petrobras relativa aos volumes de *take-or-pay* se tratava de US\$ 115 mi (Gazeta Mercantil, 2003).

O PPT, no entanto, focou mais nos problemas do setor elétrico ao adicionar capacidade disponível para geração no contexto do racionamento, do que exatamente nos problemas do setor de gás. Essa “integração truncada” é um problema que se acentua ao longo dos anos (Losekann, 2015). Existe uma incompatibilidade entre o setor de energia elétrica, que demanda a disponibilidade das térmicas a gás como *backup* do sistema hidrelétrico; e o setor de gás natural, que precisa de demanda firme para arcar com os investimentos em capacidade, e no caso da década de 2000, conseguir atender os compromissos contratuais das importações com a Bolívia.

Como as térmicas estavam operando muito aquém sua capacidade logo após o início da sua operação e, portanto, com baixa demanda de gás, a Petrobras lançou o Plano de Massificação do Uso do Gás Natural em 2004, com foco nos setores industriais e automotivo. Com uma política de preços que beneficiava o gás em detrimento dos combustíveis concorrentes³², o plano teve um sucesso considerável e estimulou a conversão de indústrias e automóveis em prol do gás.

No entanto, por mais que tenha sido um sucesso para o mercado de gás, se tornou um risco para o mercado elétrico pela possível indisponibilidade de gás para geração elétrica. De fato, a ANEEL fez o teste em 2007 com despacho simultâneo de todo parque termelétrico e apenas 48% da capacidade de geração foi capaz de entregar energia (Losekann, 2015). A Petrobras, diante dos riscos assumidos no contrato *take-or-pay* com o gás da Bolívia tomou medidas que elevaram os riscos do setor elétrico e teve de pagar penalidades altas ao setor elétrico, além de se comprometer a solucionar o problema de disponibilidade de gás.

A empresa solucionou a questão adicionando mais uma fonte de suprimento ao seu portfólio: o GNL comercializado internacionalmente, que apresentava possibilidade de comprar cargas conforme demanda, sem precisar se comprometer com acordos rígidos de longo prazo. Esse se tornou o principal instrumento de flexibilidade para adicionar gás ao sistema de gás diante de variabilidades na demanda do setor elétrico.

³² A Petrobras não só detém o monopólio no mercado de gás natural, como também no mercado dos demais combustíveis concorrentes (GLP, óleo combustível, gasolina). Dessa maneira, a estatal é capaz de privilegiar um combustível ou outro de acordo com as condições de mercado.

Com a entrada do GNL no portfólio da Petrobras estava resolvida a questão de disponibilidade de gás para o setor elétrico. No entanto, a empresa não estava preparada para um cenário em que seria necessário também instrumento de flexibilidade para lidar com pressões para baixo na demanda. A crise econômica de 2009 expôs essa dificuldade, momento no qual a demanda total de gás se reduziu em 25% com relação ao ano anterior. O impacto foi tanto no consumo de gás pelo setor industrial como na geração de energia elétrica. Buscando equilibrar o sistema, a Petrobras diminuiu as importações de gás da Bolívia abaixo do *take-or-pay*, queimou grande quantidade de gás nas plataformas³³ e reduziu o que foi possível na produção de campos de gás não associados ao petróleo.

Além das soluções para diminuir a disponibilidade de gás, a Petrobras lançou no mesmo ano os leilões de curto prazo e mercado secundário para o gás natural, com preços muito atrativos. Apenas em 2009 a empresa fez nove leilões com deságio médio de 35% sobre o preço do gás de longo prazo (Petrobras, 2010). Os leilões ocorreram entre 2009 e 2014 e tinham como foco o mercado não térmico, no qual eram oferecidos os volumes que “sobravam” da operação da Petrobras (Vazquez & Hallack, 2017). Os contratos oferecidos no mercado de curto prazo eram variados, sendo interruptíveis sem previsão de entrega do combustível alternativo ou com entrega. A Petrobras utilizava tanto o modelo de leilão, como vendas semanais das sobras de gás.

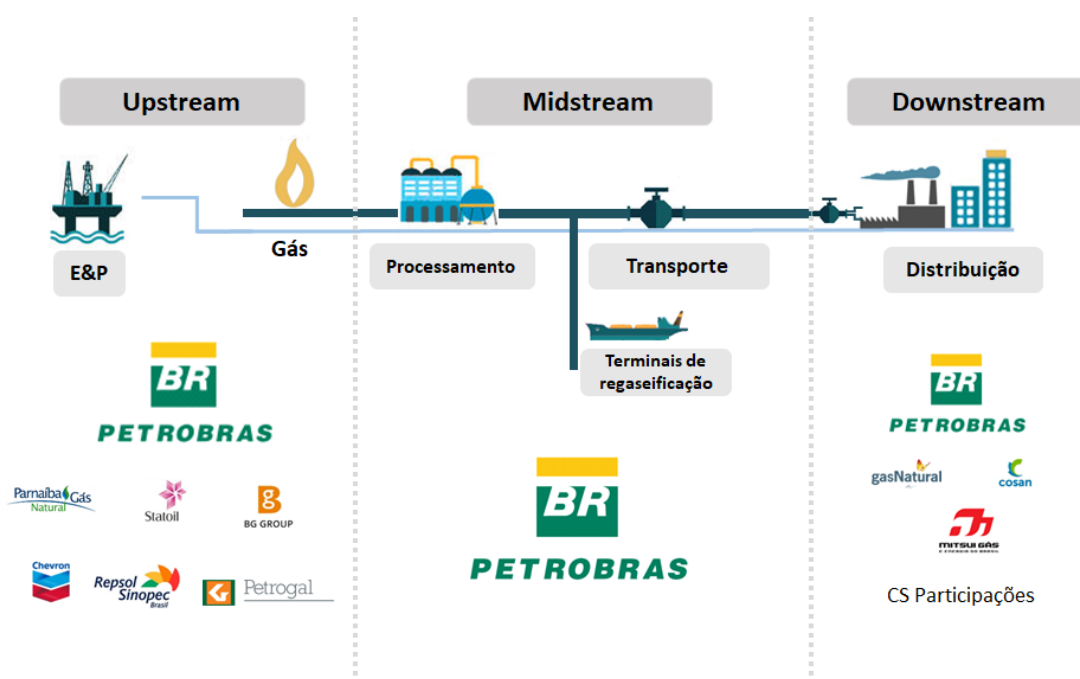
Historicamente, todas soluções de flexibilidade no mercado de gás no Brasil envolveram uma rede de contratos e gerenciamento de riscos pela Petrobras, além dos vultuosos investimentos em infraestrutura. A estatal foi capaz de desenvolver estratégias para lidar com grandes variabilidades da demanda, mesmo que eventualmente por força das penalidades geradas por falta de flexibilidade.

Como apresentado no Capítulo 2, os mercados de gás têm relevantes custos de transação e as soluções de governança para lidar com essa característica passam por contratos de longo prazo ou verticalização da cadeia. No caso do Brasil, a Petrobras assumiu uma posição de integrar a cadeia para reduzir os custos de transação, desde a produção até o consumo. Até 2014, a Petrobras detinha mais de 80% da produção doméstica de gás, 100% de

³³ Entre 2008 a 2009 as queimas aumentaram em 56%, de acordo com dados da ANP.

controle da importação de gás, 100% de controle dos ativos de *midstream* do mercado integrado e participação em todas distribuidoras de gás, através da subsidiária Gaspetro. A Figura 14 ilustra a participação da Petrobras na cadeia do gás natural antes de iniciar os desinvestimentos que foram realizados nos anos posteriores.

Figura 14. Participação da Petrobras na cadeia de gás no Brasil (situação em 2014)



Fonte: Elaboração Própria.

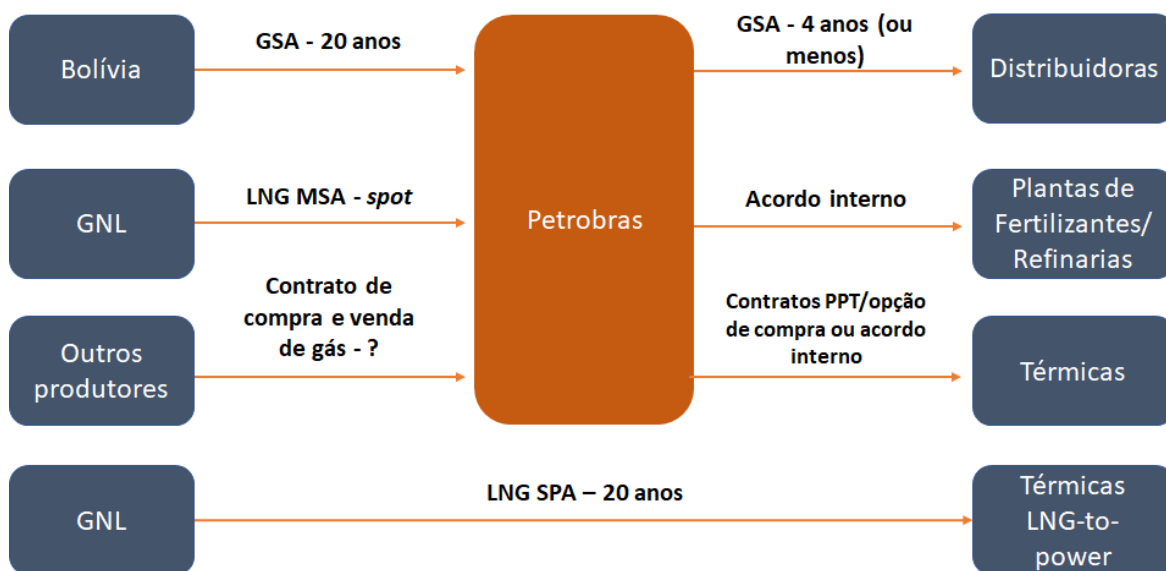
Neste capítulo serão apresentados detalhes dos contratos brasileiros do mercado de gás natural³⁴. Os contratos *upstream* são aqueles relacionados com a obtenção de molécula para fornecimento ao mercado ou a um consumidor específico (no caso dos projetos integrados). Os contratos *downstream* se referem aos contratos com as distribuidoras de gás e termelétricas. A Figura 15 apresenta as relações contratuais no Brasil até agora, tendo como agente central a Petrobras. Além da própria produção de gás doméstico, a estatal tem um portfólio de contratos de aquisição de gás natural, através de importação da Bolívia e mercado internacional de GNL, e de outros produtores de gás doméstico. Pelo outro lado, a Petrobras

³⁴ Além da literatura indicada ao longo do texto, esse capítulo foi desenvolvido com diversas informações obtidas através de entrevistas com especialistas do setor, dada a dificuldade de conseguir acesso a alguns dos contratos e bibliografia sobre a flexibilidade no mercado brasileiro e operação da Petrobras. A lista de entrevistados está detalhada no Anexo A.

fornece o gás natural às distribuidoras, às suas plantas próprias de fertilizante e refinarias, e as termelétricas.

A exceção ao modelo com a Petrobras como agente central são os contratos dos projetos integrados de *LNG-to-power*, que são descritos neste capítulo, e os contratos dos projetos integrados *reservoir-to-wire* da Eneva no Maranhão, que não são parte do escopo desta tese³⁵.

Figura 15. Relações contratuais no Brasil



Fonte: Elaboração Própria.

A análise da rede de contratos realizados no mercado de gás no Brasil é relevante para entender as condições de flexibilidade contratual, além de indicar as condições de custos de transação. Com a análise histórica dos contratos é possível enxergar uma sinalização da redução dos custos de transação no mercado de gás no Brasil.

O capítulo também tem como objetivo apresentar as estratégias da Petrobras para lidar com as necessidades de flexibilidade do mercado brasileiro, em particular relacionado ao setor elétrico. O mercado firme, i.e., industrial, automotivo, residencial e comercial, também apresenta variações sazonais não desprezíveis. Nesse sentido, se apresentam as

³⁵ A Eneva é uma empresa brasileira com projetos integrados de produção de gás doméstica e consumo em suas próprias usinas termelétricas – o gás não escoado ao mercado. O projeto é um sistema isolado do resto do sistema de gás e tem pouca relevância para a tese. Os demais projetos integrados (*LNG-to-power*), mesmo que ainda não conectados ao sistema de gasodutos, estão próximo à rede e tem intenções de conexão.

estratégias da estatal para modular a oferta de gás no Brasil, dado o controle da empresa na comercialização do gás produzido por outros produtores e da importação.

4.1. Os contratos de suprimento da Petrobras

4.1.1. Contrato de importação do gás boliviano

O contrato original de importação de gás boliviano para o Brasil foi assinado entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) em 1996. O contrato tinha prazo de 20 anos, a partir do início de fornecimento, que ocorreu em 1999. Dessa forma, o contrato original de importação de gás boliviano teve sua expiração em dezembro de 2019, mas ainda assim é relevante sua análise pois foi um contrato relevante para o portfólio de suprimento e instrumento de flexibilidade da Petrobras.

O contrato inicialmente previa a entrega de 16 MMm³/d, mas a assinatura de adendos posteriores levou a um aumento do volume. Dessa forma, o volume contratual se estabeleceu em QDCB, o volume base acordado, e QDCa, o volume adicional. O *ramp-up* das quantidades contratuais está apresentado na Tabela 5, no qual a QDC se estabelece em 30,08 após seis anos do início do fornecimento.

Tabela 5. Contrato Original Petrobras-YPFB – 1999-2019

Ano	Quantidade Diária Contratual Base (QDCb)	Quantidade Diária Contratual Adicional (QDCa)	Quantidade Diária Contratada (QDC)
1999	8	0	8
2000	9,1	0	9,1
2001	10,3	3	13,3
2002	11,4	9	20,4
2003	12,6	12	24,6
2004	13,7	16,38	30,08
2005	14,9	15,18	30,08
2006-2019	16	14,08	30,08

Fonte: Adaptado de Chávez (2013).

Além da QDC, o GSA também definia uma quantidade diária garantida (QDG), que para a YPFB significa 100% da QDC (i.e., não tem flexibilidade para entregar menos que a QDC), e que para a Petrobras significa 80% da QDC.

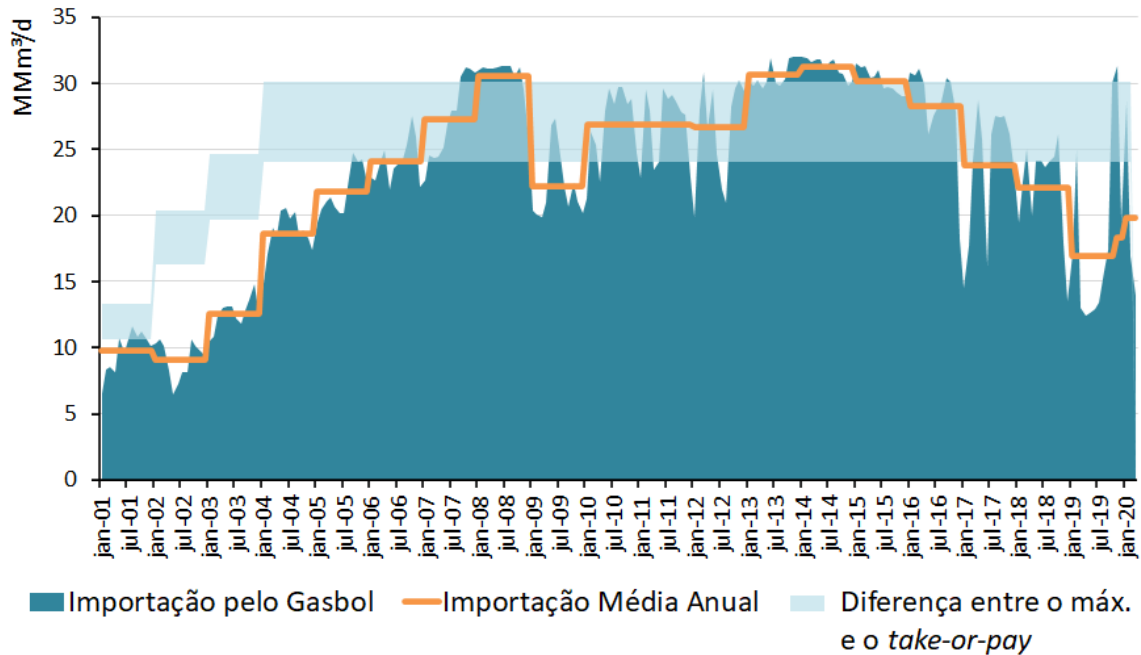
O contrato previa garantias de entrega, no qual se há falha de entrega, a YPFB paga multa proporcional; e garantias de recebimento, através da cláusula de *take-or-pay*. O *take-or-pay* previa um *ramp-up*, com 0% no primeiro ano, 60% no segundo, e 80% a partir do terceiro ano (Mares, 2006). A cláusula de *take-or-pay* tem diferentes condições, conforme o período de apuração dos volumes entregues (Chávez, 2013):

1. **Quantidade diária:** Se o valor diário retirado for inferior a 40% QDG, a Petrobras reembolsará a YPFB pelos custos incorridos na reinjeção da quantidade correspondente de gás;
2. **Quantidade mensal:** se o valor diário retirado no mês for inferior a 80% do QDG (19,26 MMm³/d), a Petrobras pagará a diferença, mesmo sem retirar o gás. Esse gás não retirado em um mês pode ser retirado durante o mesmo ano de não retirada;
3. **Quantidade anual:** ao fim de cada ano, realiza-se o balanço de quanto gás foi entregue e pago. Se a quantidade de gás paga for menor que o referente a 80% (24,06 MMm³/d), a Petrobras paga a diferença e cria um saldo de energia paga e não utilizada que pode ser recuperada nos anos seguintes, até o máximo de 10 anos³⁶.

O Gráfico 2 apresenta o histórico de importação mensal proveniente da Bolívia, a média anual da importação e a faixa entre o mínimo (*take-or-pay* de 80%) e o máximo (a QDC). Por diversos anos a Petrobras importou menos do que o mínimo, principalmente no início da operação do gasoduto, quando a demanda brasileira ainda não estava suficientemente consolidada.

³⁶ Apesar de não explicitar, é claramente o mecanismo de *make-up* associado ao *take-or-pay* de 80% anual.

Gráfico 2. Importação de gás da Bolívia e compromisso de ToP



Nota: Os volumes importados são maiores que o volume contratado (30,08) em alguns momentos devido ao uso do gás ao longo do gasoduto de transporte, que está previsto em contrato.

Fonte: Elaboração própria com dados MME (2020), Chávez (2013) e Mares (2006).

O contrato original prevê que a Petrobras pode recuperar alguns volumes acumulados ao longo dos 20 anos. Nesse sentido há o volume pago e não retirado (o mecanismo de make-up relativo a cláusula de ToP), que representa 1,1 bilhões de m³ de gás; e o volume não pago e não retirado, que se refere a diferença entre o máximo (30 MMm³/d) e o mínimo/ToP (24 MMm³/d) de todo período contratual, que representa 28 bilhões de m³ de gás (YPFB, 2020).

Em março de 2020 a Petrobras e a YPFB assinaram um adendo ao contrato original que prevê a entrega de gás natural por mais seis anos. Esse contrato é para o volume total de 20 MMm³/d, com a seguinte repartição:

- Até 14 MMm³/d, os volumes se referem a quantidade não paga e não retirada do contrato original;
- Entre 14 MMm³/d e 20 MMm³/d, a Petrobras vai recuperar o gás pago e não retirado ao longo do contrato original.

Isso significa que em termos de retirada, o mínimo se estabeleceu e 14 MMm³/d. Além disso, a precificação ligada ao preço internacional de uma cesta de óleo combustível foi mantida.

4.1.2. Contratos de importação de GNL *spot*

Em 2009, a estatal inaugurou o primeiro terminal de importação de GNL em Pecém, no Ceará, com capacidade de 7 MMm³/d. No ano seguinte iniciou-se a operação do terminal de GNL da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, e capacidade de 20 MMm³/d. Em 2014 o terminal da Baía de Todos-os-Santos, na Bahia, com capacidade de 14 MMm³/dia (MME, 2020). Em 2017, a Petrobras antecipou o fim do seu contrato com a Golar, referente à Golar Spirit que estava alocada no terminal de Pecém e tinha vencimento em 2018 (Gomes, 2017). Desde então, a Petrobras aloca os dois FSRUs restantes entre os três terminais construídos, dependendo das condições da demanda locais.

A Petrobras realiza a compra do GNL através do mercado *spot*, conforme a necessidade de despacho das termelétricas. A contratação se dá pela assinatura de *Master Sale Agreements* (MSA) entre a Petrobras e os potenciais fornecedores de GNL, no qual contém todas as informações gerais do contrato, exceto as cláusulas comerciais de compra e venda de GNL. No fechamento de uma compra de carga no mercado *spot* se assina um *Confirmation Memorandum* (CM), com as condições comerciais referentes à negociação (ANP, 2010).

A Petrobras tem mais de 80 MSAs assinados com diversos países, fornecedores e revendedores de GNL (Petrobras, 2014). As importações são provenientes principalmente de países próximos, como Nigéria e Trinidad & Tobago, mas cargas provenientes de países como Catar, Noruega, Estados Unidos e Espanha também tiveram participação relevante nas importações da Petrobras. A Tabela 6 apresenta o resumo dos volumes, preço médio e número aproximado de cargos importados do mercado internacional de GNL.

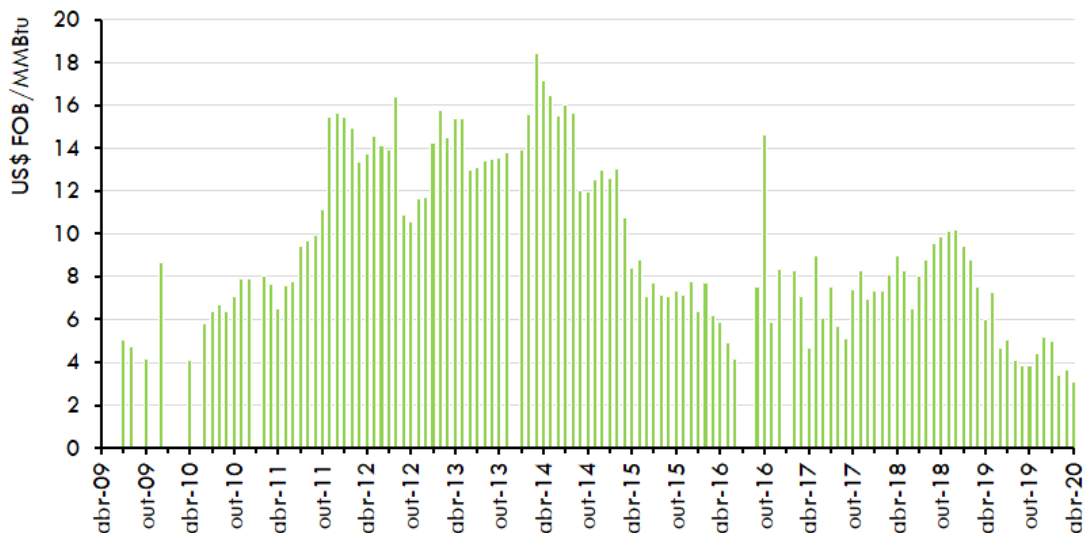
Tabela 6. Tabela resumo das importações de GNL pela Petrobras

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Volume (MMm ³ /d)	14,7	20,7	8,3	5,1	7,4	8,3
Preço médio (US\$ FOB/MMBtu)	14,89	9,27	6,45	6,56	8,72	5,35
Número aproximado de cargas (est.)	70-80	90-100	30-40	20-30	30-40	30-40

Fonte: Elaboração própria com dados Comexstat (2020).

A modalidade *spot* foi escolhida por fornecer a maior flexibilidade possível na oferta de gás natural em comparação com os contratos de médio e longo prazo oferecidos à época da decisão de investimento, em 2006. Apesar de garantir a flexibilidade exigida pelo mercado termelétrico, o mercado *spot* apresenta preços com alta volatilidade conforme observado no Gráfico 3 abaixo.

Gráfico 3. Preço médio mensal do GNL *spot* importado no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados Comexstat (2020).

Apesar da volatilidade ser um ponto negativo para a utilização da importação de GNL *spot* como instrumento de flexibilidade, nos últimos anos os preços têm se mostrado muito competitivos, devido à grande disponibilidade de GNL no mercado internacional. Além disso, a solução de importação de GNL via FSRUs tem infraestrutura muito flexível, podendo a

Petrobras realocar os navios em outras localidades, utilizar como estocagem, sublocar como FSRU ou mesmo para transporte de cargas de GNL.

4.1.3. Contratos da Petrobras com outros produtores

A Petrobras compra o gás natural produzido em campos *offshore* por outros concessionários. Alguns contratos são para a compra do gás na “boca do poço”, antes de entrar no sistema de escoamento. Quando o concessionário possui participação no sistema de escoamento, como por exemplo na Rota 1 e 2 do Présal, a venda do gás ocorre antes de entrar na UPGN. O único contrato com venda a Petrobras depois da UPGN é da produção do campo de Manati (Bacia de Camamu, Bahia), no qual o consórcio do campo tem participação no escoamento e na UPGN (ANP, 2018).

A maior parte desses contratos entre a Petrobras e os demais produtores são confidenciais e não existem informações públicas. Uma exceção é o contrato do campo de Manati.

O campo de Manati é um campo de produção de gás não associada, controlada por um consórcio entre Enauta (45%), Petrobras (35%), Brasoil (10%) e Geopark (10%). O consórcio também é proprietário do gasoduto de escoamento e UPGN associada (ANP, 2018). O contrato firmado entre o consórcio e a Petrobras se refere a toda reserva de Manati, com vencimento em 2030. O contrato estabelece um preço fixo, com reajuste anual a índice de inflação brasileiro, e uma cláusula de *take-or-pay* de 85% sobre a curva de produção esperada para o campo (QGEP, 2018).

Os contratos da Petrobras com as demais empresas produtoras de gás são desconhecidos, mas, por força do Termo de Compromisso de Cessação assinado entre a estatal e o CADE, estes não serão renovados³⁷ (CADE, 2019).

³⁷ Com exceção dos casos em que a compra de gás for para “i) viabilizar a produção de gás em campos produtores, em razão de questões técnicas, regulatórias e operacionais, desde que reportado ao CADE com a justificativa pertinente e limitado a 1 MMm³/dia, sendo que volumes que ultrapassem o referido limite devem ser objeto de deliberação conjunta entre o CADE e a Petrobras; (ii) viabilizar projetos de desinvestimento de ativos do portfólio da Petrobras que envolvam a comercialização de até 1 MMm³/dia, em média anual, por campo produtor, (iii) importação de gás ou ainda (iv) quando houver interesse das partes envolvidas e se tratar de projetos novos, em que a Petrobras participe em consórcio na exploração com outras empresas, desde que limitado a 20% do volume total de gás novo produzido no Brasil, ou seja, aquele cuja produção ainda não tenha ocorrido até a assinatura deste Termo de Compromisso.” (CADE, 2019).

4.2. Contratos *downstream* e as necessidades de flexibilidade

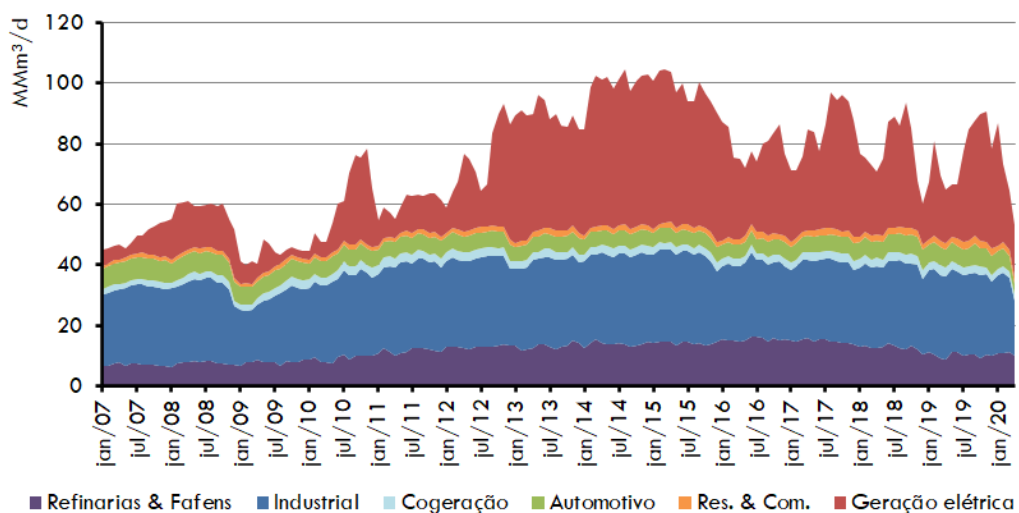
Esta seção tem como objetivo apresentar algumas características dos contratos *downstream* do mercado de gás brasileiro, isto é, os contratos entre os fornecedores de gás (historicamente, a Petrobras) e os consumidores finais (as termelétricas e as distribuidoras locais de gás natural). Ademais, é relevante caracterizar os tipos de demanda de cada segmento consumidor, analisando que tipo de flexibilidade é demandada.

Isto posto, são apresentadas as condições da demanda de gás por parte do setor elétrico e sua relevante variabilidade, além de indicar como se estrutura o fornecimento desse segmento, que por ora tem sido administrado pela Petrobras. Ademais, se apresenta o perfil da demanda não térmica que é suprida essencialmente pelas distribuidoras de gás natural, dado que a figura do consumidor livre ainda não se consolidou no mercado de gás.

4.2.1. As necessidades do mercado termelétrico e os contratos de fornecimento da Petrobras

O setor elétrico é o segundo segmento com maior consumo de gás natural do Brasil, representando 37% do consumo total em 2019 (MME, 2020). Mais relevante que sua magnitude é a variabilidade dessa demanda, conforme pode ser observado no Gráfico 4.

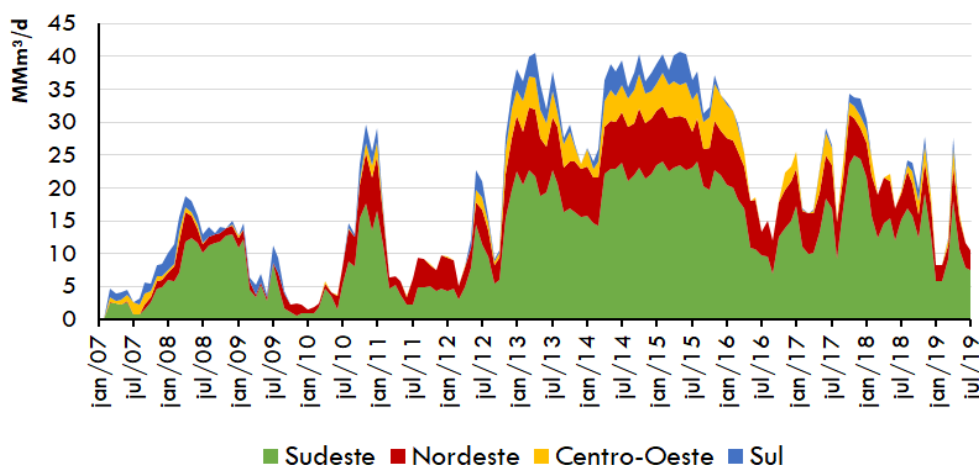
Gráfico 4. Histórico da demanda por tipo de segmento consumidor



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do MME (2020).

O Gráfico 5 apresenta a demanda de gás para o setor elétrico por região, no qual é possível observar que a região Sudeste, principalmente, tem maior despacho térmico contínuo ao longo dos anos. As usinas das demais regiões são utilizadas sobretudo no período seco (entre julho e novembro). Essa é uma questão relevante no balanceamento do sistema, pois as regiões com despacho mais intermitente demandam maior oferta flexível e a infraestrutura local deve ser adequada para suprir essa variação.

Gráfico 5. Demanda de gás natural mensal do setor elétrico por região

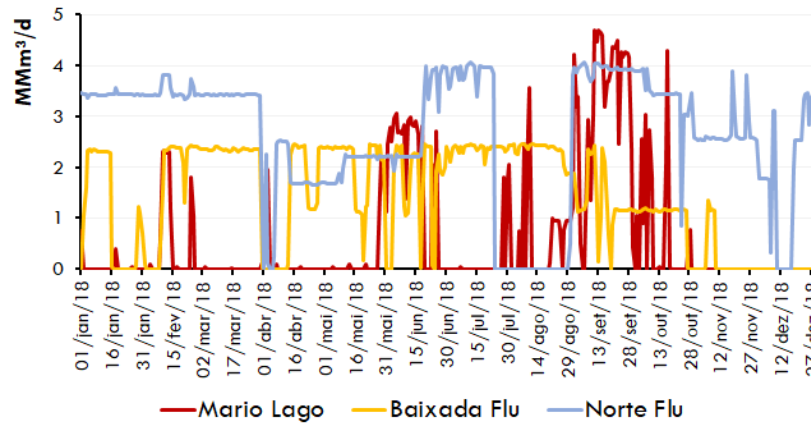


Fonte: Elaboração Própria com dados ONS (2019).

Para exemplificar a variabilidade da demanda de gás natural em curto prazo das usinas termelétricas, foram selecionadas três usinas no Rio de Janeiro e suas variações diárias e horárias com base nos dados de geração do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Ao analisar a variação diária no Gráfico 6, fica evidente que o perfil da demanda termelétrica exige alta flexibilidade do lado da oferta, uma vez que em intervalo de dias a térmica pode despachar entre zero à capacidade instalada máxima da planta. A variação horária também é significativa, conforme observado no

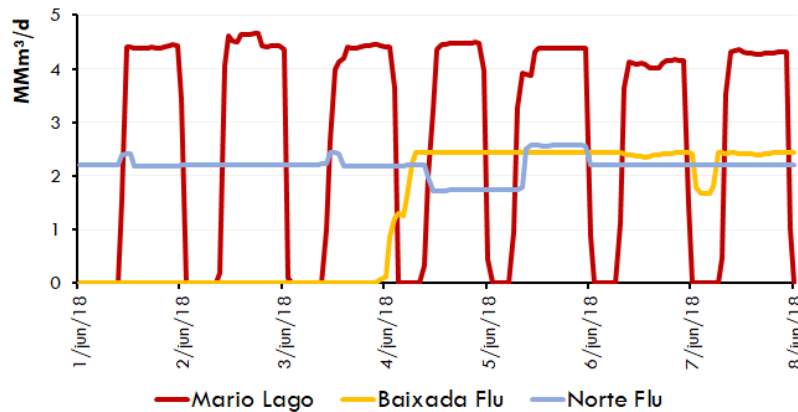
Gráfico 7, com a possibilidade de geração de energia apenas algumas horas de cada dia em uma semana.

Gráfico 6. Demanda de gás natural diária em três térmicas selecionadas em 2018



Fonte: Elaboração Própria com dados ONS (2019).

Gráfico 7. Demanda de gás natural horária três térmicas selecionadas na primeira semana de junho de 2018



Fonte: Elaboração Própria com dados ONS (2019).

A razão para essa variabilidade tão significativa está no modelo adotado para o setor elétrico brasileiro. O Brasil adota um sistema hidro-térmico, no qual as térmicas a gás natural são utilizadas como *backup* do sistema hídrico. De acordo com Leite (2007), as oscilações da demanda termelétrica por gás natural tem dois componentes: (i) um componente sazonal, devido as variações estações secas e úmidas que afetam a geração hidrelétrica; e (ii) um componente aleatório, advindo da possibilidade de secas extremas imprevisíveis, que não permitem recuperação regular dos reservatórios para a geração hidrelétrica. Portanto, a demanda de gás para a geração elétrica depende das condições dos reservatórios hídricos. Essa configuração se mantém pelo desenho adotado para a expansão do sistema elétrico,

através dos Leilões de Energia Nova (LEN), no qual se estabelecem as condições para a participação das termelétricas a gás na matriz elétrica.

A contratação de energia elétrica por parte das distribuidoras de energia elétrica se dá através desses leilões, no qual disputam os empreendimentos de geração de energia elétrica, sendo ofertados contratos em duas modalidades: o produto quantidade e o produto disponibilidade. O produto quantidade é voltado às hidrelétricas, no qual o contrato define um montante de energia a ser entregue às distribuidoras de maneira firme ao longo do período contratual (geralmente de 30 anos). O produto disponibilidade é voltado aos demais tipos de geração, inclusive a geração térmica a gás, no qual o distribuidor paga uma receita fixa (RF) para que o gerador esteja disponível. Se houver efetivamente geração de energia, inclui-se um custo pela geração, o Custo Variável Unitário - CVU (Lisbona, 2014). Dessa forma, a contratação de térmicas e hidrelétricas se dá de maneira distinta, e a flexibilidade das térmicas é um atributo desejado nesse processo.

São três condições na participação das térmicas nos leilões que são relevantes para as questões de flexibilidade no mercado de gás: (i) a necessidade de disponibilidade de combustível; (ii) a inflexibilidade declarada; e (iii) o despacho antecipado.

O primeiro ponto diz respeito a necessidade de ter disponível o gás natural para o despacho máximo da termelétrica. Para o procedimento de habilitação do empreendimento termelétrico para participação do leilão é necessário comprovar a disponibilidade para operação contínua da térmica em horizonte rolante: um primeiro momento para o período de dez anos, posteriormente a cada cinco anos até o fim do contrato³⁸. A disponibilidade de gás natural precisa ser comprovada para a capacidade total da térmica, independente do despacho esperado. Essa exigência, na prática, significa que a fonte de gás natural deve ter volume suficiente para o despacho máximo da térmica, mas deve ser flexível dado que será demandada conforme as definições de despacho do ONS. Dado que o despacho é muito variável e depende das condições hidrológicas, a demanda de gás pelo setor elétrico é altamente imprevisível exigindo que a oferta de gás seja muito flexível.

³⁸ Horizonte rolante instituído desde o leilão A-6 de 2018, Portaria nº 121/2018 do MME.

A segunda condição sensível à questão de flexibilidade do suprimento de gás é a possibilidade de declarar inflexibilidade da usina termelétrica no leilão. O agente que participará do leilão pode declarar um nível mínimo de geração, seja por motivos técnicos dos equipamentos da usina, seja por compromissos contratuais de consumo mínimo, como o *take-or-pay*. Até 2011, os empreendimentos termelétricos a gás natural podiam declarar qualquer nível de inflexibilidade, mas deste então a EPE limitou esse valor ao máximo de 50% da potência da térmica (Santos, 2016). Desde o LEN A-6 de 2017, permite-se a sazonalização mensal da inflexibilidade, desde que a média anual se mantenha dentro do limite de 50%³⁹.

Mesmo que prevista a possibilidade de declarar flexibilidade até 50%, a declaração implica em perda de competitividade dos novos empreendimentos no leilão. A avaliação dos empreendimentos do leilão para contratos de disponibilidade é feita através do Índice Custo Benefício (ICB), sendo selecionados os empreendimentos com menor ICB resultante. O ICB é definido pela seguinte fórmula (EPE, 2005):

$$ICB = \frac{Receita\ Fixa + E(Custo\ de\ Operação) + E(Custo\ Econômico\ de\ Curto\ Prazo)}{Garantia\ Física}$$

Dentre estas parcelas, no leilão, o empreendimento informa seu CVU e inflexibilidade e a EPE calcula, com base nessas informações, o Custo de Operação Esperado (COP), o Custo Econômico de Curto Prazo Esperado (CEC) e a Garantia Física (GF). Durante o leilão, o investidor faz a oferta sobre a Receita Fixa (RF). O nível de inflexibilidade da térmica influencia todos os itens do ICB.

A Garantia Física (GF) representa a energia assegurada ao sistema e quanto maior esse valor, maior a competitividade do empreendimento no leilão (pois menor seu ICB). A GF é calculada pela EPE e quanto maior a inflexibilidade declarada maior a GF resultante, pois a inflexibilidade garante uma energia assegurada mais elevada.

³⁹ As regras dos leilões não são definidas por lei, mas através de portarias do MME para cada leilão, com exceção da Portaria nº 102/2016 do MME que define as condições gerais dos leilões de energia nova, de fontes alternativas e de energia de reserva junto à EPE.

A Receita Fixa representa a receita anual destinada a cobrir todos os custos fixos da operação da usina⁴⁰. A RF também é influenciada pela inflexibilidade, pois os custos do gás natural para a geração mínima são contabilizados como custo fixo. Ou seja, quanto maior a inflexibilidade, maior a Receita Fixa.

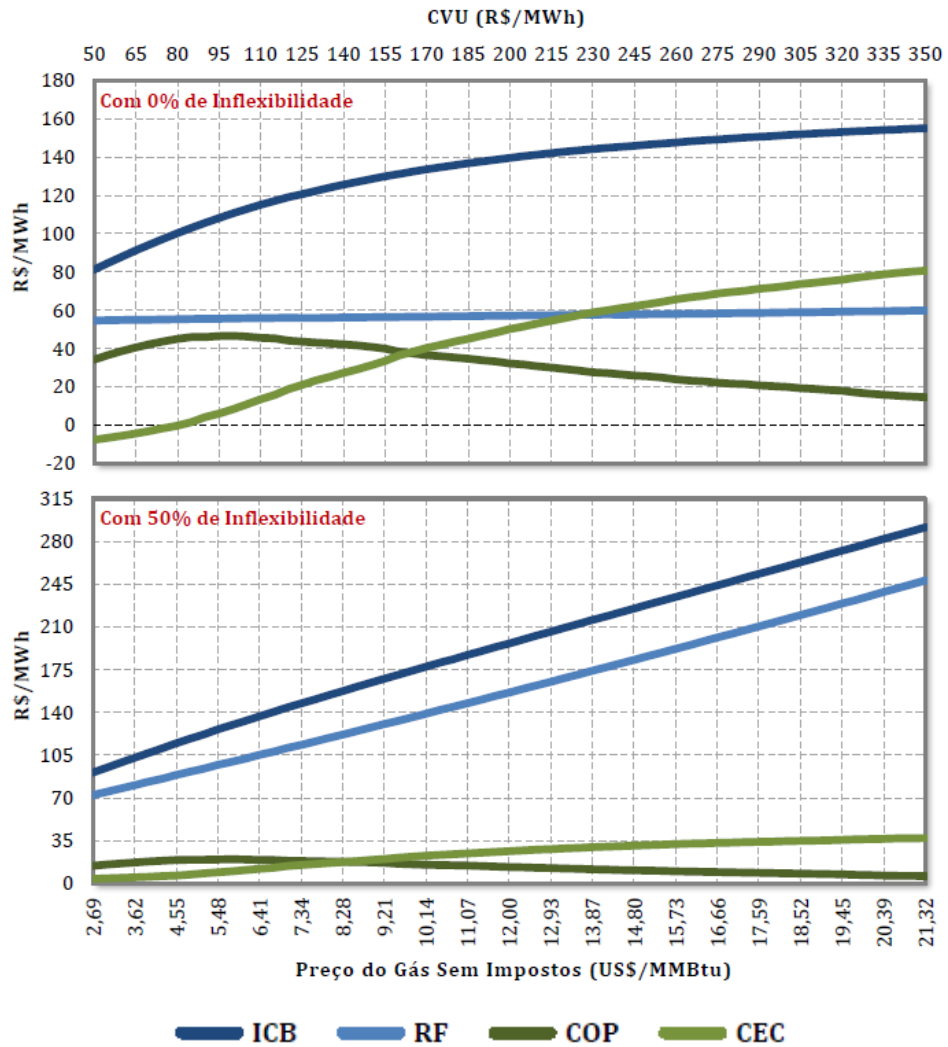
O Custo de Operação Esperado (COP) representa o custo de operação e manutenção variável que gera acima da inflexibilidade, que tem relação com CVU. A inflexibilidade afeta o CVU, pois quanto mais inflexível, menor a parcela variável do custo do gás, e, portanto, menor o COP resultante.

O Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) representa o valor esperado relativo ao grau de não utilização da capacidade do novo empreendimento. A CEC busca quantificar o custo da disponibilidade contratada e não utilizada. Nesse caso, quanto maior a inflexibilidade, maior a utilização da capacidade instalada, e menor o CEC.

Dentre os componentes apresentados, o fator que mais é influenciado pela inflexibilidade e que afeta a competitividade do empreendimento é a Receita Fixa. O Gráfico 8 apresenta os resultados dos componentes do ICB para dois cenários de inflexibilidade e diferentes níveis de CVU. No cenário com inflexibilidade zero, a RF se mantém basicamente inalterada para todos níveis de CVU, isto porque toda a operação da térmica é variável – o que por sua vez impacta mais o COP e o CEC. No cenário com inflexibilidade de 50%, a RF passa a contar com o custo do combustível (CVU) referente a parcela inflexível da térmica. Com um nível baixo de CVU, o ICB não perde tanta competitividade, ficando muito próximo ao cenário de inflexibilidade zero. No entanto, em faixas de CVU mais elevado, maior de torna a RF e maior o ICB, fazendo com que o empreendimento perca competitividade.

⁴⁰ “Dentre eles: os custos de implantação (socioambientais e financeiros); a remuneração dos investimentos; os custos fixos de operação e manutenção (O&M); os gastos com combustível e O&M associados à geração inflexível das térmicas; os custos de conexão à rede de transmissão e distribuição e as respectivas tarifas de uso dos sistemas (TUST ou TUSD); e os encargos pertinentes” (Lisbona, 2014).

Gráfico 8. Comportamento dos componentes do ICB a variações do CVU



Fonte: Lisbona (2014).

A última questão que determina a demanda por flexibilidade do gás no setor elétrico é a definição da ordem de despacho. Após o início de operação do empreendimento termelétrico, o despacho da térmica se dá por decisão do ONS. Baseado em modelos matemáticos, o ONS minimiza o custo total da geração elétrica, decidindo se deve usar água no presente ou armazená-la para o futuro. Dessa maneira, o Operador define quais usinas serão despachadas (além da inflexibilidade) de acordo com a ordem de mérito, que é definida de acordo com o CVU declarado de cada usina, privilegiando àquelas com menor CVU.

O procedimento da ONS consiste em atualizar diversos modelos de previsão semanalmente com dados de nível de reserva, inflexibilidades e outras informações, que resulta em um Custo Marginal Operacional (CMO) semanal. Toda sexta-feira o ONS declara o

CMO da semana seguinte (iniciando na segunda-feira) e as térmicas comparam esta informação com seu próprio CVU, sabendo se serão despachadas ou não na semana seguinte (plantas com CVU menores que o CMO são chamadas a despachar). Isso na prática significa que as térmicas a gás natural têm um período de no mínimo 48 horas para ajustar seu suprimento de gás, o que é inconsistente com os contratos tradicionais de gás natural que normalmente exigem uma programação de entrega com pelo menos um mês de antecedência.

No entanto, o empreendimento térmico que participe do Leilão de Energia Nova pode declarar despacho antecipado para o caso em que seja suprida por GNL⁴¹. Nesse caso, o ONS avisa o despacho da termelétrica a GNL com 60 dias de antecedência, de maneira que seja possível planejar a logística da entrega de carga proveniente do mercado internacional. Atualmente, somente as UTE Linhares (ES), UTE Santa Cruz (RJ) e a UTE Porto do Sergipe (SE) declararam despacho antecipado. As duas primeiras são abastecidas pela Petrobras, o que não significa obrigatoriamente que o combustível utilizado é proveniente de importações de GNL, dado que a empresa pode utilizar gás do seu portfólio.

No entanto, a escolha pelo despacho antecipado implica em um maior ICB⁴² e perda de competitividade no leilão de forma que nem todos projetos integrados com terminais de GNL tem optado pelo despacho antecipado. De fato, os projetos de térmicas do Porto do Açu, detalhados mais a frente, não optaram pelo despacho antecipado.

Todas condições inseridas na sistemática dos Leilões de Energia Nova para as térmicas a gás natural tornam o fornecimento de gás altamente complexo, demandando uma disponibilidade que não segue a lógica da produção de gás no Brasil. Só é possível fornecer a flexibilidade demandada e a comprovação de disponibilidade de gás, como tem sido feito pela Petrobras, através da administração de portfólio com diversas fontes de gás. Alguns projetos que integram a fonte de gás com a termelétrica também têm sido capazes de fornecer essa flexibilidade, dada a dedicação das reservas e infraestrutura para o abastecimento da usina térmica, como o caso das usinas da Eneva no Maranhão. Os projetos integrados de terminais

⁴¹ Resolução ANEEL n° 282/2007.

⁴² Ao cálculo do ICB se adiciona uma parcela (Δk) que representa o custo incremental esperado devido o despacho antecipado das térmicas a GNL.

de regaseificação e termelétricas também têm sido capazes de oferecer a flexibilidade exigida pelo setor elétrico com base na administração de portfólio dos fornecedores de GNL.

As condições estabelecidas para a participação das termelétricas nos leilões por muitos anos impediram o desenvolvimento de novos projetos. As restrições de inflexibilidade e, principalmente, de comprovação de disponibilidade de combustível, inviabilizou o crescimento da capacidade termelétrica independente da Petrobras no sistema interconectado. Além do monopólio do fornecimento de gás, a empresa passou a participar dos leilões como operadora, a partir de 2011. Nesse caso, como apresentado em Farina *et al* (2011), no leilão A-3 de 2011 a empresa tomou algumas posturas anticompetitivas, ofertando contratos mais inflexíveis para seus competidores, e mantendo sua térmica (UTE Baixada Fluminense) com alta flexibilidade e maior competitividade no leilão.

A Petrobras, além de ser basicamente a única fornecedora das termelétricas do sistema interconectado, é também proprietária de 59% da capacidade instalada. Apenas 26% da capacidade instalada total possui contratos para geração de energia elétrica que não é de propriedade da Petrobras. São as usinas: UTE Prosperidade I, UTE Linhares, UTE Santa Cruz, UTE Norte Fluminense, UTE Fortaleza e UTE Termopernambuco. A UTE Prosperidade I é um projeto *gas-to-wire* de pequena escala sendo desenvolvido pela Imetame na Bacia do Recôncavo, dessa maneira, não tem fornecimento de gás da Petrobras, mas tem reservas dedicadas à termelétrica.

As demais termelétricas são abastecidas pela Petrobras, em dois modelos: um contrato previsto no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT); e os contratos de fornecimento de GNL.

Tabela 7. Usinas térmicas a gás natural do Brasil (sistema interconectado de gás)

Nome da Planta	UF	Região	Capacidade Instalada (MW)	Consumo Máximo de Gás (MMm ³ /d)	Compromisso de geração (MW)	Atual proprietário	Contrato de geração
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	RJ	SE	379	2,2	349	Petrobras	01ºLEN (2005)
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	SP	SE	250	1,3	206	Petrobras	01ºLEN (2005)
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	RJ	SE	1.058	5,2	998	Petrobras	01ºLEN (2005)
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	MS	SE	385	2,9	241	Petrobras	01ºLEN (2005)
Termoçaré	CE	NE	242	1,6	217	Petrobras	01ºLEN (2005)
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	RJ	SE	923	5,4	885	Petrobras	03ºLEN (2006)
Baixada Fluminense	RJ	SE	530	2,5	-	Petrobras	12ºLEN (2011)
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	RN	NE	368	2,4	285	Petrobras	20ºLEE (2018)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	MG	SE	226	1,0	212	EDF/Petrobras	---
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	SP	SE	565	2,8	357	Petrobras	---
Juiz de Fora	MG	SE	87	0,5	79	Petrobras	---
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	RS	S	249	1,6	147	Petrobras	---
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	BA	NE	186	1,4	150	Petrobras	---
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	BA	NE	138	0,9	125	Petrobras	---
Fortaleza	CE	NE	347	1,7	327	Enel	PPT
Termopernambuco	PE	NE	533	2,1	494	Neoenergia	PPT
Norte Fluminense	RJ	SE	869	4,1	827	EDF	PPT
Santa Cruz (nova)	RJ	SE	500	2,1	-	Furnas	05ºLEN (2007)
Luiz O. R. de Melo (Ex-Linhares)	ES	SE	204	1,2	-	Linhares	06ºLEN (2008)
Prosperidade I	BA	NE	28	0,1	-	Imetame	22ºLEN (2015)
Modular de Campo Grande (W. Arjona)	MS	CO	206	1,5	-	Grupo Delta Energia	---
Araucária	PR	S	484	2,2	458	Copel	---
Uruguaiana	RS	S	640	2,8	-	AES	---
Camaçari	BA	NE	69	0,5	-	Chesf	---

Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

O PPT foi um programa do governo lançado no ano 2000, com objetivo de criar incentivos que visavam viabilizar o investimento rápido em novas usinas termelétricas a gás natural, num momento em que havia uma alta probabilidade de falta de capacidade de geração elétrica, como de fato se verificou nos anos seguintes com o racionamento de 2001. Ademais, o Programa também buscava aumentar a demanda de gás para remuneração dos investimentos do gasoduto Brasil-Bolívia.

O incentivo do governo no PPT foi realizado em três frentes: garantia de suprimento de gás pelo período de 20 anos; garantia de compra da energia por parte das distribuidoras de energia elétrica, por um período de até 20 anos; e garantia de financiamento especial do BNDES (BRASIL, 2000).

Os contratos de fornecimento de gás do PPT são estruturados em dois contratos “espelho” (*upstream* e *downstream*), ambos tripartites: i) *upstream*: entre a Petrobras e a distribuidora de gás com anuência da termelétrica; e ii) *downstream*: entre a distribuidora e a termelétrica, com anuência da Petrobras. O contrato tem prazo de 20 anos e um preço fixo

para o gás (incluindo a molécula e o transporte), a ser reajustado anualmente pela inflação norte-americana (PPI), taxa de câmbio e IGPM.

O *take-or-pay* do contrato de suprimento com a Petrobras é de 70% na média anual e 56% do volume médio mensal. Também está prevista a recuperação de parcelas de gás pagas e não utilizadas, o *make-up*, em até sete anos após a criação do saldo, com prazo até um ano após o término do contrato (Moraes *et al*, 2007). O *ship-or-pay* desse contrato é de 95% da QDC. As térmicas do PPT têm alta inflexibilidade declarada, alinhado com alto *take-or-pay* do contrato de gás: UTE Norte Fluminense com 52% de inflexibilidade, UTE Fortaleza e a UTE Termopernambuco com 73%⁴³. Além disso, as térmicas do PPT possuem CVU competitivo, devido ao baixo preço do gás fornecido pela Petrobras, o que significa que a probabilidade de despacho é alta. Dessa maneira, as térmicas do PPT têm algum grau de estabilidade em sua demanda, o que facilita as questões de flexibilidade da oferta.

Por outro lado, essas térmicas estão próximas do vencimento dos seus contratos de energia elétrica, com término entre 2023 e 2024. Como essas térmicas vão precisar passar por processo competitivo novamente, a inflexibilidade declarada vai obrigatoriamente diminuir (devido ao limite de 50% estabelecido nos leilões) e o novo contrato de fornecimento de gás deverá ser mais flexível.

Os contratos de fornecimento de GNL da Petrobras foram realizados com a UTE Santa Cruz e UTE Linhares. Ambas declararam inflexibilidade zero nos leilões e a possuem direito ao despacho antecipado de 60 dias. Esses contratos de fornecimento de GNL são do tipo “opção de compra” (ANP, 2016), o que significa que conforme a usina é chamada a despachar pela ordem de mérito com 60 dias de antecedência, a usina aciona a Petrobras para entrega do combustível conforme chamada do ONS. A opção dá direito ao recebimento da QDC acordada, mas com algumas condições. Por exemplo, a quantidade solicitada não pode ser menor que a metade da QDC e não pode ser para dias alternados, apenas consecutivos. No entanto, é

⁴³ Valores calculados com base nas informações fornecidas em EPE (2019a). A UTE Norte Fluminense tem mais de um contrato de energia elétrica, mas apenas um tem inflexibilidade declarada que se refere a 100% da disponibilidade. O cálculo que resultou em 53% foi feito com toda disponibilidade da UTE e comparação com a inflexibilidade de um dos contratos.

possível modular a entrega por hora, se o despacho não for constante, com aviso de um dia de antecedência sobre a necessidade de modulação.

Além do pagamento sobre a molécula e a fórmula do preço do gás, esse tipo de contrato inclui um “Encargo sobre Opção”, no qual se exige um pagamento mensal independente do despacho, com fórmula aplicada sobre a QDC acordada (ANEEL, 2012). Esse pagamento não forma qualquer crédito recuperável e, apesar de não ter uma abertura sobre que custos compõe o Encargo, este deve refletir o custo de reserva de capacidade para a térmica (ie, gasodutos de transporte, terminais de regaseificação, etc).

O contrato de opção de compra prevê uma série de penalidades sobre retirada menor que a programada, ou modificação da programação em período inferior a 60 dias da programação original. Além disso, também está prevista penalidade sobre falha de fornecimento de gás, que inclui soluções em que a Petrobras compensa a falha de geração da termelétrica através da compra de energia substituta ou da utilização do seu saldo de energia armazenada⁴⁴.

Os contratos PPT e os contratos de GNL fornecidos pela Petrobras às térmicas são muito diferentes entre si, apesar de estarem ambos associados ao mesmo tipo de demanda e variabilidade. O contrato PPT tem moldes dos contratos tradicionais de gás, com *take-or-pay* relativamente alto e *ship-or-pay* explícito. Esse foi um contrato estabelecido em um contexto de incentivo a inserção de termelétricas na matriz elétrica e forneceu condições favoráveis em relação ao preço do gás.

O contrato de GNL, por outro lado, se distancia do contrato tradicional e surge após a inserção do despacho antecipado, que facilita a entrega de GNL. No entanto, o contrato não associa a entrega de uma carga GNL específica (de origem ou preço diretamente relacionado), mas sim de um volume gás natural via gasodutos de transporte da Petrobras. Dessa forma, a Petrobras tem total flexibilidade na estratégia de fornecimento dessas térmicas, podendo

⁴⁴ O saldo de energia armazenada se refere a possibilidade das térmicas (nesse caso, das térmicas de propriedade da Petrobras) de despachar fora da ordem de mérito, gerando um crédito com o ONS a ser utilizado em momentos de falta de combustível da térmica (Res. ANEEL nº 272/2007).

utilizar gás nacional ou importado, conforme sua otimização do sistema físico e custos associados.

Os primeiros projetos independentes do fornecimento da Petrobras foram os projetos de usinas termelétricas da Eneva, no Maranhão, e os projetos integrados de GNL. As usinas do Maranhão são um sistema isolado, no qual se integra a produção de gás em terra com as 4 usinas termelétricas com capacidade de 1,4 GW. Por ser um sistema isolado e sem perspectiva de conexão com a rede do restante do país, esse projeto não tem impacto sobre as questões de flexibilidade do sistema interconectado.

Os projetos integrados de GNL, chamados *LNG-to-Power*, são projetos de termelétricas viabilizados com fornecimento de longo prazo de GNL, no qual se inclui a construção de terminais de importação e arrendamento de FSRUs. O Brasil possui dois projetos do tipo *LNG-to-Power* em construção e diversos projetos em estudo⁴⁵.

O projeto de Porto do Sergipe foi desenvolvido pela CELSE, uma *joint-venture* entre a Ebrasil e a Golar Power, e iniciou operação em 2020. O projeto conta com uma térmica de 1,5 GW, que pode consumir no máximo 7,1 MMm³/d. O projeto se viabilizou a partir do 21º LEN, realizado em 2015, onde realizou 26 contratos com distribuidoras de energia elétrica por 25 anos. Durante o leilão, a térmica declarou inflexibilidade zero, de forma que não existe uma previsibilidade de despacho ao longo do ano (SPE/MME, 2015). No leilão, a CELSE incluiu o despacho antecipado para a térmica, de forma que o ONS dá um aviso com 60 dias de antecedência ao despacho físico.

O projeto afretou a Golar Nanook FSRU também por um período de 25 anos, capacidade de regaseificação de 21 MMm³/d e capacidade de armazenamento de 170.000 m³ de GNL (Silva, 2019).

A CELSE assinou LNG SPA com a Ocean LNG (JV entre a Qatar Petroleum e a ExxonMobil) para fornecimento de GNL por 25 anos através do portfólio da Ocean LNG. O contrato é para o volume de 1,3 MTPA, com entrega DES e preço ligado a uma fórmula do Brent (QP, 2016).

⁴⁵ Para mais informações sobre os projetos em estudo e com licenciamento avançado, ver EPE (2019b).

O segundo projeto do tipo *LNG-to-power* está sendo desenvolvido pela Gás Natural Açú (GNA), com duas térmicas sendo instaladas no Porto do Açú (UTE GNA I e UTE GNA II). A GNA tem como acionistas a Prumo Logística, a BP e a Siemens. A UTE GNA I tem início de operação prevista para 2021 e possui 1,4 GW de capacidade instalada (5,5 MMm³/d de gás) a GNA II tem operação prevista para 2023 com 1,6 GW de capacidade instalada (6,8 MMm³/d de gás). A UTE GNA I declarou 0% de inflexibilidade, enquanto a GNA II declarou inflexibilidade de 40% (Penteado, 2019). Para a UTE GNA II, a inflexibilidade foi concentrada no período seco, para aproveitar o período de menor preços no mercado *spot* de GNL (Lisbona & Resende, 2018).

O projeto afretou a FSRU BW Magna, que tem capacidade de regaseificação de 21 MMm³/d e capacidade de armazenamento de 173.400 m³ de GNL. O projeto assinou um LNG SPA que prevê exclusividade de fornecimento com o acionista do projeto BP, que fornecerá o GNL proveniente do seu portfólio.

Os LNG SPAs assinados nos dois projetos *LNG-to-Power* são de extrema relevância para o estudo de caso da flexibilidade, por serem dois modelos de negócio distintos que conseguiram se adaptar para garantir o fornecimento de gás altamente flexível exigido no setor elétrico do Brasil. As duas térmicas iniciais (Porto do Sergipe e GNA I) são totalmente flexíveis (declararam inflexibilidade zero no leilão), de maneira que não existe previsibilidade de despacho firme, e, portanto, a entrega de GNL também deve seguir esse requerimento de flexibilidade. A GNA II declarou inflexibilidade, mas apenas por alguns meses do ano, nos demais fica disponível para o despacho de maneira totalmente flexível.

Cada projeto definiu uma estratégia para conseguir tal flexibilidade. O projeto do Porto de Sergipe assinou contrato com o maior produtor de GNL do mundo, o Catar, que consegue fornecer GNL a baixo custo e com flexibilidade. Por mais que seja totalmente flexível, a térmica garantiu o despacho antecipado, que faz com que seja viável a entrega de GNL em tempo hábil pelo fornecedor de GNL. Não se tem informações públicas sobre o contrato, mas é possível afirmar que o contrato firmado entre a Celse e a Ocean LNG se afastam do contrato típico de GNL, com *take-or-pay* e programação definida com antecedência de três meses. O contrato foi escrito de maneira inovadora e conta com diversos mecanismos que garantem essa flexibilidade na entrega do GNL, incluindo programação de 60 dias (conforme despacho antecipado) e direito de cancelamento.

O modelo de negócio da GNA foi de incluir o fornecedor de GNL ao projeto, de maneira que a questão logística de entrega de GNL fica a cargo da BP. A empresa deve administrar seu portfólio no mercado internacional de GNL para garantir a entrega conforme a programação esperada, dado que a GNA não utilizou o formato de despacho antecipado (o que significa, em prática, que ela deve estar pronta a despachar com prazo de poucos dias). Dessa maneira, a GNA, junto com a BP, está utilizando a mesma estratégia e riscos da Petrobras com relação ao setor elétrico, de monitorar as probabilidades de despacho para prever a necessidade de importar GNL.

Os dois contratos foram assinados em um contexto favorável no mercado internacional de GNL, no qual a oferta crescente e o crescimento das empresas agregadoras garantem uma disponibilidade mais flexível. Esse aspecto do mercado internacional será discutido no Capítulo 5.

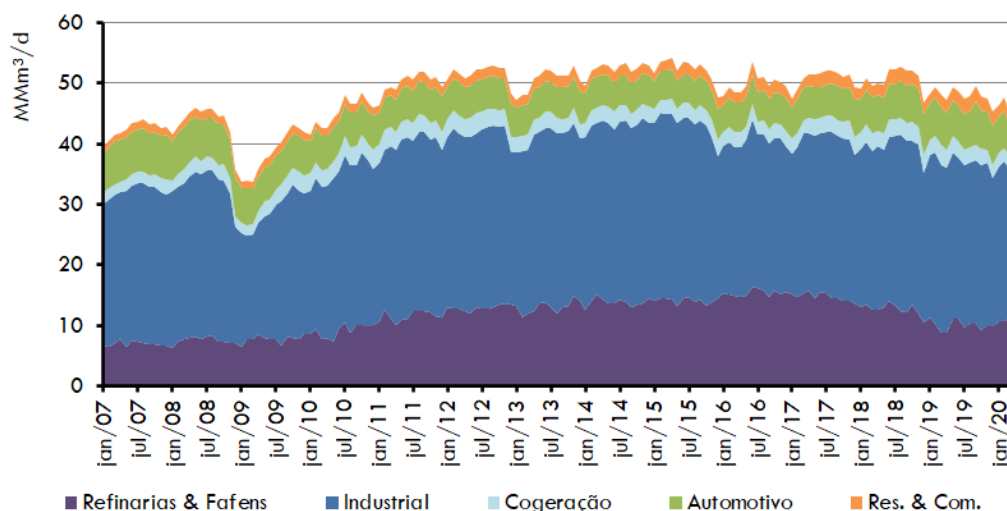
4.2.2. O mercado não-térmico e os contratos de fornecimento da Petrobras

O mercado de gás para o segmento não termelétrico apresenta um perfil muito distinto da demanda de gás para o setor elétrico. No Gráfico 9 é possível visualizar a variação da demanda não térmica, que apresenta alguma sazonalidade, principalmente no segmento residencial, comercial e, em volumes mais relevantes, industrial. O setor industrial é o principal consumidor de gás natural no Brasil, consumindo aproximadamente 45 MMm³/d, que inclui gás natural usado como matéria-prima e refinarias.

A demanda de gás natural no Brasil apresenta certas particularidades em comparação com os mercados maduros de gás natural. Primeiramente, não existe grande variabilidade na demanda devido as condições climáticas e necessidade de calefação, que é um dos pontos mais sensíveis dos mercados mais desenvolvidos, como Europa e EUA. Dessa maneira, o setor residencial e comercial não tem uma participação tão significativa na demanda de gás no Brasil.

Ademais, o setor automotivo tem uma participação relativa importante, em comparação com outros países, dado o grande incentivo de conversão dos carros para uso fo GNV durante a década de 2000.

Gráfico 9. Histórico da demanda por tipo de segmento consumidor não termelétrico



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do MME (2020).

O Anexo B apresenta mais dados sobre a demanda de cada segmento e as variações devido à sazonalidade. O segmento industrial tem variações mais relevantes - de até 5 MMm³/d entre dezembro e janeiro, em médias mensais. Os segmentos residenciais e comerciais têm uma variação de até 450 mil m³/d. Enquanto o segmento automotivo tem uma variação de até 500 mil m³/d.

As distribuidoras de gás sempre lidaram diretamente com a Petrobras para negociar seu fornecimento de gás. Devido às mudanças previstas no mercado de gás, desde 2016, um grupo de distribuidoras lançou chamada pública para aquisição de gás natural em 2018 (ABEGAS, 2018). As distribuidoras foram divididas em dois grupos:

- 1) Sul/Sudeste:** Gas Brasileiro (SP), MSgás (MS), SCgás (SC), Compagás (PR) e Sulgás (RS);
- 2) Nordeste:** Algás (AL), Bahiagás (BA), Cegás (CE), PBgás (PB), Copergás (PE), Potigás (RN) e Sergás (SE).

A maioria dos contratos demandados pelas distribuidoras estava previsto para começar em 2020, mas alguns também nos anos seguintes, e têm duração que varia entre 2 e 5 anos. Essa foi a primeira vez em que houve um esforço para abertura de negociação com outros potenciais fornecedores. Diversas empresas participaram do processo, porém, por ainda

existirem relevantes barreiras para a entrada ao mercado de gás no Brasil⁴⁶, nenhuma foi capaz de oferecer contratos com a segurança de fornecimento exigida pelas distribuidoras e a Petrobras se manteve como única fornecedora viável.

Dessa forma, a Petrobras realizou novos contratos ou aditamento à contratos já estabelecidos com diversas distribuidoras. Esses contratos foram assinados em um modelo diferente dos antigos, principalmente com relação à formulação dos preços da molécula. Em realidade, desde 2016, momento no qual se inicia o debate sobre a abertura do mercado de gás, a renegociação dos contratos de fornecimento da Petrobras já tem incluído algumas modificações para ficar mais orientada à abertura do mercado. Pode-se separar os contratos em três grupos de análise, conforme Tabela 8.

⁴⁶ Uma das principais barreiras é o acesso à rede de transporte. Por mais que a Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) estabeleça o acesso de terceiros aos gasodutos, a Petrobras tem toda capacidade contratada em contratos de longo prazo. Esse é um dos pontos que está sendo endereçado no TCC com o CADE, no qual a Petrobras vai indicar sua capacidade ociosa e as transportadoras poderão oferecer a terceiros. O assunto será mais aprofundado no Capítulo 6.

Tabela 8. Grupos de análise dos contratos das distribuidoras

Grupo	Tipo de contrato	Distribuidoras
Grupo 1	Contratos originais de longo prazo associados ao fornecimento do gás boliviano	Compagás SCgás Sulgás MSgás Comgás
Grupo 2	Contratos de médio e longo prazo anteriores a 2016 - alguns não mais vigentes	Copergás Sulgás CEG CEG Rio Comgás GBD Sergás
Grupo 3	Contratos e aditamentos de curto e médio prazo posteriores a 2016	Compagás (AD4 ao contrato original do Grupo 1) Compagás (contrato novo) Comgás (AD4 ao contrato original do Grupo 1) Comgás (AD5 ao contrato original do Grupo 2) CEG (AD14 do contrato original do Grupo 2) CEG Rio (AD12 do contrato original do Grupo 2) GBD (AD2 ao contrato original do Grupo 2) Sergás (AD5 ao contrato original do Grupo 2) SPS (AD3 ao contrato original do Grupo 2) Algás Bahiagás BR MSgás Pbgás Potigás

Nota: AD significa aditivo ao contrato original, o número representa o número do aditivo.

Fonte: Elaboração Própria.

Os contratos analisados foram disponibilizados pela ANP em seu sítio eletrônico e o Anexo C apresenta um resumo das cláusulas dos contratos vigentes estudados. Os contratos se referem tanto a contratos originais ou a aditivos assinados sobre contratos antigos. A Figura 16 apresenta a localização das distribuidoras que serão analisadas em vermelho, as demais estão fora do escopo da análise, pois algumas distribuidoras não comercializam gás natural porque não tem acesso à infraestrutura de transporte, como GASAP, RONGAS, GÁS DO PARÁ e GASPIISA. Outras distribuidoras, como CEBGAS e GOIASGÁS também não possuem acesso a infraestrutura, mas são supridas em pequenas quantidades através de entregas a caminhão (GNC ou GNL), mas também estão fora do escopo de análise. Os sistemas isolados do Maranhão (GASMAR) e do Amazonas (CIGÁS) também não serão analisados, por não terem influência sobre as questões de flexibilidade do mercado interconectado.

Figura 16. Distribuidoras de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração Própria.

Os contratos do **Grupo 1** foram realizados em paralelo com o contrato de importação da Bolívia e são contratos espelho (ou quase) com as condições estabelecidas no GSA com a YPFB (molécula) e a TBG (transporte). Estes contratos estão vencendo em 2020 e não há perspectiva de mantê-los nas condições originais, nem de uma renovação em contratos de longo prazo. De fato, o contrato da Comgás, por exemplo, foi aditado em 2018 e muda diversas condições de garantias, volumes, prazos e preços, deixando o contrato de importação alinhado com o modelo do Grupo 3.

Por mais que a vigência dos contratos esteja próxima do fim⁴⁷, é interessante analisar os riscos recorridos pela Petrobras nesses contratos originalmente. Por um lado, a Petrobras se comprometeu com as condições do contrato com a YPFB, mas por outro lado não cobrou as mesmas condições das distribuidoras que deveriam ter contratos “espelho”. As fórmulas de atualização dos preços são de fato idênticas, porém nem todas as condições foram alinhadas.

⁴⁷ Com exceção do contrato da MSgás que foi encerrado a partir da assinatura de um novo contrato em dezembro de 2019.

Primeiramente, o *ramp-up* dos volumes do contrato Petrobras-YPFB alcançam o seu pico no sexto ano do fornecimento, com um rápido crescimento, enquanto no contrato das distribuidoras estava previsto o pico apenas oito anos após o início do fornecimento. Além disso, o início do fornecimento estabelecido, é diferente para cada contrato. O da YPFB-Petrobras se iniciou em julho de 1999, alinhado com o contrato da Comgás, mas as demais distribuidoras têm início de contrato apenas para abril de 2000 e junho de 2001. Na prática, isso significa que a Petrobras ficou entre dois e três anos comprometida com o volume máximo (e ToP) enquanto os contratos da SCgás, Sulgás, Compagás e Msgás ainda estavam em *ramp-up*.

As condições de *take-or-pay* são também idênticas⁴⁸ nos dois lados dos contratos, mas com o desalinhamento do início do fornecimento, a Petrobras se comprometeu com uma retirada mínima desalinhada com a retirada mínima das distribuidoras. A estatal assumiu o risco da demanda e foi muito prejudicada nos primeiros anos do contrato de importação, pois além do desalinhamento, a demanda se manteve muito abaixo da expectativa. De fato, fica evidente a magnitude do problema conforme apresentado no Gráfico 2, onde nos primeiros anos a retirada de gás por parte da Petrobras ficou muito aquém do mínimo estabelecido no contrato.

Outro risco assumido pela Petrobras foi o estabelecimento de um *ramp-up* também para o *ship-or-pay* nos contratos com a distribuidora, sendo que o valor estabelecido ao final do *ramp-up* era de 95% da QDC, com possibilidade de recuperação da capacidade paga e não utilizada. Por outro lado, a Petrobras se comprometeu com contratos *ship-or-pay* de toda a capacidade com a TBG, sem nenhum tipo de crédito por capacidade paga e não utilizada. No aditamento dos contratos após 2016 esse desalinhamento foi corrigido e os contratos de importação não apresentam mais esse desalinhamento, de forma que o *ship-or-pay* agora é 100%.

No **Grupo 2**, se inserem alguns contratos prévios ao movimento de liberalização do mercado de gás (iniciado em 2016). Diversos desses contratos foram aditados após 2016 e não estão mais vigentes no modelo antigo, com exceção dos contratos da Copergás e Sulgás.

⁴⁸ ToP anual no Ano 1 de 0%, no Ano 2 de 60% e do Ano 3 para frente de 80%.

Os contratos do Grupo 2 tem vigência de médio a longo prazo (entre 4 e 8 anos), com possibilidade de assinatura de aditivos com prorrogação do prazo do contrato. Esses contratos previam compromisso *de take-or-pay* mensal (entre 60% e 80%) e/ou anual (entre 80 e 90%).

O *ship-or-pay* é referenciado nesses contratos como Retirada Mínima de Reserva e está relacionado a Quantidade Não Retirada (QNR), que é calculada com base no mínimo definido pelo *take-or-pay*. Nos meses/anos em que há QNR, a distribuidora deve pagar uma parcela relativa à capacidade reservada para a entrega do gás referente a capacidade não utilizada. A questão é que se associa um pagamento de capacidade apenas quando a retirada de gás em determinado mês ou ano é menor que o limite do *take-or-pay*. Ou seja, nesses contratos o *ship-or-pay* acaba associado as mesmas porcentagens do *take-or-pay*. Dessa forma, assim como nos contratos relacionados a importação da Bolívia, existe um descasamento entre o *ship-or-pay* cobrado das distribuidoras e o *ship-or-pay* que a Petrobras se comprometeu com as transportadoras.

Alguns contratos possuíam particularidades interessantes que garantiam flexibilidade ao fornecimento. Por exemplo, o contrato da GBD permite uma modulação maior da quantidade diária programada, devido a particularidade do mercado da GBD⁴⁹ que apresenta alta sazonalidade. A Petrobras se compromete a entregar um volume de gás até 25% superior ao QDC, desde que na média do período não seja superior a 110% da QDC.

Outro exemplo interessante de maior flexibilidade no suprimento são os contratos estabelecidos no Rio de Janeiro, com a CEG e CEG Rio. Nos contratos assinados em 2008 foram incluídos quatro tipos de modalidade de fornecimento: Firme Inflexível, Firme Flexível, Interruptível e Firme Contingencial. Os modelos flexíveis estavam diretamente relacionados a consumidores industriais específicos, que poderiam aceitar avisos de interrupção e/ou substituição por outros combustíveis.

A modalidade Firme Inflexível de fornecimento de gás se refere a obrigação da Petrobras de fornecer gás, até o limite da QDC e a distribuidora se compromete a pagar pelo gás,

⁴⁹ A GBD é uma das três distribuidoras de gás do Estado de São Paulo, sendo concessionária da região Noroeste do Estado, cuja atividade econômica é muito influenciada pela sazonalidade das safras do setor agrícola.

incluindo condições de ToP. É a modalidade que é utilizada na maior parte dos contratos atuais, do Grupo 3.

Nos contratos da CEG e CEG Rio, foram incluídas duas modalidades que forneciam flexibilidade à Petrobras, com opção de interrupção de fornecimento. O modelo Firme Flexível prevê que a Petrobras pode reduzir total ou parcialmente o fornecimento de gás desses consumidores por um período mínimo de sete dias consecutivos. Alguns desses clientes poderiam utilizar óleo combustível oferecido pela Petrobras, diante da interrupção do fornecimento de gás. Nesse caso, também se inclui uma compensação à distribuidora pela substituição do gás pelo óleo combustível. O modelo Interruptível é similar, mas com mais flexibilidade para a Petrobras, que tem direito a um período mínimo de quinze dias consecutivos de interrupção e não deve pagamento de compensação à distribuidora. Nesse modelo existe a possibilidade de substituição do gás pelo GLP e a Petrobras fica responsável pelo fornecimento.

Também foi inserido um modelo com flexibilidade para a distribuidora. Na modalidade Firme Contingencial, a distribuidora tem o direito de pedir a entrega de gás e a Petrobras é obrigada a fornecer, até a quantidade limite estabelecida para essa modalidade.

Essas são modalidades interessantes e que dão maior flexibilidade ao fornecimento de gás. No entanto, ao longo dos aditamentos dos contratos da CEG e CEG Rio, esses modelos de fornecimentos alternativos foram abandonados e o fornecimento se restringiu à modalidade Firme Inflexível.

O **Grupo 3** engloba contratos com prazo variado, mas com uma tendência maior ao curto prazo, inclusive com a assinatura de alguns contratos mensais (Comgás, GBD e Naturgy SPS). São principalmente contratos assinados após a Chamada Pública das distribuidoras de 2018 que foram assinados em 2019.

Os contratos permitem a modificação da QDC, mediante assinatura de aditivo, em alguns casos com imposição de um limite para cima ou para baixo. O mais interessante dos

contratos novos é a provisão de reduzir a QDC caso algum cliente se torne consumidor livre⁵⁰. Nesse caso, a QDC pode ser reduzida no montante do volume do referido cliente, dando maior flexibilidade à distribuidora diante de mudanças do mercado.

Quanto as garantias de SoP, nos contratos do Grupo 3 se estabelece o mecanismo de Encargo de Capacidade, que reflete o custo de transporte de gás, que deve ser pago independente do uso da rede. Nesse sentido, o compromisso de SoP é de 100%, alinhado com os compromissos assumidos pela Petrobras com as transportadoras. O ToP também se estabelece apenas no saldo da média mensal, entre 70% e 80%, não se incluindo mais o ToP anual.

Os contratos assinados em 2019 inserem uma inovação quanto a precificação do gás. Até então, o preço da molécula sempre esteve associado aos preços de uma cesta de óleo combustível e nos contratos novos essa fórmula é simplificada ao adotar como indexador o preço do Brent. Isso traz um pouco mais de previsibilidade por ser um benchmark mais utilizado em operações financeiras.

As penalidades sobre a possibilidade de falha de fornecimento da Petrobras e entrega de gás fora da especificação já eram previstas em contratos antigos, mas nos aditamentos desses contratos se incluíram novas penalidades (que estão previstas em alguns dos contratos do Grupo 2, e em todos do Grupo 3).

Os contratos mais modernos incluem uma variedade de penalidades sobre o comprador. As penalidades são principalmente sobre as retiradas de gás em volumes diferentes do programado, tanto para cima quanto para baixo. Além do pagamento da penalidade, para retiradas acima da quantidade programada, se aplica um preço mais caro pelo gás (o chamado Preço do Gás de Ultrapassagem – PGU).

Alguns dos contratos, inclusive do Grupo 2, preveem a possibilidade de paradas programadas com redução da entrega de gás para realizar reparos e manutenção dos equipamentos relacionados ao fornecimento de gás. Essa diminuição é limitada a 20% da

⁵⁰ Consumidor livre é aquele que faz seu próprio contrato de fornecimento com o produtor/importador. Dessa maneira, ele não utiliza o gás da distribuidora, apenas utiliza o serviço de distribuição. No Brasil, esse ainda é um agente pouco relevante, dada a predominância da Petrobras no fornecimento de gás.

média dos últimos doze meses das quantidades retiradas pela distribuidora. As paradas são possíveis diante uma notificação prévia, que varia entre 30 a 90 dias de antecedência, dependendo do contrato. Além disso, a parada não pode ser de mais de 3 dias em um ano e 24 horas consecutivas.

Uma novidade nos contratos assinados recentemente pela Naturgy⁵¹ é a possibilidade de fazer uma operação de *swap*. Nesse sentido a Naturgy internacional⁵² vende GNL do seu portfólio a Petrobras e a Petrobras, por sua vez, vende a mesma quantidade de energia a CEG/CEG Rio, ao preço de aquisição do GNL acrescidos os custos de transporte marítimo, regaseificação e demais custos operacionais.

A conclusão da análise dos contratos é que houve uma clara evolução ao longo dos anos, ao diminuir as assimetrias entre contratos de suprimento da Petrobras (provenientes da Bolívia) e contratos de fornecimento da Petrobras (com as distribuidoras). Nesse sentido, a Petrobras reduziu o risco associado nos contratos que se tornaram mais equilibrados. As condições de flexibilidade também se aprimoraram, permitindo que as distribuidoras modifiquem a QDC.

4.3. A Petrobras e a flexibilidade do mercado de gás natural

Como já discutido anteriormente, a Petrobras é o principal agente do mercado de gás no Brasil desde sua criação, assumindo o controle do mercado em todos elos da cadeia. A empresa, por ser a única fornecedora, também é responsável pelas estratégias de flexibilidade do sistema.

A Petrobras é capaz de fornecer flexibilidade ao sistema de gás, devido ao seu amplo portfólio, pois possui o controle de todo o suprimento no sistema interconectado, da infraestrutura de importação e de parte da demanda (em suas próprias refinarias, termelétricas e fábricas de fertilizantes). Na Figura 17 se apresentam os terminais de regaseificação, as unidades de processamento de gás da empresa, e os gasodutos de

⁵¹ Aditivo nº 14 ao contrato da CEG e Aditivo nº 12 ao contrato da CEG Rio, assinados em 10 de dezembro de 2019.

⁵² A Naturgy é uma empresa espanhola de gás natural, com participação relevante no mercado internacional de GNL.

transporte. Toda a infraestrutura relacionada ao mercado de gás foi desenvolvida pela Petrobras, que possui controle por todo *midstream* da cadeia de gás.

Figura 17. Infraestrutura da Petrobras - flexibilidade pelo lado da oferta



Fonte: Elaboração Própria com dados ANP (2019a).

Além da oferta da molécula, a Petrobras também contratou toda a capacidade do transporte, assim como tem o controle operacional da capacidade de transporte através de sua subsidiária Transpetro (mesmo depois que a Petrobras vendeu 90% de suas ações, os novos proprietários da NTS e TAG, continuarão a usar a Transpetro por vários anos, sob contratos de serviço).

Dado que a Petrobras tem o controle da infraestrutura e das fontes de suprimento, as demandas por flexibilidade do mercado são integralmente solucionadas pela empresa, através da utilização de modelos econômicos e operacionais para otimizar o fluxo de gás no sistema, permitindo lidar com as necessidades de flexibilidade da maneira mais econômica.

A principal questão a ser abordada pela Petrobras na coordenação do mercado é como lidar com a demanda do setor de energia elétrica devido sua alta volatilidade. Nesse sentido, é bastante relevante que a empresa tenha instrumentos do lado da oferta para lidar com a necessidade de flexibilidade pelo lado da demanda termelétrica.

Como explicado na introdução do capítulo, a solução da Petrobras para gerenciar a demanda altamente variável do setor de energia elétrica foi incluir GNL *spot* em seu portfólio, construindo três terminais de GNL e comprando no mercado *spot* internacional, quando necessário. Essa estratégia serve como instrumento de flexibilidade aumentar a injeção de gás no sistema, adicionando volume ao sistema quando as usinas são chamadas para despacho.

A Petrobras administra a importação de GNL conforme a probabilidade de despacho das térmicas de quem ela é fornecedora. A estatal executa um modelo, atualizando os dados de entrada constantemente, projetando o que poderia ser o despacho nas próximas semanas. Tomando os resultados do modelo, a Petrobras define o volume de GNL necessário para garantir o fornecimento às termelétricas. Em paralelo, a estatal também analisa as condições do mercado internacional de GNL, para avaliar se existe o risco de não encontrar cargas disponíveis no futuro próximo (por exemplo, se há baixos níveis de armazenamento no mercado asiático e é esperado um inverno intenso).

Considerando a demanda esperada da usina e as condições do mercado de GNL, a estratégia de aquisição da Petrobras é definida para disponibilizar o GNL quando houver probabilidade de despacho. Na maioria das vezes, o GNL é mantido nos metaneiros arrendados pela Petrobras⁵³ que se mantêm próximos à costa brasileira, mas também existe a possibilidade de descarregar e usar o armazenamento FSRU (assim como devolver a carga da FSRU para o metaneiro para reexportação de volumes de GNL).

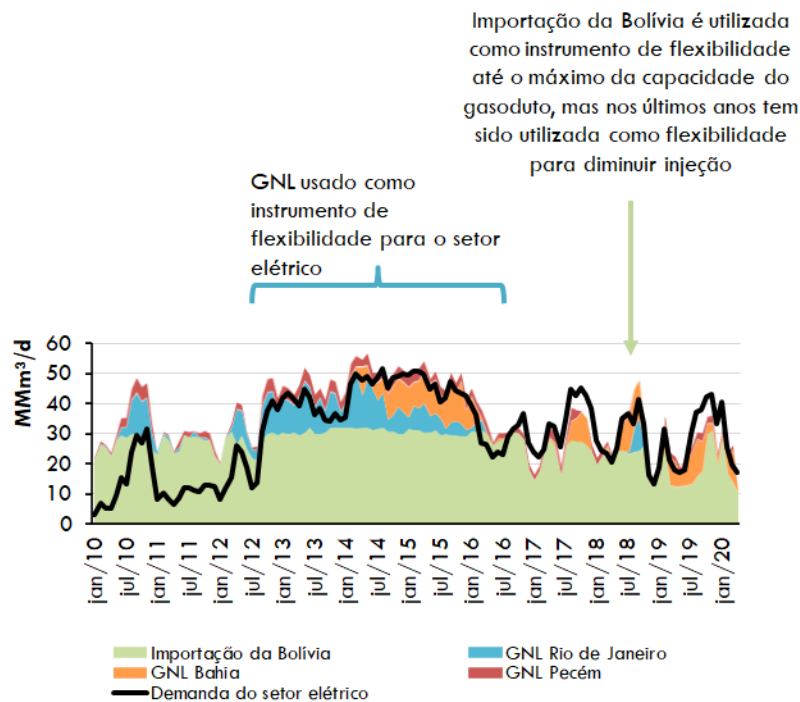
Se as termelétricas não forem chamadas a despachar, a Petrobras poderá revender a carga comprada no mercado internacional. Se houver atraso na entrega de uma carga, a Petrobras poderá gerenciar no curto prazo com outras opções de fornecimento (GNL armazenado em outro terminal, fornecimento doméstico, etc).

As importações de gás da Bolívia também servem como instrumento de flexibilidade, tanto para maior quanto menor injeção. A Petrobras pode seguir estratégias diferentes ao longo dos anos: pode importar o volume mínimo estabelecido pelo ToP e usar a diferença até a capacidade máxima do gasoduto para modular a oferta quando há demanda adicional, ou

⁵³ A Petrobras possui 4 metaneiros arrendados para sua utilização que totalizam quase 600 mil m³ de GNL que podem ser transportados (Tupiassú, 2016).

importar o máximo e modular para baixo, conforme a demanda diminua. Essa é uma estratégia que pode ser desenhada com base na localização da variação da demanda e dos preços relativos dos demais instrumentos de flexibilidade de oferta disponíveis. O Gráfico 10 exemplifica o uso dos instrumentos de flexibilidade relacionados às importações de gás e GNL em relação com a demanda de gás do setor elétrico.

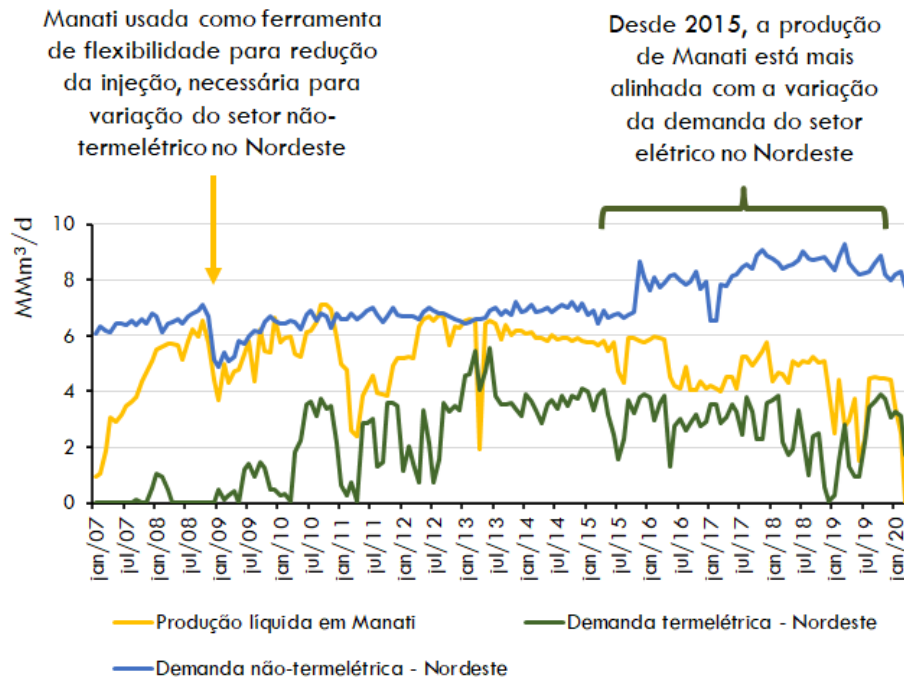
Gráfico 10. Exemplo da utilização das importações de gás e GNL como ferramenta de flexibilidade



Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

A Petrobras possui outros instrumentos de flexibilidade da oferta, como por exemplo a produção em campos de gás não associado. O campo mais relevante nesse sentido é o campo de Manati. O Gráfico 11 apresenta o histórico de produção de Manati e das demandas térmicas e não térmicas da Região Nordeste. O campo de Manati é utilizado principalmente como instrumento para flexibilidade para reduzir a injeção no sistema, dado que tem o incentivo de produzir na capacidade máxima e utilizar a variação entre o máximo e o limite do ToP, conforme acordo entre o consórcio explicitado anteriormente.

Gráfico 11. Exemplo da utilização de Manati como ferramenta de flexibilidade



Fonte: Elaboração Própria com dados ANP (2020) e MME (2020).

A Petrobras, por ter controle sobre a logística do gás natural, também tem acesso ao instrumento de flexibilidade no uso dos gasodutos de transporte, através do *line packing*. É um instrumento de flexibilidade relevante para corrigir desbalanceamentos do sistema, por períodos curtos (horas e dias), mas não é tão relevante para lidar com a grande variabilidade da demanda no Brasil.

Pelo lado da demanda, a Petrobras também tem a possibilidade de modular para absorver mais ou menos gás. Como visto na Tabela 7, a estatal tem importante participação no parque térmico e tem a possibilidade de gerar eletricidade além da chamada de despacho do ONS, para venda da energia ao mercado livre de energia. Nesse sentido, a utilização das térmicas serve como instrumento de flexibilidade para aumentar a retirada do sistema, com capacidade de absorver excesso de oferta no sistema.

A Petrobras também possui refinaria e plantas de fertilizante⁵⁴, que podem reduzir marginalmente seu consumo de gás, se configurando como instrumento de flexibilidade para diminuir a retirada de gás, mas de forma limitada.

4.4. O mercado de gás no Brasil: uma análise sobre os custos de transação

O estudo de caso da Petrobras e a rede de contratos que se estabeleceu no mercado de gás no Brasil está bastante alinhado com o que preconiza a Teoria dos Custos de Transação. As principais condições que definem a relevância dos custos de transação em um mercado são a especificidade dos ativos, incerteza e frequência das transações. Os mercados de gás se caracterizam por ter relevante custo de transação proveniente da existência de ativos específicos e incerteza. A Tabela 9 apresenta as condições do mercado de gás no Brasil sob a ótica da Teoria dos Custos de Transação, que se estabeleceram desde o início da construção do mercado.

Tabela 9. Resumo das condições do mercado de gás no Brasil

Aspectos	Mercado de gás no Brasil até 2015
Especificidade dos ativos	Mercado de gás tem relevantes ativos específicos com investimento principal da Petrobras (cadeia de escoamento <i>offshore</i> , gasodutos nacionais e Gasbol)
Incerteza	Risco de Demanda: Demanda sazonal do setor elétrico e não elétrico Risco de Suprimento: Administrado pela Petrobras através de seu portfólio Risco de Preço: Administrado pela Petrobras (referentes aos contratos de GNL <i>spot</i>) e pelas distribuidoras (referente ao contrato com a Petrobras)
Frequência das transações	Transações frequentes para manter o fluxo de oferta no mercado local
Número de participantes	Petrobras mediando poucos fornecedores e muitas distribuidoras
Solução para custo de transação	Integração vertical completa (da produção/importação à distribuição pela Gaspetro) e contrato de longo prazo para importação da Bolívia

Fonte: Elaboração Própria.

No Brasil, a construção dos ativos específicos foi realizada pela Petrobras que, para lidar com o custo de transação, assumiu um posicionamento de integrar a cadeia tanto do lado da oferta como da demanda. No caso da importação de gás da Bolívia, que também apresenta

⁵⁴ As plantas de fertilizante da Petrobras estão atualmente em hibernação, devido a falta de economicidade da produção de fertilizante. A estatal tenta vender os ativos em seu processo de desinvestimento.

relevantes custos de transação, o recurso de governança utilizado foi o estabelecimento de um contrato de longo prazo. Com essas estratégias, o risco de *hold up* associado à especificidade dos ativos da cadeia de gás foi mitigado.

Em consideração às incertezas, os riscos de demanda, principalmente do setor elétrico, e de suprimento, principalmente associado às importações da Bolívia e potenciais interrupções de produção doméstica, precisaram ser administrados pela estatal. Para mitigar os riscos associados a incerteza do mercado de gás, a Petrobras tomou a decisão de importar GNL no mercado *spot*, de maneira que os riscos de demanda e suprimento foram endereçados nessa estratégia.

Uma questão pertinente é analisar se as condições que resultam em custos de transação relevantes se modificaram. O perfil dos ativos de escoamento, processamento e transporte que possuem um perfil de relevante especificidade, se modificaram, mas apenas marginalmente, pois ainda servem basicamente à estrutura integrada da Petrobras. A modificação nesse sentido está mais na dedicação dos ativos que antes serviam apenas à produção da Petrobras e às distribuidoras, também parte do sistema Petrobras. Com o aumento do número de participantes, tanto na produção/fornecimento como na demanda, menor a especificidade dos ativos e risco de *hold up*, mesmo que ainda sejam coordenados pela estatal atualmente.

A demanda por flexibilidade e segurança de suprimento são muito relevantes no mercado de gás brasileiro, devido o perfil do setor elétrico de alta variabilidade. Por mais que alguns aprimoramentos tenham ocorrido no setor elétrico, como o despacho antecipado e declaração de inflexibilidade, a variabilidade do segmento ainda é um fator que gera elevada incerteza no mercado de gás. O suprimento do mercado interconectado ainda está concentrado na estatal, de forma que os riscos de suprimento são administrados pela empresa através de seu portfólio diversificado e não há indicações de que esse risco tenha se modificado fortemente. Dessa maneira, pode-se concluir que as incertezas do mercado de gás, representada pelos riscos de demanda e suprimento não tiveram modificação expressiva no Brasil.

Portanto, o mercado de gás no Brasil ainda apresenta um relevante custo de transação, principalmente associado às incertezas e riscos. O ponto chave desse debate é que os riscos são mitigados pelos instrumentos de flexibilidade e que no Brasil a solução se deu mais por um viés contratual (diversificação do suprimento, evolução dos contratos para distribuir melhor os riscos entre agentes) do que pela construção de uma vasta infraestrutura de flexibilidade (principalmente representada pela construção de ESGN).

4.5. Conclusão do capítulo

O presente capítulo teve como objetivo apresentar as condições de flexibilidade do mercado de gás brasileiro, com foco nas condições contratuais estabelecidas pela Petrobras com seus clientes e fornecedores. Para lidar com os riscos e altos custos de transação envolvidos no estabelecimento de um mercado com diversos ativos específicos e relevante incerteza, foi necessário desenvolver uma estrutura verticalizada tendo a estatal como elo central.

Um ponto relevante no perfil da demanda de gás brasileira é a variabilidade e imprevisibilidade da demanda de gás pelo setor elétrico. O modelo adotado para expansão e geração de energia elétrica privilegia a despachabilidade e disponibilidades das usinas termelétricas. Esse perfil sempre foi um desafio para o suprimento de gás e foi solucionada pela Petrobras através da importação de GNL *spot*. Os contratos de suprimento oferecidos pela Petrobras para térmicas são contratos de opção de retirada de gás com pagamento de encargo fixo pela capacidade, com exceção dos contratos definidos no âmbito do PPT que tem uma estrutura clássica com *take-or-pay*.

O suprimento do mercado não termelétrico, representado pelo consumo das distribuidoras, apresentou evolução em algumas condições ao longo dos anos com o aprimoramento da repartição de riscos entre as partes contratuais (distribuidoras e Petrobras). Por mais que não seja um mercado com grande variabilidade em comparação com setor elétrico, as condições contratuais estabelecidas originalmente eram muito mais rígidas e havia um claro desalinhamento entre os riscos assumidos pela Petrobras como importadora e pelas distribuidoras como clientes.

A solução de flexibilidade adotada pela Petrobras foi de associar a integração vertical com um portfólio de fornecimento: importação da Bolívia com contrato de longo prazo e ToP que fornecia uma faixa flexível, importação de GNL *spot* acionada conforme variação da demanda termelétrica, produção doméstica de gás em amplo portfólio nacional. Com essas condições foi possível mitigar os riscos associados ao mercado de gás e controlar os custos de transação.

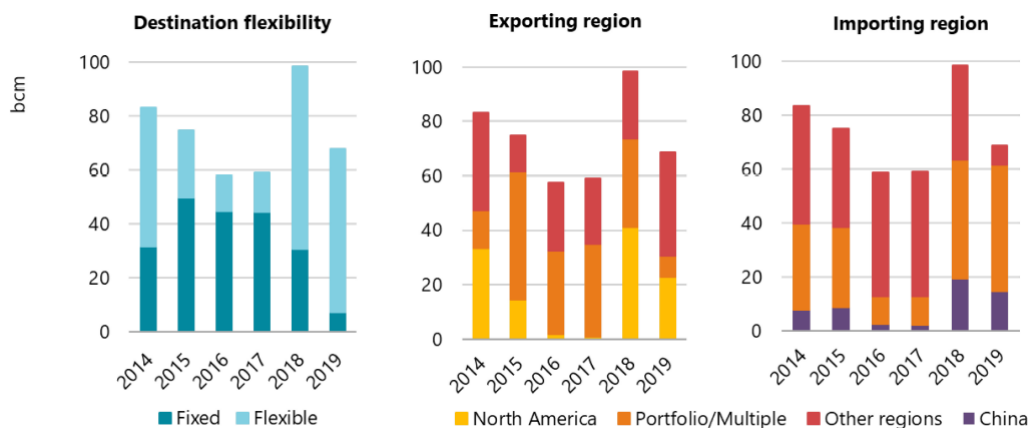
Desde 2016 a Petrobras vem readequando seu portfólio no mercado de gás natural, renunciando à condição de monopolista. Esse foi um movimento iniciado pela própria estatal que culminou em mudanças regulatórias e decisões em defesa da concorrência. É certo que as condições de especificidade dos ativos não se modificaram fortemente, a infraestrutura permanece com a mesma característica de dedicação a mercados específicos e as condições de incerteza também se mantêm bastante presentes. A mudança não está nos riscos associados ao mercado de gás, mas no apetite da Petrobras por esse risco.

Incentivadas pelas discussões sobre a predominância da Petrobras no mercado do gás, as regras para participação das termelétricas foram flexibilizadas. O relaxamento das regras nos últimos anos, com possibilidade de sazonalizar a flexibilidade, o horizonte rolante para a comprovação de disponibilidade de combustível e a possibilidade de despacho antecipado incentivou a diversificação de *players* a participar dos empreendimentos. Portanto, os riscos de demanda associados ao setor elétrico se tornaram mais palatáveis a investidores, que buscaram soluções isoladas e independentes do sistema Petrobras.

Capítulo 5. Evolução do mercado de GNL e a questão da flexibilidade

O mercado internacional de GNL está em um momento de grandes mudanças e inovações, impulsionado pela inserção de novos *players* e modelos de negócios. O Gráfico 12 ilustra esse movimento de diversificação do mercado de GNL. Nos últimos anos vimos crescer a quantidade de contratos assinados com destinação flexível, muito associado aos projetos de liquefação da América do Norte. A maior flexibilidade inserida no mercado está no crescimento da participação dos agregadores, atuando tanto como compradores como vendedores do GNL.

Gráfico 12. Contratos assinados destacando flexibilidade de destino, região exportadora e região importadora (2014-2019)



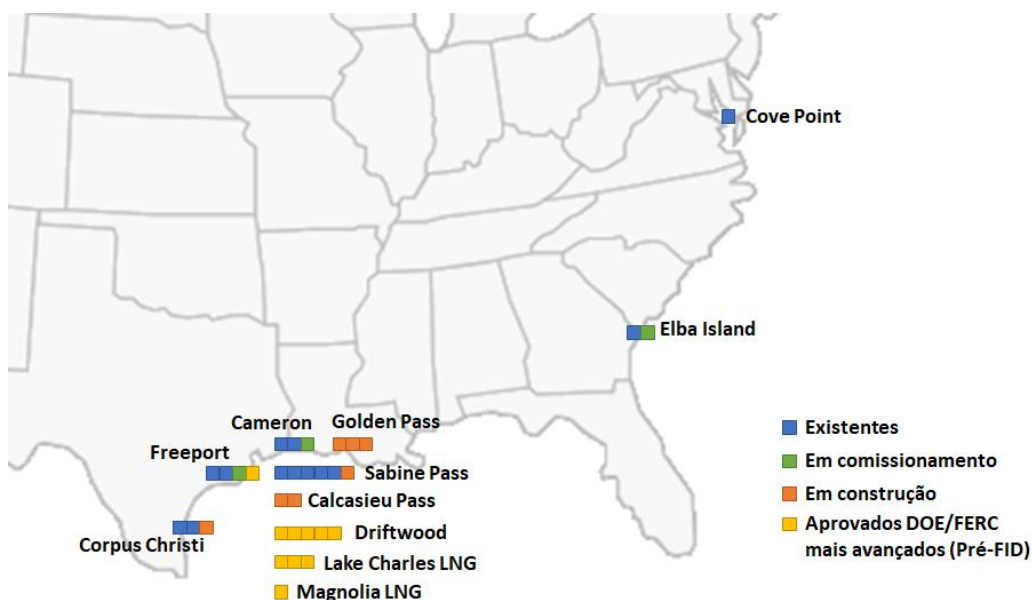
Fonte: IEA (2019b).

O objetivo do presente capítulo é apresentar as condições atuais do mercado de GNL, no que diz respeito às inovações que vem impactando a flexibilidade do mercado, tanto pela maior disponibilidade de volumes *spot* como pelas novas possibilidades contratuais. Nesse sentido, primeiramente se apresentará um estudo de caso do modelo de negócios e contratos dos novos terminais de GNL da América do Norte. Em seguida, será também analisado o modelo de negócio dos agregadores, que é o principal responsável pelo aumento da flexibilidade no mercado internacional. Por fim, será apresentado o papel dos compradores nessa equação, tanto nas exigências de condições mais flexíveis (compradores asiáticos) como oferecendo acesso ao mercado local flexível (compradores/mercado europeu).

5.1. Estudo de caso dos projetos da América do Norte⁵⁵

Atualmente, existem 35 projetos de GNL nos EUA em diferentes estágios de desenvolvimento. Há 5 projetos já em operação, 8 em construção (dentre novas plantas e novos trens de liquefação em plantas existentes), e os projetos restantes estão aguardando as aprovações do DOE e/ou da FERC⁵⁶ e muitos deles podem não receber um *Final Investment Decision* (FID). Uma das particularidades do caso dos EUA é que quase todos os terminais em construção e em operação são conversões de plantas ou projetos de regaseificação e, por essa razão, algumas das infraestruturas já estavam em funcionamento - reduzindo, portanto, os custos de construção associados. Esta configuração é o que diferencia os projetos *brownfield* (projeto realizado em expansão ou modificação de um existente) e os *greenfield* (projeto realizado do zero). Na Figura 18, abaixo é possível visualizar a localização e o status dos trens de liquefação dos projetos já em operação, em construção e esperados (aqueles que já tem aprovação do DOE e FERC e com andamento mais avançado).

Figura 18. Projetos de liquefação nos Estados Unidos



Fonte: Elaboração própria com informações de EIA (2020).

⁵⁵ A elaboração dessa seção usou como base, além da bibliografia indicada ao longo do texto, diversos documentos disponíveis no site do regulador federal (FERC), referenciados no Anexo D.

⁵⁶ Para estabelecer um projeto de liquefação nos Estados Unidos, a empresa deve passar pelo processo de certificação do Departamento de Energia (DOE) e do regulador federal (FERC). Em termos práticos, os projetos que passam pelo rito regulatório têm maior possibilidade de ir a frente com o projeto, pois é decisório para a Decisão Final de Investimento (FID).

Os projetos dos EUA podem ser divididos em 4 modelos de negócios distintos, com diferentes modelos contratuais: o modelo Cheniere, o modelo Tolling, o modelo Equity/Cost e o modelo integrado. Na análise também incluímos o terminal LNG Canada, por fazer parte dos modelos inovadores que estão definindo a tendência do desenvolvimento de projetos de GNL.

5.1.1. Modelo Cheniere

O modelo de negócios da Cheniere Energy⁵⁷ nos terminais Sabine Pass e Corpus Christi foi o primeiro de seu tipo no mercado de GNL e marca o início de uma onda de inovações nos projetos e contratos deste mercado. Além de ser a pioneira em projetos de liquefação, Cheniere Energy desenvolveu um contrato de GNL inovador⁵⁸, misturando conceitos do TUA com LNG SPA. O mercado tem chamado o modelo da Cheniere de *tolling* modificado, mas é mais apropriado tratar como uma LNG SPA modificado.

Na estrutura clássica do *tolling*, a empresa da planta de liquefação vende seus serviços para o agente do *upstream* (produtor ou comercializador), não tendo qualquer participação nos contratos de gás (GSA, LNG SPA, GTA). Neste caso, estabelece-se um TUA, conforme apresentado anteriormente, com uma taxa cobrada pelo serviço de liquefação.

A Cheniere Energy oferece um contrato do tipo LNG SPA e, portanto, prevê a entrega de gás liquefeito à outra parte, porém inclui um elemento do *tolling*, que é a previsão de uma taxa para o serviço de liquefação, que é paga independente do uso do terminal. Dessa maneira, paga-se pela reserva de capacidade do terminal e um adicional pela molécula. A parcela da molécula é baseada no Henry hub e um adicional pelo transporte e *procurement* de gás doméstico, que é realizado pela Cheniere. A empresa assinou aproximadamente 20 GSAs e GTAs para fornecer gás e transporte a ambos os terminais, em contratos de longo

⁵⁷ Cheniere é uma empresa dos Estados Unidos fundada em 1966 por Charif Souki que investiu em terminais de regaseificação no início dos anos 2000, quando a perspectiva era de que o país seria um grande importador de GNL. Com o boom da produção de *shale gas*, os projetos de regaseificação não tinham mais utilidade ao mercado doméstico. A Cheniere foi a primeira empresa a seguir com o projeto adicionando trens de liquefação, permitindo que a exportação de GNL do país (Helman, 2005).

⁵⁸ A descrição dos contratos da Cheniere Energy se baseia nos LNG SPAs disponibilizados pela empresa por força da regulação da US Securities and Exchange Commission, conforme Anexo D.

prazo⁵⁹. Na Tabela 10 abaixo estão resumidas as informações dos contratos oferecidos pela Cheniere Energy referente as capacidades de Sabine Pass e Corpus Christi.

Tabela 10. LNG SPAs da Cheniere Energy

Terminal	Capacidade total do projeto (MTPA)	FID*	Status	Tipo de projeto	Tipo de contrato	Compradores	Assinatura do contrato	Período (anos)	Volume (MTPA)	Modelo de entrega	Taxa de tolling (US\$/MMBtu)
Sabine Pass	27,0	2012	Operacional ¹	Brownfield	LNG SPA (inclui taxa de tolling)	Shell (anteriormente BG)	2011	20	5,5	FOB	\$2,25-\$3,00
						Naturgy	2011	20	3,5	FOB	\$2,49
						GAIL	2011	20	3,5	FOB	\$3,00
						Kogas	2012	20	3,5	FOB	\$3,00
						Cheniere Marketing	2012	20	N/A ²	FOB	N/A ²
						Total	2012	20	2,0	FOB	\$3,00
						Centrica	2013	20	1,8	FOB	\$3,00
						Petronas	2018	20	1,1	FOB	N/A
Corpus Christi	13,6	2015	Operacional	Greenfield	LNG SPA (inclui taxa de tolling)	Pertamina	2013/2014	20	1,5	FOB	\$3,50
						Endesa	2014	20	2,3	FOB	\$3,50
						Iberdrola	2014	20	0,8	FOB	\$3,50
						Naturgy	2014	20	1,5	FOB	\$3,50
						Cheniere Marketing	2014	20	N/A ²	FOB	N/A ²
						EDF	2014	20	0,4	FOB	\$3,50
						EDP	2014	20	0,8	FOB	\$3,50
						Woodside	2015	20	0,9	FOB	\$3,50

*FID do primeiro trem do projeto (em geral os projetos são desenvolvidos em módulos/trens)

¹Trem 1-5, Trem 6 recebeu FID em 2019 e está em construção

²Volumes são definidos pelo excedente dos terminais, após os outros compradores definem o QAC do ano em questão

Fonte: Elaboração própria com base em anúncios da Cheniere.

Outro ponto importante dos LNG SPAs da Cheniere é que estes definem claramente que não há restrições de destino e o comprador pode revender qualquer carga da sua QAC e entregá-la em qualquer destino de sua escolha. Essa é uma diferença importante com os contratos tradicionais que incluem cláusula de destino para as cargas adquiridas e uma inovação com grande impacto ao mercado.

Outra inovação relevante que distancia este modelo do LNG SPA tradicional, é a não inclusão de uma cláusula de *take-or-pay* explícita e, por sua vez, nenhuma cláusula de *make-up* sobre volumes pagos e não retirados. O contrato pode ser interpretado como ToP de 100% sobre a taxa de liquefação, sem direito de *make-up*.

O comprador tem o direito de cancelar qualquer volume de gás liquefeito, desde que avisado em tempo suficiente (dois meses nos contratos da Cheniere), sem pagar uma penalidade sobre isso, apenas a taxa de liquefação⁶⁰. Dentro da janela de 2 meses ainda é possível cancelar, mas está previsto uma taxa pelo cancelamento muito próximo a entrega.

⁵⁹ Informação disponível em <https://www.energy.gov/fe/downloads/long-term-contract-information-and-registrations>

⁶⁰ Como apresentado anteriormente, é o caso *take-or-cancel*, como definido por Rogers & Hwang (2017).

A Cheniere vendeu sua capacidade de liquefação para várias empresas em contratos de 20 anos: BG (agora Shell), Gas Natural Fenosa (agora Naturgy), GAIL, KOGAS, Total e Centrica, retendo alguma capacidade às suas próprias oportunidades comerciais pela subsidiária Cheniere Marketing. Como braço comercial da Cheniere Energy, a Cheniere Marketing tem o direito de vender o excedente de GNL dos projetos Sabine Pass e Corpus Christi nos mercados a curto, médio, longo prazo e *spot*. A Cheniere Marketing assinou LNG SPA com a Cheniere Energy (para retirada em ambos os terminais), usando um arranjo especial de preço e volume. A Cheniere Marketing pode pagar o preço de venda do contrato (115% do Henry Henry) mais um pagamento extra baseado no lucro da carga; e a quantidade anual de GNL é definida após os requisitos dos clientes originais⁶¹.

A Cheniere Marketing estabeleceu diversos LNG SPAs com terceiros, a maioria em contratos de longo prazo, como pode ser observado na Tabela 11 abaixo. Em contraste com os acordos de longo prazo de seu controlador, a Cheniere Marketing tem estado aberta a diferentes tipos de acordo, celebrando contratos DES ou com preço vinculado ao preço spot europeu, o TTF. Os contratos DES assinados estão relacionados à nova estratégia de Cheniere de também fornecer a compradores menores sem capacidade de afretamento (ICIS, 2016).

Tabela 11. Contratos da Cheniere Marketing

Empresa	Assinatura	Início da entrega	Período (anos)	Volume (MTPA)	Modelo de entrega	Precificação
Trafigura	2018	2019	15	1	FOB	HH + taxa fixa
CPC	2018	2021	25	2	DES	HH + taxa fixa
Petrochina	2018	2018	25	1,2	N/A	HH + taxa fixa
Vitol	2018	2018	15	0,7	FOB	HH + taxa fixa
EDF	2015	2017	2	Até 26 cargos	DES	Baseado em TTF
PGNiG (Poland)	2018	2019	24	0,13 - 1,45	DES	HH + taxa fixa
Central El Campesino (Chile)	2015	2019	20	0,6	DES	HH + taxa fixa

Fonte: Elaboração própria com base em anúncios da Cheniere.

O modelo desenvolvido pela Cheniere não foi replicado por nenhum outro player, porém é possível que o projeto de Calcasieu Pass esteja usando um modelo parecido, pois se trata de LNG SPA de longo prazo. O projeto, atualmente em construção, está sendo desenvolvido pela Venture Global Energy e tem capacidade para liquefação de 10 MTPA. O projeto começou a ser desenvolvido em 2014, mas apenas em 2019 recebeu a decisão final

⁶¹ De acordo com o contrato Sabine Pass e Cheniere Marketing, de 14 de maio de 2012.

de investimento. A empresa assinou LNG SPAs com diversas empresas, conforme apresentado na Tabela 12, em regime FOB, por período de 20 anos, prorrogáveis por mais 10 anos, totalizando 8 MTPA. Por serem LNG SPAs, a empresa vai precisar assinar contratos de aquisição de gás natural e transporte até o terminal, já tendo assinado um contrato com a Indigo Minerals para compra de gás natural.

Os detalhes do contrato não foram disponibilizados, mas é provável que exista algum tipo de cláusula de *take-or-pay* (clássica ou no modelo Cheniere) para garantir o fluxo de caixa do projeto e que o preço seja relacionado ao Henry hub (Argus, 2018a). Também não foram incluídas cláusulas de destino, seguindo o mesmo modelo Cheniere.

Tabela 12. Contratos da Calcasieu Pass

Terminal	Capacidade total do projeto (MTPA)	FID	Status	Tipo de projeto	Tipo de contrato	Compradores	Assinatura do contrato	Período (anos)	Volume (MTPA)	Modelo de entrega
Calcasieu Pass	10,0	2019	Em construção	Greenfield	LNG SPA	Repsol	2018	20	1,0	FOB
						BP	2018	20	2,0	FOB
						Galp	2018	20	1,0	FOB
						Shell	2016/2018	20	2,0	FOB
						Edison	2017	20	1,0	FOB
						PGNiG	2018	20	1,0	FOB

Fonte: Elaboração própria com base em anúncios das empresas.

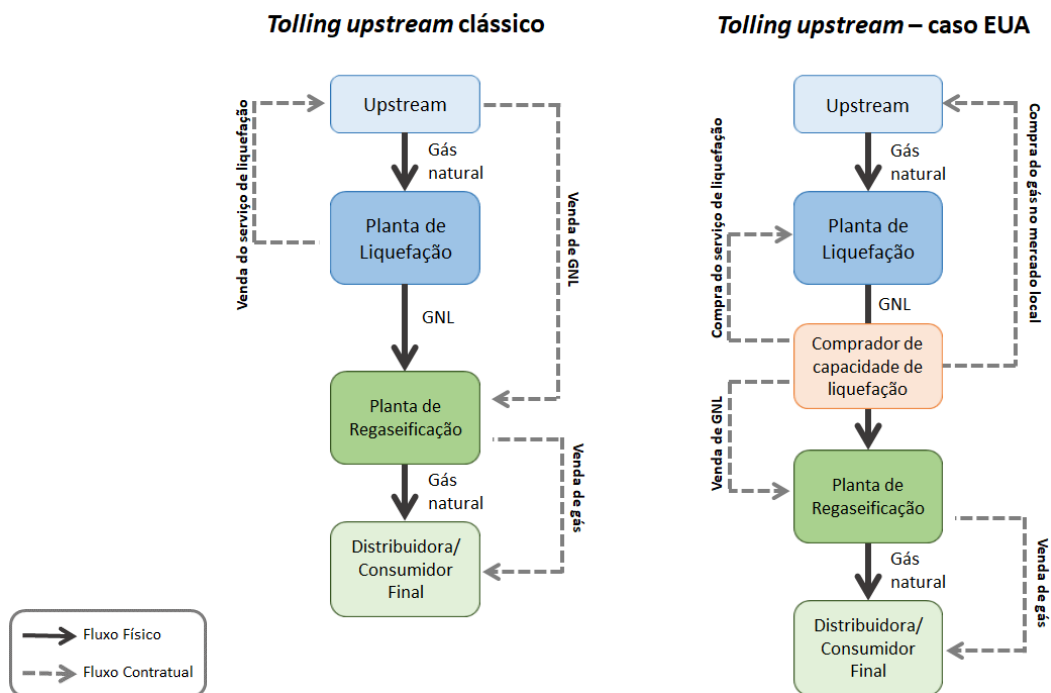
Um bom exemplo da importante flexibilidade oferecida pelo GNL dos EUA é a estratégia adotada pela GAIL, a empresa de gás indiana. A GAIL contratou um total de 5,8 MTPA da Sabine Pass e Cove Point, mas ainda não tem a capacidade de afretamento suficiente para todo o volume contratado e, ademais, está tendo dificuldades para aumentar o uso de gás no mercado indiano, devido a entrada de energias renováveis e a concorrência com o carvão. A GAIL informou que conseguiu realizar operações de swap de 60% de seus volumes de GNL dos EUA, oferecendo seu GNL dos terminais dos EUA em troca de entregas posteriormente na Índia (Reuters, 2018b). Isso só é possível quando o comprador de GNL tem um contrato flexível, mesmo que de longo prazo.

5.1.2. Modelo Tolling EUA

Os outros terminais de GNL dos EUA estão usando uma abordagem mais clássica ao modelo de *tolling*, vendendo apenas sua capacidade de liquefação por meio de um Contrato de Uso de Terminal (TUA). No entanto, a principal diferença com o modelo clássico está no

fluxo contratual e perfil das empresas. No caso clássico, a empresa do *upstream*, que produz o gás, está buscando monetizar suas reservas no mercado internacional de GNL e paga uma tarifa de liquefação para liquefazer seu gás. No caso dos EUA o fluxo é invertido e o agente do mercado internacional (podendo ser um agregador ou consumidor final/distribuidora) reserva a capacidade de liquefação e precisa acessar o mercado local para aquisição de gás e capacidade de transporte.

Figura 19. Estrutura *tolling* clássica vs. *tolling* dos projetos dos EUA



Fonte: Elaboração própria com base em Ledesma (2016).

O contrato de serviço de liquefação no modelo de *tolling*, por definição, não implica em nenhuma restrição de destino ou desvio de carga, uma vez que não há comercialização de gás/GNL neste contrato, apenas capacidade de liquefação. No entanto, por pagar pela reserva de capacidade, não existe uma flexibilidade de volume – o pagamento é pela capacidade reservada, mesmo que não utilizada.

O Cove Point LNG é um projeto desenvolvido pela Dominion Energy e é a segunda planta a entrar em operação nos EUA. A Dominion Energy vendeu a capacidade da planta para a indiana GAIL e para uma *joint-venture* (JV) japonesa entre Sumitomo e Tokyo Gas, ambas com

contratos de TUA de 20 anos. O terminal possui um gasoduto que o conecta a três gasodutos interestaduais existentes. O Cove Point LNG era inicialmente um terminal de importação e armazenamento construído na década de 70 que retomou as importações em 2001 (FERC, 2014). Por esse motivo, quando a Dominion Energy iniciou o projeto de liquefação, a maior parte da infraestrutura necessária (armazenamento, tubulações, etc.) já estava em operação.

O Cameron LNG possui uma estrutura ligeiramente diferente dos outros projetos de *tolling* dos EUA, no qual foi proposta uma *joint-venture* com os compradores de GNL. O projeto foi desenvolvido pela Sempra Energy como um terminal de regaseificação, mas em 2010 o novo projeto de liquefação foi definido para adicionar 12 MTPA de capacidade de exportação de GNL. Em 2013, a Sempra assinou um contrato JV e um contrato de capacidade de liquefação (TUA) com prazo de 20 anos com a Mitsui, Mitsubishi e Engie (agora Total). Cada um dos participantes da JV possui uma parcela da capacidade de liquefação, 4 MTPA cada, e deve adquirir o gás no mercado dos EUA e realizar os contratos no sistema de transporte (Sempra Energy, 2013).

O Freeport LNG também é um projeto que adiciona infraestrutura de liquefação a um terminal de regaseificação no Texas e o terceiro projeto a entrar em operação no país. O terminal de importação entrou em operação em 2008 e em 2010 a empresa decidiu prosseguir com as instalações de liquefação. Em 2012, Osaka Gas e Chubu Electric (que mais tarde passou à JERA) adquiriram 25% do projeto. O projeto inicialmente contava com três trens de liquefação, totalizando 15 MTPA, mas a empresa já iniciou o procedimento regulatório para adicionar um quarto trem de 5 MTPA (Freeport LNG, 2020).

Cada trem de liquefação está reservado a um cliente: a capacidade do primeiro trem foi contratada pela Osaka Gas e JERA (JV entre a Chubu Electric e a Tokyo Electric), o segundo pela BP e o terceiro pela Toshiba e SK E&S LNG - todos com contratos de TUA com prazo de 20 anos totalizando um volume de 13,4 MTPA. A capacidade restante vem sendo comercializada pela Freeport LNG em LNG SPAs de curto/médio prazo, como por exemplo o LNG SPA estabelecido com a Trafigura de 0,5 MTPA por três anos em base FOB (PR Newswire, 2018).

O terminal já está conectado a muitos gasodutos interestaduais e tem um projeto para se conectar a um novo gasoduto que está sendo construído pela Gulf South, uma empresa de infraestrutura de energia dos EUA, que já foi contratado pelos proprietários da capacidade do Freeport LNG (Mallet, *et al*, 2018).

O terminal Elba Island também prevê a inclusão de planta de processamento e liquefação em um terminal de regaseificação na Georgia, desenvolvido em uma parceria entre a Kinder Morgan, transportadora de gás dos EUA, e a Shell⁶². O projeto está usando um novo modelo tecnológico com módulos de pequena escala, projetado pela Shell e tem capacidade total de 2,5 MTPA. O projeto estava previsto para iniciar operação em 2018, mas ocorreram diversos adiamentos, devido dificuldades técnicas encontradas no projeto inovador (S&P, 2019a).

Na Tabela 13 estão resumidas as informações dos contratos do tipo *tolling* descritos acima.

Tabela 13. Contratos dos projetos *Tolling* dos EUA

Terminal	Operador	Capacidade total do projeto (MTPA)	FID	Status	Tipo de projeto	Tipo de contrato	Compradores	Assinatura do contrato	Período (anos)	Volume (MTPA)	Modelo de entrega	
Cove Point	Dominion Energy	5.3	2014	Operacional	Brownfield	TUA	GAIL	2013	20	2.3	-	
							ST Cove Point (JV Sumitomo e Tokyo Gas)	2013	20	2.3 (TG: 1,4 KEPCO: 0,8)	-	
Cameron	Semptra LNG	13.5	2014	Operacional	Brownfield	JV + TUA	Mitsui	2013	20	4.0	-	
							Mitsubishi	2013	20	4.0	-	
							Total (anteriormente Engie)	2013	20	4.0	-	
Freeport	Freeport LNG	15.0	2014	Operacional	Brownfield	JV + TUA	Osaka Gas (JV)	2012	20	2.2	-	
							JERA (JV - antiga participação da Chubu Electric)	2012	20	2.2	-	
							TUA	BP	2013	20	4.4	-
							TUA	Toshiba	2013	20	2.2	-
							TUA	SK E&S	2013	20	2.2	-
							LNG SPA	Trafigura	2018	3	0.5	FOB
Elba Island	Kinder Morgan	2.5	2016	Operacional	Brownfield	TUA	Sumimoto	2018	20	2.2	-	
							Shell	2013	20	2.5	-	

*FID do primeiro trem do projeto (em geral os projetos são desenvolvidos em módulos/trens)

Fonte: Elaboração própria com base em anúncios das empresas.

⁶² Inicialmente, a Shell possuía 49% de participação do projeto, mas vendeu à Kinder Morgan em 2015, que por sua parte vendeu a mesma participação a um fundo de investimento, EIG Global Energy Partners (Fuelfix, 2017).

5.1.3. Modelo Equity/Cost

Por serem projetos capital-intensivos⁶³ e envolverem consórcios com diversas companhias e diferentes riscos de crédito, a estratégia de financiamento de um projeto de liquefação de gás natural é questão chave para seu desenvolvimento. O financiamento por meio de Project Finance é utilizado pelo mercado de GNL há diversos anos viabilizando projetos tanto de liquefação como regaseificação (Ruester, 2015).

O Project Finance é um meio de financiamento de longo prazo que é modelado conforme fluxo de caixa do projeto, que no caso dos projetos de GNL se referem às vendas de gás/GNL. Portanto, a definição de um contrato que garanta esse fluxo de caixa, de maneira estável, contínua e de prazo longo o suficiente para retornar os investimentos é necessária para a execução do projeto com esse tipo de financiamento (Ledesma, Young & Holmes, 2013). A vasta utilização do Project Finance nos projetos de GNL se deve a possibilidade de estabelecer contratos de *take-or-pay* de longo prazo com participantes com bom “investment grade” (Poten & Partners, 2017a).

A inovação do Modelo Equity/Cost é desvincular o financiamento do projeto das exigências de um Project Finance para o estabelecimento do FID. Neste modelo, como definido por Ledesma & Fullwood (2019), o financiamento é feito através do capital próprio das empresas com participação no projeto, conhecido como “balance sheet financing”. As empresas podem buscar financiamento de terceiros com base em sua classificação de risco, sem estar atrelado ao projeto específico. No caso dos projetos desenvolvidos neste modelo, o GNL produzido é dividido conforme a participação relativa de cada acionista do projeto, em geral grandes players do mercado com capacidade de financiamento via *balance sheet*, sem a necessidade de realizar um LNG SPA.

O LNG Canada é um exemplo do modelo Equity/Cost que recebeu o FID em outubro de 2018, marcando o início de uma nova onda de investimentos em liquefação de GNL, após um intervalo de três anos sem FID no mercado. Este projeto é uma joint-venture composta pela Shell, PetroChina, Petronas, KOGAS e Mitsubishi Corporation para construir e operar um

⁶³ O investimento em uma planta de liquefação pode variar entre US\$ 1 e 30 bilhões (Poten & Partners, 2017a).

terminal com capacidade de 14 MTPA de GNL no Canadá (LNG Canada, 2018). Cada participante da JV é responsável por adquirir seu próprio gás no mercado local para suprir o terminal e comercializar sua própria parte do GNL. A Petronas está bem posicionada para fornecer gás ao terminal, pois possui uma das maiores reservas de gás natural do Canadá (LNG Canada, 2018), e possivelmente assinará um GSA com os demais acionistas, especialmente os compradores asiáticos tradicionais de GNL, KOGAS e Mitsubishi.

A principal inovação do LNG Canada está relacionada ao FID sem compromissos formais de longo prazo assinados com os compradores de GNL. O projeto foi financiado pelo equity dos acionistas e não contou com Project Finance, evitando a prévia necessidade de assinar um contrato de longo prazo. Após o FID, a Mitsubishi assinou Heads of Agreements (HoA) com compradores asiáticos: a Tokyo Gas concordou em retirar até oito cargas por ano (0,6 MTPA) em um contrato de 13 anos e o contrato da Toho Gas em retirar até quatro cargas por ano (0,3 MTPA) em um contrato de 15 anos. Ambos os contratos são DES, mas incluem flexibilidade de destino (Tokyo Gas, 2018a; Reuters, 2018a). Posteriormente, a Vitol e a Petronas também assinaram um HoA para um contrato de 15 anos para o volume de 0,8 MTPA a ser entregue tanto a DES quanto FOB. Esse volume virá primariamente da parcela da Petronas do LNG Canada, mas também poderá ser suprido pelo portfólio da empresa (Vitol, 2019). É importante notar que os contratos são mais curtos que os tradicionais (de 20 a 25 anos), o que pode sinalizar o “novo padrão” de longo prazo.

Usando a mesma estratégia de Equity/Cost, a Qatar Petroleum e a ExxonMobil recentemente lançaram o FID para o Golden Pass LNG sem assinar compromissos prévios de longo prazo com compradores de GNL. O FID foi dado em fevereiro de 2019 e o projeto prevê um terminal de liquefação com capacidade de 16 MTPA, com previsão de entrada em operação em 2024 (ExxonMobil, 2019). O projeto é do tipo *brownfield*, com a construção de estrutura de liquefação em um terminal de importação de GNL.

A Qatar Petroleum e a ExxonMobil entraram recentemente em uma joint venture chamada Ocean LNG com o objetivo de criar um portfólio fora do Catar para aumentar sua participação no mercado global de GNL, e o FID da Golden Pass é um passo à frente nessa estratégia. Já foi anunciado que o volume de GNL produzido no terminal vai ser totalmente comercializado pela Ocean LNG (LNG World News, 2019a). Por mais que tenha sido anunciado

que o FID do Golden Pass tenha ocorrido sem o estabelecimento prévio de contratos de longo prazo, a Ocean LNG já havia se comprometido com a CELSE no Brasil em 2016.

5.1.4. Modelo Integrado modificado

Ao analisar a evolução dos modelos de negócios apresentados no Capítulo 1, fica clara uma tendência de desverticalização, com a crescente utilização dos modelos Merchant e Tolling. Apesar de se tratarem, na maior parte das vezes, de projetos com acionistas em comum tanto nos investimentos do *upstream* como na planta de liquefação, a definição de um contrato claro entre as partes é uma maneira de partilhar o risco. Os próprios projetos dos EUA reforçam a tendência de desintegração entre o *upstream* e a planta de liquefação ao fornecer o serviço de *tolling* totalmente independente do produtor.

Seguindo uma estratégia oposta à tendência, o projeto da Tellurian, Driftwood LNG, pretende estabelecer um projeto totalmente integrado da boca do poço à produção de GNL. O modelo de negócios para do terminal, na realidade, é uma combinação de elementos do projeto integrado com Equity/Cost. O projeto inclui um terminal de liquefação de 27,6 MTPA, a construção de vários gasodutos e a aquisição de ativos de produção de gás. Ao integrar a cadeia a montante, a Tellurian afirma que conseguirá oferecer GNL FOB a US\$ 3 por MMBtu⁶⁴ (Tellurian, 2019).

Para adquirir GNL do projeto são possíveis duas vias: participação (*equity*) no projeto ou assinatura de LNG SPA. Na primeira via, a empresa se torna acionista do projeto e tem direito de reservar uma quantidade de retirada de GNL da planta. Para essa modalidade, a Tellurian está reservando 13,6 MTPA (49%) da capacidade do terminal. O restante da capacidade será utilizado pela Tellurian Marketing, no qual empresas interessadas podem acordar um LNG SPA (Tellurian, 2019).

O projeto está baseado em uma série de *Memorandum of Understanding* (MoU) com diferentes parceiros. A *trader* Vitol assinou em 2018 um MoU para o fornecimento de 1,5 MTPA em um contrato FOB de 15 anos com a Tellurian Marketing. O preço é baseado no

⁶⁴ Para comparação, o preço que está sendo oferecido pela Cheniere é 115% do Henry hub (que tem variado entre US\$ 2,5 e 3) + US\$ 3 pelo tolling.

JKM⁶⁵, um índice não tão comum para contratos de longo prazo. A indiana Petronet assinou um MoU para o investimento em *equity* na empresa, com volumes ainda em discussão, mas com intenção de reservar uma capacidade de até 5 MTPA de GNL para a empresa (LNG World News, 2019b). A francesa Total assinou MoU relativo tanto a investimento em *equity*, o que equivale a 1 MTPA de capacidade reservada; quanto um LNG SPA com a Tellurian Marketing, para 1,5 MTPA, precificado com base no JKM.

5.2. A estratégia de construção de portfólio

O surgimento e estabelecimento dos agregadores é um fator importante para o debate sobre flexibilidade no mercado de GNL. Os agregadores (ou *portfolio players*) são empresas que têm um portfólio de suprimentos a partir de uma variedade de terminais de liquefação e vendem o GNL para uma variedade de compradores, em diferentes condições contratuais. Essas empresas possuem uma gama variada de ativos, desde a produção, liquefação, navios metaneiros, armazenamento e regaseificação; e operam como intermediárias no mercado de GNL, ligando as fontes de fornecimento a diferentes demandas. Historicamente, vemos grandes empresas de petróleo e gás, como Shell, Total e BP, construindo o portfólio de ativos de GNL; mas, mais recentemente, grandes compradores e casas tradicionais de *trading* de commodities também estão seguindo a mesma estratégia.

Segundo Hashimoto (2018), a definição de um agregador não é única, uma vez que esses agentes possuem diferentes estratégias e graus de diversificação. No entanto, pode-se estabelecer que o ponto focal deste modelo é ter acesso e controle sobre a frota de navios⁶⁶ que permite ao agregador otimizar o fluxo de GNL em sua carteira de contratos.

A estratégia de construir um portfólio no mercado de GNL é criar valor otimizando as exposições dos contratos e ativos da cadeia, conforme os preços dos mercados regionais flutuam. A flexibilidade do portfólio está relacionada à disponibilidade dos ativos ao longo da cadeia: a capacidade de comprar ou vender cargas incrementais; o acesso ao mercado de hubs

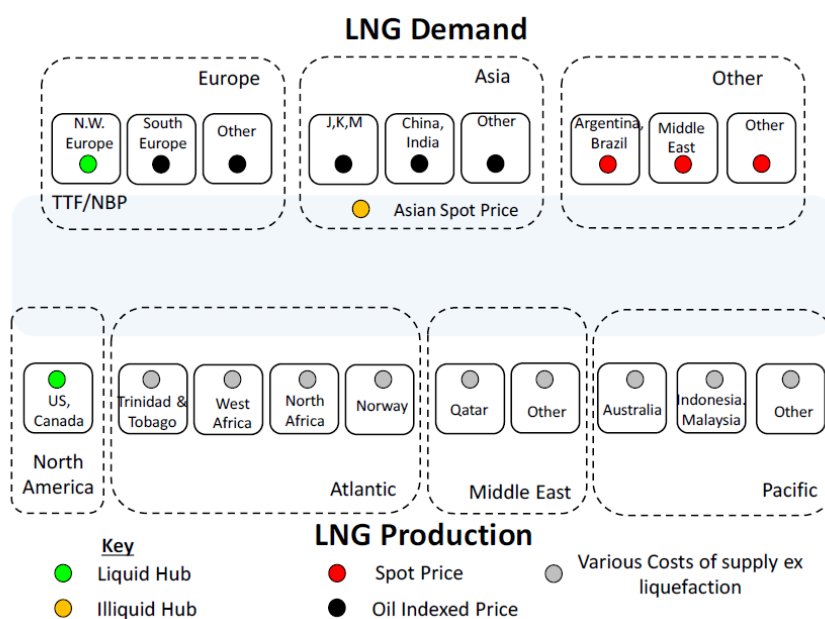
⁶⁵ JKM (Japan Korea Marker) é um benchmark para preços *spot* do mercado asiático de GNL desenvolvido pela Platts (S&P, 2019b).

⁶⁶ Frota própria ou, mais comumente, arrendamento em contratos de longo prazo, como apresentado no Capítulo 3.

(Europa) por ter garantido capacidade de regaseificação; e a capacidade de mover o GNL em resposta à diferença de preços entre mercados, tendo acesso à capacidade de transporte marítimo (Timera Energy, 2012a).

A criação de valor na cadeia de GNL, realizada pelo agregador, passa pela análise sistemática dos preços do mercado do lado da demanda e do lado da produção de GNL, conforme apresentado na Figura 20, em busca de oportunidades. Com o estabelecimento dos “pares” mais lucrativos, o *player* deve avaliar a viabilidade através de modelo de otimização do seu portfólio de ativos, tanto de produção como da parte logística (Timera Energy, 2012b).

Figura 20. Visão nodal da administração do portfólio de GNL



Fonte: Rogers (2017).

A Tabela 14 apresenta a participação agregadores na cadeia do GNL, também incluindo os grandes compradores asiáticos que seguem a mesma estratégia, assumindo posições ao longo da cadeia.

Tabela 14. Participação dos agregadores na cadeia do GNL em fevereiro 2019

	Plantas de liquefação	Frota de embarcações de GNL	Plantas de Regaseificação
IOCs/NOCs			
Shell	12	~90	3
Total	8	13	9
BP	5	14	1
ExxonMobil	8	27 ⁽¹⁾	2
Petronas	5	29 ⁽²⁾	3
Compradores			
Tokyo Gas	5	12	4
Osaka Gas	2	8	4
JERA	5	~15	6 ⁽³⁾
KOGAS	3	~25	4
Gas Natural Fenosa	2	11	3

Nota: A frota de embarcações inclui tanto propriedade como frota contratada (parte da frota contratada pode ser alugada a terceiros). As plantas de regaseificação e liquefação incluem as em operação e em construção.

(1) A frota da Exxon inclui àquelas embarcações da joint-venture com os projetos do Catar.

(2) Frota da MISC, empresa de transporte subsidiária da Petronas. Parte dessa frota possivelmente está afretada a outros *players*.

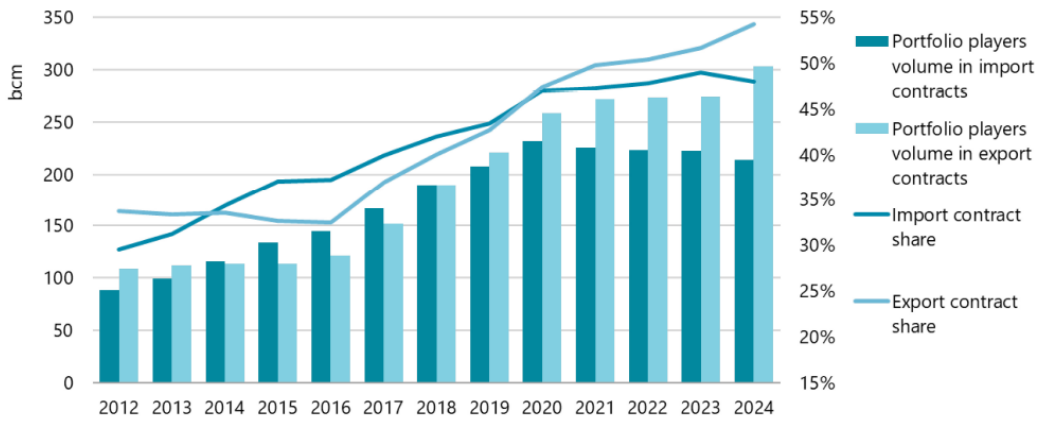
(3) Soma das plantas de regaseificação da Chubu Electric e TEPCO, que formam a joint-venture JERA.

Fonte: GIIGNL (2019), pesquisa da autora.

A ascensão dos agregadores no mercado de GNL é a principal razão pelo incremento da flexibilidade nos últimos anos, através da maior comercialização de cargas de curto prazo e *spot*. A estratégia desses agentes é ter um portfólio diversificado de contratos, com prazos, mercados e condições diferenciadas, que permitam ao agregador tirar vantagem da arbitragem entre bacias. Tal estratégia aumenta a segurança de fornecimento no mercado, pois eles “cortam” o vínculo entre produtor e comprador, mitigando o risco de interrupções de fornecimento.

No Gráfico 13 se apresenta os volumes comprados (“importados”) e vendidos (“exportados”) pelos agregadores de acordo com contratos atuais. Fica evidente o rápido crescimento da participação dos agregadores nos últimos anos, sendo que em 2018, os volumes vendidos pelos agregadores representaram 40% do total, com previsão de alcançar 54% em 2024 (IEA, 2019).

Gráfico 13. Participação dos agregadores em termos de volume e porcentagem relativa em contratos de exportação e importação de GNL



Fonte: IEA (2019b).

Por um lado, esses *players* incentivaram o mercado *spot* e a segurança geral no fornecimento, mas, por outro lado, os contratos a prazo que eles oferecem não são tão flexíveis. Como visto na Tabela 15, os contratos a prazo oferecidos pelos agregadores somam o volume de aprox. 65 MTPA⁶⁷, com grande participação dos contratos de longo prazo (mais de 15 anos). Os contratos a prazo são assinados em sua maioria em DES, com destino fixo, já que os agregadores usam sua própria frota para a entrega de cargas, o que lhes permite a flexibilidade e otimização da logística, mas impõe limitações aos compradores de GNL.

Tabela 15. Contratos dos agregadores como vendedores de GNL

	Volume		% dos contratos com base DES
	MTPA	%	
Curto-prazo	8,8	13%	80%
Médio-prazo	13,9	21%	81%
Longo-prazo	44,5	66%	82%
Total	67,3	100%	82%

Fonte: Elaboração própria com dados GIIGNL (2019).

⁶⁷ Na definição de agregador do GIIGNL (2019), que inclui mercado secundário de grandes compradores.

A maioria dos contratos tem menos flexibilidade no destino, mas eles podem ter maior flexibilidade de volume, em comparação com os modelos tradicionais. Os modelos contratuais tradicionais oferecem flexibilidade de volume de 5 a 10% na quantidade anual. De acordo com a EU (2017), alguns agregadores afirmam que poderiam fornecer uma flexibilidade de volume de 30 a 40% na quantidade anual (que os autores criticam ser um nível muito aquém do que o portfólio dos agregadores permite).

A estratégia de portfólio está sendo adotada por diferentes *players* no mercado de GNL, mas também recebeu atenção de terceiros. Nos últimos anos, *traders* de commodities tradicionais, como Trafigura, Vitol, Glencore e Gunvor, têm se interessando pelo mercado de GNL, pois agora capturavam cerca de 10% do mercado global (Farrer, 2019). Existem algumas razões pelas quais essas empresas estão crescendo no mercado de GNL: primeiro, é a disponibilidade de embarcações em contratos spot e curto prazo com custos acessíveis; a crescente participação de mercados emergentes dispostos a comprar GNL, muitos deles com maior risco de crédito e sem acesso a acordos de fornecimento de longo prazo (Poten & Partners, 2017b). Os agregadores e desenvolvedores *upstream* evitam fazer contratos com esses compradores de maior risco de crédito e com pequenos volumes, mas os *traders* estão mais dispostos a assinar contratos com contrapartes relativamente mais arriscadas.

Os *traders* inicialmente entraram no mercado de GNL realizando operações *back-to-back*, nas quais compravam e vendiam cargas utilizando seu *know-how* e capacidade no mercado de transporte marítimo para garantir acesso a metaneiros *spot*. Ao assumir essa posição, o negócio só é realizado se for lucrativo, ou seja, se houver um *spread* entre os mercados onde o *trader* compra e vende. Dessa maneira, o *trader* só realizava alguns negócios pontuais, não se comprometendo com custos fixos na operação (Poten & Partners, 2017b). No entanto, eles estão migrando para a estratégia de portfólio, pois têm assumido algumas posições contratuais e passaram a investir em infraestrutura, principalmente regaseificação e armazenamento. Conforme definido por Rogers (2017), eles adotam uma abordagem de “*asset light*” em comparação com os agregadores e grandes consumidores, ao não se comprometerem com grandes investimentos ou com contratos de arrendamento de embarcações de longo prazo.

Para ter sucesso, essa abordagem precisa que o mercado ofereça grande liquidez ao longo da cadeia, principalmente em relação à disponibilidade de GNL e de embarcações. Para reduzir a exposição à oferta, os *traders* estão assumindo posições em contratos de longo prazo e, para ter alguma flexibilidade na logística, estão investindo em infraestrutura de armazenamento e regaseificação.

São quatro principais *traders* se posicionando no mercado de GNL: a Trafigura, Vitol, Gunvor e Glencore. A Trafigura planeja reabrir o terminal de importação de Teesside no Reino Unido e anunciou que está interessado em mais investimentos em infraestrutura na cadeia de GNL (Riviera, 2017). Seguindo essa estratégia, a Trafigura também assinou um acordo para usar as capacidades de armazenamento e recarga no terminal do LNG Singapore (LNG World News, 2018a). Vitol está planejando terminais de importação no Paquistão, em parceria com a Total, e em Bangladesh (The Medi Telegraph, 2018). A Gunvor assinou um contrato de fretamento com a Exmar para um FSRU em Bangladesh (World Maritime News, 2018). A Glencore segue a mesma estratégia, pois está considerando um investimento nas Filipinas em um projeto integrado com FSRU e planta termelétrica (LNG World News, 2018b).

Essas empresas assinaram diversos contratos de fornecimento de longo prazo, como visto na Tabela 16, principalmente com os EUA (Cheniere, Tellurian, Freeport LNG), Rússia (Gazprom e Yamal LNG).

Tabela 16. Contratos de compra dos *traders*

Trader	Vendedor/Projeto	Período contratual (anos)	Volume (MTPA)
Vitol	Petronas/Canada LNG (HoA)	15	0.8
	Cheniere	15	0.7
	Gazprom	multi-year	0.3
	Angola LNG	multi-year	N/A
	Tellurian/Driftwood (MoU)	15	1.5
Trafigura	Freeport LNG	3	0.5
	Cheniere	15	1
Glencore	Angola LNG	multi-year	N/A
Gunvor	Fortuna LNG (HoA)	10	2.2
	Yamal LNG	23	N/A

Fonte: GIIGNL (2019), pesquisa da autora.

No lado *upstream*, a estratégia dos *traders* está em garantir contratos flexíveis de longo prazo de uma variedade de vendedores estando também abertos a participar de acordos para dar apoio a FID, como o acordo feito entre a Vitol e a Tellurian. No lado *downstream*, os *traders* estão assumindo posições estratégicas para acessar os mercados asiáticos e europeus. Dessa maneira, os *traders* estão assumindo posições em ambos os lados da cadeia, tornando-se agregadores em pequena escala. No entanto, eles ainda não estão contratando embarcações a longo prazo, o que pode ser um problema se este mercado de ficar curto e os navios *spot* ficarem indisponíveis (Poten & Partners, 2017b).

5.3. O papel dos mercados compradores para a flexibilidade do mercado de GNL

Até agora a análise do mercado internacional teve foco no lado da oferta, apresentando os novos modelos de negócios e contratos. Por mais que, de fato, a oferta é a condição relevante para a análise das estratégias brasileiras de aquisição de gás, os grandes compradores do mercado têm papel relevante em influenciar o mercado internacional de GNL.

São dois mercados consumidores principais, com características e demandas distintas. O mercado asiático é o principal comprador de GNL do mercado internacional desde a sua criação. O mercado asiático, no entanto, pode ser dividido entre compradores tradicionais (Japão, Coreia e, em certo nível, China) e compradores emergentes (Índia, Bangladesh, Paquistão, Cingapura e Tailândia). A diferença principal, além do tempo inserido no mercado de GNL, está na dependência pelo energético importado. Nesse sentido, os compradores tradicionais são altamente dependentes do GNL importado e, portanto, capazes de pagar prêmios relevantes para obtenção do energético; enquanto os compradores emergentes são menos dependentes e mais sensíveis aos preços (IEA, 2019b). Nesta subseção focaremos na relevante influência do Japão e da Coreia, em relação a incentivar a flexibilidade no mercado de GNL.

Outro ponto relevante para o debate da flexibilidade no mercado internacional de GNL é a grande flexibilidade do mercado europeu e a facilidade de acesso aos instrumentos de flexibilidade desse mercado.

5.3.1. Mercado Asiático: os compradores tradicionais

O Japão e a Coreia do Sul são os maiores e mais tradicionais compradores de GNL do mercado asiático, com as importações iniciadas em 1969 e 1986, respectivamente. Ambos os países representaram 42% do total mundial de importações de GNL em 2018 e seus mercados de gás são quase totalmente dependentes do GNL.

O gás natural no mercado de energia do Japão desempenha um papel importante, sendo responsável por 40% da demanda de energia do país em 2017. O Japão produz menos de 10% de sua demanda de gás e depende fortemente das importações de GNL. Os compradores de GNL do Japão são principalmente concessionárias de energia elétrica e gás natural que representam aproximadamente 85% dos volumes atuais contratados. No entanto, *traders* tradicionais japoneses (como a Mitsubishi e a Mitsui) estão se envolvendo cada vez mais no mercado de GNL, principalmente no comércio e no transporte.

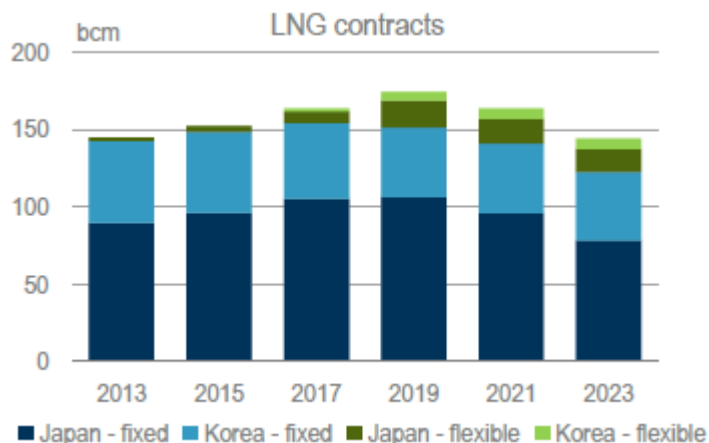
O Japão possui 91 MTPA em contratos de médio e longo prazo e aprox. 60% deste volume é contratado pelas concessionárias de energia elétrica do país. Desde 2012 o país tem uma média de 20% de seu volume importado vindo do mercado *spot* e de curto prazo. Baseado em GIIGNL (2019), estima-se que, em 2018, os contratos de longo prazo representem 56%, de médio prazo 26%, e os volumes de curto prazo e *spot* 18% do portfólio japonês. Como visto no Gráfico 15, em comparação com os outros países, o Japão possui a carteira mais diversificada em termos de período contratual.

Aproximadamente 50% do volume de contratos de longo e médio prazo assinados por compradores japoneses são baseados exclusivamente no modelo *ex-ship* (DES), implicando que eles não têm uma forte participação no mercado de frete para seus compromissos de longo prazo, reduzindo sua capacidade de acessar esse tipo de flexibilidade. Além disso, de acordo com a JFTC (2017), todos os contratos DES e a maioria dos contratos FOB do Japão têm cláusula de destino.

Os contratos de GNL, tanto do Japão quanto da Coreia, são principalmente de destino fixo, como mostrado no Gráfico 14 abaixo. Os volumes dos contratos japoneses devem se reduzir nos próximos anos devido ao recomeço da operação das usinas nucleares e expiração de contratos de longo prazo, principalmente após 2021. Após 2019, contratos com destino

flexível aumentam sua participação no volume total de GNL, pois começam a entrar em vigor os contratos dos EUA, que possuem cláusula clara permitindo entrega da carga no porto de escolha do comprador.

Gráfico 14. Contratos de GNL por tipo de flexibilidade de destino – Japão e Coreia do Sul



Fonte: IEA (2018b).

IEA (2016b) avalia a capacidade do mercado japonês de responder a emergências devido a grandes interrupções de gás, como o Grande Terremoto no Leste do Japão de 2011 (que causou o desastre de Fukushima). Numa resposta hipotética de emergência das empresas de gás, os instrumentos de flexibilidade para suprir maior demanda de GNL é atendida principalmente por compras *spot* de GNL (34%), estoques de GNL (34%), reagendamento de transporte marítimo e troca de cargas (27%) e GNL adicional de contratos de longo prazo com flexibilidade de volume (5%). Portanto, para garantir o suprimento de GNL em caso de emergências, é essencial ter acesso a um mercado *spot* flexível e consolidado, no sentido de que a compra *spot*, troca de cargas e a redirecionamento de cargas possam ser facilmente alcançadas.

Pelo lado da infraestrutura de armazenamento, o Japão não possui armazenamento subterrâneo de gás natural e conta apenas com o armazenamento de GNL. O país tem um total de 277 bcm de capacidade de armazenamento de gás em seus tanques de GNL, o que representa 10% da demanda anual⁶⁸, em dados de 2018. Outra questão relacionada à

⁶⁸ Em comparação com outros mercados de gás, os EUA têm 18% de capacidade de estocagem subterrânea em comparação com a demanda média do ano de 2018 (EIA, 2018). Na União Europeia, a estocagem

capacidade de armazenamento do Japão é que o sistema de gasodutos não é conectado em nível nacional, ou seja, os mercados japoneses são locais e próximos aos terminais de regaseificação, o que impõe uma restrição à flexibilidade que poderia ser obtida ao gerenciar o armazenamento como estratégia de segurança nacional.

Outra deficiência na infraestrutura japonesa está relacionada a capacidade de recarga nos terminais de regaseificação⁶⁹. O Japão tem 35 terminais de regaseificação com capacidade total de 217 MTPA, mas apenas 35% possuem capacidade de recarga do navio para reexportação (GIIGNL, 2019). A implicação principal é que esta deficiência aliada a contratos com destino fixo impõe uma inflexibilidade importante aos compradores de GNL do Japão, no caso em que há excesso de volume contratado.

Em conclusão, o mercado de gás do Japão apresenta deficiências relevantes de armazenamento, infraestrutura de recarga e uma rede de gasodutos interconectada. Ademais, o país apresenta pouca diversificação em seu portfólio de contratos, dado que eles são totalmente dependentes de GNL, sem acesso a importação por gasoduto e os contratos são assinados principalmente pelas concessionárias de energia elétrica japonesas, no modelo DES e de longo prazo (mais de 15 anos) com destino fixo. Esses elementos aliados à liberalização no mercado japonês de gás estão aumentando a conscientização sobre a estratégia do comprador de GNL, uma vez que a flexibilidade se tornou central para lidar com o novo ambiente de negócios, como será discutido mais a frente.

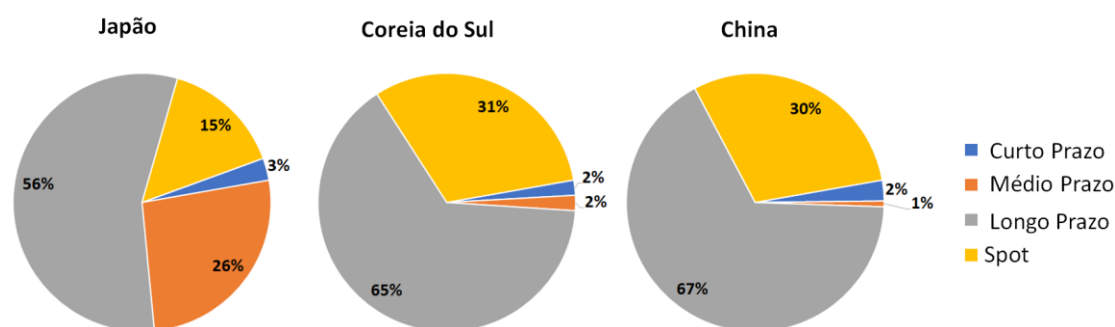
Em contraponto, a Coreia do Sul tem uma organização distinta da indústria de gás em comparação com os japoneses, já que a KOGAS é o ponto focal da demanda de GNL no país. A KOGAS é uma empresa estatal e possui o monopólio *de facto* do fornecimento de gás no país, tendo atualmente 95% do volume total de contratos a prazo de GNL. Essa configuração afeta tanto a flexibilidade dos mercados de GNL quanto do mercado de gás na Coreia, uma vez que todos os investimentos e decisões comerciais são tomadas pela KOGAS.

subterrânea correspondeu a 20% da demanda média de 2018 (GIE, 2018). Esses dois valores são apenas em estocagem subterrânea, ainda existe a estocagem de GNL disponível em terminais.

⁶⁹ A recarga de navios se tornou uma prática recorrente no mercado de GNL, principalmente na Europa. Nesse caso, o GNL é reexportado através da recarga do navio no terminal de regaseificação.

A Coreia do Sul possui 38 MTPA em contratos de médio e longo prazo. Ao longo dos anos, semelhante ao Japão, a Coreia do Sul tem utilizado o mercado *spot* e de curto prazo, correspondente a 20% do total das importações na média entre 2010 e 2018, principalmente provenientes do Catar e da Austrália. Baseado em GIIGNL (2019), estima-se que em 2018, os contratos de longo prazo representem 65% do total do portfólio coreano, contratos de médio prazo e curto prazo, apenas 2% cada, e 31% em contratos *spot* (Gráfico 15).

Gráfico 15. Portfólio de contratos por compradores asiáticos (em vigor em 2018)



Fonte: Elaboração Própria com dados GIIGNL (2019).

Como mostra o Gráfico 14, os volumes contratados da Coreia são principalmente com base em destino fixo, mesmo com 62% dos contratos de médio e longo prazo sendo exclusivamente FOB. Como no Japão, o aumento esperado dos volumes flexíveis nos próximos anos é relacionado aos novos contratos com empresas dos EUA.

A Coreia não tem armazenamento subterrâneo de gás, mas tem disponibilidade de armazenamento de GNL, representando 13% da demanda total de GNL em 2018. Ainda não é tão desenvolvida quanto nos EUA e Europa, mas o governo tem como meta aumentar o armazenamento para 20% em 2030. Diferente da situação do Japão, o sistema de gasodutos da Coreia é bem integrado, de modo que o armazenamento de GNL pode ser gerenciado em nível nacional, e também porque a KOGAS tem mais de 90% de capacidade de regaseificação e armazenamento. Além disso, as plantas de regaseificação, que somam capacidade de 129 MTPA, tem baixa capacidade de utilização, cerca de 30%, o que se configura como uma vantagem para flexibilidade da KOGAS. A infraestrutura de recarga, por outro lado, é muito limitada, pois há apenas um terminal com esse tipo de infraestrutura, que possui 1,8 MTPA de capacidade (GIIGNL, 2019).

Em conclusão, a Coreia tem uma posição mais confortável em relação às ferramentas físicas de flexibilidade, em comparação com a situação do Japão, já que tem mais armazenamento disponível em uma base nacional com gerenciamento centralizado no KOGAS. No entanto, a centralização do mercado impõe um desafio à diversificação contratual, uma vez que estes são principalmente de longo prazo e destino fixo, com pequena participação de contratos de médio prazo. Pelo lado positivo, no entanto, há um grande número de contratos FOB, o que pode facilitar as negociações de flexibilização da cláusula de destinação.

Além dos tradicionais compradores de GNL, a China é um participante importante no mercado asiático, a qual expandiu rapidamente sua participação ultrapassando o segundo lugar da Coreia como maior consumidor em 2017. A China entrou no mercado de GNL apenas em 2006 para atender à crescente demanda doméstica. Mas em contraste com o Japão e a Coreia, a China tem sua própria produção doméstica e acesso a importações de dutos do Turcomenistão, Uzbequistão e Cazaquistão, de modo que o GNL respondeu apenas a 22% do fornecimento total de gás em 2017.

As ferramentas de flexibilidade de infraestrutura da China são bastante subdesenvolvidas, já que o país tem apenas armazenamento de GNL para suprir 7% da demanda total de GNL, e apenas armazenamento subterrâneo de gás para atender a 3% do consumo total de gás. O país também tem capacidade de recarga limitada, já que representa 18% da capacidade total de regaseificação (GIIGNL, 2019).

Os contratos de GNL em vigor em 2018 estão concentrados nas três empresas estatais chinesas, CNOOC, Petrochina e Sinopec. A CNOOC é a principal compradora, com 39% dos volumes contratados, seguida pela Petrochina com 26% e Sinopec com 21% (GIIGNL, 2019). A China tem 46 MTPA de volume em contratos de médio e longo prazo e representa quase 70% do total da carteira de contratos chinesa em 2018, com as cargas *spot* respondendo por 30% do volume total (Gráfico 15). A carteira de contratos é pouco diversificada, com pequena participação de contratos de médio prazo e curto prazo. Além disso, os contratos DES representam 71% do volume total contratado em 2018.

Empresas independentes (não-NOCs) têm pequena participação com base nos dados de 2018, mas algumas empresas de distribuição e concessionárias de energia elétrica estão investindo em terminais de GNL e assinaram contratos totalizando 2,4 MTPA (GIIGNL, 2019). Algumas dessas empresas preferem assinar contratos de médio prazo, entre 5 e 10 anos, que diversificarão o portfólio de GNL da China.

Os principais compradores asiáticos apresentam algumas restrições importantes em suas ferramentas de flexibilidade, tanto para lidar com situações de aumento e diminuição de demanda de gás, conforme resumido na Tabela 17.

Tabela 17. Sumário dos instrumentos de flexibilidade dos países asiáticos tradicionais

País	Características do mercado			Infraestrutura		Portfólio de contratos		
	Início exportações de GNL	Concentração do mercado	Acesso a outras fontes de gás	Armazenamento de Gás/GNL (> 15% da demanda)	Capacidade de recarga	Contratos de longo-prazo (% no portfólio)	% de DES nos contratos de longo/médio prazo	% do volume contratado expirando em 2030+
Japão	1969	Muitas distribuidoras de gás e eletricidade	✗	✗	35%	56%	51%	36%
Coreia do Sul	1986	KOGAS	✗	✗	4%	65%	39%	40%
China	2006	CNOOC, Sinopec e Petrochina	✓	✗	18%	67%	71%	89%

Fonte: Pesquisa da autora, GIIGNL (2019).

5.3.2. O movimento dos compradores tradicionais em prol de maior flexibilidade

Há dois pontos cruciais na discussão sobre flexibilidade do lado da demanda de GNL. A primeira é a deficiência de infraestrutura de armazenamento e recarga nos países de grandes compradores, o que implica que há uma inflexibilidade importante no lado da demanda de GNL, que foi compensada pelo aumento dos mercados *spot* e de curto prazo. O segundo ponto é a grande dependência desses países em contratos tradicionais de longo prazo, nos quais a flexibilidade é limitada pela restrição ao desvio de cargas e pelo longo prazo de validade (normalmente 20 anos).

O Japão tem sido o principal impulsionador para aumentar a flexibilidade nos últimos anos e esse movimento pode levar a uma mudança geral no mercado de GNL. Os compradores

japoneses têm estado ativos em aumentar sua flexibilidade pela diversificação de portfólio, impulsionados pela incerteza da demanda de gás doméstico e pela liberalização em seus mercados de gás e energia.

A incerteza da demanda deve-se ao reinício das usinas nucleares, uma vez que não está claro o quão rápido isso ocorrerá, mas, independentemente do cenário, a demanda por gás deverá diminuir nos próximos anos. Muitos especialistas estimam que os compradores japoneses estão sobre contratados⁷⁰, com exposição relevante a contratos que não permitem o desvio de cargas. O *ramp-up* dos projetos dos EUA também impacta na situação de sobre contratação, mas, neste caso, as cargas podem ser redirecionadas, e a desvantagem está relacionada ao risco de preço.

A Coreia do Sul também apresenta alguma incerteza quanto à sua demanda, já que os planos de energia do governo têm como alvo mais renováveis e gás natural, para substituir o carvão e as usinas nucleares, mas não se sabe ao certo em que velocidade. A eliminação de usinas nucleares ocorreu após o aumento do debate sobre segurança após dois terremotos de alta magnitude atingirem o país em 2016. A velocidade e a magnitude da transição no mercado energético coreano não são claras, e isso pode afetar a flexibilidade necessária e alcançada pelo país (Paik, 2018).

A liberalização nos mercados de gás também desempenha um papel importante na aspiração de flexibilidade dos compradores monopolistas, uma vez que impõe um importante desafio ao *status quo* do seu negócio. Sem concorrência no mercado interno, os monopolistas conseguiam passar os altos custos de combustível para o consumidor final, e um portfólio diversificado não era uma estratégia central. A total liberalização do mercado de eletricidade e gás, aliada ao acesso de terceiros aos terminais de regaseificação, aumenta a concorrência nos mercados da energia e os compradores de GNL terão de racionalizar as suas aquisições e diversificar as suas carteiras. Os três países asiáticos estudados estão passando pelo processo de liberalização de seus mercados de gás, mas em diferentes estágios e com pouco efeito ainda.

⁷⁰ Honoré, et al (2016), IEA (2017), Timera Energy (2017a).

Em 2011, o governo da China iniciou o processo para reformar os preços do gás natural, vinculando-o a uma cesta de combustíveis concorrentes (como óleo combustível e GLP). A liberalização do mercado foi alcançada em 2017, quando o governo anunciou o acesso de terceiros a gasodutos e terminais de importação de GNL (IEEJ, 2018). A reforma do mercado de gás já está trazendo resultados, já que muitas empresas independentes estão assinando novos contratos de GNL. No entanto, as NOCs ainda dominam o mercado de gás do país e o progresso na liberalização tem sido limitado (S&P Global Platts, 2018a).

A Coreia do Sul começou a abrir seu mercado de gás em 2008, permitindo importações de GNL de produtores independentes de energia, mas somente em 2016 o governo decidiu abrir gradualmente as importações de gás e o mercado de gás até 2025. No entanto, não está claro o que realmente acontecerá, devido ao dilema do governo em proteger o monopólio da KOGAS (Paik, 2018).

Após o desastre nuclear de Fukushima, em 2011, o governo japonês decidiu fazer uma profunda reforma na regulamentação de energia, começando pelo mercado de eletricidade e expandindo para o mercado de gás. A liberalização no mercado de eletricidade foi promulgada pela revisão da Lei do Comércio de Eletricidade em 2015. O mercado de eletricidade foi aberto em 2016 e a separação da rede de transmissão dos fornecedores de energia está prevista para ocorrer em 2020 (Takahashi *et al*, 2019).

A reforma no mercado de gás do Japão começou com as emendas à Lei do Comércio de Gás promulgadas em 2015, e a liberalização estava planejada para ocorrer gradualmente. Em 2017, o mercado de gás foi liberalizado, para que consumidores residenciais e comerciais possam escolher livremente seus fornecedores de gás. Ainda em 2017, foi estabelecido o acesso de terceiros aos terminais de GNL, e as empresas precisam publicar informações sobre armazenamento e disponibilidade de capacidade e permitir que terceiros contratem capacidade ociosa. O processo de liberalização avançará para a desagregação da rede de transporte das três empresas Tokyo Gas, Osaka Gas e Toho Gas, em 2022 (Ishii, 2015).

O governo japonês está ciente da inconsistência relacionada à abertura do mercado doméstico de gás e energia e à carteira contratual dos compradores de GNL. Por este motivo, o Ministério da Economia, Comércio e Indústria (METI) do Japão lançou em 2016 uma

estratégia para o desenvolvimento do mercado de GNL, no qual afirma que o Japão deve desempenhar um papel de liderança no desenvolvimento de um mercado de GNL flexível e líquido, encorajando a criação de um hub de GNL no país. Para alcançar essa flexibilidade, o METI aponta três elementos fundamentais que precisam ser abordados no mercado de gás do Japão: (i) a eliminação de cláusulas de destino; (ii) mudança do indexador dos preços contratuais migrando do baseado em preço de petróleo para basear-se em um preço do mercado de gás; (iii) acesso aberto à infraestrutura de gás (METI, 2016).

Outra parte relevante para a conscientização sobre flexibilidade no Japão é refletida na perspectiva regulatória. Em 2017, a Japan Fair Trade Commission (JFTC) publicou recomendações relacionadas a inflexibilidades nos contratos de longo prazo de GNL dos compradores japoneses, referentes à restrição de destino, participação nos lucros⁷¹ e *take-or-pay* (JFTC, 2017). O objetivo era avaliar se as disposições contratuais estavam violando a Lei Anti-Monopólio do Japão. A JFTC conclui que a violação da Lei é provável quando o destino é restrito em acordos FOB e no DES, quando o vendedor se recusa a permitir o desvio. Sobre a participação nos lucros, a Comissão define que é um comércio desleal nos acordos FOB, e no DES pode violar a lei quando a divisão não é razoável. Em cláusulas *take-or-pay*, a JFTC reconhece que é uma cláusula razoável para garantir o investimento, mas pode estar limitando a concorrência quando o vendedor tem maior poder de barganha e pode impor um valor injusto quando o investimento já é amortizado (especialmente no caso de renovação contratos de instalações de liquefação existentes). A JFTC conclui que, ao negociar novos contratos ou renovar contratos, os compradores japoneses não devem aceitar as cláusulas restritivas da concorrência, e que, se for necessário, ações serão tomadas pela Comissão. O movimento da JFTC estabeleceu um espaço para aumentar o debate sobre as cláusulas de restrição de destino nos contratos de longo prazo, como Coreia do Sul e na Comissão Europeia⁷².

⁷¹ Em alguns contratos em que é possível desviar a carga do seu destino original, o vendedor exige uma participação dos lucros dessa transação, impedindo que o comprador tenha ganhos de arbitragem no contrato.

⁷² Na Coreia, a ideia de iniciar uma investigação foi considerada em 2017, mas a Comissão ainda não decidiu se vai seguir o processo (Reuters, 2017). Na UE, a Comissão iniciou uma investigação para verificar se o Catar está cumprindo as regras antimonopólio que impedem a inclusão de cláusulas de restrição, como no início de 2000, quando esse tipo de investigação levou à renegociação e à exclusão dessas cláusulas contratuais restritivas (EU, 2018).

É improvável que os compradores asiáticos tentem renegociar cláusulas de destino nos atuais contratos em vigor, mas tanto o Japão quanto a Coreia têm aproximadamente 50% de seus volumes contratados vencendo entre 2020 e 2030 (GIIGNL, 2019), e isso pode ser renegociado em acordos mais flexíveis. Tem sido relatado que novos contratos assinados por compradores asiáticos de GNL já excluem a cláusula de destino (S&P Global Platts, 2018b).

Um movimento importante pelo lado do mercado está relacionado com alianças para aumentar o poder de barganha para obter acordos melhores e mais flexíveis com os vendedores de GNL. Em 2017, a KOGAS, a JERA e a CNOOC assinaram um Memorando de Entendimento para cooperar no negócio de GNL, através de compras conjuntas de GNL, participação conjunta em investimentos no *upstream* e cooperação no transporte e armazenamento (JERA, 2017). A aliança permite otimizar os arranjos de frete, através de *swaps* e uso compartilhado de armazenamento, que é deficiente nos três países. Este tipo de estratégia parece estar dando certo, uma vez que a Tokyo Gas e a Centrica assinaram um Heads of Agreements para comprar 2,6 MTPA com flexibilidade de destino em formato DES de Mozambique LNG, depois de assinarem um MoU para cooperarem no mercado de GNL em 2016 (Tokyo Gas, 2018b). Essa estratégia de cooperação entre *players* pode se tornar mais importante quando o mercado voltar a ser um “mercado dos vendedores”.

Os grandes compradores de GNL também estão adotando uma estratégia de integração ao longo da cadeia, assegurando participação tanto no *upstream* quanto no *downstream* em outros países. Esses grandes *players* estão aumentando suas capacidades de comercialização e revendendo o GNL para *players* menores e no mercado *spot* (Hashimoto *et al*, 2016). Japão e Coreia estão adotando essa estratégia. A KOGAS expandiu sua operação adquirindo participações em 20 projetos *upstream* e esteve envolvida em projetos de terminais de regaseificação em vários países (Paik, 2018). As empresas japonesas estão seguindo a mesma estratégia, como exemplo, a Tokyo Gas tem como meta aumentar o investimento no exterior no mercado de GNL, com foco no Sudeste Asiático; e na América do Norte. A empresa vinha investindo em vários projetos de produção de *shale gas* na América do Norte e em projetos integrados na Austrália; e nos últimos anos aumentaram sua participação na distribuição de gás no Vietnã, Indonésia, Tailândia (Tokyo Gas, 2019). A China é a mais jovem importadora de GNL da família asiática, mas já tem participação em vários projetos na Austrália, Rússia,

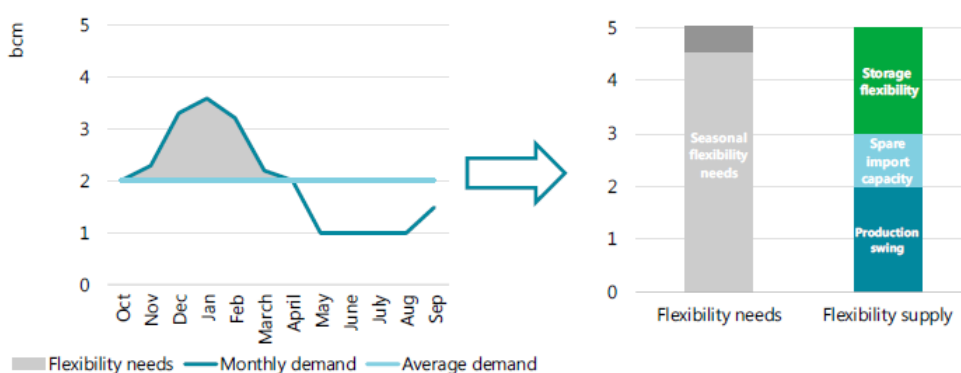
Moçambique e Canadá; dado que esta é uma estratégia comum das NOCs chinesas, de investir fortemente em mercados de energia no exterior para garantir o abastecimento.

5.3.3. O Mercado Europeu como provedor de flexibilidade internacional

O suprimento da demanda europeia de gás natural depende de sua própria produção (principalmente da Noruega, Reino Unido e Holanda), importações de gasodutos, principalmente da Rússia e Argélia, e importações de GNL. Os países que mais participam do mercado de GNL são os que têm acesso limitado aos gasodutos russos, como Espanha, Reino Unido e França.

O mercado europeu, assim como o Asiático, é fortemente impactado pela variação da demanda relativa aos períodos de inverno, no qual o consumo de gás natural cresce significativamente para fins de aquecimento. A Figura 21 apresenta essa variação e a importância relativa dos instrumentos utilizados para suprir a flexibilidade em caso de maior demanda de gás. A região conta com disponibilidade de armazenamento, capacidade ociosa para importação (GNL) e capacidade de modular a produção em campos de gás não associados da região.

Figura 21. Esquema simplificado das necessidades de flexibilidade e dos instrumentos utilizados na Europa



Fonte: IEA (2019b).

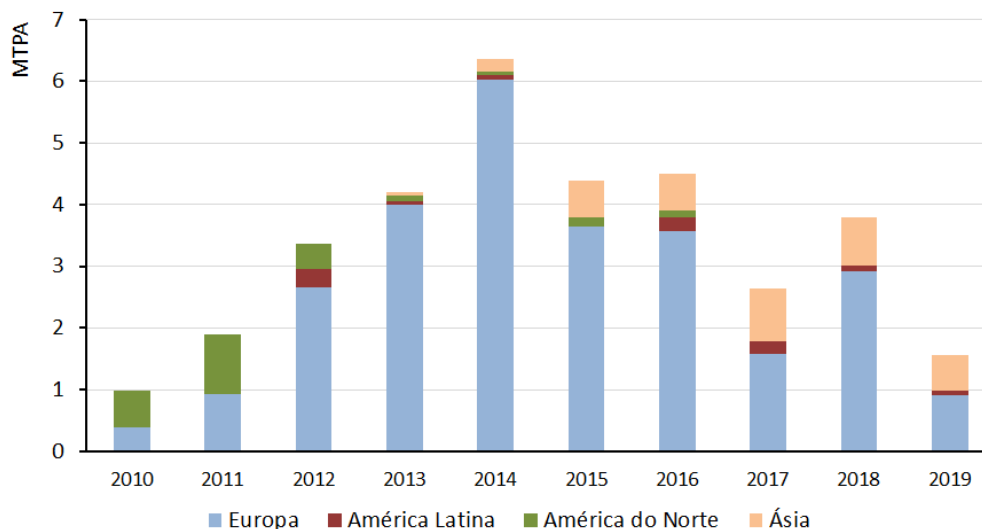
O mercado europeu de gás possui grande flexibilidade e liquidez, e essa tem sido uma ferramenta importante para equilibrar o mercado internacional de GNL nos últimos anos. A Timera Energy (2017b) apresenta as razões pelas quais a Europa se tornou uma provedora de

flexibilidade no mercado de GNL. Por ser um mercado de gás líquido, a oferta e a demanda europeias respondem aos sinais de preço. O mercado possui diversos instrumentos de flexibilidade tanto pelo lado da oferta (campos de gás associado, contratos de importação de gás russo com take-or-pay) como pelo lado da demanda (capacidade de trocar gás por carvão no mercado de energia elétrica). Ademais, os preços dos hubs europeus estão sendo utilizados no mercado de GNL como referência em contratos, o que cria um vínculo entre o mercado local de gás europeu e o mercado de GNL.

A vasta infraestrutura do mercado de gás também afeta a flexibilidade, pois a região possui grande disponibilidade de armazenamento de gás, capacidade de regaseificação e rede integrada de dutos. A Europa possui capacidade total de regaseificação de 225 bcm com baixa taxa de utilização, apenas 28% em 2018, o que fornece flexibilidade para absorver o GNL quando o mercado internacional está com excesso de oferta. Quando o mercado internacional exige mais cargas *spot*, a Europa também possui uma grande capacidade de recarga (*reloading*) de metaneiros, de maneira que é possível para os países vender parte do seu gás estocado. Atualmente 65% da capacidade total de regaseificação da Europa possui capacidade de *reloading*, facilitando a reexportação de cargas da região.

De fato, como visto no Gráfico 16, a Europa é a principal região que fornece GNL flexível através do *reloading* de metaneiros. A crescente participação das reexportações após 2011 está relacionada ao grande *spread* entre os preços dos mercados consumidores de GNL, pois o mercado asiático estava pagando um prêmio alto para compensar os efeitos do desastre de Fukushima.

Gráfico 16. *Reloading* por região



Fonte: GIIGNL (2020).

A Europa também possui grande armazenamento de gás, o que representa 21% do consumo anual (GIE, 2018). O armazenamento de GNL nos terminais de regaseificação representa 10% da demanda de GNL em 2018 (GIIGNL, 2019). Pela base de dados GIIGNL (2019), os países europeus possuem 66 MTPA em contratos de prazo, 82% em contratos de longo prazo, 10% em médio prazo e 8% em curto prazo. Diferentemente dos contratos asiáticos, os contratos europeus não possuem cláusulas de destino, pois a Comissão Europeia entende que é uma característica anticompetitiva e proíbe sua utilização⁷³.

O papel europeu de "provedor global de flexibilidade" foi testemunhado na escassez de GNL pós-Fukushima, quando a Europa conseguiu redirecionar volumes para o mercado asiático, sendo responsável por dois terços da oferta flexível. Esta flexibilidade foi possível por meio de ajustes no lado da demanda europeia em 2013, liderada por Espanha que havia contratado volumes em excesso na época (IEA, 2016). A Europa também foi capaz de absorver o excesso de volumes do Catar quando os EUA deixaram de importar entre 2010-2011, devido a crescente produção de *shale gas* do país que substituiu parte relevante das importações de GNL (Argus, 2018b).

⁷³ Nos anos 2000, a Comissão Europeia investigou contratos nigerianos e argelinos relativo a restrições às vendas territoriais. Após a investigação, as cláusulas tiveram que ser removidas dos contratos de GNL existentes na época e novos contratos não podem incluir esse tipo de restrição.

5.4. Os novos paradigmas para a flexibilidade no mercado de GNL

Pelo lado da oferta, os novos modelos de negócios dos EUA se distanciam do tradicional relacionamento ponto a ponto de longo prazo, mas adiciona mais uma camada de complexidade na cadeia, dando aos compradores de GNL a tarefa de obter suprimento de gás no mercado local de gás, com exceção dos contratos da Cheniere e Tellurian que decidiram incluir o fornecimento da molécula ao comprador de GNL. Os contratos ainda são de longo prazo e todos eles se aproximam de um modelo de *take-or-pay*, no qual o fluxo de caixa da planta de liquefação é garantido e pago ao longo dos contratos, através do pagamento do serviço de liquefação. Por um lado, os novos contratos e modelos, permitem que os compradores tenham liberdade de alocar cargas conforme sua necessidade, além de permitir flexibilidade total com relação ao volume retirado, dando opções de cancelamento sem pagamento de multas. Por outro lado, o contrato tem inflexibilidade sobre a taxa do serviço de liquefação, pago independente do uso, mas sem previsão de recuperação da capacidade paga e não utilizada, no estilo da cláusula de *make-up*.

A principal inovação desses modelos de negócios é que eles conseguiram fornecer garantias suficientes para financiar seus projetos de maneiras diferenciadas das tradicionais (*Project Finance* com requisitos rígidos dos credores). O financiamento de projetos de exportação de GNL tem sido um dos principais obstáculos aos novos projetos, devido a exigência de um fluxo de caixa estável por longo prazo traduzido em contratos rígidos com os compradores. Ao inovar o financiamento dos novos projetos, é possível obter mais flexibilidade à medida que contratos e modelos de negócios também são desenhados de maneiras inovadoras. O LNG Canada e o Golden Pass são exemplos importantes ao tomarem o FID com base no *balance sheet financing*.

Os novos projetos que oferecem flexibilidade de destino, nos EUA e no Canadá, impactam todo o mercado, pois os vendedores tradicionais acostumados ao modelo rígido precisarão competir com esse novo ambiente. É possível que outras soluções e flexibilidades sejam oferecidas, o que melhoraria a flexibilidade geral do mercado, permitindo a diversificação da flexibilidade contratual no portfólio de compradores.

Mais importante que o estabelecimento desses novos modelos e contratos é a participação dos agregadores no mercado internacional, principalmente como principais compradores de capacidade de produção desses novos projetos da América do Norte. Esses *players* e a estratégia de verticalização das operações entre os diversos mercados tem sido o principal responsável pelo fornecimento de cargas *spot* e opções flexíveis para contratos de longo prazo.

Os movimentos do lado da demanda também estão impulsionando a maior flexibilidade do mercado. Os grandes compradores asiáticos, principalmente o Japão, estão pressionando os vendedores a aumentar a flexibilidade nos contratos de longo prazo pois eles não possuem outras ferramentas de flexibilidade muito bem desenvolvidas, já que apresentam deficiências no armazenamento, na diversificação do portfólio de contratos e na capacidade de *reloading*. Esses grandes compradores também vêm buscando seguir a estratégia de verticalização, assumindo posições em contratos e ativos ao longo da cadeia de GNL, o que tem impacto positivo sobre seus instrumentos de flexibilidade disponíveis.

A diversificação do portfólio de contrato desses compradores deve seguir um conceito amplo, no sentido de realizar contratos com diferentes prazos, contrapartes e condições de flexibilidade (destino, volume, preço, programação). Os compradores não irão depender exclusivamente do comércio a curto prazo e *spot*, devido à demanda firme em seus mercados domésticos e às questões de segurança de fornecimento. Por esse motivo, os contratos de longo prazo em si ainda serão demandados, mas podem apresentar uma variedade de configurações, permitindo que os compradores se diversifiquem com diferentes tipos de flexibilidade em cada contrato.

A flexibilidade é um recurso valioso no mercado de GNL e os participantes estão aprimorando seus instrumentos seguindo a estratégia do portfólio, ao verticalizar a operação na cadeia. Existe uma distinção relevante entre essa estrutura verticalizada e o modelo tradicional também verticalizado (integrado), porque o novo modelo foca na construção um portfólio de ativos e acesso a diferentes mercados, não sendo dependente de apenas uma fonte e apenas um mercado final. Para alcançar essa flexibilidade em suas operações, o *player* precisa de um portfólio diversificado de contratos, ativos e posições no mercado.

Essa tendência de integração pode levar o mercado a uma posição em que apenas os grandes *players* têm poder de investir, como foram vistos nos recentes FIDs em modelo de Equity/Cost. O movimento de construção de portfólio é exclusivo dos grandes e tradicionais *players*, que já têm maior poder de investimento e barganha.

Em contraponto, *players* menores, seja por menores volumes ou em países com pouca influência e sem tradição no mercado de GNL, acabam a mercê das ofertas disponibilizadas pelos grandes *players*, que podem impor o grau de flexibilidade e custos relativos conforme seu poder de mercado.

Pela análise do desenvolvimento do mercado internacional de GNL, fica evidente a redução dos custos de transação intrínsecos nas relações contratuais devido a diversificação de oportunidades e contratos. O mercado de GNL foi criado aos moldes do mercado de gás, cuja especificidade do ativo de transporte de gás via gasoduto torna o risco de *hold-up* muito alto e justifica, portanto, o modelo de contrato mais rígido para mitigar o risco de oportunismo.

Nos mercados de gás locais, os processos de liberalização têm como consequência o aumento do número de agentes envolvidos no mercado e a criação de um mercado *spot*. Doane & Spulber (1994) argumentam que com o estabelecimento de acesso aberto às infraestruturas do mercado, que é foco dos processos de liberalização, reduz a dependência dos fornecedores de gás a poucos compradores. Consequentemente, a especificidade dos investimentos se reduz, assim como o risco de *hold-up*.

Assim como no mercado de gás local, a existência de poucas empresas e países aptos e interessados a exportar/importar GNL no primeiro momento do mercado de GNL e o alto custo dos investimentos cria o risco de *hold-up* nas relações comerciais. Portanto, em um primeiro momento, conforme discutido no Capítulo 1, a solução para lidar com o grande custo de transação incluía modelos de negócios com verticalização entre os elos da cadeia e contratos rígidos com alto *take-or-pay*.

Em teoria, no entanto, as transações internacionais do mercado de GNL tem uma condição de especificidade distinta das transações internacionais em um mercado de gás, dado que os navios de transporte não são absolutamente específicos para uma relação

comercial - como é em geral um gasoduto construído entre países. Essa diferença é crucial, dado que os navios metaneiros podem ser reutilizados em outras rotas e por diferentes *players* em diversos países. No entanto, em um primeiro momento, os navios metaneiros foram construídos em dedicação a uma única relação contratual e, portanto, com alta especificidade.

O mercado de GNL evoluiu em muitos aspectos, à medida que as condições tecnológicas e comerciais mudaram ao longo dos anos. A entrada de novos *players* em todos os elos da cadeia diminui o risco de *hold-up*, pois compradores e vendedores têm outros mercados que podem ser acessados e os ativos não precisam estar envolvidos em uma única transação dedicada. Em especial, com a entrada de empresas independentes no segmento de transporte marítimo e as possibilidades de revenda de capacidade em mercado secundário diminui ainda mais a especificidade dos ativos do mercado GNL.

No contexto de menor especificidade dos ativos o surgimento de um mercado *spot* e de curto prazo é facilitado, no qual volumes não utilizados no mercado final original podem ser redirecionados a outros mercados. A flexibilidade do mercado se aprimora conforme os custos de transação se reduzem no mercado, principalmente àqueles provenientes de redução da especificidade dos ativos.

No entanto, o mercado ainda apresenta incertezas e altos custos de investimento, principalmente para a construção de terminais de liquefação, que justifica a existência de algumas inflexibilidades. Uma delas está nos contratos de longo prazo vigentes, com pouca flexibilidade no volume retirado, sem opções de cancelamento de carga e com destino fixo. Estes são contratos “legado” que tendem a ser renegociados em termos mais flexíveis conforme cheguem ao vencimento ou diante de situações de força maior.

As incertezas aliadas aos altos custos de investimento mantêm um relevante custo de transação no mercado, mesmo com menor especificidade dos ativos. A solução tem sido dada pelos *players* com grande poder de mercado, verticalizando suas operações e criando acesso a diferentes mercados vendedores e compradores. Com essa estratégia, os agregadores são capazes de fornecer contratos flexíveis e incentivar o mercado *spot*, mesmo em um cenário de relevante custo de transação. Em outras palavras, a solução para os custos de transação

do mercado de GNL migrou de uma estratégia mista de verticalização (com integração clássica) e contratos rígidos de longo prazo para uma estratégia mista de verticalização (com integração por portfólio) e contratos de variados prazos.

Tabela 18. Resumo das condições de mercado internacional de GNL

Aspectos	Início do mercado de GNL (até dec. 90)	Evolução do mercado de GNL
Especificidade dos ativos	Ativos dedicados a uma transação específica (transação ponto-a-ponto)	Ativos utilizados para diversas transações (países, rotas, <i>players</i>)
Incerteza	<p>Risco de demanda: assumido pelo vendedor das relações bilaterais</p> <p>Risco de suprimento: assumido pelo comprador das relações bilaterais</p> <p>Risco de preço: Assumido pelo vendedor</p>	<p>Risco de demanda: assumido pelo vendedor das relações bilaterais, mas mitigado pela existência de um mercado <i>spot</i> e instrumentos de flexibilidade da demanda</p> <p>Risco de suprimento: assumido pelo comprador das relações bilaterais, mas mitigado pela existência de um mercado <i>spot</i></p> <p>Risco de preço: Mitigado pelo uso de precificação variada e gás-gás</p>
Frequência das transações	Transações frequentes dentro de uma relação contratual (entregas frequentes do mesmo vendedor para manter o fluxo de oferta no mercado local)	Transações frequentes em diversas relações contratuais (entregas frequentes de diversos vendedores para manter o fluxo de oferta no mercado local)
Número de participantes	23 países e poucas empresas	63 países e muitas empresas
Solução para custo de transação	Integração vertical + contratos rígidos de longo prazo	Integração por portfólio + diversificação contratual

Fonte: Elaboração Própria com base em dados GIIGNL (2001) e GIIGNL (2020).

5.5. Conclusão do capítulo

O objetivo deste capítulo foi apresentar as novas estratégias e os modelos de negócio dos *players* no mercado internacional de GNL e o potencial impacto sobre a flexibilidade do mercado. O mercado de GNL está em transição para um contexto de maior liquidez e flexibilidade, impactado pelas novas estratégias de portfólio.

A construção de portfólio diversificado se configura como uma integração vertical pulverizada em várias localidades e tem sido uma estratégia perseguida tanto pelos vendedores, como pelos compradores. O portfólio permite que os agentes mitiguem seus riscos de demanda e suprimento e tenham maior flexibilidade.

As novas condições de mercado internacional de GNL podem ser interpretadas à luz da TCT. Os principais determinantes do custo de transação se modificaram desde o surgimento do mercado. A especificidade dos ativos se reduziu, devido a menor dedicação da infraestrutura a uma única transação e a existência de novos *players* tanto na oferta quanto na demanda que reduzem o risco de *hold up* e atitudes oportunistas. As incertezas também se modificaram conforme os instrumentos de flexibilidade reduziram os riscos associados.

As condições de menor custo de transação no mercado internacional de GNL abriram o espaço para inovações e melhoria da liquidez e flexibilidade. Esse perfil se torna extremamente relevante para os mercados de gás local com relevantes custos de transação, pois o acesso a uma fonte de suprimento flexível é essencial para a mitigação de riscos de demanda e suprimento locais.

Capítulo 6. As reformas regulatórias e o papel do GNL para a gestão de risco de suprimento no Brasil

O mercado de gás no Brasil encontra-se em um processo de liberalização, impulsionado pelos desinvestimentos da Petrobras e seu novo posicionamento estratégico, dando maior foco ao segmento *upstream*. O processo em si envolve grande movimentação para adequação regulatória, de maneira que permita e incentive o desenvolvimento de um mercado competitivo.

O objetivo do presente capítulo é primeiramente apresentar uma visão de evolução dos mercados de gás e como a mudança nas estruturas é algo esperado e almejado. Nesse contexto, é de extrema relevância o estabelecimento de um debate regulatório e principalmente o desenvolvimento de instrumentos de flexibilidade para mitigar os riscos associados que deixam de estar concentrados com o incumbente.

Em um segundo momento, será explorada a percepção de risco dos agentes dentro do novo contexto do mercado liberalizado, que deverão lidar e decidir como administrar tais riscos⁷⁴. Existe uma incompatibilidade entre os riscos que cada parte está disposta a assumir e isso se torna relevante no contexto de liberalização. Nessa análise se torna clara a necessidade de inclusão de instrumentos de flexibilidade no mercado de gás brasileiro.

Por fim, o capítulo conclui com a indicação do GNL como impulsionador do processo de liberalização e instrumento de flexibilidade, fundamental para a mitigação de riscos no mercado competitivo.

6.1. O papel da flexibilidade no desenvolvimento do mercado de gás

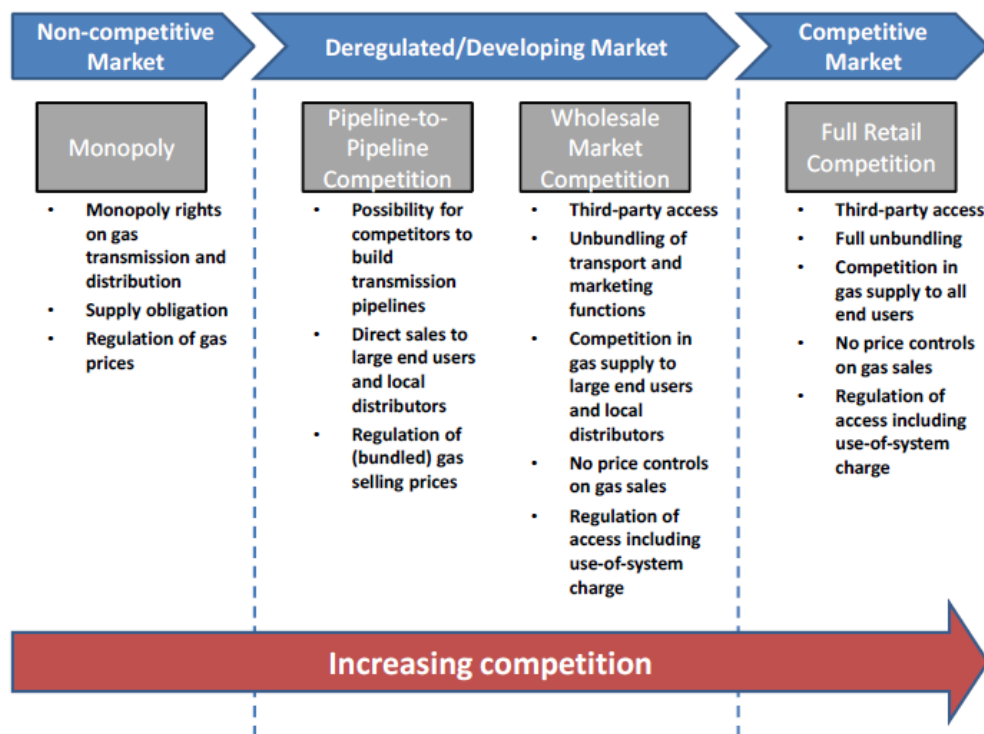
O estabelecimento de um mercado de gás natural é facilitado pela estrutura de monopólio. Em um primeiro momento, devido aos altos investimentos em ativos específicos, a verticalização das operações é necessária para viabilizar o desenvolvimento do mercado de gás, conforme preconiza a TCT. Nesse contexto, o incumbente faz os investimentos iniciais do mercado, tanto para produção ou importação, como para transporte e distribuição do gás, e

⁷⁴ Parte das informações e visões contidas nesse capítulo foram desenvolvidas tendo como base as perspectivas apresentadas pelos entrevistados, conforme Anexo A.

tem a obrigação de fornecimento ao elo final da cadeia. Dessa forma, o incumbente assume os riscos associados ao fornecimento, se comprometendo não só a nível micro com o cliente final, mas a nível macro relativo à segurança energética do país. Nesse contexto, a inserção de instrumentos de flexibilidade no mercado se dá por estratégia do monopolista, para lidar com variações da demanda e da oferta, garantindo a segurança do fornecimento.

O cenário acima descreve exatamente o surgimento do mercado de gás no Brasil, com a Petrobras assumindo o papel de incumbente. A Figura 22 ilustra o desenvolvimento do mercado de gás e seus diversos estágios entre a condição de monopólio e o mercado competitivo.

Figura 22. Transição do mercado de gás



Fonte: IEA (2018a).

O objetivo da transição no mercado de gás é estabelecer competição em diversos elos da cadeia. A existência de muitos *players* envolvidos e grande quantidade de transações acaba por definir preços de gás estabelecidos pelos fundamentos do mercado de demanda e oferta.

No contexto competitivo, os instrumentos físicos de flexibilidade estão disponíveis para contratação por qualquer agente e existe uma grande diversidade de instrumentos

contratuais. Nesse ambiente, a existência de flexibilidade gera liquidez no mercado, no qual compradores e vendedores da molécula podem se ajustar pelos sinais de preços.

De acordo com Almeida *et al* (2008), para o mercado competitivo se estabelecer se requer:

“(...) (i) a existência de uma estrutura de oferta desconcentrada, através de um grande número de produtores ou importadores; (ii) um alto nível de maturidade da indústria, traduzida em termos da construção de uma infraestrutura básica de transporte e distribuição; (iii) a introdução de regras de mercado que permita o acesso de terceiros à rede de transporte, a liberalização do mercado final e o desenvolvimento de um mercado de curto-prazo para o gás e capacidade de transporte; (iv) e, finalmente, uma regulação eficaz através de reguladores com autonomia e uma efetiva capacidade de intervenção no mercado” (Almeida *et al*, 2008, pp. 19)

Conforme o mercado cresce e tem mais participantes atuando, tanto na demanda quanto na produção, as mudanças regulatórias se tornam necessárias para permitir que o mercado flua sem intermédio do incumbente. Isso se deve, pois, o mercado de gás é caracterizado por ser uma cadeia com estrutura basicamente fixa e para que os agentes participem do mercado é necessário que se estabeleça o acesso não discriminatório aos elos da cadeia. O incumbente, como monopolista, tem pouco incentivo a permitir esse acesso dado que implica em perda do poder de mercado. Portanto, a reforma regulatória é essencial para que exista uma quebra do monopólio que incentive novos agentes a participar do mercado de gás.

As reformas regulatórias nos diferentes países seguiram rotas distintas, mas a ideia principal de todas elas era de estabelecer uma relação competitiva entre a demanda e a oferta ao oferecer a ambas partes acesso às infraestruturas de transporte, assim como promover a desverticalização da produção, transporte, comercialização e distribuição do gás (Arentsen, 2011). Portanto, para que a reforma seja bem-sucedida é fundamental que cada item da cadeia do gás seja independente e acessível a qualquer agente.

Um primeiro ponto a ser endereçado na reforma institucional é a regulamentação do transporte visando o ambiente de negócios competitivo. Nesse contexto, é essencial que o desenho regulatório permita o acesso de vendedores e compradores ao transporte de gás

para que seja possível a comercialização independente do incumbente. O incumbente não pode ser proprietário da rede de transporte e também não pode monopolizar a capacidade via contratos de longo prazo – a nova regulação deve garantir que não seja possível para nenhum agente tomar atitudes anticompetitivas e discriminatórias.

Um outro passo relevante da reforma regulatória é definir o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais da cadeia do gás. Essa regulamentação permite que os agentes do mercado tenham acesso a algumas infraestruturas de propriedade de terceiros, comumente os gasodutos de escoamento, UPGNs, terminais de regaseificação e estocagem, mediante negociação dos termos de acesso, ou em alguns casos em que se estabelece como um serviço regulado. O acesso é necessário tanto para dinamizar o mercado, como para evitar que exista ociosidade de infraestrutura que onere o consumidor final.

As principais diretrizes que norteiam a reforma do mercado de gás no Brasil estão relacionadas ao acesso a infraestrutura, tanto de transporte como das demais infraestruturas da cadeia do gás, idealizada de acordo com as experiências internacionais, principalmente do Reino Unido. Como discutido no Capítulo 1, a iniciativa do Gás para Crescer e o Programa Novo Mercado de Gás (PNMG) tem como objetivo principal resolver a questão de acesso ao *midstream* do mercado de gás, estabelecendo regras mais modernas para o sistema de transporte e acesso de terceiros às infraestruturas essenciais.

Importante pontuar que existe uma diferença crucial entre os mercados e experiências internacionais de liberalização e o caso do Brasil. A maturidade do mercado, o papel do incumbente e infraestruturas disponíveis são muito distintas no momento em que se inicia o processo de reforma. O ponto de maior atenção é relacionado aos instrumentos de flexibilidade disponíveis, como estocagem ou instrumentos contratuais.

De acordo com Heather (2010), na Inglaterra a British Gas Corporation (BGC) detinha o monopólio de oferta de gás aos consumidores finais. A empresa tinha sua própria produção de gás, mas também comprava de outros produtores. De acordo com o autor, para fazer o balanceamento da oferta e demanda, a BGC utilizava contratos flexíveis ou interruptíveis com

os seus fornecedores e infraestrutura de estocagem⁷⁵. No processo de desverticalização das operações da BGC, a estocagem foi considerada um serviço relacionado ao transporte e se estabeleceu o acesso de terceiros de forma regulada (Fevre, 2013).

Nos Estados Unidos, o processo de liberalização do mercado de gás se deu pela publicação, por parte da FERC Ordem No. 436/1985 e 63/1992, que permitiram acesso de terceiros aos gasodutos e separação entre as atividades de transporte e comercialização de gás. Diferente dos casos do Reino Unido e Brasil, não existia a figura do incumbente ou uma única empresa com poder de monopólio. O mercado de gás era estruturado com as transportadoras comprando o gás dos produtores e vendendo às distribuidoras o gás, realizando uma venda casada da molécula e do transporte.

Assim como no Reino Unido, os EUA já possuíam infraestrutura de armazenagem quando se inicia o processo de liberalização do mercado de gás. De acordo com Tucker (1986), na década de 80 os Estados Unidos contavam com 7 TCF de armazenamento de gás, em sua maior parte de propriedade das próprias transportadoras.

A existência de instrumentos de flexibilidade nesses países no período prévio à liberalização se justifica pelo perfil de consumo distinto do Brasil. Nesses países o gás natural é amplamente utilizado nos setores residencial e comercial e apresenta forte sazonalidade nos meses de inverno. Para esses países, os instrumentos de flexibilidade são fundamentais para manter a segurança do fornecimento e tem relevante sensibilidade social.

Nos processos de liberalização dos países em questão, o problema do balanceamento e as questões de flexibilidade acabaram se tornando menos complexas, pois dependia apenas de garantir acesso de terceiros à infraestrutura existente que contava com estocagem subterrânea de gás. No caso do Brasil, como não há infraestrutura de armazenamento, a discussão e estratégia de liberalização deveria seguir uma estratégia inovadora.

6.2. A flexibilidade no processo de liberalização do mercado de gás no Brasil

O processo de liberalização do mercado de gás desenhado no Brasil tomou as experiências internacionais como base, principalmente do Reino Unido onde a BG tinha papel

⁷⁵ De acordo com Fevre (2013), a BGC possuía sete instalações de armazenamento de gás/GNL ligadas ao sistema interconectado de gasodutos e alguns outros em sistemas isolados.

semelhante à Petrobras. No entanto, as condições de flexibilidade necessárias para o desenvolvimento do mercado não foram muito enfatizadas. Dentre os pontos debatidos na reforma que tem relevância para as condições de flexibilidade do mercado de gás estão: a estocagem de gás natural; e o acesso a infraestruturas essenciais, em especial terminais de importação de GNL.

Na iniciativa Gás para Crescer, a questão de flexibilidade foi encarada como um problema para viabilizar a comercialização do gás natural. No Subcomitê 04, que tratava da Comercialização de Gás, foram elencados quatro problemas que geram barreiras a comercialização de gás independente da Petrobras. O primeiro deles é exatamente a falta de flexibilidade do mercado brasileiro e a solução sugerida é principalmente no desenvolvimento de infraestrutura de estocagem de gás e mercado de curto prazo (Gás para Crescer, 2017).

A estratégia do Gás para Crescer estava voltada à redação de uma nova lei, em substituição à Lei do Gás (Lei nº 11.909 de 2009). A Nova Lei do Gás, sendo tratada através do PL nº 6.407/2013, está atualmente sendo processada pelas comissões da Câmara, mas em um processo lento e sem previsão de conclusão. As principais mudanças previstas no Projeto de Lei são:

- i. Modelo de tarifação por Entrada-Saída nos Sistema de Transporte;
- ii. Separação total para novos transportadores e separação legal com certificado de independência para transportadores atuais;
- iii. Operação coordenada por Área de Mercado;
- iv. Plano de decenal de expansão da malha de gasodutos proposto pelos transportadores e aprovado pela ANP;
- v. Infraestrutura essencial com acesso negociado com regulação pela ANP; e
- vi. Estocagem de gás passaria a regime de autorização - hoje é concessão e é um grande empecilho para o desenvolvimento do segmento.

Em um esforço de acelerar a mudança, em 2018 foi publicado o Decreto 9.616/2018 que modifica o Decreto 7.382/2010 que regulamenta a Lei do Gás de 2009. No Decreto de 2010,

o art. 62 reflete o art. 45 da Lei do Gás a qual coloca que “os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.” O Decreto de 2018 não pode modificar o trecho definido em lei, mas adicionou a condição de que se negado o acesso em uma conduta configurada como anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis. Ademais, o Decreto determina que a ANP desenhará os códigos de acesso aos terminais e definirá os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos. Essa é uma solução que resolve parcialmente o problema, pois não dá a segurança jurídica necessária para investidores e entrantes. Um motivo é pela lei resguardar o direito “a não obrigação de acesso”, outro motivo é que as condições de acesso e resolução de conflito a serem definidas pela ANP só serão desenvolvidas em 2021 e 2023, de acordo com a agenda da agência (ANP, 2019b).

O Programa Novo Mercado de Gás (PNMG) foi criado em 2019 para dar continuidade aos esforços do Gás para Crescer. Ambos os programas liderados pelo governo têm os mesmos objetivos de estimular a concorrência no fornecimento de gás natural, incentivando a participação de outras empresas e reduzindo a posição dominante da Petrobras. Mas enquanto a iniciativa Gás para Crescer se concentrou no projeto e construção de consenso sobre uma nova lei (que ainda está no lento processo legislativo), o Programa Novo Mercado de Gás está focado nas mudanças que podem ser feitas modificando a legislação secundária, bem como outras medidas (por exemplo, através da intervenção do CADE em comportamentos anticoncorrenciais da Petrobras). Como algumas questões só podem ser resolvidas pela mudança da Lei do Gás, em um segundo momento o PNMG previa a elaboração de um novo texto de lei e início do processo legislativo novamente, o que levaria mais diversos anos para elaboração e conclusão.

O Programa Novo Mercado de Gás teve como passo inicial a publicação da Resolução CNPE n. 16/2019, com foco principalmente nas questões relacionadas à atuação da Petrobras e à distribuição de gás natural, além de incluir diretrizes para as entidades federais (MME, ANP, EPE, CNPE e CADE). Dentre as medidas direcionadas à Petrobras, a Resolução definiu “a oferta de serviços de flexibilidade e balanceamento de rede, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional durante período de transição ou enquanto

não houver outros agentes capazes de ofertarem esses serviços” (Item III, Art. 3º, CNPE, 2019). Portanto, está previsto que a Petrobras se mantenha como fornecedor de flexibilidade no mercado de gás, até que surjam outros *players* que forneçam esse serviço. No entanto, não define exatamente a Petrobras como supridor de última instância, que estaria responsável por fornecer gás caso ocorra interrupção na produção/entrega de outro fornecedor.

As questões relacionadas ao balanceamento do sistema foram incluídas na discussão regulatória, colocando a Petrobras como provedora desse serviço de flexibilidade até que o mercado desenvolva uma solução independente (CNPE, 2019). No entanto, não se indicou como seria o processo para desenvolver essa solução, quais agentes poderiam assumir essa posição de fornecedor de flexibilidade e sob quais condições se estabeleceria esse serviço. Essa incerteza pode acarretar relevante lentidão na criação de soluções de flexibilidade independentes.

Por mais que questões de acesso a infraestrutura estejam endereçadas na reforma, ainda há muita incerteza e os riscos percebidos pelos agentes do mercado é determinante para o sucesso da reforma. É importante que se identifiquem os riscos percebidos pelos entrantes do mercado de gás, tanto do lado do fornecimento, como do lado da demanda.

6.3. Percepção de risco no Novo Mercado de Gás

Como discutido no Capítulo 4, a necessidade de flexibilidade no Brasil está principalmente associada à imprevisibilidade do setor elétrico e, em menor proporção e volatilidade, o setor industrial, comercial, residencial e automotivo. A estratégia da Petrobras para lidar com as flutuações do mercado de gás foi de administrar seu portfólio de suprimento e contratos para manter a segurança de fornecimento e garantir essa flexibilidade. No contexto da liberalização, no entanto, essa configuração de flexibilidade se torna um limitador para a própria reforma. A potencial entrada de novos agentes evidencia os problemas de flexibilidade no mercado de gás brasileiro e como a dominância da Petrobras limita as soluções.

Os agentes do mercado de gás têm diferentes perspectivas sobre os riscos inerentes a liberalização do mercado. No processo das entrevistas realizadas para a elaboração deste

capítulo, ficou clara a preocupação com três riscos relevantes para os diferentes *players* do mercado, são eles: risco de demanda, risco de suprimento e risco de especificação. O risco de demanda é relevante para o vendedor da molécula, o risco de suprimento e de especificação são relevantes para o comprador da molécula.

Para que o processo de liberalização seja bem sucedido é importante que se diversifiquem os fornecedores de gás do mercado. Essa diversificação pode ocorrer por novos produtores ou importadores. Os novos produtores, principalmente dos recursos do Pré-sal, têm como objetivo a produção de petróleo e o gás é apenas um subproduto nessas condições. Para estes produtores é essencial que o comprador de gás tenha capacidade de absorver toda produção sem interrupções, para que não prejudique o andamento da produção de petróleo. Nesse sentido, o produtor individual de um campo tem baixa capacidade de fornecer gás que responda a oscilações da demanda.

Ao mesmo tempo que o novo produtor busca um consumidor com perfil de demanda firme, é necessário que este também esteja apto a lidar com as paradas de manutenção programadas para as plataformas de produção (FPSOs). Essas paradas são necessárias para manter a integridade da infraestrutura e implica em interromper total ou parcialmente a produção de petróleo e gás por aproximadamente 15 dias (Finocchio Jr., 2009).

Concluindo, pelo lado do produtor de gás associado que não possui um portfólio de suprimento com flexibilidade, a demanda deve ser firme a maior parte do tempo e interruptível quando necessário. Dessa forma, o produtor não consegue lidar com risco de demanda devido à oscilação sazonal da demanda e interrupção/choques da demanda. Comparando esse perfil dos novos produtores com os contratos analisados no Capítulo 4, vemos que existe relevante assimetria entre o que estes podem oferecer e o que vem sendo acordado pela Petrobras. Os níveis de flexibilidade dos contratos com as distribuidoras e das térmicas, referenciados nas cláusulas de ToP, ajuste de QDC ou modelo de opções, não são compatíveis com o risco de demanda e volatilidade que os produtores de gás associado estão dispostos a aceitar.

A Petrobras tem uma vantagem competitiva em comparação com os demais fornecedores e potenciais entrantes em fornecer a flexibilidade e conseguir lidar com o risco

de demanda. Essa afirmação se torna clara pela análise das estratégias estabelecidas pela empresa para lidar com o choque de demanda causado pela crise sanitária do Covid-19, em 2020. Na ocasião, a Petrobras teve de ajustar seu portfólio para lidar com a menor retirada de gás do sistema e declarou força maior nos contratos de quem a empresa compra gás, tanto do gás boliviano como de produtores locais. O caso mais interessante é o consórcio de Manati, no qual a estatal alegou força maior para suspender as obrigações do *take-or-pay* e paralisar a produção, que ocorreu entre os meses de fevereiro e maio, de acordo com dados da ANP (2020). O consórcio não concordou com as alegações para paralisação da produção de gás no campo, indicando que eles não estavam dispostos a lidar com o risco de demanda. Em especial a Enauta, que detém 45% de participação, sinalizou que buscará medidas legais para reverter a decisão da Petrobras dados os impactos esperados no fluxo de caixa e planejamento estratégico (Enauta, 2020). A Petrobras enquanto fornecedora das distribuidoras lidou de maneira mais flexível com as novas condições do mercado e negociou pagamentos parcelados, suspendeu o *take-or-pay*, dentre outras medidas para amenizar a situação.

Essa situação específica demonstra claramente como outros produtores poderiam reagir mediante um choque de demanda e como o risco de demanda associado ao negócio, se mal administrado, pode resultar em relevantes prejuízos ao produtor. Ao mesmo tempo, demonstra como um portfólio diversificado permite que a Petrobras realize os ajustes necessários diante do choque de demanda.

Analisando o lado da demanda, os distribuidores e consumidores buscam fornecimento com menor risco de suprimento possível e que seja capaz de lidar com as oscilações sazonais. A demanda não-térmica no Brasil é representada pelas distribuidoras ou consumidores de grande porte que adquirem gás diretamente do fornecedor (especialmente do setor elétrico). As distribuidoras de gás no Brasil detêm o monopólio da distribuição de gás em seus estados e, por esse motivo, ainda são as principais fornecedoras ao mercado final, intermediando a relação entre o fornecedor/produzidor e os consumidores.

As distribuidoras seriam os agentes que administram o risco de suprimento e que ajustam o fornecimento para os consumidores com retiradas voláteis. Na visão desses agentes, é extremamente relevante que a oferta de gás seja segura e esteja sempre disponível para retirada. Existe um risco elevado em estabelecer o suprimento de gás com um único

produtor de gás com pouca diversificação de campos e infraestrutura, devido a possibilidade de interrupções ao longo da cadeia.

Concluindo, o comprador, seja a distribuidora ou um grande consumidor, caso assuma um compromisso com um novo fornecedor exclusivamente, assume o risco de não receber o suprimento caso ocorra qualquer problema ao longo da cadeia do gás desse fornecedor. O método mais coerente de mitigar tal risco é não depender unicamente de um fornecedor e estabelecer um portfólio de suprimento. Outra opção é o próprio fornecedor estabelecer seu portfólio de opções no Brasil, com diferentes fontes de suprimento e flexibilidades associadas.

No caso da Petrobras, esse risco é baixo, pois a empresa possui um portfólio vasto e disponibilidade de diversos instrumentos para lidar com possíveis interrupções de algum campo ou elo da cadeia. Nos contratos mais modernos assinados com as distribuidoras também há a possibilidade de paradas programadas com redução da entrega de gás para realizar reparos e manutenção dos equipamentos relacionados ao fornecimento de gás. No entanto, essa parada é bastante limitada e não condiz com uma parada de uma FPSO, conforme apresentado por Finocchio Jr. (2009).

Além do risco de suprimento, uma preocupação adicional por parte das distribuidoras que tem sido apontado como um risco associado à diversificação do suprimento no mercado liberalizado é com relação à especificação do gás - receber o gás em condição distinta do acordado. Atualmente, tendo a Petrobras como única fornecedora do mercado, o controle de qualidade do gás é feito de maneira centralizada e é relativamente fácil de ajustar, através de misturas de gás com distintas características que misturados respeitam os limites definidos pela regulação⁷⁶. Em um contexto de muitos fornecedores injetando na rede, por mais que haja um controle *ex post* sobre os responsáveis pela injeção de gás fora da especificação, os prejuízos para os compradores/distribuidoras já terão ocorrido e podem afetar fortemente o sistema de gás.

⁷⁶ “A especificação técnica do gás natural que circula no território nacional é estabelecida pela Resolução ANP nº 16/2008. A especificação vale para todo e qualquer gás natural que entra nos gasodutos de transporte, seja esse gás de origem nacional ou importado, com algumas diferenças para as diferentes regiões/sistemas de gás natural.” (CNI, 2019).

A percepção de riscos dos novos agentes fica claramente sinalizada com a observação de dois acontecimentos recentes do mercado de gás brasileiro. Um deles foi a Chamada Pública Coordenada lançada em 2018 pelas distribuidoras de gás natural. A Chamada tinha como objetivo de encontrar novos agentes interessados no suprimento de gás. As empresas das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste receberam 51 propostas de suprimento de 15 empresas diferentes, enquanto as do Nordeste receberam 38 propostas de 9 empresas (Abegas, 2019a e 2019b). A Petrobras foi a única empresa capaz de fornecer contratos com condições e garantias de suprimento suficientes para as distribuidoras e, portanto, se manteve como única supridora.

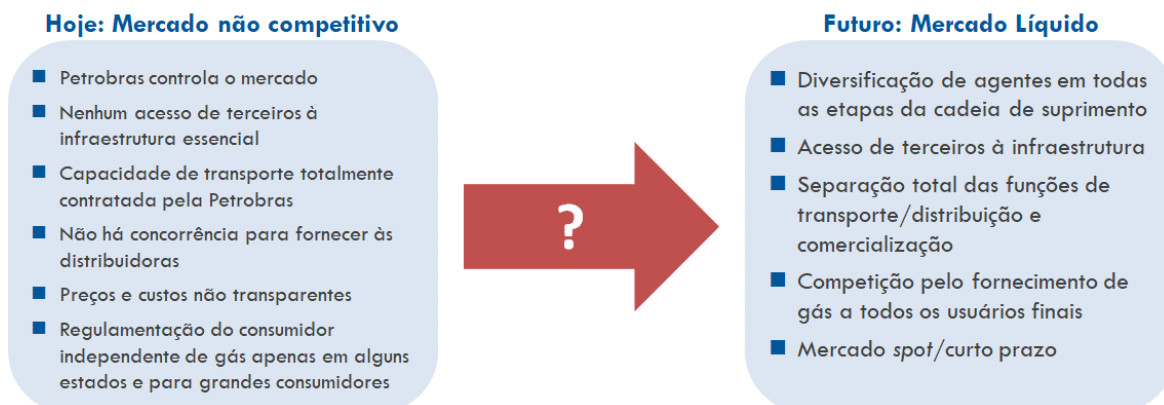
Em paralelo, a TBG, transportadora do gás importado da Bolívia, lançou chamada pública para contratação de capacidade de transporte referente ao contrato de 18 MMm³/d que a Petrobras detinha. O resultado da contratação foi que a Petrobras se manteve como principal carregadora, contratando uma capacidade de entrada de 18 MMm³/d para 2020 e 8 MMm³/d para 2021.

Os dois casos descritos representam um claro sinal de que ainda existem muitos riscos associados no novo mercado de gás e que os players ainda não estão aptos a se relacionarem sem o intermédio da Petrobras. O desencontro de interesses e riscos associados na diversificação de agentes podem ser solucionados através da inserção de mecanismos de flexibilidade e evidencia a necessidade de incorporar o tema da flexibilidade do mercado de gás no debate do PNMG. A introdução de mecanismos de flexibilidade da oferta e de demanda deve ser parte relevante do desenho do mercado organizado de gás natural no Brasil.

6.4. O papel no GNL no gerenciamento de risco de suprimento

O debate e medidas da liberalização do mercado de gás no Brasil buscou desenvolver as condições necessárias para estabelecer competitividade. O mercado de gás desenhado para o futuro do Brasil prevê a diversificação dos agentes em todas etapas, competição, acesso a infraestruturas relevantes e criação de mercados de curto prazo, conforme Figura 23. O desenho do mercado liberalizado foi estabelecido tendo como base as experiências internacionais de mercados mais maduros, conforme discutido neste Capítulo.

Figura 23. Condições atuais e meta do mercado liberalizado



Fonte: Elaboração Própria.

A resolução do impasse entre distribuidores e fornecedores é chave para efetivamente viabilizar a liberalização e diversificação de agentes do setor. A questão central é relacionada com o problema de flexibilidade e mitigação de riscos inerentes ao mercado de gás, conforme apresentado na primeira seção. Para que os agentes do mercado possam interagir sem a interveniência da Petrobras é necessário que se desenvolvam soluções de flexibilidade.

A liberalização do mercado de gás pode ter seu processo separado em dois períodos: um de transição e um que reflete o mercado competitivo que é a meta do processo. O período de transição deve incluir movimentos e incentivos que impulsionem o mercado ao segundo período. No contexto brasileiro, diversas medidas já estão sendo tomadas no período de transição, tanto no âmbito regulatório, como comercial. Mas o ponto chave da flexibilidade não está sendo endereçado neste período e o impasse se mantém.

As condições de flexibilidade têm seu perfil muito claro no período do mercado competitivo. Com a maior competitividade e existência de um mercado de curto prazo, os sinais de preço passam a definir os movimentos do mercado que são viabilizados pela disponibilidade dos instrumentos de flexibilidade físicas. Nesse contexto, as flexibilidades comerciais são reflexo das flexibilidades físicas do mercado, que possui uma gama de serviços disponíveis condizente com as condições de acesso às infraestruturas. Nesse sentido, estão desenvolvidas infraestruturas de estocagem subterrânea de gás, acesso a terminais de importação de GNL e serviços de flexibilidade associados às infraestruturas.

No período de transição, no entanto, não está claro como se colocarão as condições de flexibilidade. As discussões sobre o assunto não têm sido endereçadas de maneira coordenada, que poderia ser feita no âmbito do Programa Novo Mercado de Gás. Dessa maneira, a solução pode surgir dos participantes do mercado tanto do lado da oferta ou da demanda. Para que o vendedor de gás consiga fornecer um contrato firme, com segurança de fornecimento que esteja de acordo com o que a distribuidora deseja, será necessário montar um portfólio de suprimento emulando o posicionamento da Petrobras no mercado. Ao mesmo tempo que essa estratégia viabiliza o contrato de fornecimento com a distribuidora/cliente final, também mitiga o risco de demanda dependendo do portfólio construído. Em realidade, a solução do portfólio pode se dar também pelo lado do comprador, que pode construir um portfólio diversificado de compra de gás, mitigando os riscos associados a contratação de gás por um único supridor.

Para a estruturação desse portfólio é essencial que se adicionem fontes flexíveis, incluindo ofertas interruptíveis como aquisição de gás não associado (importado da Bolívia ou de produtor doméstico) ou importação de GNL. Nesse sentido, a importação de GNL se torna a opção mais factível nesse contexto, por ser uma fonte mais flexível e disponível a curto prazo, viabilizando a liberalização do mercado de gás no Brasil.

A transformação do mercado internacional de GNL melhorou as condições de flexibilidade e os importadores têm um leque maior de possibilidades para suprir suas necessidades. O mercado brasileiro de gás, no contexto da liberalização pode se beneficiar da liquidez e flexibilidade do mercado internacional. A política energética deveria estar sendo desenhada para incentivar o modelo de negócios com menor custo total, utilizando o GNL como oferta flexível do mercado.

A utilização do GNL como fonte flexível de fornecimento de gás tem sido foco de alguns estudos na literatura brasileira sobre economia da energia, como em Demori (2008) que analisa o papel do GNL como fonte flexível para atender o parque térmico, concluindo que é essencial o aprimoramento das condições de flexibilidade do mercado de gás no Brasil. Em outra esfera, CNI (2016) defende que a importação de GNL é relevante para manter a segurança de suprimento no mercado de gás brasileiro e aponta as melhorias do âmbito

regulatório que deveriam ser endereçadas à época para viabilizar e incentivar o uso de GNL não apenas para setor elétrico como para a indústria.

No entanto, não se encontra na literatura a proposição do GNL como incentivador do processo de liberalização sendo um item fundamental na diversificação do portfólio de suprimento no novo mercado de gás. O GNL tem condições de fornecer a flexibilidade necessária para mitigar os riscos associados do mercado de gás local no Brasil. As novas condições do mercado internacional, com maior variedade de fornecedores, de formatos contratuais e grande flexibilidade são ideais para a inserção de flexibilidade no mercado de gás brasileiro.

De acordo com o TCC entre o CADE e a Petrobras, a estatal deve fornecer o serviço de flexibilidade, mas isso não distribui os riscos entre os agentes e não impulsiona a uma total liberalização do mercado. Com essa solução, a Petrobras se mantém como agente central que mantém a segurança do sistema e que tem o perfil de fornecimento mais desejado pelas distribuidoras com aversão ao risco de suprimento. Sem a inserção de mecanismos de flexibilidade independentes da estatal, o mercado mantém basicamente a estrutura prévia à liberalização.

Nesse sentido, é fundamental que se discutam as condições de investimentos em novos instrumentos de flexibilidade. O ponto chave é que para o período transitório, os investimentos de terminais de importação de GNL já foram realizados pela Petrobras e o ponto é apenas a regulação garantir o acesso de terceiros a esses terminais.

Uma possibilidade é desenvolver um negócio de serviço de flexibilidade através de um terminal de regaseificação, seguindo um modelo de *tolling downstream*, no qual os interessados pagam pela capacidade de regaseificação conforme necessidade de flexibilidade. Este modelo de negócios pode se associar também com outros serviços de flexibilidade, como estocagem de gás/GNL e possibilidade de recarga de GNL.

Conclusões

O objetivo da presente tese foi apresentar e discutir as questões de flexibilidade do mercado de gás no Brasil, desde sua construção com estratégias definidas pela Petrobras até o contexto atual de liberalização. O problema da tese envolve exatamente essa transição do mercado verticalizado de gás para o mercado competitivo no Brasil, no qual os riscos e custos associados precisam ser redistribuídos entre os agentes e não mais administrados pela Petrobras. A hipótese levantada na tese é de que as novas condições do mercado internacional de GNL, principalmente com o estabelecimento dos novos modelos de negócios dos agregadores e *players* dos EUA, podem impulsionar e viabilizar a liberalização do mercado de gás no Brasil.

A evolução do mercado internacional de GNL também foi foco das análises da tese, com o objetivo de desenhar as novas condições de flexibilidade e liquidez. As transações de compra e venda de gás natural transportado por via marítima surgiram como uma extensão do mercado de gás local e envolve elevados investimentos e riscos associados. Com o crescimento do mercado, evoluções tecnológicas, novos modelos de negócios e a inserção de novos fornecedores como os EUA, trouxeram o mercado a uma condição de maior flexibilidade e liquidez.

Ao utilizar a Teoria dos Custos de Transação como marco teórico para a análise da flexibilidade, a tese concentrou esforços na análise da rede de contratos e estrutura do mercado de gás e GNL. No caso do mercado internacional de GNL, buscou-se apresentar a evolução do mercado que evidencia uma modificação na estrutura dos custos de transação e permitiram maior flexibilidade e liquidez. Os custos de transação do mercado de GNL se reduziram pela menor especificidade dos ativos (com mais *players*, os ativos se tornam menos dedicados a uma única relação), mas ainda se mantêm relevantes devido às incertezas e aos altos custos de investimento. A existência de custos de transação ainda relevantes está na evidência de que os contratos de novos projetos seguem sendo de longo prazo com garantias relevantes, como nos projetos dos Estados Unidos cujos contratos são de 20 anos e com uma estrutura de pagamento fixo de capacidade sem direito a recuperação. No entanto, o que se concluiu pela análise do mercado internacional é que os contratos dos EUA, mesmo sendo de longo prazo, inclui algumas flexibilidades e inovações que não se encontram nos contratos

legados. Dessa maneira, a flexibilidade se insere pela diversificação do portfólio de contratos de longo prazo.

Alguns fatores que evidenciaram a maior flexibilidade do mercado internacional de GNL. Primeiro, a atuação dos agregadores integrando a cadeia e administrando seu portfólio de maneira otimizada e flexível, inclusive com a difusão do modelo de negócio entre os maiores compradores. Segundo, os compradores que, com maior poder de barganha, passaram a exigir condições mais flexíveis nos contratos a prazo, como maior flexibilidade nas garantias e programação de entrega, e no fim da restrição de redirecionamento de cargas. Terceiro, o estabelecimento de um mercado *spot* e de curto prazo, muito influenciado pela atuação dos agregadores e crescimento das operações de reexportação de cargas contratadas em excesso (como no caso espanhol). Por fim, a internacionalização dos instrumentos de flexibilidade locais, particularmente da Europa, garante uma dinâmica mais flexível ao mercado internacional de GNL.

A TCT foi amplamente utilizada na literatura como marco teórico de estudos de caso do mercado de gás e GNL. A principal justificativa está na existência de investimentos específicos e dedicados a uma transação que implica em contratos de longo prazo incluindo diversas garantias e/ou integração vertical da cadeia. No entanto, pela análise da literatura, fica clara que as condições de custo de transação não são imutáveis e evoluem ao longo do tempo, resultando em novas estruturas de governança. De fato, quando analisamos o mercado internacional de GNL, essa evolução se torna evidente, no qual novas estruturas de governança se estabeleceram para lidar com os custos de transação.

A análise da literatura que relaciona a TCT com mercados de gás e GNL enfatiza a condição dos ativos específicos e dos contratos de longo prazo. As incertezas, um dos pontos que influenciam os custos de transação, não são amplamente exploradas nesta literatura. Uma das contribuições da tese é caracterizar as incertezas do mercado de gás como os riscos de demanda, de suprimento e preço. Por serem incertezas inerentes ao mercado, principalmente as relacionadas a volumes (demanda e suprimento), é necessário que sejam incluídas soluções para lidar com a possibilidade de variações dos volumes. Essas soluções são os instrumentos de flexibilidade físicos e contratuais que permitem a modulação da injeção e retirada de gás do sistema conforme variam a demanda ou a oferta.

A tese buscou definir a flexibilidade do mercado de gás, o que motiva sua existência e quais instrumentos disponíveis, dando foco especial na flexibilidade contratual. As flexibilidades contratuais instrumentalizam as flexibilidades físicas do mercado de gás e tem diversos mecanismos que permitem a variação dos volumes e preços. Do extenso detalhamento dos contratos GSA e LNG SPA, ficaram evidentes as cláusulas que conferem flexibilidade dos contratos de longo prazo, quais sejam *take-or-pay*, programação de entrega flexível, possibilidade de revenda/redirecionamento e possibilidade de cancelamento de entrega.

Tendo a referência teórica da TCT, dos instrumentos de flexibilidade e das perspectivas contratuais, a tese forneceu uma visão da rede de contratos estabelecidas pela Petrobras e as estratégias da empresa para garantir a flexibilidade e segurança energética. A estatal administra todas as compras de gás do mercado, tanto de produtores locais quanto fornecedores internacionais (Bolívia e mercado de GNL). Pelo outro lado, a Petrobras é única fornecedora para o mercado e tem contratos com as distribuidoras e consumidores finais. Essa estrutura de mercado, tendo a Petrobras como intermediária, foi necessário para o estabelecimento do mercado de gás, como uma estratégia para lidar com os riscos e altos custos de transação.

O mercado de gás brasileiro apresenta diversas particularidades. Uma das principais características é a dimensão e alta variabilidade da demanda de gás pelo setor elétrico. As usinas termelétricas a gás são utilizadas como *back-up* do sistema hidrelétrico e, portanto, tem seu despacho imprevisível, se configurando como um relevante desafio no suprimento de gás, que precisa ser altamente flexível. Muitas das usinas existentes estão inseridas no portfólio da Petrobras, de maneira que não há contratos explícitos de fornecimento de gás. As usinas de terceiros que possuem contratos com a Petrobras são em dois modelos: contratos clássicos de fornecimento GSA com *take-or-pay* e preço fixo, e contratos de opção para térmicas com fornecimento de GNL (em realidade, gás canalizado). As condições contratuais da estatal e participação ativas em leilões com térmicas próprias, acabaram impulsionando novos modelos de negócios para termelétricas como as usinas *Reservoir-to-Wire* da Eneva e os projeto *LNG-to-power* da Celse e GNA.

Outra particularidade relevante da demanda brasileira é a baixa utilização do gás para calefação, muito comum em mercados do Hemisfério Norte para aquecimento no inverno. Isso implica em sazonalidade de pequenas proporções no mercado não termelétrico, que é suprido pela Petrobras. Os contratos de fornecimento para as distribuidoras apresentaram uma clara evolução, saindo de condições rígidas e com desalinhamentos da repartição de riscos (contrato Bolívia vs. contrato distribuidoras do Gasbol) para contratos de menor prazo com volumes mais flexíveis.

A solução de flexibilidade adotada pela Petrobras foi de associar a integração vertical com um portfólio de fornecimento: importação da Bolívia com contrato de longo prazo e ToP que fornecia uma faixa flexível, importação de GNL *spot* acionada conforme variação da demanda termelétrica, produção doméstica de gás em amplo portfólio nacional. Com essas condições foi possível mitigar os riscos associados ao mercado de gás e controlar os custos de transação.

O processo de liberalização do mercado de gás, impulsionado pelos planos de desinvestimento da estatal, está em andamento. Diversas questões regulatórias ainda estão em aberto, mas o ponto específico da flexibilidade do mercado de gás não está sendo endereçado de maneira pragmática. Existe um desalinhamento entre os riscos que os entrantes do mercado de gás estão dispostos a assumir. De um lado, os consumidores buscam fornecedores com baixo risco de suprimento e capacidade de lidar com a volatilidade do mercado; por outro lado, os novos produtores de gás associado, querem que a demanda seja capaz de retirar todo gás e manter a produção de petróleo no máximo da capacidade. Os riscos percebidos pelos agentes impedem que novas relações contratuais se estabeleçam, evidenciado nas tentativas das distribuidoras de realizar novos contratos de fornecimento.

Sem o entendimento desses riscos e soluções necessárias, a liberalização do mercado de gás pode não se estabelecer. O ponto chave para solução desse desalinhamento está na inclusão de flexibilidade no portfólio dos *players* entrantes que poderão mitigar os riscos de suprimento e demanda ao ter maneiras de modular a retirada e injeção do sistema.

Nesse sentido, a importação de GNL é chave para o estabelecimento do portfólio, dado que é uma fonte genuinamente flexível. Dessa forma, o mercado internacional de GNL surge

como uma oportunidade para os *players* que se interessarem em construir portfólio ou até mesmo como um modelo de negócio independente, assumindo um papel de fornecedor de flexibilidade do mercado doméstico. As políticas públicas e o processo de reforma devem incentivar um modelo de inserção de flexibilidade via importação de GNL independente da Petrobras, impulsionando a liberalização do mercado de gás no Brasil. O modelo de *tolling downstream* pode ser aplicado nesse caso, com fornecimento não discriminatório de serviços de flexibilidade aos agentes de mercado que administrariam os riscos de mercado pela diversificação de portfólio.

A conclusão da tese deixa algumas agendas de pesquisa possíveis, dando continuação ao tema de flexibilidade do mercado de gás no Brasil. Uma delas está relacionada ao setor de transporte de gás, que não foi abordado nesse trabalho. O segmento representa o elo central da cadeia de gás e é o ativo específico que mantém alto custo de transação no mercado. No entanto, através do *linepack*, se torna um instrumento de flexibilidade e em um contexto de competitividade, os custos de transação se reduzem.

Outro ponto relevante para a agenda de pesquisa é explorar mais as possibilidades de inserção de instrumentos de flexibilidade no mercado de gás brasileiro em comparação com a inserção do GNL. Nesse sentido, seria interessante analisar a viabilidade de construção de infraestrutura dedicada ao serviço de flexibilidade, como por exemplo estocagem subterrânea de gás. É importante analisar as barreiras geológicas, econômicas e regulatórias; assim como o benefício tendo em vista os instrumentos existentes como a importação de GNL e importação da Bolívia.

Na agenda de pesquisa, também é pertinente aprofundar estudos sobre o estabelecimento de mercados secundários de comercialização de gás, utilizando experiências internacionais no desenvolvimento de hubs e seus fundamentos. O mercado brasileiro tem muitas particularidades e vão ser necessários estudos para embasar o desenho de um mercado de gás com maior liquidez no país.

Bibliografia

ABEGAS (2018). Chamada Pública de Gás Natural. Apresentação de 21 de agosto de 2018.

ABEGAS (2019a). Chamada Pública para aquisição de gás natural no Nordeste recebe mais de 20 propostas. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/72025>>. Último acesso em: 22/08/2020.

ABEGAS (2019b). Segunda etapa da Chamada Pública para aquisição de gás natural define supridores selecionados. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/73458>>. Último acesso em: 22/08/2020.

AKLY, Y. (2019). Panorama de oferta del gas natural boliviano. Apresentação no Seminário sobre Gás Natural – IBP. Ed. 219.

ALMEIDA, J. R. U. C. (2008). A Importância da Flexibilidade na Oferta e na Demanda no Mercado de Gás Natural – O Caso Brasil. Dissertação de Mestrado – COPPE/UFRJ.

ALMEIDA, E. F. *et al.* (2008). *Metodologia de Análise Comparativa De Modelos Regulatórios Na Indústria Do Gás Natural*. Relatório do projeto de P&D, GEE/IE/UFRJ, Rio de Janeiro.

ALMEIDA, E. F. & COLOMER, M. (2013). *Indústria do Gás Natural. Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Synergia: FAPERJ IE/UFRJ e UFF. Rio de Janeiro.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2005). Nota Técnica nº 035/2005. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/029/documento/nt_resolucao_inflexibilidade_rev3ap.pdf>. Último acesso em: 13/02/2020.

___ (2012). Contrato de Opção de Compra de gás natural entre Petrobras e Furnas – UTE Santa Cruz, 2008. Processo de Fiscalização da ANEEL da UTE Santa Cruz. Disponível em: <[http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/411196/RESP_OSTA_PEDIDO_48500%202168%202009%20\(Volume%20\).pdf](http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/411196/RESP_OSTA_PEDIDO_48500%202168%202009%20(Volume%20).pdf)>. Último acesso em: 26/02/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP (2001). Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/industria_gas_2001.doc>. Último acesso em: 20/08/2019.

___ (2004). A Reforma da Indústria do Gás Natural na Bolívia. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte->

gas-natural/consultorias-contratadas/reforma-industria-bolivia.pdf>. Último acesso em: 10/11/2019.

___ (2010). O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL. *Séries ANP*, n. 4. Rio de Janeiro: ANP, 2010.

___ (2016). Nota Técnica nº 013/2016-SCM – sobre Comercialização de Gás Natural na Esfera de Competência da União: A Resolução ANP Nº 052/2011 e o Registro de Contratos. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-13-2016-scm.pdf>>. Último acesso em: 26/02/2020.

___ (2018). Nota Técnica 14/2018 - A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf>>. Último acesso em: 01/09/2019.

___ (2019a). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural – junho 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Último acesso em: 01/09/2019.

___ (2019b). ANP divulga agenda regulatória no âmbito do Novo Mercado de Gás. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5278-anp-divulga-agenda-regulatoria-no-ambito-do-novo-mercado-de-gas>>. Último acesso em: 07/07/2020.

ANP (2020). Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Edição Abril 2020/ Número 116. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2020-04-boletim.pdf>>. Último acesso em: 17/06/2020.

ARENTSEN, M. J. (2011). Trends in gas. In: FINGER, M. & KÜNNEKE, R. F. (Ed.). *International Handbook of Network Industries*, Cheltenham: Edward Elgar Publishing, p. 179-196.

ARGUS (2018a). BP signs 20-year deal with Calcasieu Pass LNG. Disponível em: <<https://www.argusmedia.gs/pages/NewsBody.aspx?frame=yes&id=1684163&menu=yes>>. Último acesso em: 19/10/2019.

ARGUS (2018b). Zombie LNG. Disponível em: <<https://www.argusmedia.com/pt/blog/2018/january/4/zombie-Ing>>. Último acesso em: 19/04/2019.

ARORA, V. (2012). *A Note on Natural Gas Market Evolution in Light of Transaction Cost Theory*. MPRA Paper No. 54974. Disponível em: <<https://mpra.ub.uni-muenchen.de/54974/>>. Último acesso em: 23/01/2018.

BRASIL (2000). Decreto nº 3.371, de 24 de Fevereiro de 2000. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm>. Último acesso em: 16/02/2020.

BROUSSEAU, E. & GLACHANT, J-M. (2004). The economics of contracts and the renewal of economics. In: BROUSSEAU, E. & GLACHANT, J-M. (Ed.). *The Economics of Contracts - Theories and applications*. Cambridge: Cambridge University Press, 2004, p. 3-44.

CADE (2019). TERMO DE COMPROMISSO DE CESSAÇÃO DE PRÁTICA – Petrobras e CADE. Disponível em:

<https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z>. Último acesso em: 31/01/2020.

CARRIERE, C. (2018). The effects of Japan's push for greater LNG market flexibility on LNG pricing and destination restrictions. *Journal of World Energy Law and Business*, 2018, 11, p. 136–144.

CHÁVEZ, G. (2013). Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Bolivia. Banco Interamericano de Desarrollo – Resumen de Políticas, IDB-PB-199. Disponível em: <<https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Ingresos-fiscales-por-explotaci%C3%B3n-de-hidrocarburos-en-Bolivia.pdf>>. Último acesso em: 27/01/2020.

COASE, R.H. (1937). The Nature of the Firm. *Economica*, v. 4, n. 16, p. 386-405, 1937.

COMEXSTAT (2020). Dados de Importação de Gás Natural Liquefeito.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE (2019). Resolução nº 16/2019. Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/documents/36112/491934/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_16_2019.pdf/2d2e22aa-b6d8-d939-4eab-826b117f560b>. Último acesso em: 12/04/2020.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI (2016). *Gás Natural Liquefeito: Cenários Globais e Oportunidades para a Indústria Brasileira*. Brasília: CNI, 2016. Disponível em: <<http://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2016/6/gas-natural-liquefeito-cenarios-globais-e-oportunidades/>>. Último acesso em: 10/03/2018.

____ (2019). *Especificação do Gás Natural: Oportunidades e Experiência Internacional*. Brasília: CNI, 2019. Disponível em:

<<https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2019/11/especificacao-do-gas-natural-oportunidades-e-experiencia-internacional/>>. Último acesso em: 09/07/2020.

CORBEAU, A. S. (2016). LNG Contracts and Flexibility. In: CORBEAU, A. & LEDESMA, D. (Ed.). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford: Oxford University Press, p. 502-553.

CORBEAU, A. S. & FLOWER, A. (2016). The Maturing of LNG Business. In: CORBEAU, A. & LEDESMA, D. (Ed.). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford: Oxford University Press, p. 44-95.

CRETI, A. & VILLENEUVE, B. (2004). Long Term Contracts and take-or-pay clauses in natural gas markets. *Energy Study Review*, v. 13, n. 1, p. 75-94, 2004.

CROCKER, K. J. & MASTEN, S.E. (1988). Mitigating contractual hazards: Unilateral options and contract length. *Rand Journal of Economics*, v. 19, n. 3, p. 327-43, 1988.

CROCKER, K. J. & MASTEN, S.E. (1991). Pretia ex Machina? Prices and Process in Long-term Contracts. *Journal of Law and Economics*, Vol. 34, No. 1, p. 69-99.

DEMORI, M. B. (2008). GNL com mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil. Dissertação de mestrado – Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia – USP.

DOANE, M. J. & SPULBER, D. F. (1994). Open Access and the Evolution of the US Spot Market for Natural Gas. *Journal of Law and Economics*, Vol. 37, No. 2, p. 477-517.

DYER, E., REINBOTT, D, & WILLIAMS, M. (2009). Liquefied Natural Gas. In: PICTON-TURBERVILL, G. (Ed.). *Oil & Gas: A practical Handbook*. Londres: Globe Law and Business, 2009, p. 113-135.

EIA (2018). U.S. Underground Natural Gas Storage Capacity. Disponível em: <http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_stor_cap_dcu_nus_a.htm>. Último acesso em: 13/02/2020.

___ (2019). U.S. Liquefaction Capacity. Disponível em: <<https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#imports>>. Último acesso em: 27/09/2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2006). Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica – Metodologia de Cálculo. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-111/Metodologia%20de%20Calculo%20do%20ICB_R2.pdf>. Último acesso em: 20/02/2020.

___ (2017). Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20>

%20Panorama%20da%20Ind%C3%BAstria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%2022jun17.pdf>. Último acesso em: 26/02/2020.

___ (2019a). Premissas de simulação para o Caso Base LEN A-4/2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-355/EPE-DEE-IT-012-2019.pdf>>. Último acesso em: 27/02/2020.

___ (2019b). Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil - Panorama dos Principais Projetos. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-412/Nota%20T%C3%A9cnica%20-%20Terminais%20de%20Regaseifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20GNL%20no%20Brasil%20\(Ciclo%202018-2019\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-412/Nota%20T%C3%A9cnica%20-%20Terminais%20de%20Regaseifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20GNL%20no%20Brasil%20(Ciclo%202018-2019).pdf)>. Último acesso em: 07/02/2020.

___ (2020). Plano Decenal de Energia 2029. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Último acesso em: 22/05/2020.

ENAUTA (2020). Enauta informa medidas e reflexos em seus negócios relacionados à pandemia de COVID-19 e queda do Brent – Fato relevante de 07 de abril de 2020. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/58581687-ef6b-4185-99f8-7189e4d08a71/ff485eca-8de3-a0b1-75af-18b0bcd42fac?origin=1>>. Último acesso em: 15/07/2020.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT (2007). *Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*. Disponível em: <https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_en.pdf>. Último acesso em: 09/03/2018.

___ (2008). *Fostering LNG Trade: Role of the Energy Charter*. Disponível em: <https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/LNG_2008_en.pdf>. Último acesso em: 19/08/2019.

EPBR (2018). “Shell compra gás boliviano para mercado brasileiro”. Disponível em: <<https://epbr.com.br/shell-compra-gas-boliviano-para-mercado-brasileiro/>>. Último acesso em: 29/01/2020.

___ (2019). “Câmara posterga audiência sobre Lei do Gás para maio”. Disponível em: <<https://epbr.com.br/cme-posterga-audiencia-sobre-lei-do-gas-para-final-de-maio/>>. Último acesso em: 31/08/2019.

EUROPEAN UNION - EU (2017). *Follow-up study to the LNG and storage strategy*. Disponível em:

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/follow_up_study_lng_storage_final_01.pdf>. Último acesso em: 06/09/2019.

___ (2018). Antitrust: Commission opens investigation into restrictions to the free flow of gas sold by Qatar Petroleum in Europe. Disponível em: <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_4239>. Último acesso em: 22/01/2020.

EXXONMOBIL (2019). ExxonMobil, Qatar Petroleum to proceed with Golden Pass LNG export Project. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2019/0205_ExxonMobil-Qatar-Petroleum-to-Proceed-with-Golden-Pass-LNG-Export-Project>. Último acesso em: 05/10/2019.

FARINA, E. *et al* (2011). Efeitos Anticompetitivos da participação da Petrobras nos leilões de venda de energia gerada por termelétricas. Estudo Tendências. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/Leiloes_Energia_Praticas_Anticoncorrenciais_Petrobras.pdf>. Último acesso em: 26/02/2020.

FARRER, G. (2019). Trading houses' risk appetite create more evolved LNG market. Coluna de Opinião Wood Mackenzie – Agosto 2019. Disponível em: <<https://www.woodmac.com/news/editorial/trading-houses-risk-appetite-create-more-evolved-lng-market/>>. Último acesso em: 05/11/2019.

FERC (2014). Environmental Assessment for the Cove Point Liquefaction Project. Maio 2014. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/11/f19/EA-1942-FEA-2014%20%282%29.pdf>>. Último acesso em: 19/10/2019.

FEVRE, C. L. (2013). Gas Storage in Great Britain. Paper Oxford Institute for Energy Studies – NG 72. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/01/NG-72.pdf>>. Último acesso em: 09/05/2020.

FIANI, R. (2013). Teoria dos Custos de Transação. In: Kupfer, D. & Hasenclever, L. (org.). *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2013.

FINOCCHIO Jr., J. (2009). Programação de parada de plataforma marítima utilizando o método da corrente crítica. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Naval e Oceânica. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3135/tde-26012009-133737/publico/DISSERT_Jose_Finocchio.pdf>. Último acesso em: 07/07/2020.

FLOWER, A. & LIAO, J. (2012). LNG Pricing in Asia. In: STERN, J. P. (Ed.). *The Pricing of Internationally Traded Gas*, Oxford: Oxford University Press, p. 338-374.

FREEPOR T LNG (2020). Train 4 Expansion. Disponível em: <<http://freepor tlng.com/our-business/train-4-expansion/>>. Último acesso: 04/08/2020.

FOSS, M. M. (2012). Natural Gas Pricing in North America. In: STERN, J. P. (Ed.). *The Pricing of Internationally Traded Gas*, Oxford: Oxford University Press, p. 85-144.

FUELFIX (2017). Kinder Morgan sells 49 percent stake in LNG export project. Disponível em: <<https://fuelfix.com/blog/2017/02/28/kinder-morgan-sells-49-percent-stake-in-lng-export-project/>>. Último acesso em: 19/10/2019.

FULWOOD, M. (2018). Asian LNG Trading hubs: myth or reality. CGEP Paper.

GARDNER, D (2017). LNG Shipping. In: GRIFFIN, J. P. (Ed.). *Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG*, UK: Globe Law And Business, p. 7-29.

GÁS PARA CRESCER (2017). 1º Relatório - Subcomitê 04: Comercialização de Gás Natural. Brasília, 28 de abril de 2017.

GAZETA MERCANTIL (2003). YPFB cobra dívida de "take or pay" do Brasil. Disponível em: <<http://www.scgas.com.br/noticia/index/id/1080>>. Último acesso em: 29/02/2020.

GIE (2018). Existing gas storage capacity in Europe exceeded one petawatthour in 2018, shrunk against 2016. GIE Press Release. Disponível em: <<https://gie.eu/events/email/download/2018/GIEPRSTORMAP2018.pdf>>. Último acesso em: 07/11/2019.

GIIGNL (2019). The LNG industry GIIGNL Annual Report 2019. Disponível em: <<https://giignl.org/publications/giignl-2019-annual-report>>. Último acesso em: 22/04/2020.

GIIGNL (2020). The LNG industry GIIGNL Annual Report 2020. Disponível em: <https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_-_2020_annual_report_-_04082020.pdf>. Último acesso em: 22/04/2020.

GLACHANT, J. M. & HALLACK, M. (2009). Take-or-pay contract robustness: A three step story told by the Brazil–Bolivia gas case? *Energy Policy*, v. 37, p. 651–657, 2009.

GOMES, I. (2017). The vanishing LNG Market in Brazil. Oxford Energy Comment. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/04/The-vanishing-LNG-market-in-Brazil.pdf>>. Último acesso em: 15/07/2020.

GYARFAS, V. B. & LANG, D. A. (2019). Structuring Financeable LNG-to-Power Projects in Latin America. Apresentação da King & Spalding no CWC Brazil & the Americas Summit – Rio de Janeiro, 2019.

HARTLEY, P. (2015). The Future of Long-term LNG Contracts. *The Energy Journal*, in press

HASHIMOTO, H. et al (2016). Structural Shifts in the Global LNG Market. IEEJ: Maio 2016. Disponível em: <<https://eneken.ieej.or.jp/data/6680.pdf>>. Último acesso em: 01/12/2019.

HASHIMOTO, H. (2018). Emergence of LNG portfolio players. IEEJ: Março 2018. Disponível em: <<https://eneken.ieej.or.jp/data/7814.pdf>>. Último acesso em: 01/12/2019.

HEATHER, P. (2010). The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain. Oxford Institute for Energy Studies - NG 44. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG44-TheEvolutionandFunctioningOfTheTradedGasMarketInBritain-PatrickHeather-2010.pdf?v=19d3326f3137>>. Último acesso em: 23/04/2020.

HELMAN, C. (2005). First Mover. *Forbes*, 20 de junho de 2005. Disponível em: <<https://www.forbes.com/forbes/2005/0620/148.html#2cce733b99e0>>. Último acesso em: 02/08/2019.

HENDERSON, J. et al (2016) Future LNG supply: looking ahead, who will be the main potential LNG supplier? In: CORBEAU, A. & LEDESMA, D. (Ed.). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford: Oxford University Press, p. 209-306.

HONORÉ, A. (2017). The Dutch Gas Market: trials, tribulations and trends. OIES Paper: NG 118. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/The-Dutch-Gas-Market-trials-tribulations-and-trends-NG-118.pdf>>. Último acesso em: 24/01/2020.

HUBBARD, G. R. & WEINER, R. J. (1986). Regulation and long-term contracting in US natural gas markets. *Journal of Industrial Economics*, v. 35, n. 1, p. 71-9.

ICIS (2016). Cheniere to focus on DES LNG sales to bring in smaller buyers. Reportagem de 10/05/2016. Disponível em: <<https://www.icis.com/explore/resources/news/2016/05/10/9996497/cheniere-to-focus-on-des-lng-sales-to-bring-in-smaller-buyers/>>. Último acesso em: 31/07/2019.

IEA (2002). Flexibility in Natural Gas Supply and Demand.

___ (2016a). Global Gas Security Review 2016. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/global-gas-security-review-2016>>. Último acesso em: 28/09/2019.

___ (2016b). Gas Resilience Assessment of Japan. Insights Series 2016. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/gas-resiliency-assessment-of-japan>>. Último acesso em: 28/10/2019.

___ (2017). Global Gas Security Review 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalGasSecurityReview2017>>.pdf. Último acesso em: 28/09/2019.

___ (2018a). Towards a competitive natural gas market in Brazil - A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil. IEA Insight Series 2018. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/insights-series-2018-towards-a-competitive-natural-gas-market-in-brazil>>. Último acesso em: 03/03/2020.

___ (2018b). Global Gas Security Review 2018. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/global-gas-security-review-2018>>. Último acesso em: 28/09/2019.

___ (2019a). World Energy Outlook 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>>. Último acesso em: 28/09/2019.

___ (2019b). Global Gas Security Review 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/reports/globalgassecurityreview2019/>>. Último acesso em: 28/09/2019.

IEEJ (2018). The Future of Asian LNG 2018 (The Road to Nagoya). Outubro 2018. Disponível em: <<https://eneken.ieej.or.jp/data/8140.pdf>>. Último acesso em: 21/10/2019.

ISHII, N. (2015). Revised Electricity Business Act Becomes Law. Disponível em: <<https://www.jaif.or.jp/en/revised-electricity-business-act-becomes-law/>>. Último acesso em: 01/12/2019.

JAPAN FAIR TRADE COMMISSION - JFTC (2017). Survey on LNG Trades. Disponível em: <https://www.jftc.go.jp/en/pressreleases/yearly-2017/June/170628_files/170628-2.pdf>. Último acesso em: 01/05/2019.

JERA (2017). Conclusion of Tripartite MOU between JERA, KOGAS and CNOOC Concerning Cooperation in LNG Business. Disponível em: <https://www.jera.co.jp/english/information/20170323_325>. Último acesso em: 01/12/2019.

KEYAERTS, N. *et al* (2010). The Trade-Offs Between Line-Pack Flexibility And Transport Capacity In A Liberalized Gas Market. TME WORKING PAPER - Energy and Environment - WP EN2010-03. Disponível em: <https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/WPEN2010-03>. Último acesso em: 24/01/2020.

KLEIN, B., CRAWFORD, R. G., & ALCHIAN, A. A. (1978). Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process. *The Journal of Law and Economics*, v. 21, p. 297-326.

KLEIN, B. (2004). The role of incomplete contracts in self-enforcing relationships. In: BROUSSEAU, E. & GLACHANT, J. M. (Ed.). *The Economics of Contracts: Theories and applications*, Cambridge: Cambridge University Press, p. 59-71.

KLEIN, P. (2006). The Treatment of Frequency in Transaction Cost Economics. Disponível em: <<https://organizationsandmarkets.com/2006/09/06/the-treatment-of-frequency-in-transaction-cost-economics/#:~:text=Second%2C%20there%20is%20the%20frequency,regardless%20of%20who%20is%20transacting.>>. Último acesso: 31/07/2006.

LEDESMA, D. YOUNG, E. & HOLMES, C. (2013). The Commercial and Financing Challenges of an increasingly complex LNG chain. Cera working paper.

LEDESMA, D. (2016). The Changing Commercial Structure. In: CORBEAU, A. & LEDESMA, D. (Ed.). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford: Oxford University Press, p. 96-130.

LEDESMA, D. & FULWOOD, M. (2019). New Players, New Models - A research think piece. Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/04/New-Players-New-Models.pdf>>. Último acesso em: 28/09/2019.

LEITE, A. D. (2007). A Energia do Brasil. 2. Ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

LEUCH, H. L. (2012). Good Practice Note on (Upstream) Natural Gas. Disponível em: <<http://www.eisourcebook.org/cms/files/Upstream%20Natural%20Gas%20-%20H%20LeLeuch%20-%20updated%20Sept%202012.pdf>>. Último acesso em: 27/12/2019.

LISBONA, D. (2014). Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: O Índice Custo Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado – Instituto de Economia – UFRJ.

LISBONA, D. & RESENDE, L. (2018). *Expansão de Térmicas a Gás No Brasil: O que esperar para os próximos Leilões?* Caderno Opinião - Abril 2018. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/23892/Coluna%20Opinio%20Abril%20-%20Diogo%20Lisbona%20e%20Larissa%20Resende.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Último acesso em: 13/02/2020.

LOSEKANN, L. (2015). A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/10/19/a-integracao-truncada-das-termeletricas-a-gas-natural-no-setor-eletrico-brasileiro/>>. Último acesso em: 27/02/2020.

LNG CANADA (2018). LNG Canada Announces a Positive Final Investment Decision. Notícia de 1 de outubro de 2018. Disponível em: <<https://www.lngcanada.ca/news/lng-canada-announces-a-positive-final-investment-decision/>>. Último acesso em: 28/09/2019.

LNG WORLD NEWS (2018a). Trafigura agrees storage and reload services at Singapore LNG. Disponível em: <<https://www.lngworldnews.com/trafigura-agrees-storage-and-reload-services-at-singapore-lng/>>. Último acesso em: 06/11/2019.

___ (2018b). Glencore eyeing Philippine LNG project. Disponível em: <<https://www.lngworldnews.com/glencore-eyeing-philippine-lng-project/>>. Último acesso em: 06/11/2019.

___ (2019a). Ocean LNG to lift and market Golden Pass volumes. Disponível em: <<https://www.lngworldnews.com/ocean-lng-to-lift-and-market-golden-pass-volumes/>>. Último acesso em: 30/09/2019.

___ (2019b). Tellurian inks Driftwood LNG MoU with India's Petronet. Disponível em: <<https://www.lngworldnews.com/tellurian-inks-driftwood-lng-mou-with-indias-petronet/>>. Último acesso em: 30/09/2019.

MACAVOY, P. (1979). The Natural Gas Policy Act of 1978. *Natural Resources Journal*, v. 19, 811-828. Disponível em: <<https://digitalrepository.unm.edu/nrj/vol19/iss4/4>>. Último acesso em: 30/12/2019.

MAKHOLM, J. D. (2006). The Theory of Relationship-Specific Investments, Long-term Contracts and Gas Pipeline Development in the United States. Working Paper apresentado no 1º Workshop on Energy Economics and Technology, Dresden, Alemanha. Disponível em: <https://tudresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/lehrstuhlseiten/ordner_veranstaltungen_alt/ordner_enerday/ordner_enerday_2006/ordner_download_enerday_06/Makholm_paper.pdf?lang=en>. Último acesso em: 02/01/2020.

MALLET, M. *et al* (2018). Freeport LNG Liquefaction Project. Disponível em: <https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2018/12/1-5-Justin_Capouch-LNG17-Paper.pdf>. Último acesso em: 19/10/2019.

MARES, D. (2006). Natural gas pipelines in the Southern Cone. In: Victor, D; Jaffe, A. & Hayes, M. (ed.) (2006). *Natural Gas and Geopolitics - From 1970 to 2040*, Cambridge: Cambridge University Press, p. 169-201.

MASTEN S. & CROCKER K. (1985). Efficient adaptation in long term contracts: Take or pay provisions for natural gas. *American Economic Review*, v. 75, 1083-1093.

METI (2016). Strategy for LNG Market Development - Creating flexible LNG Market and Developing an LNG Trading Hub in Japan. May 2, 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2020). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Disponível em:
<<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Último acesso em: 15/06/2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME & MINISTÉRIO DE ECONOMIA - ME (2019). Nota Conjunta “Rumo ao novo mercado de gás”, 8 de julho de 2019. Disponível em:
<<http://www.economia.gov.br/central-de-conteudos/publicacoes/notas-tecnicas/2019/nota-tecnica-conjunta-rumo-novo-mercado-gas>>. Último acesso em: 09/08/2019.

Moraes, L. A. M. *et al* (2007). Inclusão dos contratos de fornecimento de gás natural na modelagem do planejamento energético a médio prazo – metodologia, impactos e resultados. Artigo do XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – 2007. Disponível em: <<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/INCLUSA%CC%83O-DOS-CONTRATOS-DE-FORNECIMENTO-DE-GA%CC%81S-NATURAL-NA-MODELAGEM-DO-PLANEJAMENTO-ENERGE%CC%81TICO-A-ME%CC%81DIO-PRAZO-METODOLOGIA-IMPACTOS-E-RESULTADOS.pdf>>. Último acesso em: 17/02/2020.

MULHERIN, H. J. (1986). Specialized Assets, Governmental Regulation, and Organizational Structure in the Natural Gas Industry. *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, Vol. 142, No. 1, p. 528-41.

NEUHOFF, K. & HIRSCHHAUSEN, C. (2005). *Long-term versus short-term contracts: A European perspective on natural gas*. Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, Working Paper N° 05/05. Disponível em: <https://www.infraday.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/infraday/conference_2005/papers_presentations/paper---neuhoff_hirschhausen.pdf>. Último acesso em: 18/02/2018.

NEUMANN, A. & HIRSCHHAUSEN, C. (2004) *Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas-Supply Contracts*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 28(3), 175-182. Disponível em: <https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/ee2/ressourcen/dateien/dateien/ordner_publicationen/wp_gg_07_hirschhausen_neumann.pdf?lang=en>. Último acesso em: 17/02/2018.

NEUMANN, A. & HIRSCHHAUSEN, C. (2006). *Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited – An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry*. Discussion Papers 552, DIW Berlin - German Institute for Economic Research.

NEUMANN, A., RUESTER, S. & HIRSCHHAUSEN, C. (2015). *Long-Term Contracts in the Natural Gas Industry – Literature Survey and Data on 426 Contracts (1965-2014)*. Data Documentation 77, DIW Berlin - German Institute for Economic Research. Disponível em: <https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.498163.de/diw_datadoc_2015-077.pdf>. Último acesso em: 18/01/2018.

O'NEILL, S. (2009). Gas Sale Agreements. In: PICTON-TURBERVILL, G. (Ed.). *Oil & Gas: A practical Handbook*. Londres: Globe Law and Business, 2009, p. 137-163.

PAIK, K. W. (2018). South Korea's Energy Policy Change and the Implication for its LNG imports. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/south-koreas-energy-policy-change-implications-lng-imports/>>. Último acesso em: 30/11/2019.

PENTEADO, G. (2019). Recursos e Infraestrutura para geração térmica. Apresentação em Workshop de Fontes Energéticas no Âmbito do Planejamento de Longo Prazo - Geração Termelétrica a Gás Natural, 3 de outubro de 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36104/939893/7.+Guilherme+Penteado+%E2%80%93+GNA.pdf/2d0408f3-1e22-1015-fb8c-2a8a17c39ae8>>. Último acesso em: 13/02/2020.

PETROBRAS (2010). Petrobras realiza primeiro leilão de gás natural de 2010 e inaugura vendas semanais para distribuidoras. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=8035>. Último acesso em: 29/02/2020.

___ (2014). Relatório da Administração 2014. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/relatorios-anuais/>>. Último acesso em: 26/07/2020.

___ (2015). Revisão do Plano de Desinvestimento – Fato Relevante. Rio de Janeiro, 2 de março de 2015. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/4007/FatoRelevanteDesinvestimentosPortugues.pdf>>. Último acesso em: 20/08/2019.

___ (2018). Annual Report FORM 20-F. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/enu/892/Form-20F-2018-Ingles_2.pdf>. Último acesso em: 29/01/2020.

___ (2019a). Apresentação “Transformando a Petrobras” de 27 de agosto de 2019. Disponível em:

<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15502/Apresentao%20Andrea_XP_vf_para%20_site_final.pdf>. Último acesso em: 01/09/2019.

___ (2019b). Petrobras assina Acordo com a YPFB. Comunicado ao mercado de 30 de dezembro de 2019. Disponível em:

<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16263/9512_728381.pdf>. Último acesso em: 27/01/2020.

PINTO, H. JR. et al. (2016) *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro, Editora Campus, 2 ed.

POTEN & PARTNERS (2017a). Financing LNG in the New Era. Artigo na Revista Natural Gas World. Disponível em: <<https://www.naturalgasworld.com/ngw-magazine-2/22-financing-lng-in-the-new-era-56718>>. Último acesso em: 18/12/2018.

___ (2017b). The Growing Presence of LNG Traders - Poten LNG Shipping Opinion – Fevereiro 2017. Disponível em: <<http://www.poten.com/growing-presence-lng-traders>>. Último acesso em: 06/11/2019.

PR NEWSWIRE (2018). Freeport LNG Signs 3-Year Liquefaction Sales And Purchase Agreement With Trafigura PTE LTD. Notícia de 26 de junho de 2018. Disponível em: <<https://www.prnewswire.com/news-releases/freeport-lng-signs-3-year-liquefaction-sales-and-purchase-agreement-with-trafigura-pte-ltd-300671915.html>>. Último acesso em: 19/10/2019.

QGEP (2018). Campo de Manati, site institucional da QGEP. Disponível em: <<https://qgep.infoinvest.com.br/static/ptb/campo-de-manati.asp?idioma=ptb>>. Último acesso em: 30/01/2020.

QP (2016). Qatar Petroleum Affiliate Ocean LNG Limited signs a long term SPA with Brazil CELSE. Comunicado da Qatar Petroleum. Disponível em: <https://www.qp.com.qa/en/Pages/BannerAdvertisement.aspx?imgname=QP+OLNG+-+CElse+LNG+SPA+-+English.jpg>. Último acesso em: 07/02/2020.

REUTERS (2017). South Korea's regulator weighing whether to start probe into LNG destination clauses. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-southkorea-lng/south-koreas-regulator-weighing-whether-to-start-probe-into-lng-destination-clauses-idUSKBN1CO070>>. Último acesso em: 22/01/2020.

___ (2018a). Japan's Toho Gas to buy 0.3 mtpa from LNG Canada over 15 years. Notícia de 9 de outubro de 2019. Disponível em: <<https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL4N1WQ1HE>>. Último acesso em: 28/09/2019.

___ (2018b). Gail India proposes swap of Cove Point LNG cargoes in Q1 -sources. Notícia de 30 de novembro de 2018. Disponível em: <<https://uk.reuters.com/article/india-lng/gail-india-proposes-swap-of-cove-point-lng-cargoes-in-q1-sources-idUKL4N1Y51TF>>. Último acesso em: 28/09/2019.

RIORDAN, M. H., & WILLIAMSON, O. E. (1985). Asset specificity and economic organization. *International Journal of Industrial Organization*, v. 3, n. 4, p. 365-378.

RIVIERA (2017). Trafigura confirms LNG-import terminal plans for Teesside. Notícia de 21 de fevereiro de 2017. Disponível em: <<https://www.rivieramm.com/news-content-hub/trafigura-confirms-lng-import-terminal-plans-for-teesside-29687>>. Último acesso em: 06/11/2019.

ROBERTS, P. (2017). Gas and LNG Sales and Transportation Agreements: Principles and Practice. 5. ed. Londres: Sweet & Maxwell, 2017.

ROGERS, D. R. & PHUA, D. Y. (2015). *Re-examining the take-or-pay obligation in LNG sale and purchase agreements*. Disponível em: <<https://kslawemail.com/77/429/pages/article8.asp>>. Último acesso em: 10/03/2018.

ROGERS, D. & HWANG, M (2017). The Shift Away from Take-or-Pay Contracts in LNG. Energy Law Exchange. Disponível em: <<https://www.kslaw.com/blog-posts/the-shift-away-from-take-or-pay-contracts-in-lng>>. Último acesso em: 05/09/2019.

ROGERS, H. (2017). Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts? OIES Energy Insight n. 10. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/04/Does-the-Portfolio-Business-Model-Spell-the-End-of-Long-Term-Oil-Indexed-LNG-Contracts-OIES-Energy-Insight.pdf?v=19d3326f3137>>. Último acesso em: 20/10/2019.

RUESTER, S. & NEUMANN, A. (2009). Linking Alternative Theories of the Firm - A First Empirical Application to the Liquefied Natural Gas Industry. *Journal of Institutional Economics*, v. 5, n. 1, p. 47-64.

RUESTER, S. (2009). Changing Contract Structures in the International Liquefied Natural Gas Market: A First Empirical Analysis. *Revue d'économie industrielle*. v. 127, n. 3. Disponível em: <<http://rei.revues.org/4056>>. Último acesso em: 19/02/2018.

___ (2010). *Vertical Structures in the Global Liquefied Natural Gas Market: Empirical Analyses Based on Recent Developments in Transaction Cost Economics*. Tese (Doutorado em Economia) – Faculdade de Economia, Universidade Técnica de Dresden, Dresden, Alemanha.

___ (2015). *Financing LNG Projects and the Role of Long-Term Sales-and-Purchase Agreements*. Discussion Paper 1441 – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin Disponível em: <https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.494837.de/dp1441.pdf>. Último acesso em: 05/10/2019.

SAKMAR, S. (2013). *Energy for the 21st Century: Opportunities and Challenges for Liquefied Natural Gas (LNG)*. 1. ed. Cheltenham: Edward Elgar Publishing Limited, 2013.

SANTOS, A. T. (2016). A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil: Uma Avaliação Econômico-Regulatória. Rio de Janeiro, 2016. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

SAUSSIÉ, S. (1999). Transaction Cost Economics and Contract Duration: An Empirical Analysis of EDF Coal Contracts. *Louvain Economic Review*, v. 65, n. 1, p. 3-21.

SEMPRA ENERGY (2013). Sempra Energy, GDF SUEZ, Mitsubishi, Mitsui Sign Tolling Capacity, Joint-Venture Agreements for Louisiana Liquefaction Export Facility. Maio de 2013. Último acesso em: 11/12/2018.

SILVA, C. (2019). Geração Termelétrica a Gás Natural. Apresentação em Workshop de Fontes Energéticas no Âmbito do Planejamento de Longo Prazo - Geração Termelétrica a Gás Natural, 3 de outubro de 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36104/939893/6.+Celso+Silva+-+Golar+Power.pdf/51af8aa4-2966-56fe-efb7-290a6e7dc679>> . Último acesso em: 07/02/2020.

SPE/MME (2015). PORTARIA nº 135, de 13 de abril de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015135spde.pdf>>. Último acesso em: 13/02/2020.

S&P GLOBAL PLATTS (2018a). Opportunities and challenges of China's LNG expansion. Special Report: LNG, Março 2018. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/en/research-insights/articles/opportunities-and-challenges-of-chinas-lng-expansion>>. Último acesso em: 30/11/2019.

___ (2018b). Analysis: Asian LNG buyers accelerate push for destination flexibility in gas contracts, Outubro 2018. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/103118-analysis-asian-lng-buyers-accelerate-push-for-destination-flexibility-in-gas-contracts>>. Último acesso em: 30/11/2019.

___ (2019a). Kinder Morgan warns of 'minor issues' encountered at LNG terminal in Georgia. Notícia de 7 de maio de 2019. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market->

insights/latest-news/natural-gas/050719-kinder-morgan-warns-of-minor-issues-encountered-at-lng-terminal-in-georgia>. Último acesso em: 28/09/2019.

___ (2019b). Platts JKM™ (Japan Korea Marker) LNG Price Assessment. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/our-methodology/price-assessments/lng/jkm-japan-korea-marker-gas-price-assessments>>. Último acesso em: 30/09/2019.

SONGHURST, B., JENSEN, J. & LE FEVRE, C. (2016). Facilities, Infrastructure, and Costs. In: CORBEAU, A. & LEDESMA, D. (Ed.). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford: Oxford University Press, p. 131-208.

SONGHURST, B. (2017). The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs). OIES PAPER: NG 123. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/07/The-Outlook-for-Floating-Storage-and-Regasification-Units-FSRUs-NG-123.pdf>>. Último acesso em: 23/02/2020.

STERN, J. (2016). LNG Pricing: Challenges in the late 2010s. In: CORBEAU, A. & LEDESMA, D. (Ed.). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford: Oxford University Press, p. 468-501.

STERN, J. & KOYAMA, K. (2016). Looking back ate history: the early development of LNG supplies and markets. In: CORBEAU, A. & LEDESMA, D. (Ed.). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford: Oxford University Press, p. 10-43.

STURM, F. H. (1997). *Trading natural gas: cash futures options and swaps*, Tulsa: PennWell Corporation.

TAKAHASHI, R. *et al* (2019). Japan. In: SCHWARTZ, D. (Ed.) *The Energy Regulation and Markets Review - Edition 8*. Julho, 2019. Disponível em: <<https://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-8/1194560/japan>>. Último acesso em: 01/12/2019.

TELLURIAN (2019). Corporate Presentation – Agosto 2019. Disponível em: <https://d1io3yog0oux5.cloudfront.net/_0eeaaaf3989b42e4db9d9806de770bc9d/tellurianinc/db/284/2076/pdf/TELL_Corporate+Presentation_August+2019+FINAL.pdf>. Último acesso em: 30/09/2019.

THE MEDI TELEGRAPH (2018). Vitol targets Southeast Asia's LNG boom with import projects. Disponível em: <<http://www.themeditelegraph.com/en/shipping/shipowners/2018/03/14/vitol-targets-southeast-asia-lng-boom-with-import-projects-focus-h7F8Fu5HfkOCYCJ0kNDhRJ/index.html>>. Último acesso: 06/11/2019.

THEWESSEM, L. I. (2016). *Explaining the variety in vertical value chain coordination of parties at LNG infrastructure in Northwestern Europe*. Dissertação (Mestrado em Systems Engineering, Policy Analysis and Management) - Delft University of Technology, Delft, Holanda. Disponível em: <<https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:d6c6083e-8260-46f2-8637-7eda7203a247/datastream/OBJ/download>>. Último acesso: 17/02/2018.

TIMERA ENERGY (2012a). Building LNG Supply Chain. Artigo de setembro 2012. Disponível em: <<https://timera-energy.com/building-lng-supply-chain-value/>>. Último acesso em: 20/10/2019.

___ (2012b). Developing a LNG portfolio valuation capability. Artigo de outubro 2012. Disponível em: <<https://timera-energy.com/developing-a-lng-portfolio-valuation-capability/>>. Último acesso em: 20/10/2019.

___ (2017a). Asian portfolios drive LNG contracting evolution, Abril 2017. Disponível em: <<https://timera-energy.com/asian-over-contracting-of-lng/>>. Último acesso em: 20/10/2019.

___ (2017b). Europe providing global gas supply flexibility, Junho 2017. Disponível em: <<https://timera-energy.com/europe-providing-global-gas-supply-flexibility/>>. Último acesso em: 07/11/2019.

TRIMBLE, N. (2018). Changing LNG markets and contracts. *Journal of World Energy Law and Business*, 2018, 11, 427-439.

TOKYO GAS (2018a). Tokyo Gas signs Heads of Agreement to purchase LNG from LNG Canada Project. Disponível em: <https://www.tokyo-gas.co.jp/Press_e/20181010-01e.pdf>. Último acesso em: 28/09/2019.

TOKYO GAS (2018b). Tokyo Gas and Centrica sign Heads of Agreement to purchase LNG from Mozambique LNG Project. Disponível em: <https://www.tokyo-gas.co.jp/Press_e/20180615-05e.pdf>. Último acesso em: 28/09/2019.

___ (2019). Overseas Business. Disponível em: <<https://tokyo-gas.disclosure.site/en/themes/160>>. Último acesso em: 28/09/2019.

TSIOUPLIS, T. (2017). *Transaction Agreements in the LNG Sector: Legal Aspects*. Dissertação (Mestrado em Energy Law, Business, Regulation and Policy) – International Hellenic University, Thessaloniki, Greece.

TUCKER, P. W. (1986). MARKET CYCLES: The Natural Gas Market: The Cyclical Process. In: Stevens, P. (Ed.). *International Gas – Prospects & Trends*. Londres: The Macmillan Press, p. 5-13.

TUPIASSÚ, A. (2016). Dilemas Regulatorios e Econômicos para o Desenvolvimento de um Mercado de Gás. Apresentação da Rio Oil & Gas Conference 2016.

TUSIANI, M & SHEARER, G. (2007). *LNG: a nontechnical guide*. 1 ed. Tulsa: Penwell, 2007.

VAZQUEZ, M. & HALLACK, M. (2017). Leilões de Curto Prazo na Indústria Brasileira de Gás Natural. Pesquisa e Planejamento Econômico (PPE) – Artigos. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8014/1/PPE_v47_n01_Leil%3%b5es.pdf>. Último acesso em: 29/02/2020.

VITOL (2018). Vitol and Petronas announce binding Heads of Agreement for long-term LNG SPA. Disponível em: <<https://www.vitol.com/vitol-and-petronas-announce-binding-heads-of-agreement-for-long-term-lng-spa/>>. Último acesso em: 28/09/2019.

WEEMS, P. (2006). Evolution of Long-Term Sales Contracts: Trends and Issues. Energy Law Exchange. Disponível em: <<https://www.kslaw.com/blog-posts/evolution-of-long-term-sales-contracts-trends-and-issues>>. Último acesso em: 07/03/2020.

WILLIAMSON, O. (1979). Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations. *Journal of Law and Economics*, v. 22, n. 2, p. 233-261.

___ (1981). The economics of Organization: The Transaction Cost Approach. *American Journal of Sociology*, v. 87, n. 3, p. 548-577.

___ (1985). *The Economic Institutions of Capitalism – Firms, Markets, Relational Contracting*. London: Collier Macmillan Publishers, 1985.

___ (1991). “Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives” *Administrative Science Quarterly*, v. 36, p. 269–96.

WORLD MARITIME NEWS (2018). Gunvor Revealed as Charterer of Exmar’s FSRU Barge. Notícia de Maio de 2018. Disponível em: <<https://worldmaritimeweb.com/archives/252749/gunvor-revealed-as-charterer-of-exmars-fsru-berge/>>. Último acesso em: 06/11/2019.

YPFB (2019). YPFB y PETROBRAS inician período de transición, tras 20 años del contrato de gas. Notícia de Dezembro de 2019. Disponível em: <<https://www.ypfb.gob.bo/es/informacion-institucional/noticias/1121-ypfb-y-petrobras-inician-per%3%ADodo-de-transici%3%B3n,-tras-20-a%3%B1os-del-contrato-de-gas.html>>. Último acesso em: 30/01/2020.

YPFB (2020). Bolivia Venderá 20 Mmcd De Gas A Brasil Y Garantiza Estabilidad De La Economía Con Ingresos De \$Us 6.000 Mm. Notícia de Março de 2020. Disponível em: <

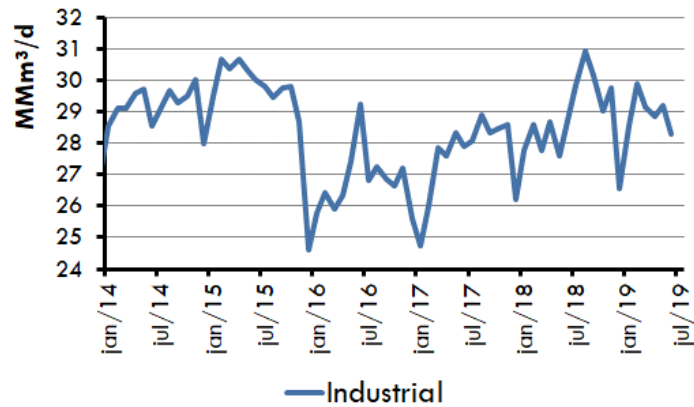
<<https://www.ypfb.gob.bo/es/informacion-institucional/noticias/1143-firma-de-andeda-con-brasil.html>>. Último acceso em: 20/05/2020.

ANEXO A – LISTA DE ESPECIALISTAS ENTREVISTADOS NO BRASIL

Nome	Empresa/ Instituição	Cargo	Data da entrevista
José Galindo	Repsol Sinopec	Gerente Comercialização Óleo & Gás	02/09/2019
Luciano Veloso	ANP	Especialista em Regulação	09/09/2019
Marcelo Alfradique	EPE	Superintendente Adjunto de Gás Natural e Biocombustíveis	13/09/2019
Gabriel Costa	EPE	Consultor Técnico – Gás Natural	13/09/2019
Luiz Paulo Barbosa	EPE	Analista de Pesquisa Energética	13/09/2019
Álvaro Tupiassú	Petrobras	Gerente Geral de Planejamento e Marketing das Operações de Gás e Energia	02/10/2019
Patrícia Brunet	-	Especialista do mercado de gás	28/01/2020
Pedro Lima	Comgás	Gas Supply	04/02/2020
Guilherme Veloni	GNA	Regulatory Affairs Manager	11/02/2020
Larissa Resende	Comgás	Gas Supply	13/02/2020
Sanny Macedo	-	Especialista do mercado de gás	17/02/2020
Edson Real	Golar Power	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	18/02/2020

ANEXO B – APRESENTAÇÃO DA SAZONALIDADE DOS SEGMENTOS NÃO TERMELETRICOS

Variação mensal da demanda de gás natural pelo segmento industrial para um período selecionado



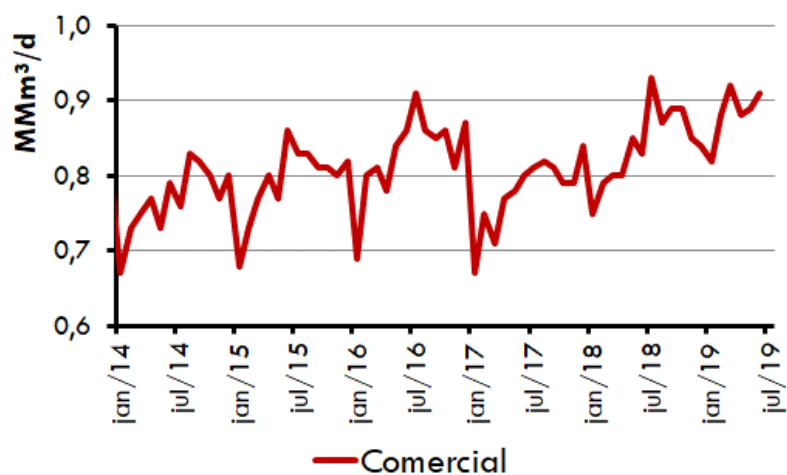
Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

Variação mensal da demanda de gás natural pelo segmento industrial (mil m³/d)

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2007		880	-70	-110	1.680	-280	610	250	-540	90	-580	-400
2008	890	-560	510	630	750	-70	210	-210	-360	-270	-1.840	-5.550
2009	-220	-640	60	820	1.680	1.200	1.110	650	-40	1.360	-380	-1.330
2010	510	1.450	-510	660	-60	760	740	320	250	540	-700	-1.780
2011	770	2.380	-220	420	620	50	-490	760	-280	-1.100	610	-2.070
2012	1.540	1.090	-730	-360	810	-590	730	440	60	-370	-470	-3.190
2013	690	750	300	1.570	-160	400	-80	140	-230	220	-250	-2.440
2014	1.520	570	30	440	160	-1.180	590	550	-410	210	520	-2.030
2015	1.500	1.170	-270	290	-350	-310	-220	-350	340	30	-1.120	-4.080
2016	1.150	670	-510	420	1.070	1.850	-2.450	450	-420	-210	590	-1.600
2017	-880	1.270	1.850	-250	710	-420	180	800	-550	130	130	-2.400
2018	1.560	830	-790	890	-1.070	1.130	1.100	1.090	-760	-1.130	720	-3.220
2019	2.020	1.350	-750	-300	350	-900						

Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

Variação mensal da demanda de gás natural pelo segmento comercial para um período selecionado



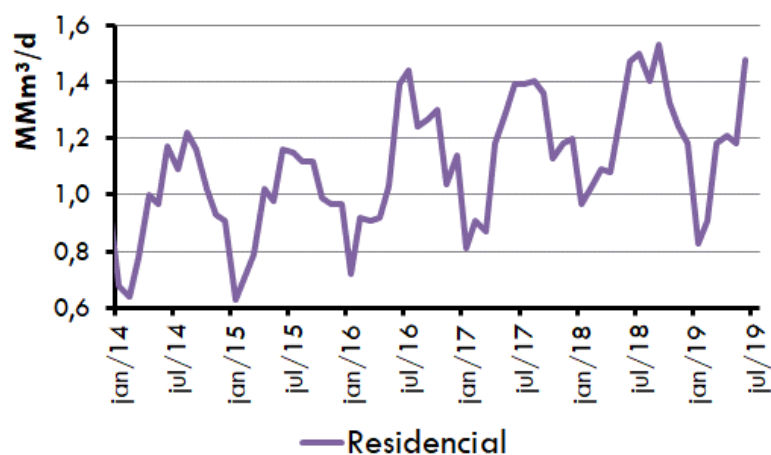
Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

Variação mensal da demanda de gás natural pelo segmento comercial (mil m³/d)

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2007		-10	0	10	60	10	-10	20	-20	0	0	10
2008	-40	30	0	20	-10	30	-40	30	0	10	-60	20
2009	-50	30	0	-20	40	0	-40	50	-10	10	20	0
2010	-20	-60	50	0	30	30	-10	-20	40	-20	-10	10
2011	-10	0	-10	20	10	30	60	-60	40	-30	-50	110
2012	-110	20	40	-10	0	70	-30	20	-10	-20	-40	60
2013	-90	40	-20	40	80	-40	30	-60	40	-10	20	20
2014	-130	60	20	20	-40	60	-30	70	-10	-20	-30	30
2015	-120	50	40	30	-30	90	-30	0	-20	0	-10	20
2016	-130	110	10	-30	60	20	50	-50	-10	10	-50	60
2017	-200	80	-40	60	10	20	10	10	-10	-20	0	50
2018	-90	40	10	0	50	-20	100	-60	20	0	-40	-10
2019	-20	60	40	-40	10	20						

Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

Variação mensal da demanda de gás natural pelo segmento residencial para um período selecionado



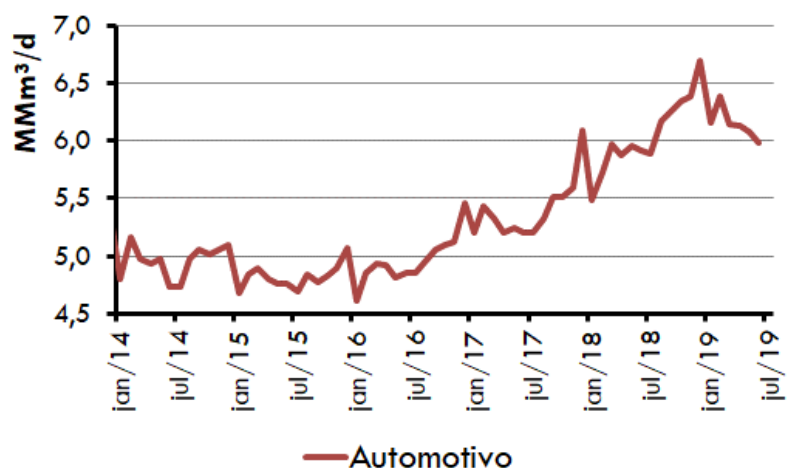
Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

Variação mensal da demanda de gás natural pelo segmento residencial (mil m³/d)

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2007		20	-40	40	80	150	-40	40	-40	-40	-40	0
2008	-120	50	40	40	40	80	30	-40	10	20	-100	0
2009	-80	-30	-40	110	100	60	10	20	-30	-30	-70	-80
2010	-80	-30	80	140	60	70	50	-80	60	-20	-100	-40
2011	-140	-40	100	170	0	190	20	-170	140	-90	-30	-50
2012	-160	120	-80	60	100	230	-90	20	-60	-60	-50	10
2013	-250	250	-170	170	220	-10	60	-20	-20	-60	-10	-120
2014	-270	-40	140	220	-30	200	-80	130	-60	-140	-90	-20
2015	-280	80	80	230	-40	180	-10	-30	0	-130	-20	0
2016	-250	200	-10	10	110	360	50	-200	30	30	-260	100
2017	-330	100	-40	310	110	100	0	10	-40	-230	50	20
2018	-230	60	60	-10	210	180	30	-100	130	-200	-90	-60
2019	-350	80	270	30	-30	300						

Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

Varição mensal da demanda de gás natural pelo segmento automotivo para um período selecionado



Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

Varição mensal da demanda de gás natural pelo segmento automotivo (mil m³/d)

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2007		130	350	-50	-30	20	0	190	0	-30	-30	270
2008	-720	50	230	-160	-90	20	-190	50	50	-30	-230	80
2009	-780	410	-150	-180	-50	-10	-130	20	170	-40	170	210
2010	-740	340	20	-290	210	-390	80	230	-30	-40	-70	300
2011	-590	290	-120	0	150	0	-160	150	40	50	-40	290
2012	-590	170	150	-130	-60	-50	-70	110	120	-130	-40	300
2013	-640	160	130	-60	0	-80	-50	160	10	10	0	160
2014	-540	360	-190	-30	40	-240	0	240	80	-40	40	30
2015	-410	160	50	-90	-40	0	-60	140	-70	60	70	170
2016	-460	240	80	-10	-100	30	0	100	110	30	40	330
2017	-260	230	-110	-110	30	-30	-10	120	190	0	80	500
2018	-610	250	240	-100	90	-40	-30	280	80	100	40	300
2019	-530	230	-250	-10	-50	-100						

Fonte: Elaboração Própria com dados MME (2020).

ANEXO C – RESUMO DOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO PETROBRAS-DISTRIBUIDORAS VIGENTES EM FEVEREIRO DE 2020

Grupo	LDC	Assinatura contrato original (em caso de AD)	Assinatura	Período (anos)	Começo entrega	Fim entrega	QDC (mil m³/d)	Flexibilidade sobre a QDC	Retirada Mínima Mensal/ToP	Período de make-up	Encargo de Capacidade/SoP	Recuperação do SoP?	Indexação preço molécula
Grupo 3	Algas	-	01/09/2019	2	01/01/2020	31/03/2020	545	é previsto, mas não define um limite	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent
					01/04/2020	31/12/2020	565						
					01/01/2021	31/12/2021	200						
Grupo 3	Bahiagás	-	23/12/2019	1	01/01/2020	31/12/2020	3.750	-10%	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent
Grupo 3	BR	27/12/2018	12/12/2019	2	01/01/2019	31/12/2019	1.870	é previsto, mas não define um limite	70% mensal	2 anos após vencimento	100%	Não	Brent
					01/01/2020	31/12/2020	1.720						
Grupo 3	CEG	18/07/2008	10/12/2019	14	01/05/2008	31/12/2021	Modificado em vários ADs, no AD14 estabelece 4.800	é previsto, mas não define um limite	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent
Grupo 3	CEG Rio	18/07/2008	10/12/2019	14	01/05/2008	31/12/2021	Modificado em vários ADs, no AD12 estabelece 2.400	é previsto, mas não define um limite	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent
Grupo 3	Cegás	-	20/12/2019	2	01/01/2020	31/12/2021	520	+11%	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent
Grupo 3	Comgás	29/10/1996	05/07/2018	23	02/07/1999	31/12/2021	Modificado no AD2 e AD3, no AD4 8.100	-	80% mensal (originalmente 80% anual)	somente em base mensal e durante o período contratual (modificado no AD4)	100% (originalmente era 95%)	Não	Óleo Combustível
Grupo 3	Comgás	18/12/2007	03/07/2018	3	03/07/2018	31/12/2021	4.220	-	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Óleo Combustível

Grupo	LDC	Assinatura contrato original (em caso de AD)	Assinatura	Período (anos)	Começo entrega	Fim entrega	QDC (mil m ³ /d)	Flexibilidade sobre a QDC	Retirada Mínima Mensal/ToP	Período de make-up	Encargo de Capacidade/SoP	Recuperação do SoP?	Indexação preço molécula
Grupo 3	Compagas	-	11/01/2018	4,2	01/11/2017	31/12/2019	350	-	70% mensal	1 ano após vencimento	95% em 2017, 100% nos outros	Não	Óleo Combustível
					01/01/2020	31/03/2020	0						
					01/04/2020	31/12/2021	950						
Grupo 3	Compagas	20/12/1996	31/01/2018	20	01/04/2000	31/03/2020	ramp-up até 950 no oitavo ano (AD1 diminuiu QDC original)	é previsto, mas não define um limite	80% anual (a partir do terceiro ano)	somente em base mensal e durante o período contratual (modificado no AD4)	ramp-up até 100% em 2018 (modificado no AD4, o ramp-up ia até 95% originalmente)	Não (modificado no AD4)	Óleo Combustível
Grupo 2	Copergás	01/03/2009	30/05/2015	7	01/06/2015	31/12/2015	1.400	-	80% mensal e 90% anual	1 ano após vencimento	Não explícito, mas faturamento segue fórmula do ToP, então 80% mensal e 90% anual	Não	Óleo Combustível
					01/01/2016	31/12/2021	1.500						
Grupo 3	Gasmig	-	16/12/2019	4	01/01/2020	31/12/2021	2.325	+15%	80% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent
					01/01/2022	31/12/2023	1.750						
Grupo 3	GBD	01/12/2012	22/12/2016	5	22/12/2016	31/12/2021	862	é prevista a possibilidade de mudar a QDC para baixo	70% mensal	1 ano após vencimento	100% a partir de 2018 (anteriormente era 95%)	Não	Óleo Combustível
Grupo 3	Msgás	-	13/12/2019	4	01/01/2020	31/12/2020	600	é previsto, mas não define um limite	80% mensal	180 dias após vencimento	100%	Não	Brent
					01/01/2021	31/12/2023	200						
Grupo 3	Pbgás	-	01/07/2019	2	01/01/2020	31/12/2021	260	é previsto, mas não define um limite	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent

Grupo	LDC	Assinatura contrato original (em caso de AD)	Assinatura	Período (anos)	Começo entrega	Fim entrega	QDC (mil m ³ /d)	Flexibilidade sobre a QDC	Retirada Mínima Mensal/ToP	Período de make-up	Encargo de Capacidade/SoP	Recuperação do SoP?	Indexação preço molécula
Grupo 3	Potigás	-	01/09/2019	2	01/01/2020	31/12/2021	236	é previsto, mas não define um limite	70% mensal	1 ano após vencimento	100%	Não	Brent
Grupo 1	Scgás	26/07/1996	21/07/2012	20	01/04/2000	31/03/2020	ramp-up até 2.000 no oitavo ano (AD1 diminuiu QDC original)	é previsto, mas não define um limite	80% anual (a partir do terceiro ano)	até 10 anos após a criação do saldo e até 1 ano após o vencimento	95%	Para volumes transportados acima de 90% da QDC e com mesma regra de período do make-up	Óleo Combustível
Grupo 3	Sergás	15/04/2009	30/12/2016	4	01/01/2017	31/12/2020	310	-	70% mensal	1 ano após vencimento	100% a partir de 2018 (anteriormente era 95%)	Não	Óleo Combustível
Grupo 3	SPS	01/12/2012	01/07/2019	5	03/11/2016	31/12/2021	1.200	é previsto, mas não define um limite	70% mensal	1 ano após vencimento	100% a partir de 2018 (anteriormente era 95%)	Não	Óleo Combustível
Grupo 2	Sulgás	-	01/10/2012	8	01/10/2012	31/12/2012	50	-	80% mensal e 90% anual	1 ano após vencimento	Não explícito, mas faturamento segue fórmula do ToP, então 80% mensal e 90% anual	Não	Óleo Combustível
					01/01/2013	31/12/2013	100						
					01/01/2014	21/06/2020	200						
Grupo 1	Sulgás	08/11/1996	11/05/2015	20	01/04/2000	31/03/2020	ramp-up até 1.350 no oitavo ano (AD1 diminuiu QDC original)	é previsto, mas não define um limite	80% anual (a partir do terceiro ano)	até 10 anos após a criação do saldo e até 1 ano após o vencimento	95%	Para volumes transportados acima de 90% da QDC e com mesma regra de período do make-up	Óleo Combustível

ANEXO D – REFERÊNCIA DOS CONTRATOS DOS PROJETO DO EUA

Registro de contratos de longo prazo nos Estados Unidos e sumário dos contratos vigentes para cada projeto: <https://www.energy.gov/fe/downloads/long-term-contract-information-and-registrations>

Contratos na íntegra registrados no Securities and Exchange Commission (SEC):

- Sabine Pass vs. Gas Natural Fenosa (21 de Novembro, 2011). Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1383650/000138365011000079/exhibit101gasnaturallngsal.htm>
- Sabine Pass vs. GAIL (11 de Dezembro, 2011). Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1383650/000138365011000083/exhibit101gailngsaleandpu.htm>
- Sabine Pass vs. BG (25 de Janeiro, 2012). Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1383650/000138365012000006/exhibit101-amendedbgspa.htm>
- Sabine Pass vs. KOGAS (30 de Janeiro, 2012). Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1383650/000138365012000009/exhibit101kogasspa.htm>
- Sabine Pass vs. Total (14 de Dezembro, 2012). Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1383650/000138365012000153/exhibit101totalspa.htm>
- Sabine Pass vs. Centrica (25 de Março, 2013). Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1383650/000138365013000038/exhibit101centricaspa.htm>