

**ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E
AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS**



**PEA 2507 - PROJETO DE FORMATURA II
RELATÓRIO FINAL**

**ANÁLISE DO GNL COMO ALTERNATIVA PARA O SUPRIMENTO
DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

Nome: Alex Leão Genovese

NºUSP: 4944143

Orientador: Miguel Edgar Morales Udaeta

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	6
2. OBJETIVO	7
3. METODOLOGIA	7
3.1. Revisão Bibliográfica.....	7
3.2. Fases de desenvolvimento.....	8
3.2.1. Estudos Iniciais	8
3.2.2. O mercado energético brasileiro: inserção do GNL	8
4. HISTÓRICO DA INDÚSTRIA DO GN E GNL	9
5. O GNL E SUA CADEIA DE PRODUÇÃO.....	13
5.1. Produção do Gás Natural.....	13
5.2. Liquefação.....	14
5.3. Transporte (Shipping).....	16
5.4. Regaseificação.....	18
6. ANÁLISE DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO DA CADEIA DO GNL	19
6.1. Liquefação.....	19
6.2. Transporte (Shipping).....	23
6.3. Regaseificação.....	28
6.4. Investimentos em cada etapa da cadeia de produção do GNL.....	32
7. O CENÁRIO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	34
7.1. Introdução	34
7.2. Histórico Recente	36

7.3.	O Termo de Compromisso	37
7.4.	O Plangás	39
7.5.	Balanço de Oferta e Demanda [13].....	42
7.5.1.	Região Nordeste	44
7.5.2.	Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste	47
7.5.3.	Brasil consolidado sem Região Norte	50
8.	OPORTUNIDADES DE MERCADO PARA O GNL NO BRASIL	52
8.1.	A necessidade de flexibilidade para o mercado de gás natural brasileiro e a relação com o GNL	52
8.2.	O projeto de importação de GNL pela Petrobras	55
8.3.	Riscos associados ao mercado spot.....	61
9.	CONCLUSÃO	64
10.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	66
ANEXO I.....		69

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.1 – Navios tanqueiros

Figura 6.1 – Custo específico das plantas de liquefação [2]

Figura 6.2 – Evolução do preço internacional do aço [5]

Figura 6.3 – Comparação entre gasoduto e GNL, em função da distância

(Fonte: Institute of Gas Technology)

Figura 6.4 – Número de navios tanqueiros entregues

Figura 6.5 – Preço médio por capacidade dos navios tanqueiros

Figura 6.6 – Evolução da capacidade média dos navios tanqueiros [6]

Figura 6.7 - Capacidade esperada de liquefação e regaseificação

Figura 6.8 – Custo específico de construção de terminais de regaseificação

Figura 6.9 – Custo médio por unidade da cadeia de produção em diferentes períodos (Fonte: própria adaptado de [2], [6],[7])

Figura 7.1 – Malhas de Gás Natural no Brasil

Figura 7.2 – Cronograma de eventos do TC (Fonte: Petrobras)

Figura 7.3 – Custo de E&P x Profundidade (Fonte: British Petroleum)

Figura 7.4 - Balanço de oferta e demanda de GN - Nordeste

Figura 7.5 - Balanço de oferta e demanda de GN – SE/S/CO

Figura 7.6 - Balanço de oferta e demanda de GN – Brasil sem Região Norte

Figura 8.1 - Expectativa de Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil em 2012.

Fonte: Petrobras nov/2007 (adaptado)

Figura 8.2 – Preço spot do gás natural no Henry Hub em \$/MMBtu [24]

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Projetos de liquefação de gás existentes e planejados [2]

Tabela 2 - Capacidade de regaseificação em diferentes períodos [2]

Tabela 3 - Projeção da oferta de gás natural por origem - Nordeste

Tabela 4 - Projeção da demanda de gás natural por origem - Nordeste

Tabela 5 - Balanço de oferta e demanda de GN - Nordeste

Tabela 6 - Projeção da oferta de gás natural por origem – SE/S/CO

Tabela 7 - Projeção da demanda de gás natural por origem – SE/S/CO

Tabela 8 - Balanço de oferta e demanda de GN – SE/S/CO

Tabela 9 – Tempo de viagem para a chegada do GNL ao Brasil [20]

1. INTRODUÇÃO

Os recursos energéticos desempenham um papel estratégico primordial ao desenvolvimento e à atividade econômica de um país. A tendência mundial de aumento na demanda por energia, especialmente nos países em desenvolvimento – como o Brasil – tornou a obtenção e oferta dos recursos energéticos uma questão crítica para a continuidade do crescimento socioeconômico. Assegurar a disponibilidade desses recursos de tal maneira a garantir o futuro da economia, do meio ambiente e da sociedade como um todo é um desafio constante. Desta forma, todos os fatores envolvidos para que haja a segurança de suprimento energético ao longo do tempo devem ser de enorme preocupação, assim como o planejamento do abastecimento e do uso da energia. [3] [4]

O gás natural (GN) é um hidrocarboneto que pode ser encontrado na natureza de maneira isolada ou associado ao petróleo. Formado principalmente por metano, possui a vantagem de possuir baixos teores de contaminantes, como nitrogênio, dióxido de carbono, compostos de enxofre e particulados, o que faz com que sua combustão seja considerada limpa. Além disso, possui alto poder calorífico, o que possibilita sua utilização direta, sem necessidade de refino.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2008, a demanda média de gás natural no Brasil mais que dobrou desde o início da década, partindo desde 28 milhões de metros cúbicos diários em 2000 para 65 milhões em 2007 [1]. E, de acordo com a Petrobras, a demanda por gás natural tende a continuar crescendo, podendo alcançar mais de 130 milhões de metros cúbicos diários em 2012. As

importações pelo gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) que correspondiam 14% da oferta em 2000 hoje representam mais de 40%, sendo que o Gasbol está atualmente operando muito próximo do limite de sua capacidade. Dessa forma, fica clara a necessidade de novos projetos para aumentar a oferta de GN visando atender sua crescente demanda no Brasil. Uma alternativa é a importação de GNL – Gás Natural Liquefeito.

2. OBJETIVO

O presente trabalho visa identificar e avaliar as oportunidades existentes no Brasil para o gás natural liquefeito (GNL) como uma alternativa complementar para garantir o atendimento à demanda de gás natural no país - principalmente para a geração de energia elétrica - diversificar a matriz energética nacional e permitir uma maior flexibilidade para a indústria do gás natural e para o setor elétrico.

3. METODOLOGIA

3.1. Revisão Bibliográfica

Este projeto teve como atividade inicial a realização de pesquisa bibliográfica pela internet e nas bibliotecas da USP, para a busca por informações relevantes e dados sobre o gás natural como um todo e particularmente sobre o

GNL, de forma a viabilizar a análise da sua inserção no planejamento energético brasileiro.

3.2. Fases de desenvolvimento

O foco deste projeto é o gás natural liquefeito (GNL), e o trabalho como um todo está dividido em duas fases, conforme mostrado a seguir.

3.2.1. Estudos Iniciais

Na primeira fase do projeto é apresentado o GNL e seu processo de produção. Para tanto, temos inicialmente um breve histórico da indústria do gás natural e do desenvolvimento do mercado de GNL. Na sequência é apresentada a cadeia de produção do GNL, partindo-se da exploração do gás natural, passando pelo processo de liquefação, transporte em navios tanqueiros até os terminais de importação, onde o GNL é regaseificado antes de ser distribuído.

Por último é feita uma análise de custos de produção da cadeia do GNL partindo do processo de liquefação até a regaseificação. Nesta etapa é apresentado como evoluiu a indústria do GNL no mundo ao longo das últimas décadas, bem como algumas tendências de custo e de mercado para o futuro no médio prazo.

3.2.2. O mercado energético brasileiro: inserção do GNL

Na segunda fase deste trabalho, são analisados o cenário atual do gás natural no Brasil, sua participação na matriz energética brasileira e a evolução da

oferta e demanda projetada até 2016. Para esta etapa, o Plano Decenal de Expansão de Energia, elaborado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), foi de grande utilidade para a coleta de dados.

As informações obtidas até este ponto foram fundamentais para o fechamento deste projeto, quando são identificadas as oportunidades para o desenvolvimento de um mercado para o GNL no Brasil de forma que essa oferta complementar garanta o suprimento da crescente demanda nacional de gás natural.

4. HISTÓRICO DA INDÚSTRIA DO GN E GNL

O uso do gás natural remonta os tempos da China Antiga, quando há registros de seu uso para o aquecimento de água do mar para a extração de sal. Também há registros da utilização do hidrocarboneto na Grécia e em Roma, durante a antiguidade. Apesar disso, os aproveitamentos eram utilizados localmente, onde o gás fluía naturalmente do solo. Não se formou, nesta ocasião, uma indústria para aproveitar o recurso energético, já que não havia tecnologia disponível para capturar o gás que emanava do subsolo e transportá-lo por meio de dutos. [9]

Já o aproveitamento do gás natural em maior escala é considerado bem mais recente - a partir do século XX - quando as técnicas de construção de gasodutos começaram a se desenvolver. É do ano 1935 que data a primeira edição da norma americana para sistemas de transporte e distribuição de

gás (ANSI/ASME B31.8), sendo que já no início da década de 1930 havia mais de dez linhas de transporte de gás nos Estados Unidos, ainda que cobrindo distâncias curtas. No Brasil, a utilização do gás natural começou modestamente por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. No entanto, foi durante o período pós segunda guerra, impulsionado pelos avanços nas áreas de metalurgia, soldagem e construção de tubos que foram construídos milhares de quilômetros de gasodutos, permitindo a utilização do gás natural em grande escala em vários países, com destaque para Estados Unidos, Japão e países europeus. [11]

Com o crescimento do mercado mundial de gás natural, surgiu a necessidade de desenvolvimento de novas alternativas para o transporte do gás, já que a construção de gasodutos não é economicamente viável quando se trata de distâncias intercontinentais. À época, o processo de liquefação de gases já era conhecido. Em 1917 entrara em operação a primeira planta de liquefação de gás natural na Virgínia Ocidental e a primeira planta em escala comercial já operava desde 1941 em Cleveland, nos EUA. Com o desenvolvimento de novas tecnologias para a construção de navios-tanque foi possível o transporte do gás natural a grandes distâncias. Nesse contexto, estava por nascer a indústria do gás natural liquefeito (GNL). [10]

Em janeiro de 1959, o primeiro navio-tanque de GNL, o Methane Pioneer, transportou uma carga do Lago Charles, Louisiana, para a Ilha Canvey, no Reino Unido, dando início à atividade de transporte comercial de GNL através de grandes distâncias. Em 1964, o British Gas Council começou a importar GNL da

Argélia, tornando o Reino Unido o primeiro importador de GNL e a Argélia o primeiro país exportador, além do maior ofertante mundial de gás natural na forma liquefeita. Após o sucesso na operacionalização deste novo conceito no Reino Unido, plantas marítimas de liquefação e terminais de importação passaram, então, a serem construídas tanto na região do Atlântico, quanto na região do Pacífico.

Apesar de ter sido um grande importador de GNL na década de 70, os EUA também foram exportadores deste produto, com as primeiras exportações ocorrendo em 1969, a partir do gás natural extraído no Alaska e liquefeito na Península do Kenai, tendo como destino o Japão, cuja demanda foi a maior responsável pelo desenvolvimento inicial do mercado asiático de GNL. Na Bacia do Pacífico, a evolução do mercado de GNL mostrou-se bastante distinta daquela observada na Bacia do Atlântico ao longo das décadas 70 e 80. Após as duas crises do petróleo ocorridas na década de 70, o Japão, por exemplo, aumentou de maneira substancial as importações de GNL destinado à geração termelétrica dos países do sudeste asiático, em particular da Indonésia, em um esforço para reduzir a sua dependência do petróleo do Oriente Médio. Este processo de substituição levou o Japão a se tornar o maior importador de GNL a partir da década de 70, sendo responsável por 44% da demanda mundial em 1979 e chegando à participação de 72% em 1984. [10]

Ao longo da década de 80 e grande parte da década de 90, houve uma substancial perda de interesse pelo GNL na Bacia do Atlântico e, em consequência, a atenção do mercado voltou-se para a Bacia do Pacífico, tendo a

Coréia do Sul e Taiwan se juntado ao Japão no papel de países importadores, respectivamente em 1986 e 1990, e ao mercado europeu. Do ponto de vista dos países exportadores, é possível destacar a atuação da Malásia, em 1983, e da Austrália, em 1989, como exportadores, para o abastecimento exclusivo do mercado regional (Ásia Pacífico).

Na Europa, após o pioneirismo do Reino Unido, o mercado de GNL foi desenvolvido principalmente pela França, o segundo maior importador na Bacia do Atlântico em 1979, com aproximadamente 11% da demanda, sendo substituído pela Espanha no continente europeu a partir de 2001, que então passou a ocupar a terceira colocação entre os países importadores de GNL, atrás apenas do Japão e da Coréia do Sul.

Em 1999, entrou em operação a primeira planta de liquefação de gás natural do hemisfério ocidental da Bacia do Atlântico em Trinidad & Tobago. Este evento, combinado ao aumento de preços do gás natural e a sua crescente demanda crescente nos EUA - em particular para geração termelétrica - resultou na renovação do interesse pelo GNL no mercado norte-americano. Como consequência, os terminais de regaseificação da Ilha Elba e de Cove Point foram reativados, respectivamente em 2001 e 2003 [10]. A evolução da indústria do GNL e um panorama atual serão abordados mais adiante.

5. O GNL E SUA CADEIA DE PRODUÇÃO

Um projeto de GNL é constituído basicamente por quatro etapas, também chamadas de cadeia de produção: exploração e produção do gás natural (E&P), em seguida o processo de liquefação, transporte aos terminais de importação e, por fim, a regaseificação.

5.1. Produção do Gás Natural

O gás natural liquefeito (GNL) é em sua essência gás natural (GN), resfriado a uma determinada temperatura abaixo de seu ponto de vaporização. Sendo assim, a cadeia produtiva do GNL tem início na exploração e produção do próprio gás natural.

É nessa fase inicial de exploração que há uma próxima relação entre as indústrias do GN e petróleo. Isso porque normalmente numa mesma bacia pode haver gás juntamente com petróleo, dissolvido ou sob forma de uma capa de gás formada na parte superior da jazida. Neste caso diz-se que o gás natural é “associado” ao petróleo. Já o chamado gás “não associado” é aquele que se encontra em campos onde há muito pouco ou nenhum petróleo, permitindo a exploração somente do gás. Desta forma, os esforços de pesquisas geológicas para se localizar esses campos, assim como as tecnologias de perfuração, desenvolvimento e exploração podem ser compartilhados entre as duas indústrias.

O processo de exploração divide-se em pesquisa geológica e geofísica, e perfuração. Na fase de pesquisas é feita a análise das estruturas rochosas e do

subsolo da região onde se está procurando petróleo e/ou gás, permitindo selecionar os locais de perfuração. Já a perfuração faz parte da comprovação da existência dos compostos (óleo e/ou gás) e de sua viabilidade econômica de exploração posterior.

Após a descoberta de uma bacia, e da análise da viabilidade econômica do campo, parte-se para o processo de produção. Com características e tecnologias similares, a prospecção de petróleo e de GN são desenvolvidas em conjunto, de maneira que se propicia a exploração dos dois compostos. Durante a produção do GN, também ocorre o processo de purificação primária do gás, no qual se separam os líquidos (água e outros), materiais particulados e contaminantes (enxofre), de forma a deixar o GN próprio para o transporte à unidade de processamento. [12]

5.2. Liquefação

A planta de liquefação de gás natural é a principal etapa da cadeia de produção do GNL. Nela se reduz a temperatura do gás natural a -162°C , que está abaixo do ponto de vaporização do metano. Assim, o gás metano torna-se líquido e com seu volume reduzindo a aproximadamente 1/600 do volume original.

Ela é normalmente construída em locais costeiros, em baías, para que facilite o escoamento da produção por navios. É necessário também que esteja próxima aos campos produtores de GN, pois o seu custo de transporte via gasodutos é também representativo e, dependendo da distância a ser percorrida até a planta, pode onerar os custos globais do projeto.

As instalações que compõem a planta de liquefação são: uma unidade de tratamento de gás (UPGN), um conjunto de trocadores de calor e tanques de armazenamento para o GNL.

A instalação de uma unidade de tratamento de gás torna-se necessária caso o gás não tenha sido previamente processado. As Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) têm a função de separar os componentes comerciais, assim como padronizar a composição do produto adequando-o ao consumo final e ao processo de liquefação. Com esses objetivos o gás é então desidratado e fracionado, de forma que sejam separados os hidrocarbonetos: gás processado ou seco (essencialmente metano), etano, GLP (propano e butano) e componentes C5+ (principalmente gasolina natural). Dessa forma o gás natural processado é levado à etapa de liquefação.

A liquefação é realizada com o uso de diversas etapas de refrigeração. Esse processo tem princípio similar ao de um refrigerador doméstico. Um gás refrigerante extrai o calor do GN nos trocadores de calor. Os trocadores de calor ficam estruturados em conjuntos paralelos, que junto com os demais equipamentos formam os trens de liquefação, nos quais o GN circula até que atinja a temperatura de -162° C. Existem diferentes tipos de trocadores de calor, que são estruturados como "trens"; entretanto, o principal deles é o que utiliza o propano como gás refrigerante primário, levando o GN a -30° C, e nitrogênio e outros hidrocarbonetos como refrigerante secundário, chegando-se assim abaixo da temperatura de vaporização.

A tecnologia que utiliza o propano como gás refrigerante inicial é a mais comumente utilizada e ganhou o mercado ao longo da evolução e difusão do GNL no mercado mundial. Diversos avanços tecnológicos foram feitos ao longo dos últimos 30 anos, principalmente no que diz respeito às turbinas de compressão dos refrigerantes, que representam grande parte do custo operacional das plantas. A busca por turbinas mais eficientes, potentes e ambientalmente aceitáveis foi essencial para se atingir o atual nível de inserção do GNL no mercado e na redução dos custos de liquefação e processamento.

O GN já liquefeito é então armazenado em tanques que o mantém refrigerado na temperatura de liquefação, até o momento do embarque. Essas instalações devem possuir sistemas de compressão e re-liquefação para recuperar volumes de gás que escapam da estocagem. A capacidade de armazenamento é calculada com base nas previsões de embarque de navios tanqueiros e da capacidade de produção da planta. Já no terminal existe um conector que liga aos navios tanqueiros, realizando a transferência do GNL desde os tanques de armazenagem. [12]

5.3. Transporte (Shipping)

Para realizar o transporte do GNL entre as plantas de liquefação e regaseificação, são utilizados navios especialmente construídos para o armazenamento do gás em sua forma líquida. Dispõem de grandes reservatórios capazes de manter a temperatura do gás durante o transporte. Nesse processo ocorrem perdas, que podem variar de 1% a 3% do volume inicial, dependendo da

distância a ser percorrida, além do próprio consumo de gás que é empregado como combustível para o navio. [12]

A Figura 5.1 abaixo mostra os dois tipos de navios transportadores de GNL: os que armazenam o gás em tanques esféricos e os que possuem tanques nas posições longitudinais, sendo que os custos entre os dois tipos são similares tanto na construção quanto na operação.



Figura 5.1 – Navios tanqueiros

Em função de sua grande representatividade para a indústria mundial de GNL, o Japão concentra grande parte dos estaleiros que constroem esses tipos de navios, sendo que atualmente estaleiros europeus e coreanos também atuam nesse ramo. As principais empresas produtoras são as sul-coreanas e japonesas, principalmente a Daewoo Shipbuilding, Hyundai Heavy Industries, Mitsui Engineering & Shipbuilding, Samsung Heavy Industries, Kawasaki Shipbuilding e Mitsubishi Heavy Industries. [8]

Além de navios, o GNL pode também ser transportado por tanques menores, através de caminhões. Esses carregamentos são geralmente utilizados para suprir demandas de pico, temporárias ou isoladas, quando o custo de desenvolvimento de um gasoduto torna a oferta do gás demasiado onerosa. [12]

5.4. Regaseificação

As plantas de regaseificação constituem o lado de importação da cadeia do GNL. Localizam-se geralmente próximas ao centro de consumo do gás natural e recebem os navios tanqueiros em terminais especialmente construídos para eles. As plantas são formadas por tanques de armazenamento do GNL e de trocadores de calor onde o GNL é transformado novamente em gás para sua distribuição. [12]

6. ANÁLISE DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO DA CADEIA DO GNL

6.1. Liquefação

Ao longo das duas últimas décadas, o custo específico (custo por unidade de GNL produzido) de plantas de liquefação de gás natural tem reduzido de forma significativa. Essa redução de custos foi possível devido principalmente ao aprimoramento tecnológico do processo e dos ganhos de escala, obtidos a partir da construção de trens com maior capacidade, mas também em função de uma maior competição entre empresas atuando no projeto e construção de plantas de liquefação.

Enquanto as primeiras plantas produtoras de GNL, construídas na Argélia na década de 1970, possuíam seis trens de liquefação para atingir uma capacidade de 8 milhões de toneladas de GNL por ano (mtpa), os novos projetos de expansão das plantas da Qatargas e RasGas – as maiores exportadoras de GNL no Qatar e duas das maiores do mundo – deverão possuir aproximadamente este mesmo nível de produção a partir de um único trem. Desde 1964, quando a primeira planta de liquefação entrou em operação também na Argélia com um único trem de 1,1 mtpa, o tamanho médio dos trens vem aumentando ao longo dos anos, chegando a 4 mtpa em 2007. [2]

Apesar da redução nos custos de produção do GNL observada nas últimas décadas, os recentes contratos para construção de novas plantas de liquefação têm mostrado uma inversão nessa tendência. A Figura 6.1 abaixo mostra a evolução do custo de capital por tonelada por ano de alguns dos projetos de

liquefação existentes e em planejamento para os próximos anos. Os projetos estão listados na Tabela 1 mais adiante.

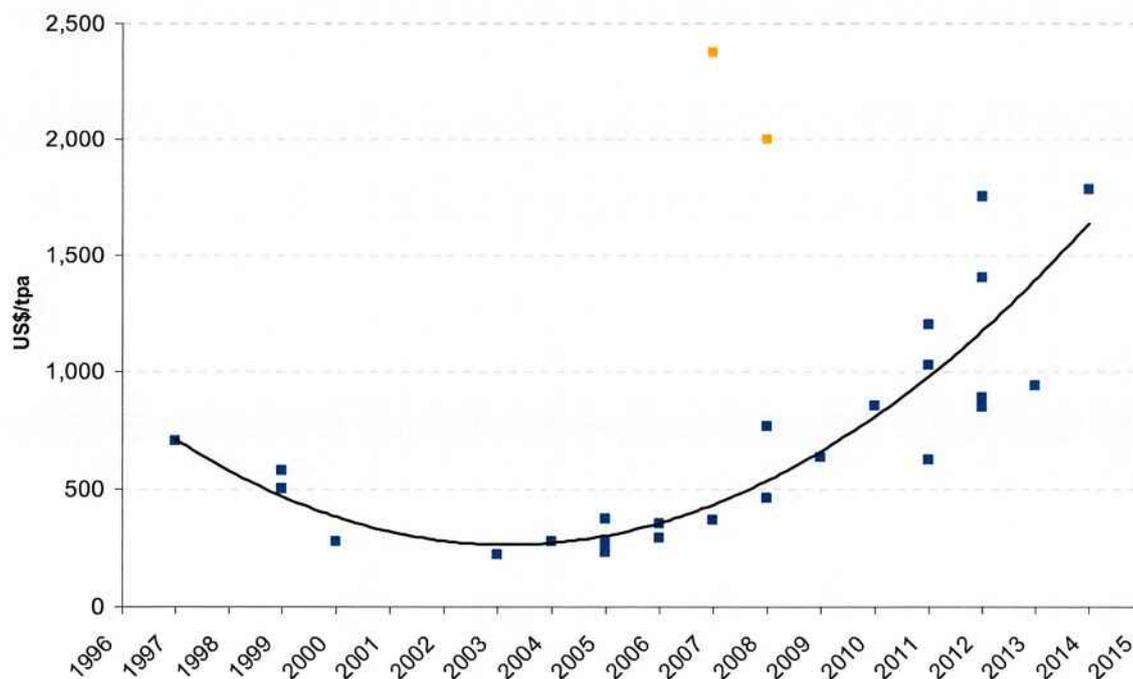


Figura 6.1 – Custo específico das plantas de liquefação [2]

Alguns fatores devem ser analisados para se entender o crescente custo de construção de plantas de GNL observado desde 2003. Primeiramente, nos últimos anos a demanda global por energia tem crescido a níveis recordes, em parte devido ao forte crescimento econômico da China e Índia, mas também devido ao desenvolvimento de outros mercados emergentes – no qual o Brasil se inclui – e esta crescente demanda gerou um boom mundial no setor de construção para infra-estrutura energética. Além disso, poucas empresas possuem a expertise para projetos de GNL e, com tantos empreendimentos em planejamento para

entrar em operação nos próximos cinco anos, os custos para contração destas empresas tem se elevado significativamente.

Outro aspecto são os custos de mão-de-obra e matéria prima usados em projetos de GNL, como aço, cimento e níquel, cujos preços no mercado internacional tem se elevado substancialmente nos últimos anos. A Figura 6.2 abaixo apresenta a evolução do preço do aço e podemos notar que do início de 2003 até o fim de 2004 o preço sofreu uma alta de 60%. Após um período de retração em 2005, os mesmos voltaram a subir atingindo um patamar atual aproximadamente 70% maior que em janeiro de 2003. [5]

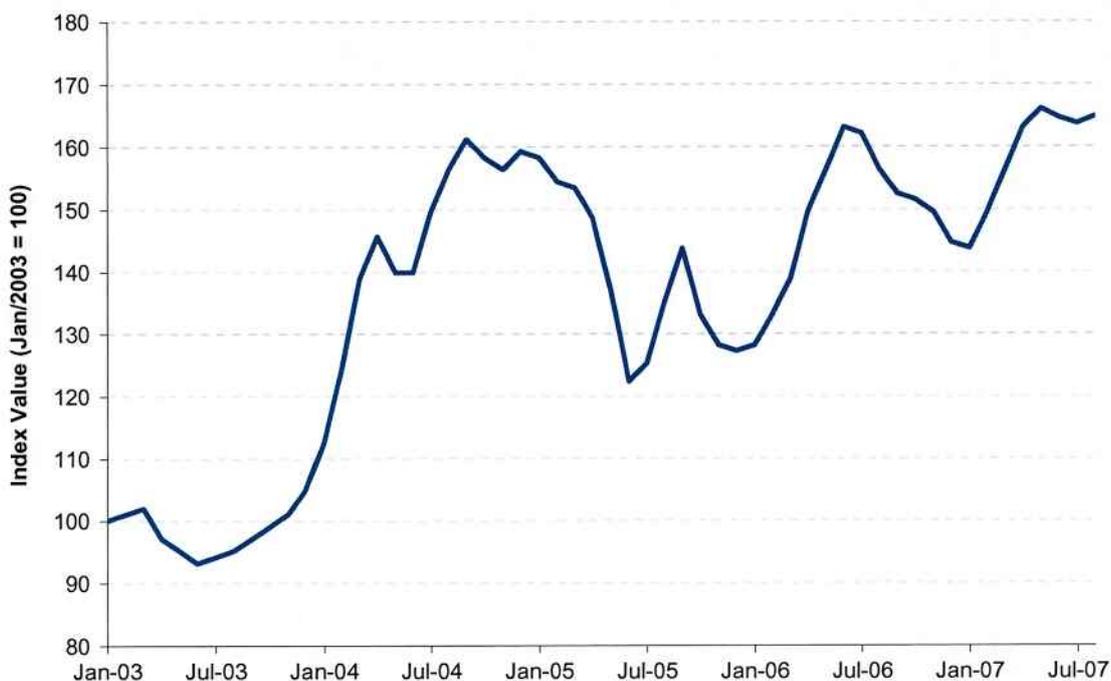


Figura 6.2 – Evolução do preço internacional do aço [5]

Tabela 1 - Projetos de liquefação de gás existentes e planejados [2]

Planta	Localização	Início da operação	Capacidade (milhões de tpa)	Custo estimado (bilhões de dólares)	Custo específico (US\$/tpa)
Gladstone	Austrália	2014	3,5	6,2	1780
Sunrise LNG	Austrália	2013	5,0	4,7	940
Gassi Touil	Algéria	2012	4,0	7,0	1750
Brass LNG	Nigéria	2012	10,0	8,5	850
Soyo	Angola	2012	5,0	7,0	1400
Olokola	Nigéria	2012	11,0	9,8	891
South Pars	Iran	2011	10,0	12,0	1200
Gorgon	Austrália	2011	16,0	19,2	1200
Qatargas 4	Qatar	2011	7,8	8,0	1026
Skikda	Algéria	2011	4,5	2,8	622
Pluto	Austrália	2010	4,3	9,6	2233
P. Malchorita	Peru	2010	4,5	3,8	854
Qatargas 3	Qatar	2009	7,9	5,0	634
Sakhalin-2	Rússia	2008	9,6	19,2	2000
Qatargas 2	Qatar	2008	15,6	12,0	769
NW Shelf T5	Austrália	2008	4,4	2,0	460
Snohvit	Noruega	2007	4,0	9,5	2375
EGLNG	Guiné Eq.	2007	3,8	1,4	368
Rasgas 2 T345	Qatar	2006	14,1	5,0	355
Darwin	Austrália	2006	3,7	1,1	292
Atlantic LNG T4	Trinidad	2005	5,2	1,2	231
Egyptian LNG 1	Egito	2005	3,6	1,4	375
Segas	Egito	2005	4,8	1,3	271
Rasgas 2 T3	Qatar	2004	4,7	1,3	277
MLNG Tiga	Malásia	2003	6,8	1,5	221
Oman LNG	Oman	2000	7,3	2,0	274
NLNG 1 - 2	Nigéria	1999	6,6	3,8	576
Rasgas	Qatar	1999	6,6	3,3	500
Qatargas 1	Qatar	1997	9,9	7,0	707
MLNG Dua	Malásia	1995	7,8	1,6	205

Alguns projetos são particularmente mais caros, na maioria das vezes por se situarem em regiões onde há dificuldades para realização de obras devido a condições climáticas, como é o caso dos projetos de Snohvit na Noruega e Sakhalin-2 na Rússia. Ambos estão em regiões de frio extremo implicando em maiores custos de projeto. Portanto esses dois casos foram considerados como exceção, mostrados em cor diferente na Figura 6.1, e não foram levados em conta

na determinação da linha de tendência para o custo específico de projetos de liquefação.

6.2. Transporte (Shipping)

Após o processo de liquefação do gás natural, grandes navios tanqueiros são abastecidos com o GNL e fazem o transporte do mesmo para as plantas de regaseificação. Dessa forma, o transporte de GNL pelos navios tanqueiros é um elemento crucial para a flexibilidade do GNL em atender mercados diversificados em todo mundo. O transporte comercial do GNL deu início em 1964, levando GNL da Argélia para o Reino Unido, e desde então, a indústria do GNL tem se desenvolvido substancialmente, apresentando grande confiabilidade em termos de segurança, tecnologia de processo e procedimentos operacionais.

O transporte do GNL nos navios tanqueiros representa de 10% a 30% do custo total considerando a cadeia desde a prospecção do gás natural até a regaseificação nos terminais de importação. O valor do frete representa quase 70% do custo total do transporte do GNL, sendo o restante relativo a preço de combustível, seguro entre outros e os custos de construção dos navios tanqueiros exercem grande influência sobre o valor total para o transporte do GNL. [14]

Apesar da importante representatividade do custo de transporte nos custos totais da cadeia do GNL, o transporte por navios metaneiros possibilita uma grande flexibilidade de mercado para o GNL, e os custos são mais competitivos em relação a gasodutos na medida em que a distância percorrida aumenta. A Figura 6.3 a seguir apresenta uma comparação de custos entre o transporte de

gás natural via gasoduto e o transporte do GNL por navios tanqueiros, em relação à distância. Podemos observar que o transporte de gás natural via GNL é mais vantajoso que por gasoduto marinho para distâncias superiores a 700 milhas e mais vantajoso que por gasoduto terrestre a partir de 2.200 milhas.

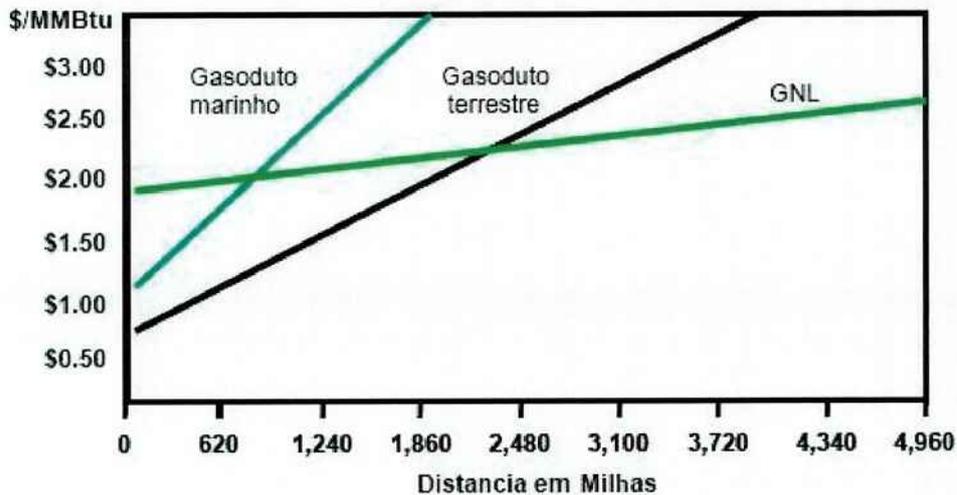


Figura 6.3 – Comparação entre gasoduto e GNL, em função da distância (Fonte: Institute of Gas Technology)

Nos anos 90, quando a indústria do GNL começou a crescer mais significativamente, o número de estaleiros com capacidade de construir navios tanqueiros para GNL cresceu e a competição entre esses estaleiros levaram a melhorias tecnológicas e a redução de preços. A queda nos custos de produção desses navios também se deu devido à desvalorização das moedas japonesas e sul-coreanas – grandes construtores desses tanqueiros – frente ao dólar americano.

Entretanto, nos anos mais recentes, com tantos projetos de GNL em desenvolvimento, houve um significativo aumento na demanda por navios tanqueiros levando a um aumento no preço dos mesmos. Somente nos últimos

seis anos a produção de GNL cresceu mais de 50%, atingindo 160 mtpa em 2006. Durante esse período, China e Índia começaram a importar GNL, o Reino Unido reiniciou a importação de GNL após 40 anos e outros mercados do GNL, como Espanha, Coréia do Sul e Taiwan apresentaram um expressivo crescimento. Devido a essa crescente demanda, a frota de navios transportadores de GNL cresceu de 130 no começo de 2002 até aproximadamente 250 no final de 2007, e até 2011 o número de tanqueiros deverá atingir quase 380. [6]

A Figura 6.4 abaixo apresenta o número de navios tanqueiros entregues por ano desde 1993, bem como o número de navios a serem entregues até 2011. A Figura 6.5 mostra a evolução do preço por capacidade desses navios no ano de entrega. Os gráficos mostram como a demanda por navios tanqueiros está aumentando e a combinação desse aumento e também o crescente custo de matéria-prima e mão-de-obra levou a um forte aumento nos preços dos navios a serem entregues a partir de 2009.

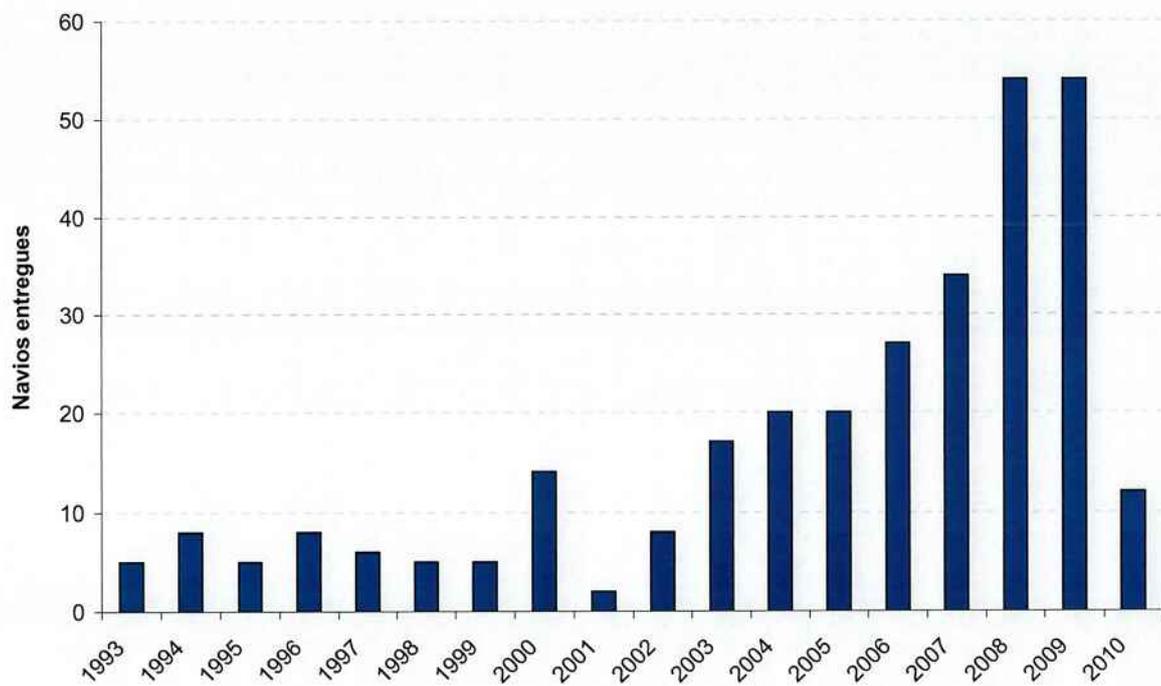


Figura 6.4 – Número de navios tanqueiros entregues [6]

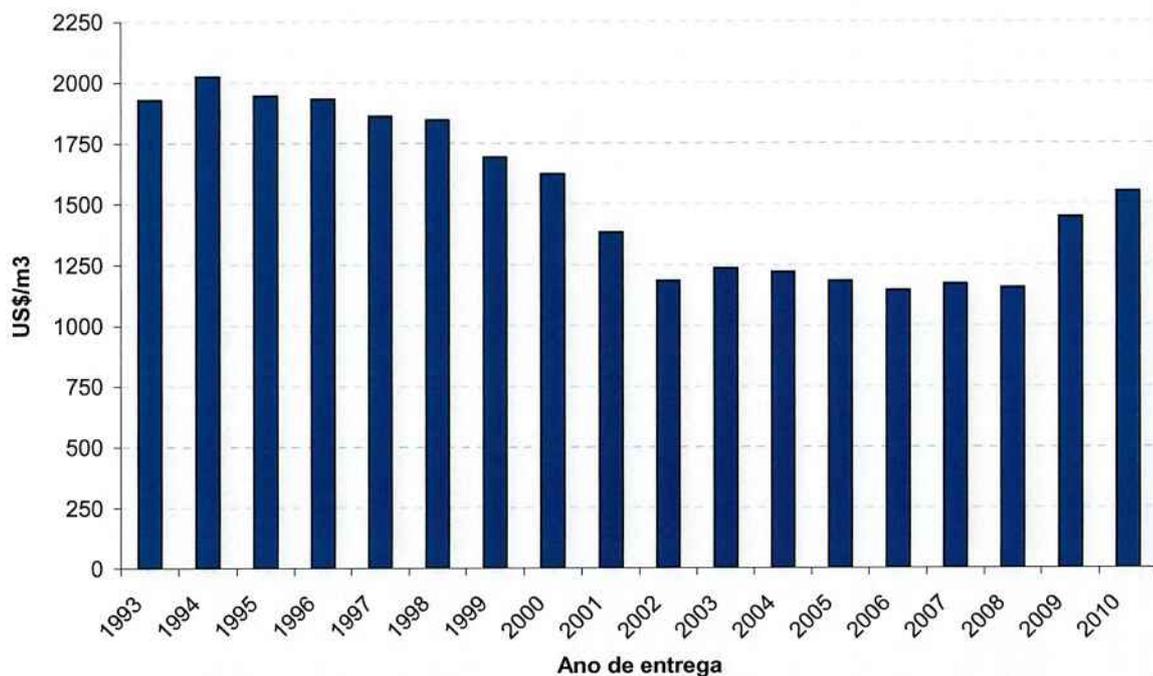


Figura 6.5 – Preço médio por capacidade dos navios tanqueiros [6]

O tamanho padrão dos tanques também tem mudado ao longo dos anos, em função da crescente demanda por melhor eficiência e redução de custos no transporte do GNL. Enquanto na década de 70 e 80 a capacidade média dos navios era de 125.000 m³, durante os anos 90 essa média já aumentou para quase 135.000 m³ e continua a crescer. Somente entre os tanqueiros entregues em 2007, a média da capacidade foi ao redor de 150.000 m³, sendo que há ao menos 40 navios com capacidade acima dos 200.000 m³ – a maioria deles parte dos projetos de expansão no Qatar. A Figura 6.6 a seguir mostra como a capacidade média dos navios aumentou desde a década de 70. [23]

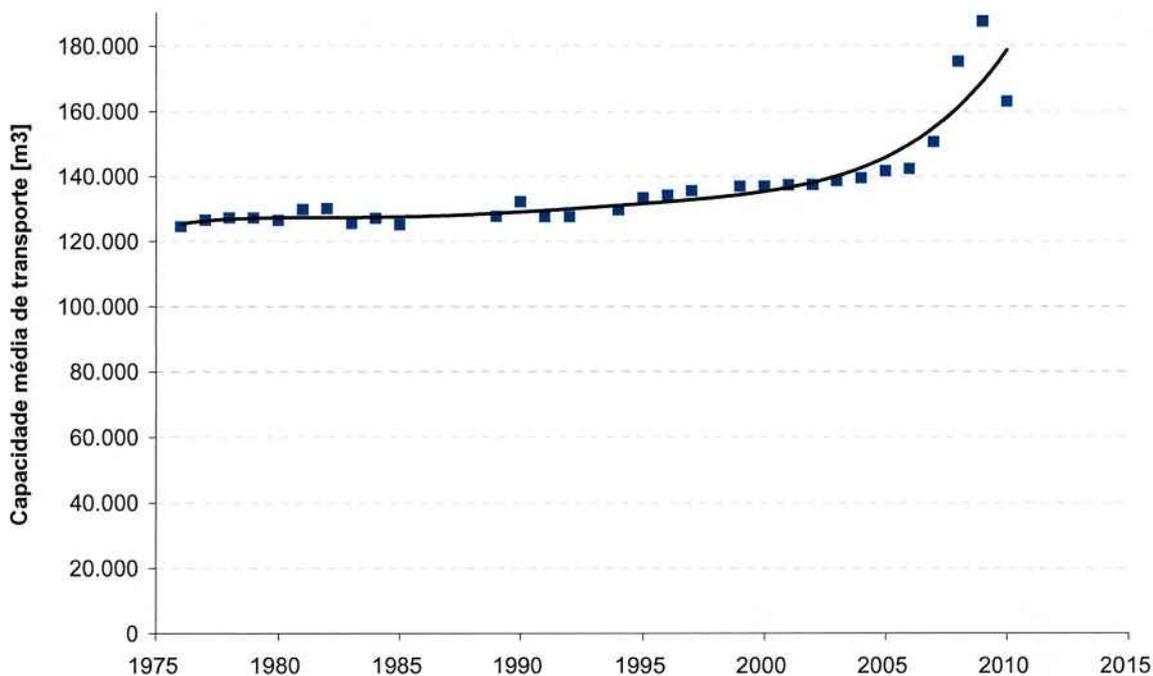


Figura 6.6 – Evolução da capacidade média dos navios tanqueiros [6]

Apesar de existir uma clara tendência de aumento de capacidade dos navios tanqueiros, algumas questões devem ser consideradas para avaliar se o tamanho dos navios continuará a crescer. Existe um fator limitante, já que apenas alguns terminais são capazes de receber navios com capacidade superior a 200.000 m³. Assim, esse aumento no número de navios grandes poderá afetar o design de novas plantas de liquefação e terminais de regaseificação.

Por outro lado, esses novos navios muito grandes são dedicados a projetos específicos, exercendo sua vantagem de custo com ganhos de escala ao navegar em rotas regulares transportando volumes regulares de GNL. E nos últimos anos os mercados que mais têm crescido são os de curto e médio prazo, que utilizam os tanqueiros padrão de 145.000 m³ a 160.000 m³. [23]

6.3. Regaseificação

A regaseificação é o processo final na cadeia do GNL, quando o mesmo é descarregado dos navios tanqueiros, reaquecido e transformado novamente em gás. Até o final da década de 90, 75% da capacidade de regaseificação de GNL se encontrava na Ásia, principalmente no Japão, onde a indústria do GNL se desenvolveu cedo devido ao limitado acesso a gasodutos e à falta de outros recursos naturais locais. No entanto, nos últimos anos as importações de GNL têm crescido especialmente na Europa e América do Norte.

Desde o ano 2000, a maioria dos novos projetos de terminais de importação de GNL foi construída na Europa, onde as reservas do Mar do Norte

em deplecimento, os elevados custos de produção e a liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural criaram novas oportunidades para o GNL. Atualmente há mais de 100 novos terminais de regaseificação ou projetos de expansão a entrarem em operação nos próximos anos em resposta ao aumento na demanda por GNL, e ao menos 70 destes são na Europa ou América do Norte. Conforme a Tabela 2 abaixo, apenas 16% dos novos projetos de regaseificação serão construídos na Ásia.

Tabela 2 - Capacidade de regaseificação em diferentes períodos [2]

	Europa	Ásia	América (Atlântico)	América (Pacífico)
Até 2000	15%	75%	11%	0%
2000 a 2007	45%	36%	19%	0%
Após 2007	30%	16%	47%	8%

A Figura 6.7 abaixo mostra que os novos terminais deverão aumentar substancialmente a capacidade global de regaseificação, que é esperada a dobrar até 2012 e continuar crescendo até atingir 800 mtpa em 2015. O gráfico também mostra como a capacidade de regaseificação opera com baixa taxa de utilização, podendo absorver quase o dobro do total de GNL produzido e está crescendo mais rapidamente que a capacidade de liquefação. Essa disparidade reflete que a etapa de regaseificação possui um menor custo relativamente aos outros segmentos de sua cadeia de produção.

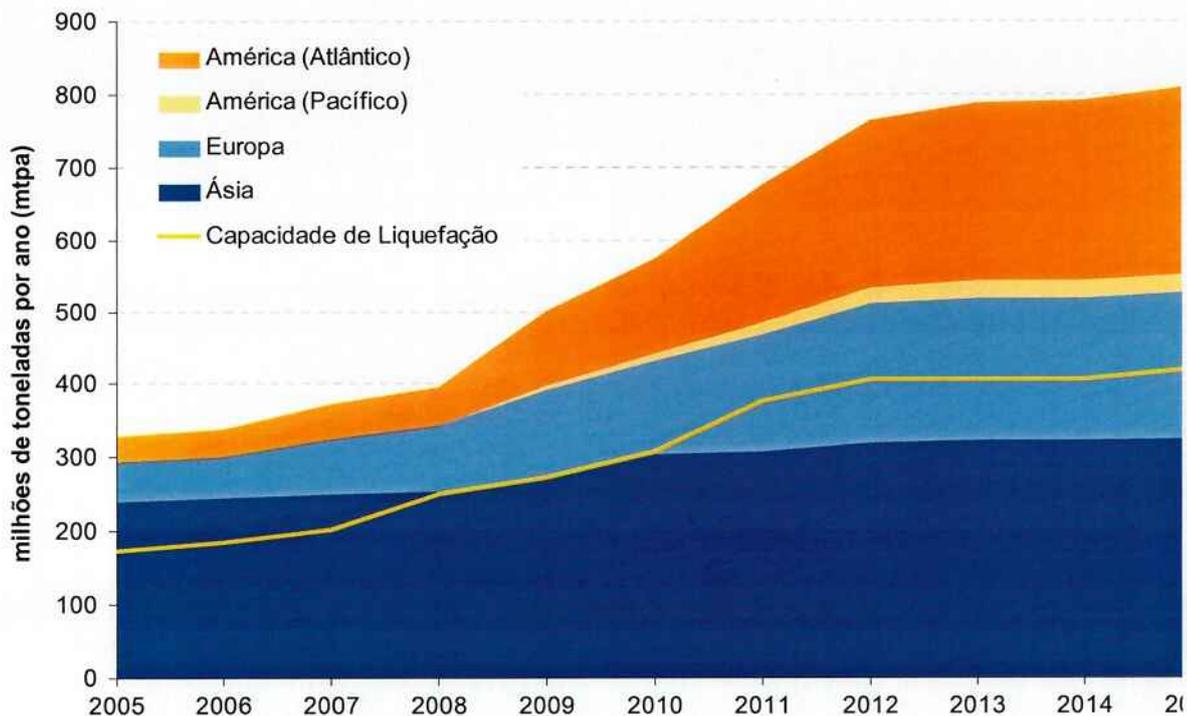


Figura 6.7 - Capacidade esperada de liquefação e regaseificação [2]

Os custos de construção de terminais de regaseificação são muito específicos de cada projeto, dependendo de vários fatores como a localização, custo do terreno, tipo e quantidade de tanques de armazenamento, infra-estrutura portuária entre outros. Desta forma, os custos de construção destes terminais apresentam grande variação e não segue nenhuma tendência ao longo dos anos, conforme mostrado na Figura 6.8 abaixo. Por exemplo, somente dentre os projetos de terminais de importação na Europa, o custo de construção por unidade de GNL variam de 45 a 170 US\$/tpa correspondendo aos terminais de Anglesey no Reino Unido e o terminal Isola di Porto Levante na Itália respectivamente [7]. Ambos os projetos possuem características específicas que afetam diretamente seus custos.

No caso de Anglesey, o baixo custo se deve ao fato dele regaseificar o GNL assim que ele chega ao invés de armazená-lo em grandes tanques, que são justamente os itens mais caros em um terminal. Possuirá apenas dois tanques pequenos de 7.000 m³, sendo que o tamanho médio na Europa é de aproximadamente 200.000 m³. Já o terminal italiano, com o elevado custo de 1 bilhão de dólares, será o primeiro terminal off-shore na Europa. Está sendo construído na Espanha e será rebocado até o Mar Adriático, criando uma ilha artificial. Além disso, possuirá dois enormes tanques de armazenamento de 250.000 m³ cada.

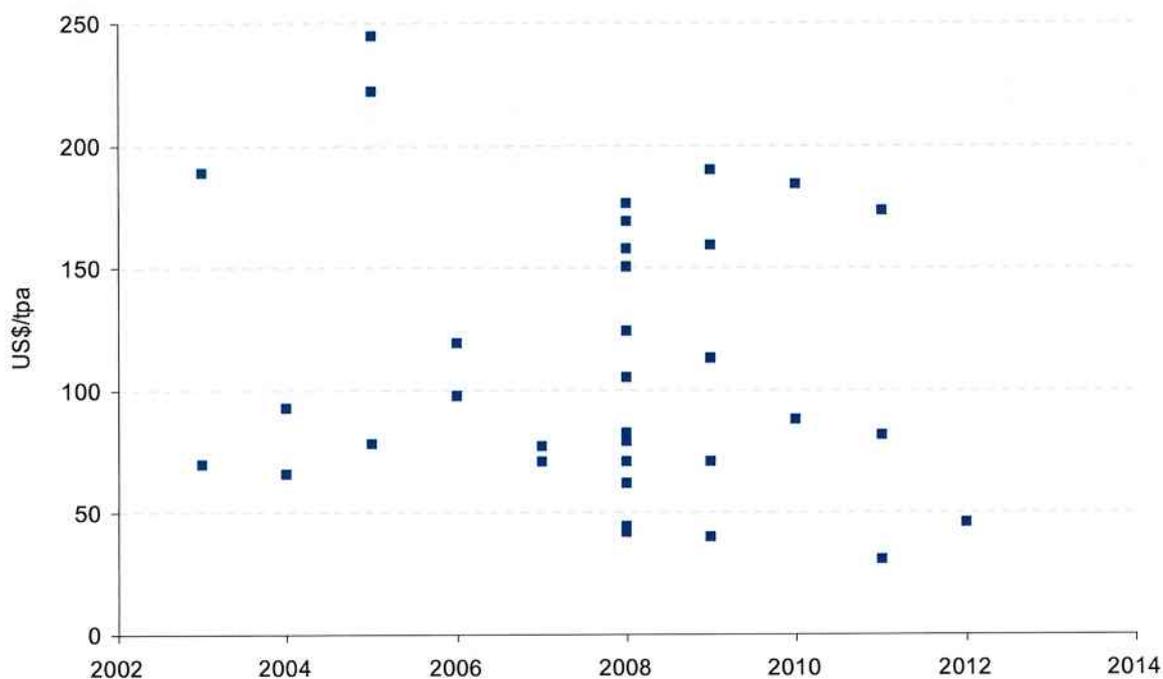


Figura 6.8 – Custo específico de construção de terminais de regaseificação [7]

6.4. Investimentos em cada etapa da cadeia de produção do GNL

Projetos na área do GNL exigem pesados investimentos e o capital investido em cada etapa da cadeia de produção pode variar significativamente. As informações encontradas na imprensa são muitas vezes esparsas, assim, dados concretos e detalhes específicos dos contratos são difíceis de obter. No entanto é possível estimar uma média dos custos por unidade em cada etapa da cadeia em um período.

A Figura 6.9 abaixo apresenta como os custos se dividem em cada etapa desde a prospecção do gás natural até a regaseificação do GNL para os projetos que entraram em operação recentemente e para os que deverão começar a operar até 2011. Vemos que de 2002 a 2007, o processo de liquefação do gás se mostrou o mais caro, representando 44% do custo total. Este fato representa um expressivo aumento no custo total da cadeia para os próximos anos, tendo em vista os crescentes custos das plantas de liquefação. O gráfico também mostra que no período analisado os custos médios da exploração do gás não sofreram grandes alterações e a regaseificação possui o menor impacto no custo total da cadeia do GNL.

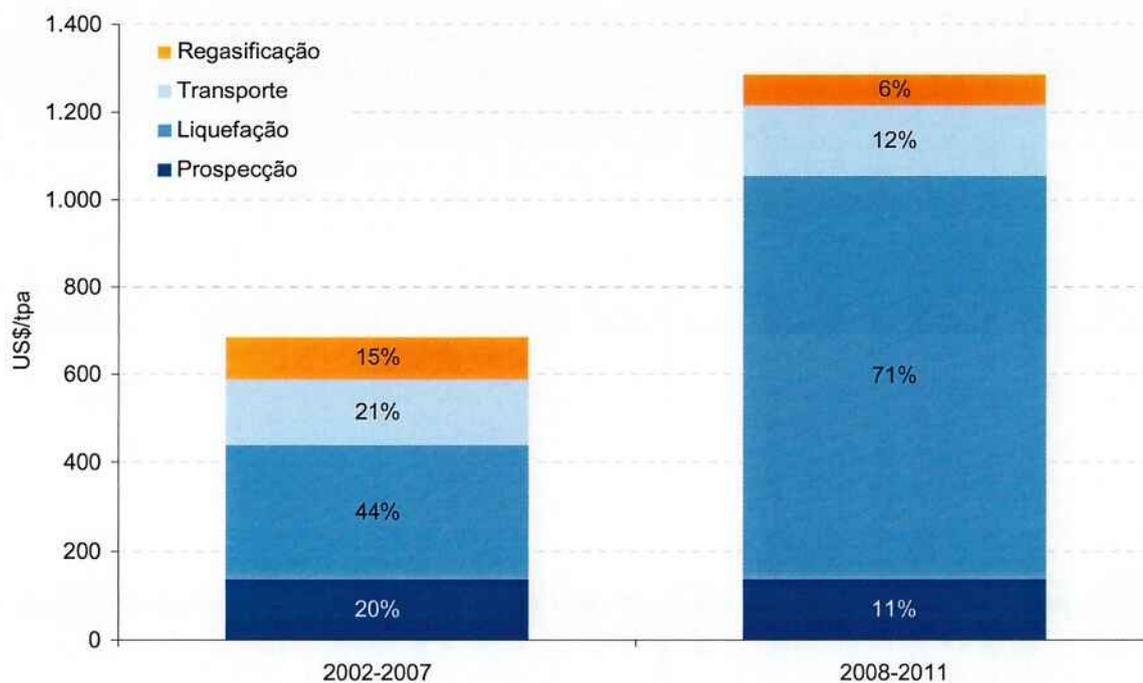


Figura 6.9 – Custo médio por unidade da cadeia de produção em diferentes períodos (Fonte: própria adaptado de [2], [6],[7])

7. O CENÁRIO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

7.1. Introdução

Atualmente o volume de gás disponível é de aproximadamente 65,5 MMm³¹ diários sendo 30 MMm³ provenientes da Bolívia², 21,5 MMm³ do sudeste³ e 14 MMm³ do nordeste⁴. O gás produzido no Brasil provém principalmente de plataformas off-shore (61%) de profundidades que variam entre zero e 300m (33%), 1500m (62%) e apenas uma pequena parcela de profundidades maiores que 1500m (5%). O Brasil apresenta três malhas principais e independentes, representadas na Figura 7.1, de produção e transporte, sendo uma na região norte, uma na região nordeste e uma no cone sul (S-SE-CO). A malha do cone sul interliga os estados do sudeste centro-oeste e sul e a malha do nordeste os estados do Nordeste do Ceará à Bahia. Essas duas malhas deverão ser interligadas pelo Gasene, com previsão para o primeiro semestre de 2010.

Os principais programas de expansão da oferta de gás natural da Petrobras são o Plangás, que se destina principalmente ao mercado industrial no sudeste e o TC - Termo de Compromisso - um programa pautado no GNL principalmente e destinado ao consumo termoelétrico.

¹ ANP – Março de 2008

² ANP – Março de 2008

³ ANP – Março de 2008

⁴ ANP – Março de 2008



Figura 7.1 – Malhas de Gás Natural no Brasil

A expansão da oferta no curto prazo ocorre principalmente com o gás natural da bacia do Espírito Santo e a médio e longo prazo, o aproveitamento provém da Bacia de Santos.

7.2. Histórico Recente

Ainda que a geração térmica a gás natural tenha sido incentivada pelo governo desde o ano de 2000, através do PPT (Programa Prioritário para Termelétricas), visando o consumo de grandes volumes para o pagamento do take-or-pay (modalidade de contratação onde, caso o consumo seja menor que o volume contratado, paga-se o valor contratado, caso seja maior, paga-se o volume medido) do gás boliviano, os investimentos previstos não se concretizaram. Isso ocorreu devido a indefinições nas regras de comercialização e a incertezas quanto ao preço do gás natural ou mesmo à própria concepção do Plano.

Como resultado, a Petrobras incentivou o consumo de gás natural industrial e no transporte. Uma política que funcionou muito bem e que, aliada à elevação de preços de derivados de petróleo e a restrições ambientais, resultou em um crescimento de 10 a 20% ao ano no consumo de gás no Brasil. Esse crescimento afetou inclusive o despacho de usinas térmicas a gás natural que, devido à falta de combustível, passaram a não entregar toda a energia esperada quando chamadas a operar.

Em abril de 2005 houve uma redução de 2300 MW médios na importação proveniente da Argentina e Usina Térmica Uruguaiana por indisponibilidade de combustível para atender a demanda na geração de eletricidade. No fim de 2006, o Operador Nacional do Sistema - ONS realizou testes de disponibilidade das usinas térmicas a gás natural, que resultou em um corte 2700 MW médios na oferta de energia elétrica das regiões Sul e Sudeste. Além disso, em 2007 a

Bolívia interrompeu o suprimento de gás para a Usina Térmica de Cuiabá, resultando em um corte adicional de 200 MW médios.

Esses cortes na disponibilidade de geração de energia elétricas das usinas térmicas por falta de gás natural fizeram com que houvesse um desequilíbrio estrutural de oferta e demanda de energia, levando a uma maior dependência do sistema elétrico em relação ao regime hidrológico. Como consequência, a Petrobras foi obrigada a assinar o Termo de Compromisso (TC) com a ANEEL. O TC foi assinado para cobrir o déficit atual e é um compromisso firme, sujeito a penalidades. Além disso, contempla a implementação de GNL no horizonte 2008-2009, o que constitui um grande marco na indústria de GN no Brasil.

7.3. O Termo de Compromisso

Investimentos insuficientes para acompanhar a demanda de gás natural na indústria e o crescente despacho das termelétricas desenharam o atual cenário de risco de racionamento de gás. Já em 2005 verificava-se um déficit na oferta de gás de 20 a 30 MMm³ diários, a crise só não foi antecipada devido ao menor consumo de gás pelas térmicas (7,1 MMm³ diários).

Para se ter conhecimento do real consumo e capacidade de geração das térmicas a gás natural, a ANEEL requisitou ao Operador Nacional do Sistema (ONS) que realizasse testes de disponibilidade de geração térmica nos anos de 2004 a 2006. Em 2004 foram chamadas a despachar todas as térmicas a gás natural do Nordeste participantes do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). O despacho registrado pelo ONS apontou uma disponibilidade inferior à

fiscalizada pela ANEEL em aproximadamente 757 MW médios. Este déficit levou à assinatura do Acordo de Recomposição de Lastro aprovado pelo despacho ANEEL 1.090/2004.

Em dezembro de 2006, a ANEEL requisitou novamente ao ONS testes nas UTEs a gás natural. Desta vez foram chamadas a despacho as térmicas do sul-sudeste, verificando uma disponibilidade efetiva também inferior à fiscalizada pela ANEEL que resultou num corte de lastro de aproximadamente 2.700 MW médios.

A partir dos resultados destes testes, foi firmado o Termo de Compromisso (TC) entre Petrobras e ANEEL. Neste termo, a Petrobras se comprometeu a disponibilizar gás natural para termelétricas do sul, sudeste e nordeste, de acordo com um cronograma previamente estabelecido e com término previsto para 2011. A Figura 7.2 abaixo apresenta o cronograma onde estão relacionados os eventos de infra-estrutura associados à evolução da disponibilidade de geração simultânea das usinas térmicas a GN considerados no TC.

Nº	Subsistema	Eventos	Marco
1	SE/CO	Aumento da produção do ES e gasoduto Cabiúnas-Vitória	1º Sem. 2008
2	SE/CO	GNL no SE (Rio de Janeiro)	1º Sem. 2009
3	SE/CO	GASBEL	2º Sem. 2009
4	NE	Contratação de Backup	2º Sem. 2007
5	NE	GNL no NE (Pecém)	Abril 2008
6	NE	Obras de interligação (NE Meridional com NE Setentrional)	2º Sem. 2008
7	NE	GASENE	1º Sem. 2009
8	S	Compressão adicional no gasoduto Paulínia-Araucária	1º Sem. 2010
9	S-SE/CO	Deslocamento de GN do Sul para o Sudeste	1º Sem. 2008

Figura 7.2 – Cronograma de eventos do TC (Fonte: Petrobras)

Contudo, em 2007 já ocorreu uma indisponibilidade de gás para as UTEs que resultou em uma multa da ANEEL de R\$ 84 milhões à Petrobras e na redução temporária do fornecimento de gás para as distribuidoras em outubro de 2007. As distribuidoras mais afetadas com esta redução foram a CEG no estado do Rio de Janeiro e a COMGAS no estado de São Paulo, o fornecimento foi restabelecido por força de liminar.

Devido ao risco de escassez de gás natural, em 2006 a Petrobras anunciou o Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (Plangás). O plano inclui projetos de expansão em todas as etapas do suprimento de gás natural, desde a produção até a distribuição por gasodutos.

7.4. O Plangás

Antes de se abordar o cronograma do plano de expansão é importante esclarecer que a produção de gás natural contempla três etapas principais:

- Exploração e Produção (E&P): etapa na qual se considera a retirada do gás natural dos reservatórios;
- Processamento: tratamento do gás nas chamadas UPGN (Unidades de Processamento de Gás Natural) onde são removidos líquidos e impurezas de forma a entregar o gás dentro dos padrões de composição previstos por lei da Agência Nacional do Petróleo (ANP);
- Transporte: etapa na qual se considera o transporte do gás natural por dutos.

O Plangás é dividido em duas etapas, Plangás 2008 e Plangás 2010. Na primeira etapa, com conclusão prevista para este ano, a disponibilidade de gás natural no sudeste deve sofrer um incremento de 24,2 MMm³ diários. Na segunda etapa, com conclusão prevista para o final de 2010, a Petrobras pretende disponibilizar mais 15 MMm³ diários, totalizando um incremento de 39,2 MMm³ diários para o Plangás.

As descobertas de novos campos (São Mateus, Juruá-Araracanga e Jaraqui) na região norte, deverão atender o aumento da demanda e o declínio da produção do campo de Urucu. Este gás estará disponível para Manaus a partir de 2009, com o término das obras do gasoduto Coari-Manaus.

Em 2008, a chegada do GNL em Pecém no nordeste será responsável por grande parte do acréscimo na oferta de gás. A malha de gasodutos desta região também se encontra em expansão e futuramente se interligará a malha sudeste através do gasoduto Cacimbas-Catu, um ramo do GASENE com previsão de entrega para 2010, lembrando que este trecho não faz parte do Plangás e sim do TC. O recente aumento na disponibilidade de gás para o nordeste foi ocasionado pela entrada em operação do campo de Manati, na Bahia.

Ainda visando à ampliação da produção nacional de gás natural, a Petrobras está realizando investimentos na Bacia de Santos, principalmente nos campos Pólo Sul e BS-500. As expectativas de produção de curto prazo da Bacia de Santos são de 30 MMm³ diários de gás natural a partir de 2015⁵, com

⁵ Petrobras – Plano Diretor para Desenvolvimento da Produção de Gás Natural e Petróleo da Bacia de Santos.

excelentes perspectivas de contínuo crescimento, principalmente após a divulgação da descoberta dos megacampos de Tupi e Júpiter com reserva estimada de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo equivalente e início da produção previsto para 2012 e, mais recentemente, a divulgação da descoberta do campo BM-S-9, conhecido como Carioca, com reserva estimada de 33 bilhões de barris de petróleo equivalente.

Além da distância destes novos campos da costa brasileira, outra grande dificuldade destas recentes descobertas é a espessura da lâmina d'água e profundidade do poço – a soma das partes resulta em profundidades totais superiores a 5.000 metros. Isso porque o custo de E&P aumenta consideravelmente com a profundidade dos campos devido à necessidade de uso de materiais mais resistentes e adequados ao ambiente do pré-sal, conforme apresentado na Figura 7.3. Logo, a exploração destes poços somente se torna viável e atrativa com o aumento do preço do barril de petróleo.

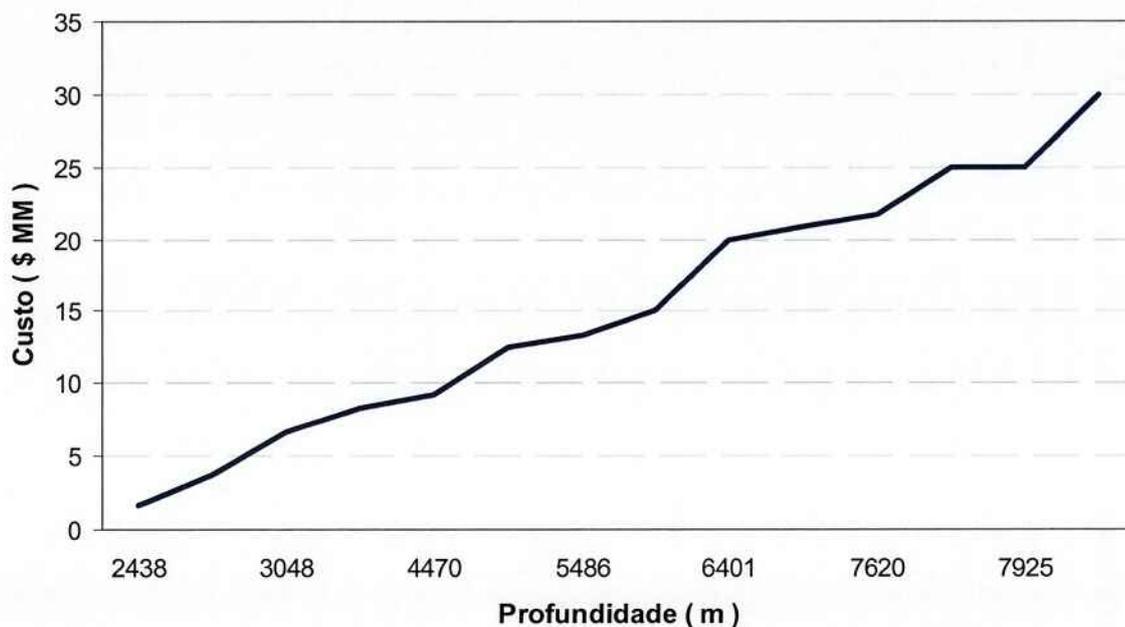


Figura 7.3 – Custo de E&P x Profundidade (Fonte: British Petroleum)

7.5. Balanço de Oferta e Demanda [13]

Nos últimos anos o gás natural vem tendo uma participação crescente na matriz energética brasileira. Segundo o PDE 2007/2016 (Plano Decenal de Expansão de Energia), elaborado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), perspectivas para os próximos dez anos indicam que esta participação será ainda maior. A entrada de novos campos produtores e a necessidade de atender as demandas termelétricas provocará um aumento dos volumes movimentados de gás natural.

Para que não ocorram problemas no fornecimento de gás natural, é necessário que a infra-estrutura seja suficiente para transportar o gás natural de sua fonte produtora até o consumidor final. Esta infra-estrutura é, portanto, um

ponto fundamental de todo o sistema e deve ser dimensionada de forma a permitir que o gás natural, produzido ou importado, possa chegar aos mercados consumidores de forma segura.

Assim, para que seja possível a proposição de soluções para a ampliação da infra-estrutura de transporte de gás natural no Brasil é imperativo que estejam claramente definidos e quantificados os possíveis desequilíbrios entre oferta e demanda em cada uma das regiões brasileiras, permitindo, assim, a perfeita avaliação das necessidades específicas de cada área.

Com este propósito serão ilustrados a seguir, os balanços de gás natural de regiões Nordeste e o agrupamento das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, com suas respectivas previsões de ofertas e demandas (trajetória inferior somente) até o ano de 2016, período contemplado no Plano Decenal da EPE. Neste ponto, vale destacar a importância de serem observados, em separado, os balanços de gás natural da Região Nordeste e das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, pelo fato da interligação entre essas redes de transporte ainda não estar plenamente concluída. Esta consideração permitirá visualizar a importância da movimentação de gás entre estas regiões.

Por outro lado optou-se por analisar as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste em conjunto pelo fato das malhas de gasodutos de transporte das mesmas apresentarem elevado grau de integração, permitindo o livre deslocamento de gás entre elas, apesar dos limites restritivos atuais para a Região Sul. Excluíram-se da análise a Região Norte, por se tratar de um sistema isolado e não possuir

interligação com o restante da rede de transporte de gás natural, e os sistemas isolados de importação de gás para as térmicas de Uruguaiana e Cuiabá.

7.5.1. Região Nordeste

Ao observar o comportamento da previsão de oferta de gás na Região Nordeste, verifica-se uma queda gradual da oferta regional líquida no referido período. O início da produção do campo de Manati é um evento de relevância que elevou consideravelmente os níveis de oferta da região no curto prazo. Entretanto, constata-se que após este fato, a oferta dos campos descobertos na região tem uma tendência declinante, que deverá se manter no restante do decênio, como pode ser visto na Tabela 3 a seguir.

Por outro lado, a queda da produção da Região Nordeste será, em parte, compensada pela oferta adicional gerada pela construção do terminal de importação de GNL no em Pecém no Ceará, cujo início da operação ocorreu em agosto de 2008. O terminal de importação de GNL será de vital importância para a região, pois além de fornecer considerável volume de gás natural ao sistema, propiciará maior flexibilidade de atendimento ao mercado termelétrico.

Tabela 3 - Projeção da oferta de gás natural por origem - Nordeste [13]

Descrição	Oferta de gás natural (mil m ³ /d)			Variação (% ao ano)	
	2007	2011	2016	2007/2011	2011/2016
Oferta Regional Líquida	14.609	12.798	5.998	-3%	-13%
Importação via GNL	0	6.000	6.000	N/A	0%
Novas Descobertas	0	825	10.561	N/A	295%
Total	14.609	19.623	22.559	9%	4%

NA – Não aplicável

Ao analisar o lado da demanda na Tabela 4, pode-se observar um expressivo aumento na demanda não-termelétrica, cujo valor é esperado que cresça 72% até 2016, em relação ao ano de 2007. Esse aumento reflete principalmente o atendimento da demanda reprimida das distribuidoras, que atualmente não é atendida devido à insuficiência na oferta e falta de infraestrutura de transporte. As “Térmicas Indicativas” referem-se a usinas térmicas previstas pelo Plano Decenal para complementar a geração elétrica na região.

Tabela 4 - Projeção da demanda de gás natural por origem - Nordeste [13]

Descrição	Demanda de gás natural (mil m ³ /d)			Variação (% ao ano)	
	2007	2011	2016	2007/2011	2011/2016
Demanda Não-Térmicas	9.822	14.854	16.868	13%	3%
Térmicas	8.238	10.419	10.419	7%	0%
Térmicas Indicativas	0	7.460	7.460	N/A	0%
Total	18.060	32.734	34.747	20%	2%

NA – Não aplicável

Por último, é apresentada a projeção do balanço de gás natural da Região Nordeste na Tabela 5 e Figura 7.4, confrontando as trajetórias de oferta e demanda anteriormente comentadas.

Tabela 5 - Balanço de oferta e demanda de GN - Nordeste [13]

Descrição	Balanço de gás natural (mil m ³ /d)			Variação (% ao ano)	
	2007	2011	2016	2007/2011	2011/2016
Oferta	14.609	19.623	22.559	9%	4%
Demanda	18.060	32.734	34.747	20%	2%
Saldo	-3.451	-13.111	-12.188	-70%	2%

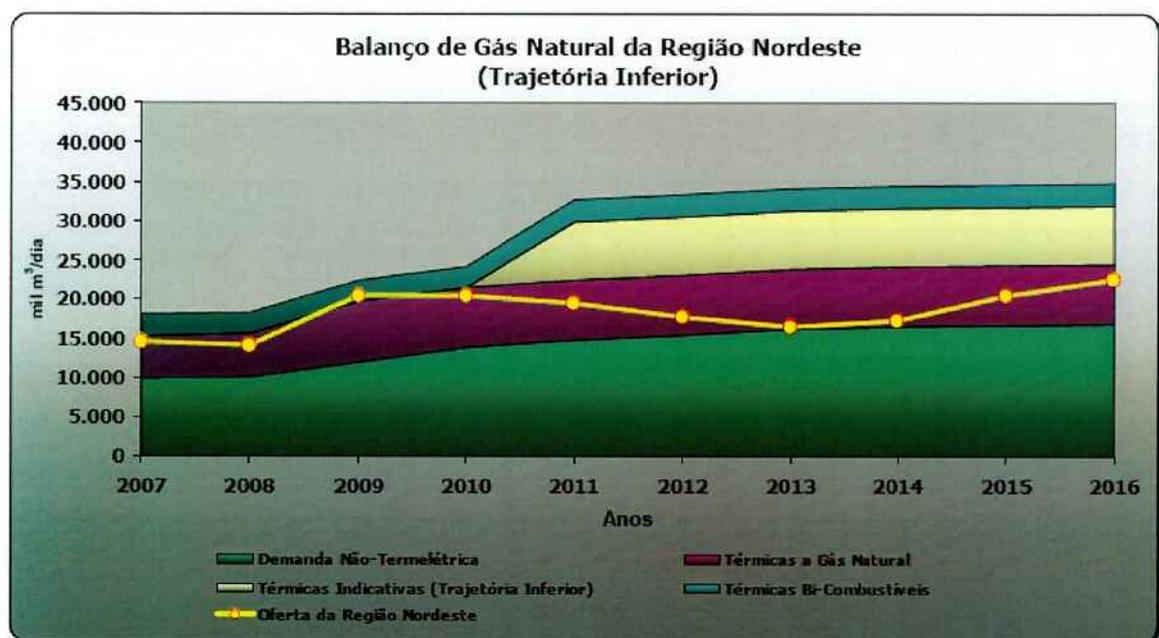


Figura 7.4 - Balanço de oferta e demanda de GN - Nordeste [13]

De acordo com o gráfico, verifica-se que o Nordeste apresenta restrições ao crescimento do consumo nos anos de 2007 e 2008. Entretanto, os efeitos desta limitação serão amenizados no curto prazo pela entrada em operação do terminal de GNL de Pecém no Ceará, que fornecerá um volume adicional de gás, satisfazendo parcialmente a demanda estimada da região.

A partir de 2011, observa-se um aumento do déficit de gás natural no Nordeste em função da combinação de dois fatores: o declínio da produção

regional e a tendência de crescimento da demanda, proporcionado pelas distribuidoras e pela perspectiva de instalação de novas térmicas. O déficit apresentado mostra que é fundamental a busca por novas fontes supridoras para a região, além de destacar a importância estratégica do Gasene, cuja construção permitirá o escoamento do excedente de produção da Bacia do Espírito Santo em direção ao Nordeste, reduzindo substancialmente o déficit acima citado.

7.5.2. Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste

Analisando o lado da oferta de gás natural no Sudeste, Sul e Centro-Oeste pode-se destacar a previsão de aumento na produção de gás nas Bacias de Campos, do Espírito Santo e de Santos, as quais, além de abastecer a Região Sudeste, auxiliarão no fornecimento para a Região Nordeste, após a conclusão do Gasene.

Outro destaque para o próximo decênio será a complementação da oferta interna da região com a instalação de pelo menos, um terminal de importação de GNL (Baía de Guanabara no Rio de Janeiro), que propiciará maior segurança e flexibilidade ao abastecimento na região. É importante ressaltar que o presente balanço considera que a importação de gás natural da Bolívia será mantida na capacidade atual do Gasbol, de 30,08 milhões de m³/dia ao longo de todo o período, sem considerar nenhuma expansão ou redução para o mesmo.

Na Tabela 6 a seguir são apresentadas as projeções da oferta de gás natural no período até 2016 para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

Tabela 6 - Projeção da oferta de gás natural por origem – SE/S/CO [13]

Descrição	Oferta de gás natural (mil m ³ /d)			Variação (% ao ano)	
	2007	2011	2016	2007/2011	2011/2016
Oferta Regional Líquida	13.088	50.302	38.917	71%	-6%
Importação via GNL	30.080	44.080	44.080	12%	0%
Novas Descobertas	0	96	27.787	N/A	7236%
Total	43.168	94.478	110.785	30%	4%

NA – Não Aplicável

Para o cômputo da oferta regional líquida, o estudo da EPE não considerou como disponível em 2008 uma expressiva parcela da produção proveniente da Bacia do Espírito Santo, em função de ainda não estarem integralmente concluídas as interligações das malhas de transporte entre estes campos e os demais estados consumidores. Do ponto de vista da oferta, existe a possibilidade de aumento na disponibilidade de gás natural na Região Sudeste, se confirmadas as previsões de novas descobertas na região.

Com relação à demanda, projetada abaixo na Tabela 7, o destaque é a elevação do consumo previsto para Regiões Sudeste e Sul no período até 2011, devido principalmente à ampliação da demanda não-termelétrica, com aumento de até 48% em relação ao consumo de 2007, para a trajetória inferior de mercado considerada no Plano Decenal da EPE.

Tabela 7 - Projeção da demanda de gás natural por origem – SE/S/CO [13]

Descrição	Demanda de gás natural (mil m ³ /d)			Variação (% ao ano)	
	2007	2011	2016	2007/2011	2011/2016
Demanda Não-Térmicas	33.137	49.061	59.291	12%	5%
Térmicas	28.052	28.981	28.981	1%	0%
Térmicas Indicativas	0	2.414	9.654	N/A	75%
Total	61.189	80.456	97.926	8%	5%

NA – Não Aplicável

Novamente, podemos projetar o balanço do gás natural na região, apresentado na Tabela 8 e na Figura 7.5 a seguir, ao confrontar as curvas de oferta e demanda.

Tabela 8 - Balanço de oferta e demanda de GN – SE/S/CO [13]

Descrição	Balanço de gás natural (mil m ³ /d)			Variação (% ao ano)	
	2007	2011	2016	2007/2011	2011/2016
Oferta	43.168	94.478	110.785	30%	4%
Demanda	61.189	80.456	97.926	8%	5%
Saldo	-18.021	14.022	12.858	44%	-2%

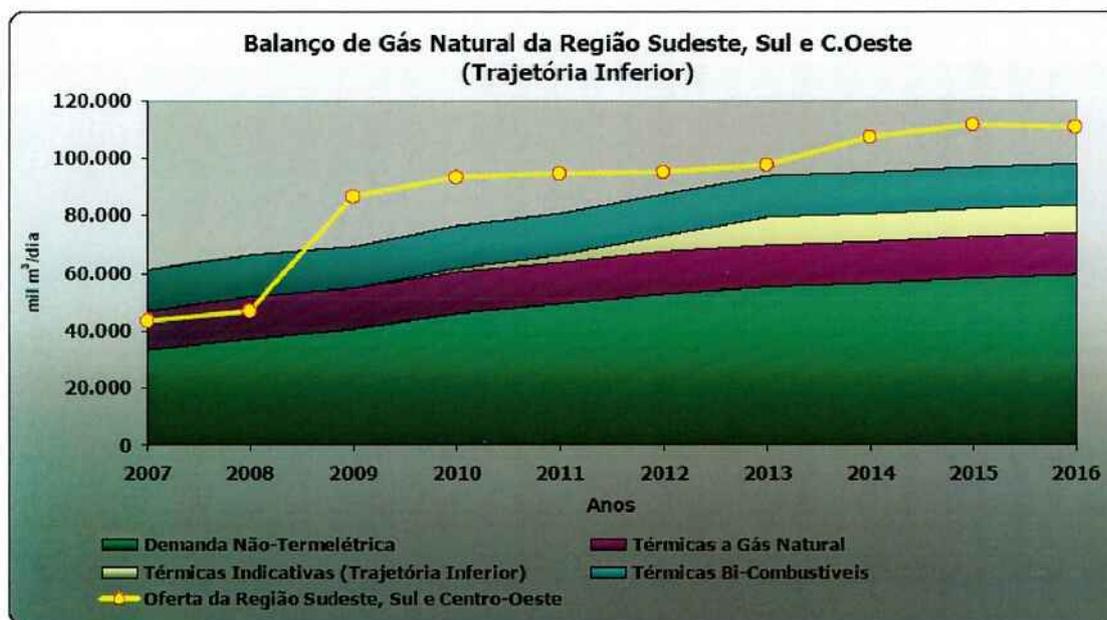


Figura 7.5 - Balanço de oferta e demanda de GN – SE/S/CO [13]

Ao analisar o balanço de gás natural, verifica-se que a região apresenta atualmente algumas restrições aos despachos de termelétricas a plena carga e ao crescimento de demanda das distribuidoras. Entretanto, o sistema deverá apresentar forte recuperação nos anos que se seguem, em função da instalação

do terminal de GNL na Baía de Guanabara e das novas unidades de produção nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos.

Após a conclusão das obras de infra-estrutura que interligarão os campos de produção do Estado do Espírito Santo ao restante da malha de gasodutos nacional, existe a perspectiva deste estado se tornar um dos principais fornecedores de gás natural para o restante do país tendo em vista que o mesmo possui uma previsão de produção de gás muito superior à sua demanda projetada para este estado.

As ofertas das Bacias de Campos e de Santos, como já foi constatado, também apresentarão aumentos significativos até meados do decênio. Contudo, observa-se que nas regiões próximas a estas bacias haverá também um significativo crescimento da demanda, que provavelmente absorverá internamente quase toda a oferta adicional proveniente dos mesmos.

Observa-se ainda que nos próximos dez anos, a importação de gás natural da Bolívia manterá uma considerável importância no cenário nacional, tendo em vista que a mesma continuará sendo uma alternativa para o fornecimento de gás a regiões que apresentam limitação na oferta, como por exemplo, a Região Sul.

7.5.3. Brasil consolidado sem Região Norte

Para que se possa melhor visualizar a importância da integração das malhas das regiões Nordeste e Sudeste, além de avaliar o potencial de movimentação de gás entre elas, é apresentado a seguir na Figura 7.6 o balanço

consolidado de gás natural brasileiro, excluindo-se a Região Norte que, por não estar interligada às demais, não tem possibilidade de estabelecer intercâmbios de gás com qualquer outra região.

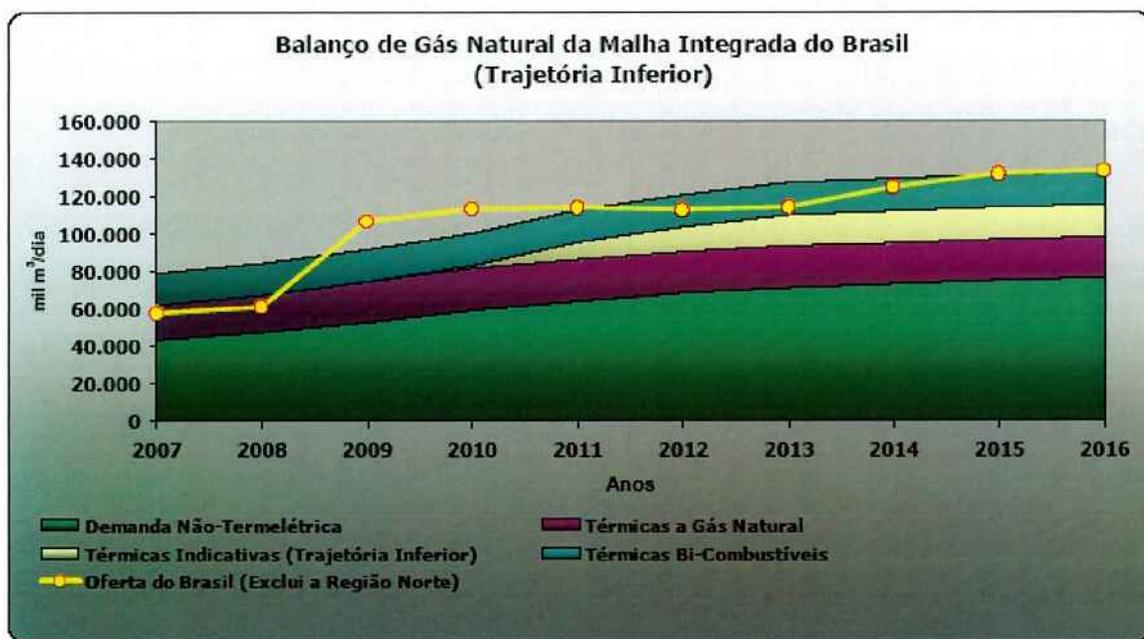


Figura 7.6 - Balanço de oferta e demanda de GN – Brasil sem Região Norte [13]

Considerando-se a trajetória inferior de demanda do Plano Decenal da EPE, observamos uma forte recuperação da oferta a partir de 2009 em função da instalação dos terminais de GNL no Ceará e Rio de Janeiro e das novas unidades de produção nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos. Dessa maneira, há a expectativa de que não haja déficit no balanço de gás natural a partir de 2009, exceto nos anos de 2012, 2013 e 2014.

8. OPORTUNIDADES DE MERCADO PARA O GNL NO BRASIL

8.1. A necessidade de flexibilidade para o mercado de gás natural brasileiro e a relação com o GNL

Apesar de incipiente, a indústria de gás natural brasileira necessita bastante de flexibilidade. Na década de 90 a realização de reformas liberalizantes mudou o contexto econômico do Brasil, fazendo com que a organização industrial e os contratos tradicionalmente utilizados na fase incipiente da indústria de gás natural não fossem os melhores instrumentos para reduzir os riscos de investimentos em relação à infra-estrutura desta indústria. Segundo Almeida [16], o contexto atual é resultante de diversos fatores que transformaram as condições básicas da indústria de gás natural brasileira, como: a liberalização dos preços dos combustíveis concorrentes ao gás natural; o esgotamento do modelo desenvolvimentista de financiamento tradicional através do setor público e de créditos externos a estatais; a privatização parcial das empresas de energia; a formação de grandes grupos internacionais capazes de disputar mercado mundialmente, a partir do processo de privatização e da introdução de concorrência na indústria do setor elétrico e de gás natural nos países desenvolvidos; a integração energética regional, inclusive na indústria de gás natural; a evolução tecnológica e a crescente convergência tecnológica e de negócios na indústria do setor elétrico e de gás natural. [17]

Neste atual contexto econômico os preços dos combustíveis concorrentes do gás natural são dados em ambiente de mercado liberalizado. Sendo assim,

esses preços possuem uma maior volatilidade, variando conforme o mercado internacional, as condições climáticas e a demanda do setor elétrico brasileiro. Em consequência disso, o valor do gás natural vem sofrendo mudanças com maior frequência, sendo necessária uma maior flexibilidade da indústria de gás natural para que o preço do gás varie, objetivando manter sua competitividade com os combustíveis concorrentes [16].

Um importante fator que também contribui com a necessidade de flexibilidade na indústria de gás natural brasileira é o que se relaciona com o seu setor elétrico. A geração de energia elétrica no Brasil é basicamente feita através das hidrelétricas, gerando cerca de 85% da energia elétrica nacional [1]. As hidrelétricas possuem uma capacidade instalada de geração de 77,4 GW, que corresponde a 70,2% do total gerado. Já as termelétricas possuem uma capacidade instalada de 24,7 GW, sendo 11,8 GW de térmicas a gás. Isso representa respectivamente 22,4% e 10,7% de toda a oferta de capacidade interna de geração elétrica no país em setembro de 2008 [15]. Além da capacidade instalada, as hidrelétricas brasileiras também possuem grandes reservatórios, cujas capacidades de armazenamento de água são uma das maiores do mundo. Esta grande capacidade de armazenamento permite estocar água, elevando a capacidade de geração das hidrelétricas e permitindo que em períodos de chuvas abundantes seja gerada energia a custos muito baixos para quase todo o seu mercado. Graças ao sistema de reservatórios, ao tamanho geográfico do país e à interligação do sistema elétrico brasileiro, mesmo que uma região do país esteja passando por período de baixas afluências, uma outra região

que esteja com abundância de chuvas e com reservatórios cheios pode atender à demanda elétrica da região com “seca”, criando assim um mecanismo de compensação entre as hidrelétricas no Brasil e minimizando o risco causado pela falta de chuvas. Em consequência desta característica do setor elétrico brasileiro, o valor econômico do gás natural destinado a geração elétrica em períodos de abundância de chuva se reduz drasticamente, podendo até chegar a zero [17].

Apesar do importante papel das hidrelétricas na base da geração elétrica brasileira, as termelétricas possuem um papel complementar, mas fundamental, de garantir uma maior segurança ao sistema de geração nacional, diversificando a fonte energética. O despacho das termelétricas depende das variações no regime das chuvas e de picos de demanda. Dessa forma, instrumentos tradicionais utilizados na indústria de gás natural, como contratos de longo prazo com cláusulas de take-or-pay, não seriam adequados para as termelétricas a gás natural no Brasil, que necessitam de uma maior flexibilidade.

A indústria de gás natural brasileira quase não possui flexibilidade, apesar da grande necessidade. Pelo lado da demanda, só a partir de 2007 a Petrobras ofereceu a possibilidade de realização de contratos interruptíveis de gás natural, porém não há um mercado secundário para este insumo. Predominantemente os contratos de fornecimento de gás utilizados são de longo prazo e possuidores de cláusulas de take-or-pay. Pelo lado da oferta, a existência de flexibilidade é muito pequena, devido às especificidades da indústria de gás natural brasileira, tais como: a falta de capacidade de estocagem do gás natural fora da rede de transporte; o fato de 75% da produção nacional deste gás ser associada, fazendo

com que uma variação na produção de gás que objetive uma maior flexibilidade também afete a produção de petróleo; o fato de quase toda a produção de gás natural nacional ser oriunda de reservatórios off-shore e, portanto, há um elevado custo de oportunidade de desenvolvimento destes campos de gás; a produção on-shore de gás natural brasileira se encontra basicamente no sistema isolado da Amazônia, não podendo atender às necessidades por flexibilidade nas regiões do Nordeste e do Centro-Sudeste-Sul e por último o fato de o Brasil já utilizar quase toda a capacidade total de transporte do Gasbol, havendo pouca capacidade excedente para realizar um aumento da oferta para atender a necessidade de flexibilidade da indústria de gás natural brasileira. [17]

Nesse contexto, identificam-se oportunidades para o GNL no Brasil, no sentido de diversificar as fontes de suprimento de energia, ao mesmo tempo permitindo uma maior flexibilidade de oferta para a indústria do gás natural e para o setor elétrico.

8.2. O projeto de importação de GNL pela Petrobras

Desde o final da década de 90 o GNL é objeto de estudos para a Petrobras, como alternativa para complementar a oferta de gás natural no Brasil. Em 2004 a Petrobras iniciou estudos para a importação desse insumo em instalações flexíveis com o intuito de adequar a oferta à volátil demanda das usinas térmicas a gás. Esta alternativa de importação de gás natural ganhou mais força após a nacionalização do gás natural da Bolívia em maio de 2006, quando um quadro de maior incerteza em relação à oferta futura deste gás foi gerado. Dessa maneira,

diante da expectativa de crescimento da demanda nacional de gás natural e do risco do país não conseguir atendê-la com uma maior flexibilidade, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em congruência com os projetos da Petrobras, estabeleceu em sua Resolução nº 4 de 21 de novembro de 2006 a opção do uso do GNL como meio de atender tais necessidades, como apresentado abaixo:

“Artigo 1º - Declarar prioritária e emergencial a implementação de Projetos de Gás Natural Liquefeito – GNL, compostos pela importação de gás natural na forma criogênica, armazenamento e regaseificação, bem como a infra-estrutura necessária, com o objetivo de:

- I - assegurar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional com vistas a priorizar o atendimento das termelétricas;
- II - facilitar o ajuste da oferta de gás natural às características do mercado nacional por meio de suprimento flexível;
- III - mitigar riscos de falha no suprimento de gás natural em razão de anormalidades;
- IV - diversificar as fontes fornecedoras de gás natural importado; e
- V - reduzir o prazo de implementação de Projetos de Suprimento de Gás Natural.

Artigo 2º - Visando à execução plena das atividades a que se refere o artigo 1º, fica assegurada a implementação de mecanismos o cumprimento desta

Resolução e a articulação dos meios institucionais para superar possíveis problemas na implantação dos Projetos de GNL.” [19]

Como se pode ver a seguir na Figura 8.1, a Petrobras espera que a demanda de gás natural brasileira cresça quase 90% entre 2007 e 2012 (valor maior que o considerado pela EPE no Plano Decenal 2007/2016). Para atender a este crescimento da demanda, a estatal pretende aumentar a sua produção nacional para quase 73 milhões de m³/dia, utilizar a capacidade máxima do Gasbol e importar 31,1 milhões de m³/dia de GNL. Os principais motivos que levaram a Petrobras a optar pelo uso GNL como instrumento para complementar a oferta de gás natural brasileira são seu menor prazo de implementação e menor custo fixo frente às outras opções, como desenvolvimentos de novos campos de gás natural e a construção de novos gasodutos de importação deste gás; a diversificação da oferta de gás natural; e a possibilidade da compra do GNL através de contratos firmes ou flexíveis, de curto ou longo prazo. [20]

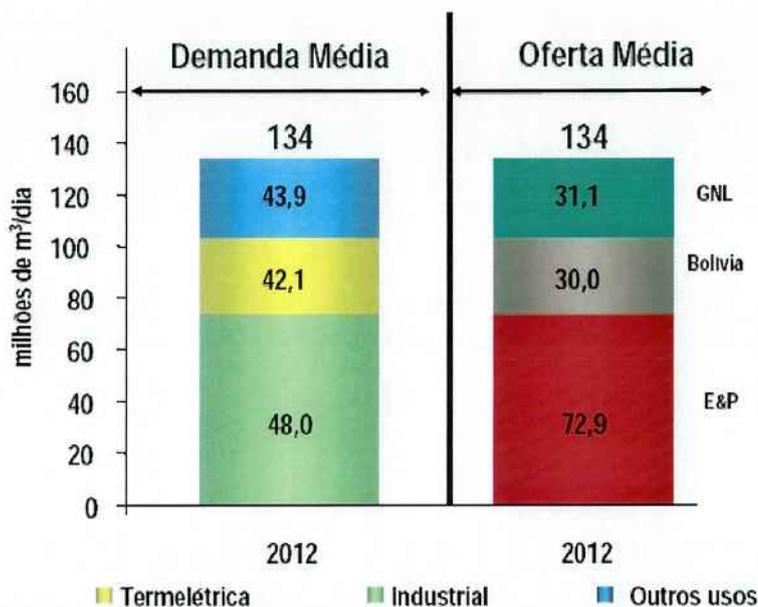


Figura 8.1 - Expectativa de Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil em 2012.
 Fonte: Petrobras nov/2007 (adaptado) [20]

O projeto da Petrobras de importação de GNL previa, no final de 2007, investimentos em infra-estrutura em torno de US\$ 152 milhões, para a construção de dois terminais flexíveis de regaseificação de GNL, localizados na Baía de Guanabara (US\$ 112 milhões), no Rio de Janeiro e em Pecém, no Ceará (US\$ 40 milhões) [20]. Além desses dois terminais a Petrobras ainda colocou em estudo mais quatro projetos de terminais flexíveis de GNL, localizados em Suape (PE), São Francisco (SC), Aratu (BA) e São Luis (MA). [21]

O terminal de Pecém foi inaugurado em 20 de agosto de 2008 a um custo total de R\$ 380 milhões, que inclui a adaptação do píer e a construção de um gasoduto de 22,5 km. O terminal, operado pela Transpetro – empresa de logística da Petrobras – possui capacidade para regaseificar 7 milhões de metros cúbicos por dia, o equivalente a cerca de metade do consumo atual de gás natural

destinado ao mercado térmico brasileiro e capacidade de armazenamento de 129.000 m³. Já o terminal da Baía de Guanabara, cuja inauguração está prevista para ocorrer até o final de 2008, terá a capacidade de regaseificação de 14 milhões de metro cúbicos diários e armazenamento de 138.000 m³. A regaseificação nesses dois terminais será feita em navios, que também servirão para armazenamento. A Petrobras contratou por dez anos os navios Golar Spirit (Pecém) e Golar Winter (Baía de Guanabara) da empresa norueguesa Golar LNG a um custo total de US\$ 900 milhões por 10 anos, já incluindo as despesas operacionais. [20]

Para obter o suprimento de GNL, a Petrobras assinou um Master Agreement (acordo de intenções) de importação desta commodity com as empresas Nigerian LNG, da Nigéria, e Sonatrach, da Argélia. Este acordo prevê compras no mercado spot de GNL sem volume firme e preço baseado na cotação do gás natural no Henry Hub⁶ no momento da compra. A Petrobras também assinou um acordo de confidencialidade com a Oman LNG para a negociação de potencial suprimento de GNL, além de estar negociando com outros fornecedores. Segundo a Petrobras, o tempo de viagem para a chegada do GNL ao Brasil, após a realização da compra no mercado spot, seria de no máximo 18 dias, dependendo da origem. A Tabela 9 abaixo apresenta o tempo estimado de viagem para a chegada do GNL ao Brasil.

⁶ Ponto na rede transporte do estado americano da Louisiana, onde há a interconexão de 9 gasodutos interestaduais e 4 intraestaduais. Os preços negociados nesse ponto são referência para os preços dos mercados spot e futuros.

Tabela 9 – Tempo de viagem para a chegada do GNL ao Brasil [20]

DESTINO (viagem simples - 19 nós)	Nigéria (Bonny)	Argélia (Skikda)	Argélia (Arzew)	Trinidad Tobago (Point Fortin)	Qatar (Ras Laffan)
Baia de Guanabara (RJ)	7d 10h	10d 12h	9d 18h	6d 20h	17d 21h
Pecém (CE)	6d 4h	7d 23h	7d 5h	3d 15h	17d 12h

A idéia da Petrobras é importar o GNL para que haja uma fonte de oferta de gás natural flexível, direcionada a atender principalmente a demanda das termelétricas. Ela planeja comprar GNL no mercado spot e repassá-lo para as termelétricas de acordo com a sua necessidade de despacho. A modalidade de contratação desse gás natural com as usinas térmicas será a de “fornecimento preferencial”. Nesta nova modalidade, o consumidor (no caso, as termelétricas) é que detém a prerrogativa de interromper o fornecimento. É interruptível apenas pelo cliente, estando o fornecedor obrigado a providenciar o suprimento de gás disponível quando demandado. O preço do gás neste contrato será composto por duas parcelas: uma referente à remuneração dos investimentos em infra-estrutura do transporte de gás (capacidade) e outra relativa à energia, que dependerá do valor do gás natural no Henry Hub. Além disso, o contrato detalhará a antecedência e as condições de nominação do gás.

O despacho das termelétricas é determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que busca otimizar a geração elétrica brasileira, de forma a minimizar o custo de operação do sistema, levando em consideração, dentre outras variáveis, o nível de armazenamento de água nos reservatórios do sistema interligado, as afluições de chuvas, os custos de combustível e a demanda por energia elétrica. Dessa maneira, as termelétricas são colocadas em

funcionamento apenas nos momentos em que há insuficiência de água para as usinas hidrelétricas ou quando é conveniente reduzir a produção de energia de origem hídrica para poupar água nos reservatórios. Importante notar que o período no qual as chuvas são menos abundantes no Brasil, causando um menor nível de água nos reservatórios, é de maio a outubro, que corresponde com o período em que os países frios do hemisfério norte estão passando por suas estações mais quentes. Assim, durante o período seco no Brasil, a demanda mundial de GNL tende a ser reduzida, resultando também em um menor preço desta commodity no Henry Hub. Dessa forma, a Petrobras provavelmente deverá realizar a maior parte da sua compra de GNL no período de preços mais baixos, diminuindo o custo da geração elétrica oriunda do GNL. [17]

Cabe ainda ressaltar que, segundo a Portaria nº 253 de setembro de 2007, do Ministério de Minas e Energia, o ONS deverá dar a ordem de despacho às termelétricas que utilizarem gás natural regaseificado, com dois meses de antecedência do seu efetivo despacho. Este prazo respeita a logística do suprimento de GNL, permitindo à Petrobras importar o GNL no mercado spot, com prazo suficiente para atender a demanda das termelétricas, como foi apresentado na Tabela 9.

8.3. Riscos associados ao mercado spot

Conforme vimos nas seções anteriores, a indústria de gás natural no Brasil quase não possui flexibilidade e a Petrobras, já há alguns anos, vinha estudando projetos de GNL com o intuito de garantir o atendimento à crescente demanda

nacional de gás, mas também de permitir uma maior flexibilidade em atender a flutuações dessa demanda, principalmente em respeito à geração termelétrica. Como já dito, a modalidade de contratação “preferencial” permitirá que a Petrobras ofereça às usinas térmicas a flexibilidade obtida no mercado spot de GNL.

No entanto, apesar do mercado spot de GNL oferecer uma oferta flexibilizada de gás natural à Petrobras, o mesmo também oferece maiores riscos de preço, já que os contratos spot da bacia do Atlântico, na qual o Brasil se encontra, são baseados na cotação do Henry Hub, que possui grande volatilidade, como pode ser visualizado na abaixo.

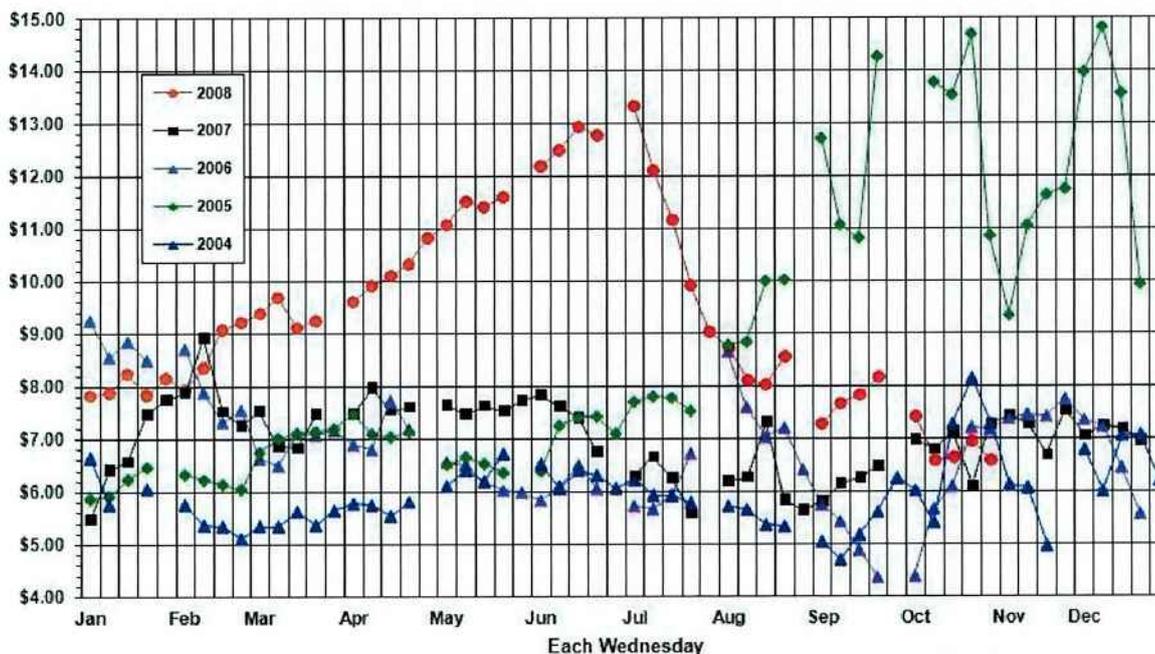


Figura 8.2 – Preço spot do gás natural no Henry Hub em \$/MMBtu [24]

Tal fato cria uma incerteza em relação ao preço futuro do GNL pago pela Petrobras fazendo com que a indústria nacional de gás natural seja influenciada por acontecimentos vindos do mercado americano. Além disso, essa incerteza

poderá influenciar investimentos na indústria de gás nacional que utilizem o GNL como um insumo básico, devido à dificuldade em prever os preços futuros desse insumo e, conseqüentemente, a viabilidade econômica de sua utilização. [17]

A compra de GNL apenas no mercado spot também oferece riscos em relação a volume disponível [17], gerando incertezas quanto a seu fornecimento futuro. Apesar de crescente, o mercado spot de GNL ainda é incipiente, representando apenas 13% do total [18]. Dessa forma, havendo alguma contingência na oferta do GNL, seus vendedores darão prioridade em atender suas obrigações previstas em seus contratos firmes e de longo prazo, deixando o mercado spot em segundo plano. Uma forma de mitigar esse risco seria de armazenar o GNL, de modo a utilizá-lo em período de alta de preços e comprar quando o preço estivesse mais baixo [22]. No entanto, o Brasil não possui infraestrutura de armazenamento fora das redes de transporte (que já é reduzida).

Atualmente, a indústria de gás natural brasileira tem como forma de diminuir a incerteza gerada pelos riscos de preço e de volume da compra de GNL no mercado spot, a possibilidade de realizar uma combinação entre a compra desta commodity através de contratos spots e de contratos rígidos de longo prazo. Assim, a garantia do fornecimento de GNL com um preço já determinado em um contrato rígido de longo prazo reduziria a incerteza gerada pelos riscos de compra de GNL no mercado spot. E por outro lado, as compras de GNL no mercado spot reduziriam a incerteza oriunda de um contrato rígido de longo prazo. [17]

9. CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi de identificar e analisar as oportunidades de mercado para o GNL no Brasil como um complemento da oferta de gás natural de forma a, além de assegurar o atendimento à crescente demanda desse insumo, diversificar a matriz energética brasileira e também permitir uma maior flexibilidade para a indústria de gás natural e para o setor elétrico.

Ao se estudar a indústria mundial do GNL, vimos que, apesar da reversão na tendência de redução de custos da cadeia de produção de GNL observada nas duas últimas décadas, o comércio de GNL está em ascensão. Conforme foi apresentado, há diversos novos projetos de plantas de liquefação e terminais de regaseificação além de um grande número de navios metaneiros para entrar em operação nos próximos anos. Dessa forma, a perspectiva é que, tanto a oferta como a demanda de GNL continuem a crescer.

Já indústria brasileira de gás natural, apesar de remontar à década de 40, ainda está em uma fase incipiente, tendo seu maior desenvolvimento ocorrido após década de 90. A partir do ano 2000 começaram os incentivos do governo ao uso do gás natural para geração termelétrica, indústria e transporte, fazendo com que a demanda média de gás natural praticamente dobrasse nos últimos oito anos. No entanto, investimentos para elevar a oferta não acompanharam esse forte crescimento na demanda, levando ao atual cenário de risco de racionamento de gás natural. Vimos que este cenário afetou principalmente o setor elétrico, que sofreu cortes na oferta de geração termelétrica a gás natural. Conforme foi

apresentado, a tendência é que a demanda de gás continue a crescer nos próximos anos. Para atender a esse crescimento, a Petrobras conta com o Plangás, programa voltado principalmente ao setor industrial no Sudeste, e o Termo de Compromisso (TC), que contempla a importação de GNL e visa à recuperação da oferta firme de energia elétrica advinda das usinas térmicas a gás natural.

Ao se analisar a indústria nacional de gás natural, constatamos que a mesma quase não possui flexibilidade, sendo os contratos de fornecimento de gás predominantemente de longo prazo e com cláusulas de take-or-pay. Dessa forma, os projetos da Petrobras de importação de GNL através do mercado spot, além de aumentar a oferta desse insumo no país, também possibilitarão uma maior flexibilidade para esta indústria, principalmente no que tange ao setor elétrico. Isso porque, como foi dito, nesse mercado o comprador contrata o volume que necessita, sem estar preso a nenhuma cláusula rígida de fornecimento contínuo e realizando um novo contrato na medida em que precisar de novas remessas de GNL.

Vimos também que, apesar de proporcionar flexibilidade, a contratação apenas no mercado spot também traz riscos, já que os preços de contrato são baseados nas cotações do Henry Hub, que são bem voláteis. Além do risco preço, esse tipo de contratação também traz riscos em relação ao volume disponível, pois, apesar de crescente, o mercado spot ainda não tem uma grande representatividade (apenas 13% do total), sendo que, em havendo alguma contingência no fornecimento do GNL, os vendedores darão prioridade ao

atendimento de seus contratos rígidos de longo prazo. Assim, uma forma de mitigar esses riscos associados ao mercado spot seria de fazer uma combinação de contratos spots e contratos rígidos de longo prazo.

Embora existam riscos, os projetos de importação de GNL pela Petrobras configuram-se como uma resposta de curto-prazo para o incremento da oferta de gás natural no Brasil, principalmente direcionada ao atendimento da geração térmica, já que o aumento da oferta de longo prazo depende do sucesso exploratório das novas descobertas no litoral brasileiro. Ademais, a indústria do GNL passa por um momento de acelerada demanda mundial, com o crescimento do mercado spot e da disponibilidade de infraestrutura, fazendo com que se adapte à volatilidade da demanda do mercado térmico brasileiro.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministério de Minas e Energia – Balanço Energético Nacional 2008
- [2] Natural Gas Market Review – International Energy Agency, IEA, 2007
- [3] SAUER, I.L.; UDAETA, M.E.M.; GIMENES, A.L.V.; GALVÃO, L.C.R.; CARVALHO, C.E. (2003). "Brazilian Energy Prospects Seeking The Sustainable Development"; IAEE.
- [4] BOARATI, J.H. (2003). "Um Modelo para Avaliação Ponderada da Hidroeletricidade e Termoeletricidade com Gás Natural através dos Custos Completos", Dissertação de mestrado apresentada à EPUSP, São Paulo.
- [5] CRUspi – CRU Steel Price Index

- [6] Gas Matters – Global natural gas and LNG markets information service.
www.gas-matters.com
- [7] Infrastructure Journal – www.ijonline.com
- [8] MORITA, K., et alli, (2003). “Study of Changes in Patterns of LNG Tankers Operation”. The Institute of Energy Economics of Japan.
<http://eneken.ieej.or.jp/en/>
- [9] CASTANEDA, C. J. (2004). “History of Natural Gas”, Encyclopedia of Energy”, Volume 4. Elsevier, pp. 207-218.
- [10] Agência Nacional do Petróleo – ANP – Panorama Atual do Mercado de GNL
www.anp.gov.br
- [11] Wikipedia – www.wikipedia.org
- [12] REAL, R.V. (2005). “Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento de Projeto de GNL para o Cone Sul: Uma Alternativa para a Monetização das Reservas de Gás da Região”. Dissertação de mestrado
- [13] Empresa de Pesquisa Energética – EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 – Capítulo IV
- [14] Oil&Gas Journal. “Large LNG carrier poses economic advantages, technical challenges”, 2005
- [15] Banco de Informações de Geração (BIG) – Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
- [16] ALMEIDA, E. (2005). “Obstáculos e Possibilidades para o Desenvolvimento de Mercado Secundário de Gás Natural: Panorama Internacional e Brasileiro”

Instituto de Economia UFRJ, Rio de Janeiro

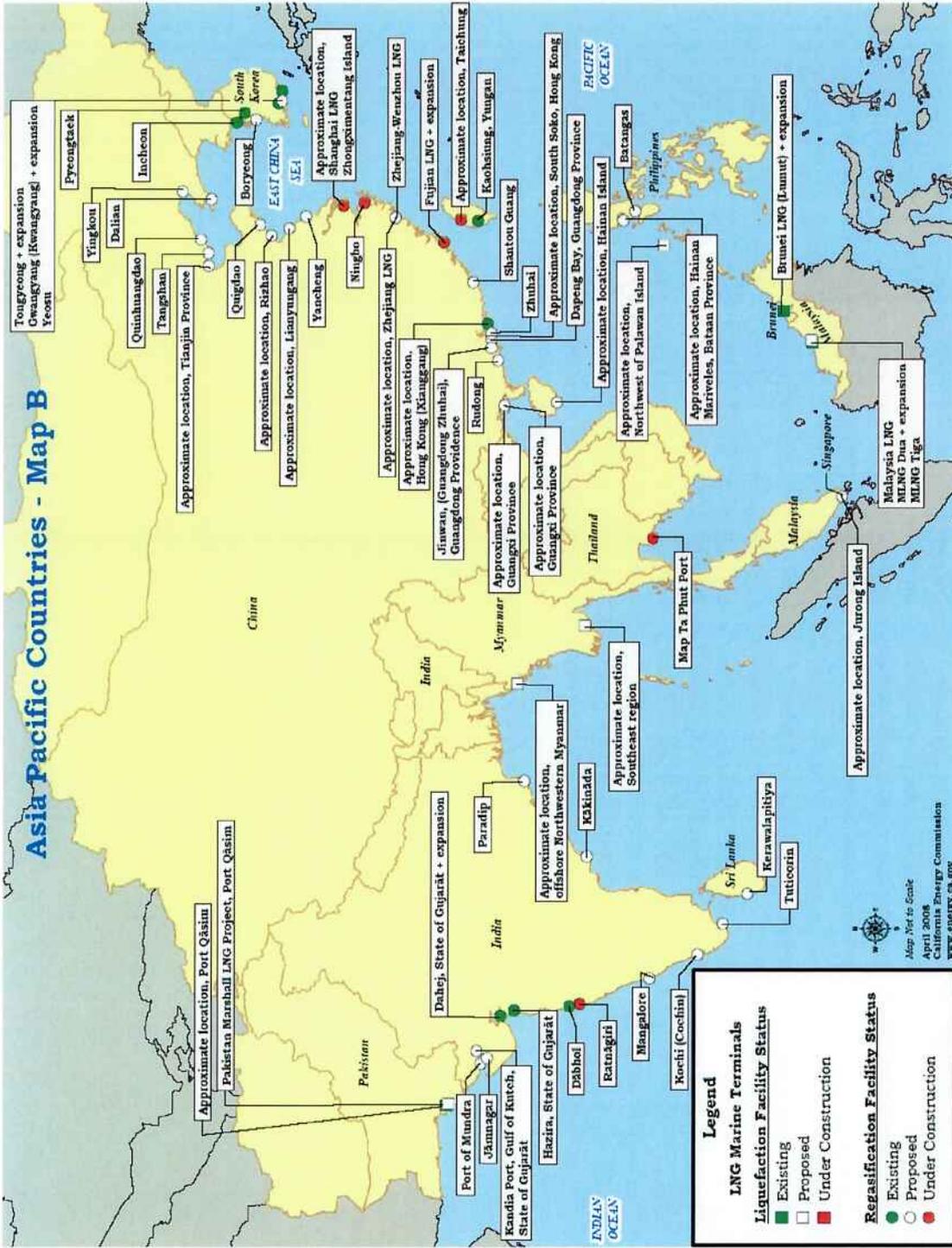
- [17] LAPIP, M,V (2007). "GNL como opção de oferta de gás natural para o Brasil".
Dissertação de mestrado
- [18] BG Group – "Introdução do GNL na Matriz Energética do Setor Elétrico Brasileiro". Seminário ABRAGET, 2007
- [19] Ministério de Minas e Energia – Resolução nº 4 de 21 de novembro de 2006
- [20] Petrobras – Apresentação "Projeto Terminais Flexíveis de GNL", 2007
- [21] Valor Econômico, 2007 – www.valoronline.com.br
- [22] MAZIGHI, A. E. H. (2005). "Henry Hub And National Balancing Point Prices: What Will Be The International Gas Price Reference?" OPEC
- [23] HASHIMOTO, T. (2005), "The Changing LNG Shipping Market". Business Briefing: LNG Review.
- [24] Official Nebraska Government Website – Henry Hub Gas Spot Price 2008
<http://www.neo.ne.gov/statshtml/124.htm>

ANEXO I

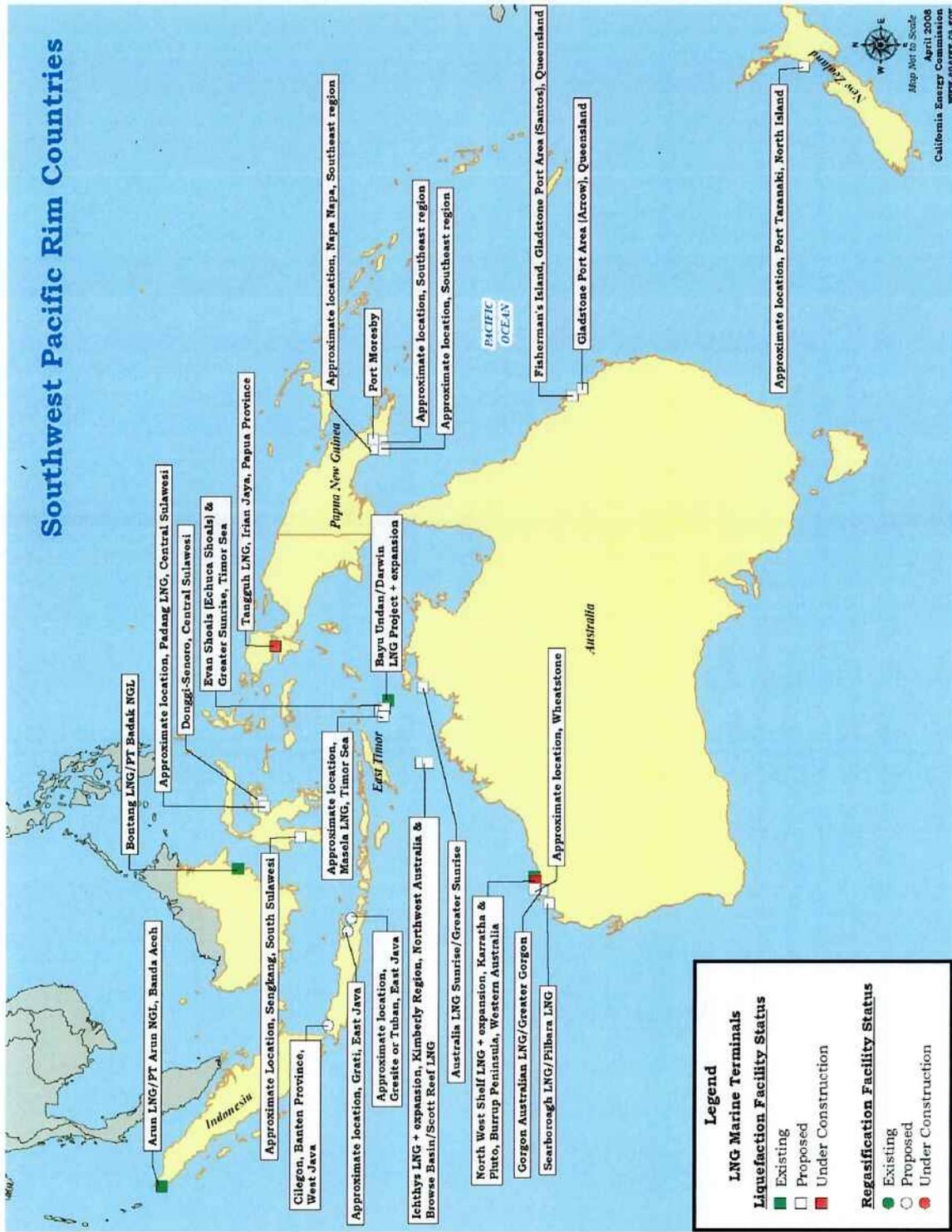
Mapas de localização de plantas de liquefação e regaseificação de GNL



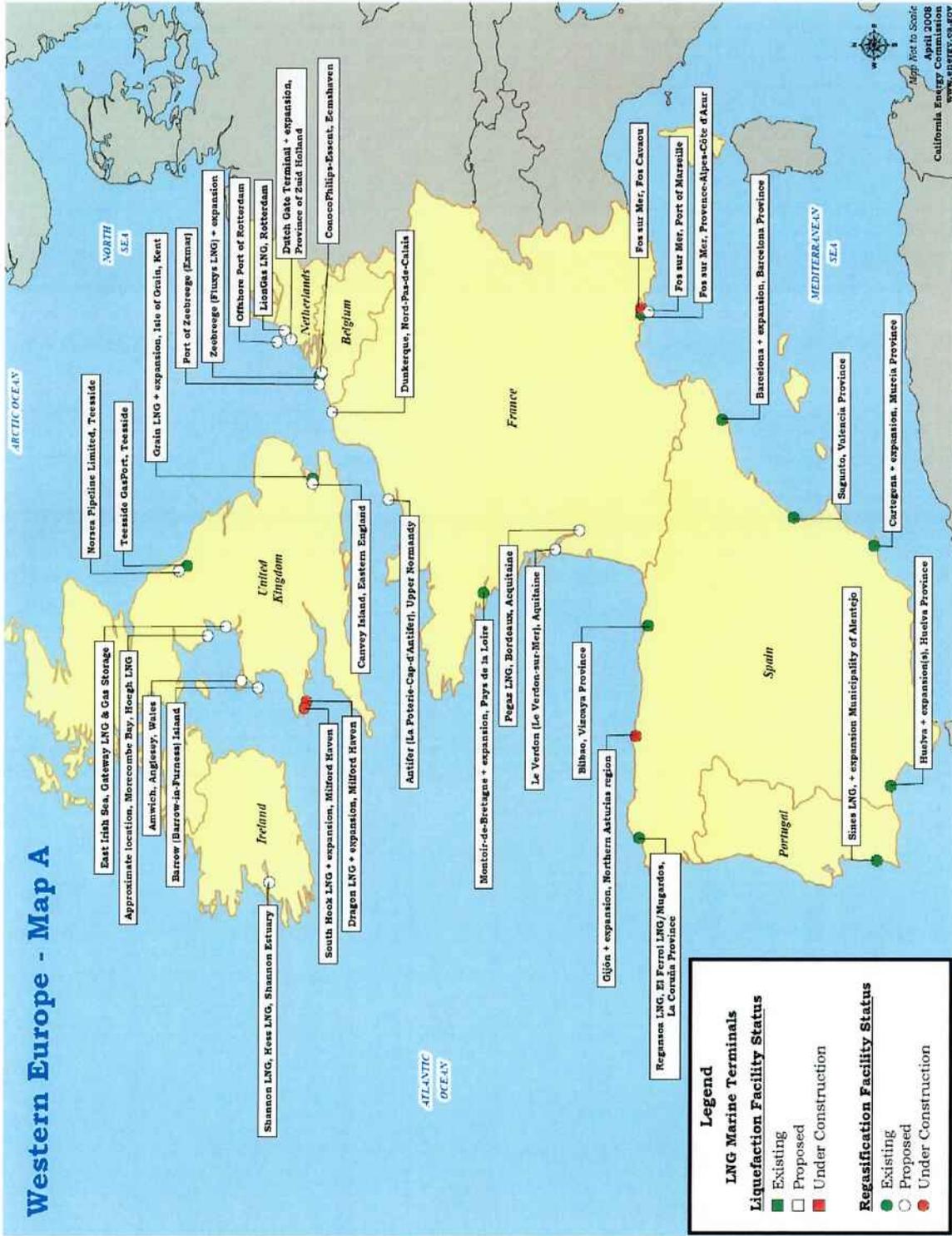
Asia Pacific Countries - Map B



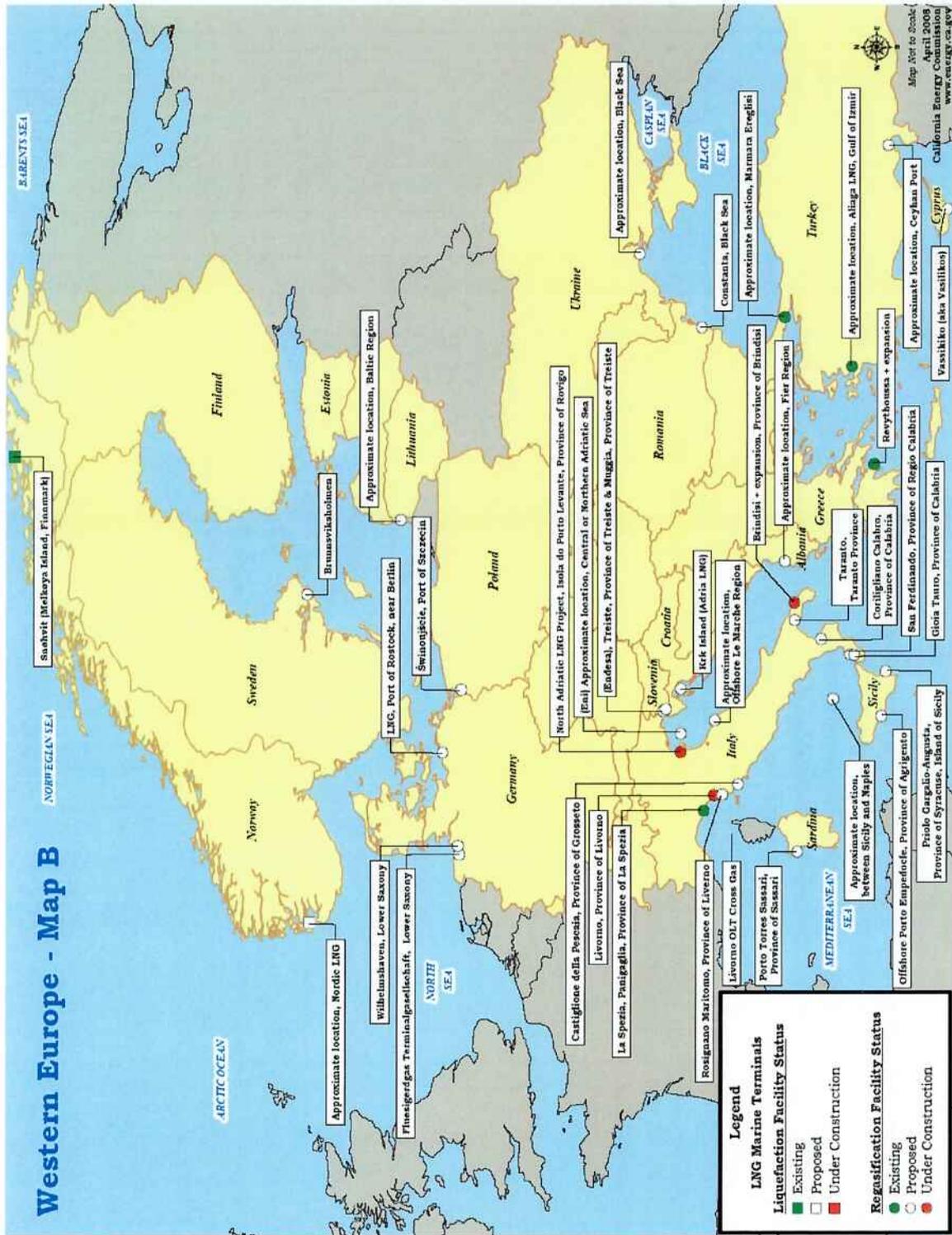
Southwest Pacific Rim Countries



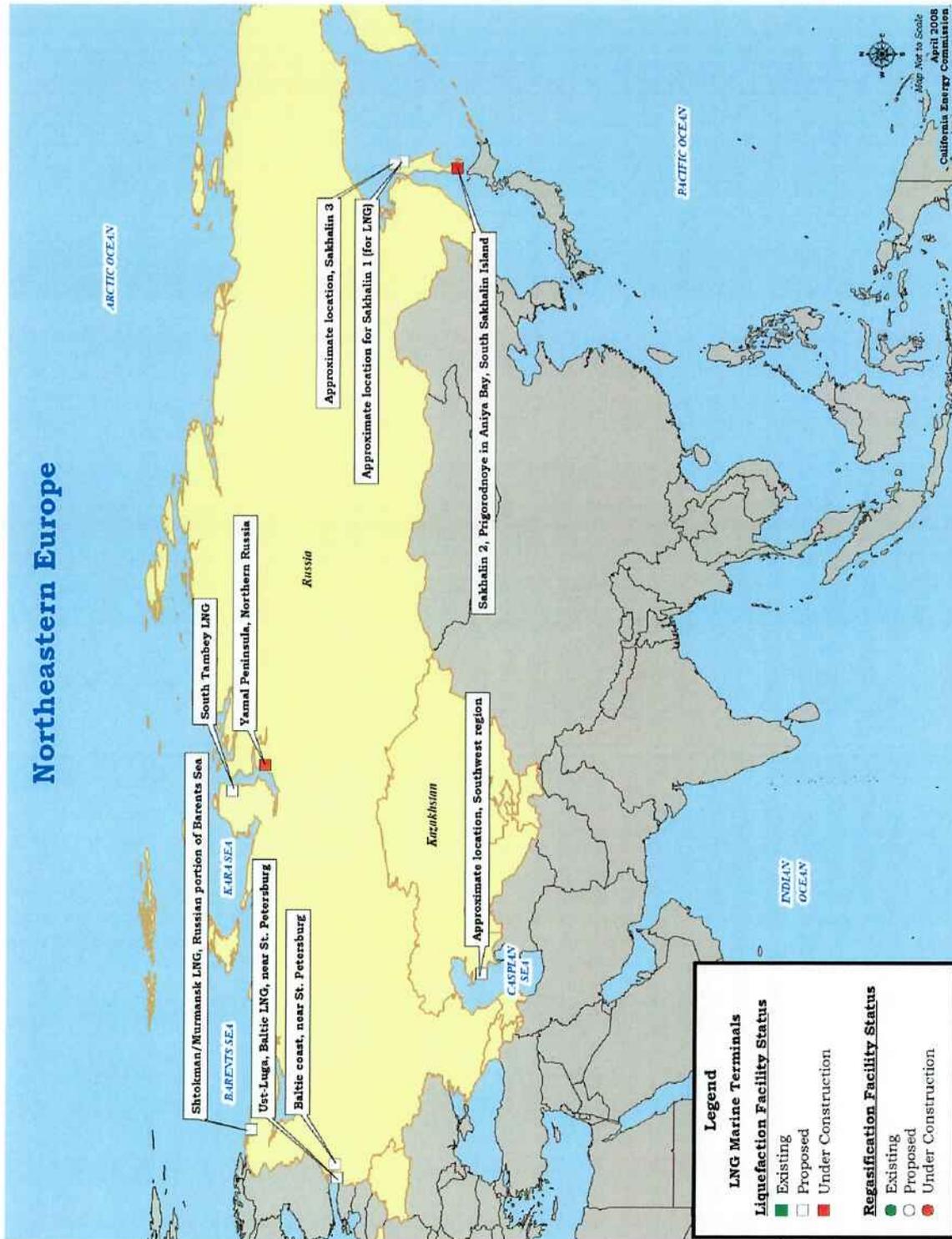
Western Europe - Map A



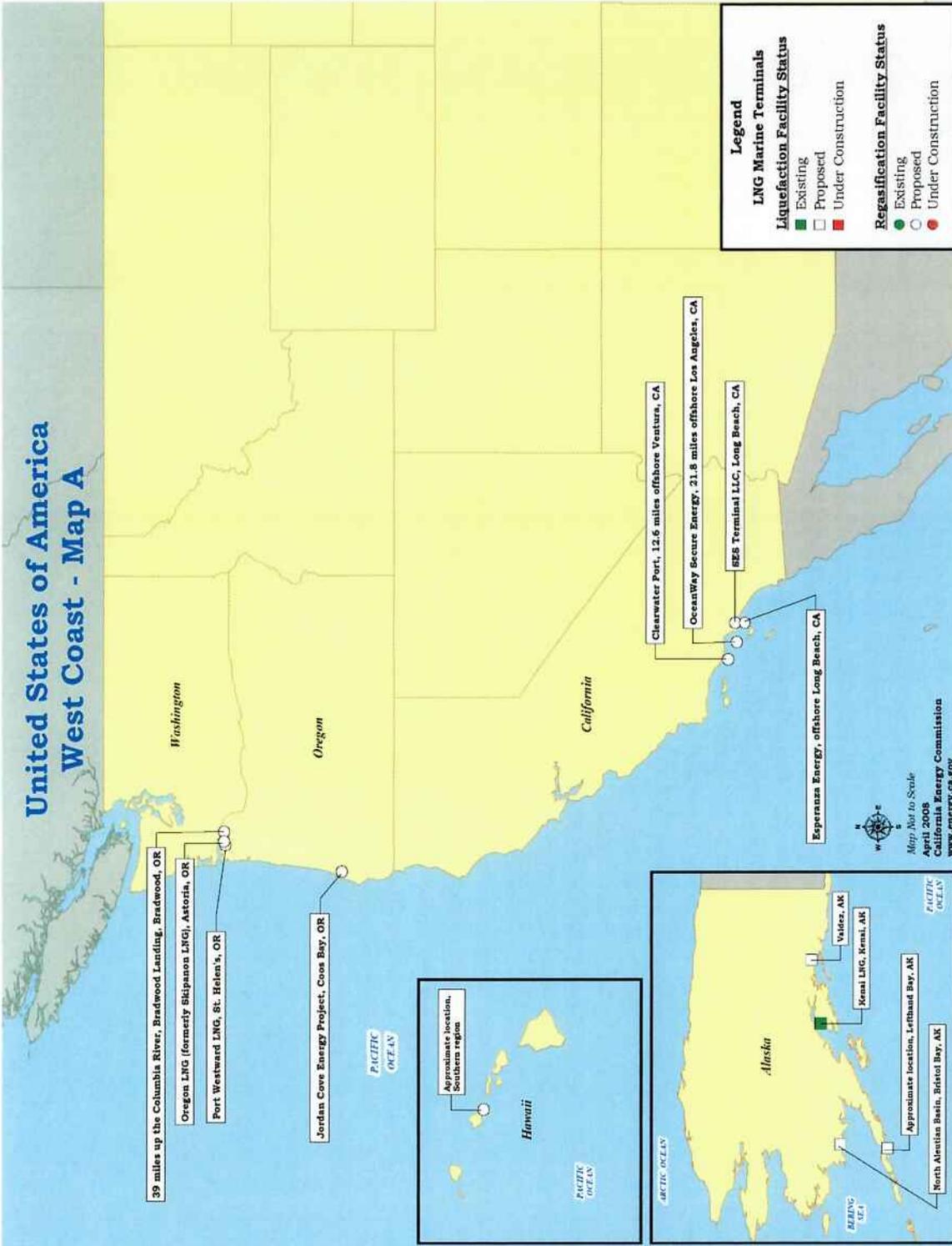
Western Europe - Map B



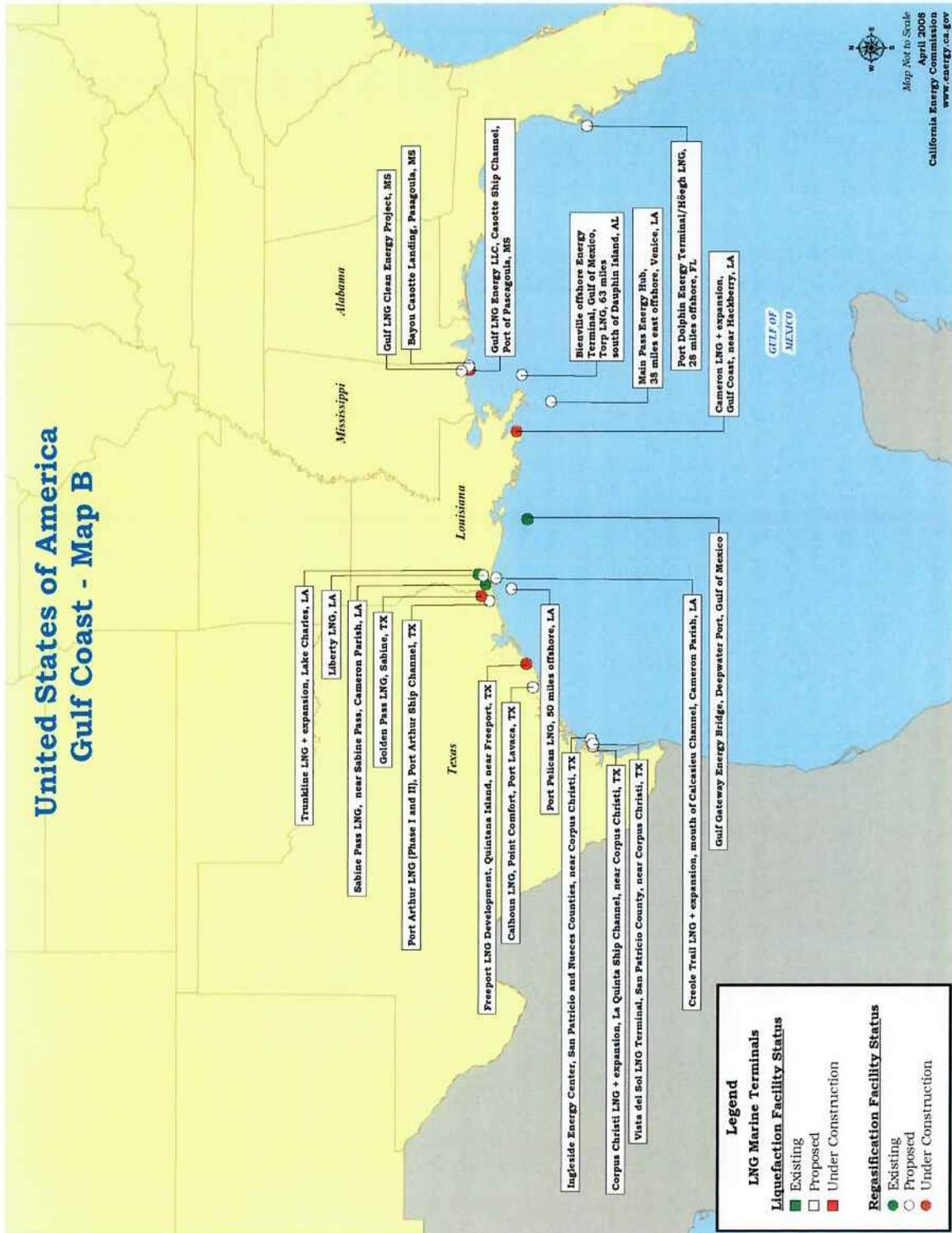
Northeastern Europe



United States of America West Coast - Map A



United States of America Gulf Coast - Map B



Map Not to Scale
April 2008
California Energy Commission
www.energy.ca.gov

United States of America East Coast - Map C

