

SÉRIES
TEMÁTICAS ANP

Nº 4



O GÁS NATURAL LIQUEFEITO NO BRASIL

Experiência da ANP na implantação
dos projetos de importação de GNL

Rio de Janeiro
2010



O GÁS NATURAL LIQUEFEITO NO BRASIL

**Experiência da ANP na implantação
dos projetos de importação de GNL**

Presidente da República Federativa do Brasil

Luiz Inácio Lula da Silva

Ministro de Minas e Energia

Márcio Pereira Zimmermann

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Haroldo Borges Rodrigues Lima

Diretores

Allan Kardec Duailibe

Magda Maria de Regina Chambriard

Victor de Souza Martins



O GÁS NATURAL LIQUEFEITO NO BRASIL

**Experiência da ANP na implantação
dos projetos de importação de GNL**

© 2010 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Todos os direitos reservados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Disponível também em: <http://www.anp.gov.br>



Copyright © 2010

Catálogo na fonte: Centro de Informação e Informação da ANP

O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. – Rio de Janeiro : ANP, 2010.
p. : il. – (Séries ANP ; 4)
ISBN 978-85-88286-12-2

Inclui bibliografia.

1. Gás natural liquefeito (GNL). 2. Produção de gás natural - Brasil. I. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. II. Série.

CDD 665.773

“O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL”

Coordenação

Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

José Cesário Cecchi, superintendente

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros, superintendente-adjunta

Heloise Helena Lopes Maia da Costa e Marcelo Meirinho Caetano, assessores

Equipe técnica

Helio da Cunha Bisaggio

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Jader Conde Rocha

Luciana Rocha de Moura Estevão

Luciano de Gusmão Veloso

Marcelo Meirinho Caetano

Mario Jorge Figueira Confort

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

Tathiany Rodrigues Moreira de Camargo

Coordenação editorial

Superintendência de Divulgação e Comunicação Institucional

Durval Carvalho de Barros, superintendente

Claudia Rabello, superintendente-adjunta

Ana Cristina Carvalhaes Machado, assistente técnica

Capa: João Carlos Machado

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| APRESENTAÇÃO | 9 |
| I. INTRODUÇÃO | 11 |
| II. CADEIA GNL | 12 |
| II.1 Transporte de GNL | 12 |
| II.2 Instalações de <i>peakshaving</i> | 13 |
| III. ANTECEDENTES | 14 |
| IV. A ENTRADA DE GNL NO BRASIL | 19 |
| IV.1. Aderência regulatória | 20 |
| IV.2. Importações de GNL: histórico das autorizações na ANP | 22 |
| V. PANORAMA ATUAL DO MERCADO MUNDIAL DE GNL | 25 |
| VI. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL | 29 |
| VI.1. Estados Unidos | 29 |
| VI.2. Reino Unido | 33 |
| VI.3. Espanha | 35 |
| VII. RISCOS ASSOCIADOS À INDÚSTRIA DE GNL | 38 |
| VII.1. Riscos inerentes ao GNL | 39 |
| VII.2. Principais incidentes | 40 |
| VIII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PROJETOS IMPLEMENTADOS | 43 |
| VIII.1. Descrição das instalações dos píeres | 43 |
| VIII.2. Descrição dos gasodutos | 48 |
| VIII.3. Suprimento de gás | 50 |
| VIII.4. Análise de risco dos projetos | 50 |
| VIII.4.1. Resultados do HAZID de Pecém (CE) | 52 |
| VIII.4.2. Resultados do HAZID da Baía da Guanabara (RJ) | 53 |
| IX. INSTRUÇÕES DOS DECRETOS DE UTILIDADE PÚBLICA E AUTORIZAÇÕES OUTORGADAS | 54 |
| IX.1. Instrução dos decretos de utilidade pública | 54 |
| IX.2. Outorga de autorizações | 55 |
| IX.2.1. Legislação pertinente | 56 |
| IX.2.1.1. A Lei do Petróleo | 56 |
| IX.2.1.2. A Portaria ANP nº 170/1998 | 56 |
| IX.3. O Grupo de Trabalho da ANP para o GNL | 58 |
| IX.4. A outorga das autorizações para os projetos de GNL | 59 |
| IX.4.1. Publicação do sumário | 59 |
| IX.4.2. Outorga das autorizações de construção (ACs) | 59 |
| IX.4.3. Outorga das autorizações de operação (AOs) | 62 |
| IX.4.4. Vistorias | 67 |
| IX.4.5. Simulados | 67 |
| X. EXPERIÊNCIA PARA O ÓRGÃO REGULADOR | 68 |
| XI. CONSIDERAÇÕES FINAIS | 69 |
| BIBLIOGRAFIA | 71 |

SIGLAS MAIS UTILIZADAS

- ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- Berr** – *United Kingdom Department for Business and Skills*, antes *Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform* (Reino Unido)
- CM** – *Confirmation Memorandum*
- CNE** – *Comisión Nacional de Energía* (Espanha)
- CPAC** – Concurso Público de Alocação de Capacidade
- DOE** – *United States Department of Energy* (Estados Unidos)
- DOU** – Diário Oficial da União
- Enagas** – Empresa Nacional de Gas S.A. (Espanha)
- Ferc** – *Federal Energy Regulatory Commission* (Estados Unidos)
- Gaspetro** – Petrobras Gás S.A. (subsidiária da Petrobras)
- Gasfor** – Gasoduto Guamaré-Pecém
- GN** – Gás Natural
- GNL** – Gás Natural Liquefeito
- GNV** – Gás Natural Veicular
- GT** – Grupo de Trabalho
- HAZID** – *Hazard identification*
- HAZOP** – *Hazard and operability studies*
- LNG** – *Liquefied Natural Gas*
- MAS** – *Master Sales Agreements*
- MME** – Ministério das Minas e Energia
- PPT** – Programa Prioritário de Termoelectricidade
- UT** – Usina Termoelétrica
- TAG** – Transportadora Associada de Gás S.A. (subsidiária da Gaspetro)

APRESENTAÇÃO

A indústria brasileira de gás natural enfrentou inúmeros desafios nos últimos cinco anos. No plano econômico, a infraestrutura de transporte ainda incipiente e o agravamento na insegurança do suprimento do mercado nacional pelo gás boliviano impuseram restrições à oferta do produto, justamente num momento em que aumentava o consumo doméstico do gás natural, graças, entre outros fatores, ao incentivo governamental ao crescimento da demanda.

No campo regulatório, o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira fez crescer a necessidade de aperfeiçoamento das normas vigentes, culminando em revisões de portarias e resoluções da ANP e edição de novos regulamentos.

Neste ambiente, ganhou importância a necessidade de aumentar a oferta de gás natural e a segurança de seu suprimento, de modo a atender à demanda nacional, conforme orientação emanada do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Assim, determinou-se a construção de duas instalações de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), uma em Pecém, Ceará, e outra na Baía de Guanabara, Rio de Janeiro. As instalações tornaram possível a importação de gás também de países mais distantes, como, por exemplo, Trinidad e Tobago e Nigéria, além dos países fronteiriços, conectados por gasodutos.

Frente ao caráter inédito e urgente da execução dos projetos de GNL no Brasil, a ANP, com igual urgência e ineditismo, investiu esforços humanos e materiais para a capacitação de servidores nas operações técnicas e econômicas da comercialização de GNL. Assim, foi possível realizar a análise dos documentos para a outorga das autorizações de construção e de operação das referidas instalações, fundamentais para o cumprimento da missão institucional de garantia do abastecimento do País. Para instruir os processos de outorga dessas autorizações com rapidez e rigor técnico, a Agência mobilizou uma equipe multidisciplinar, conformada num Grupo de Trabalho, do qual participaram ativamente servidores de várias superintendências e coordenadorias.

O objetivo deste trabalho, originado na Nota Técnica ANP/SCM nº 12/2009, é sintetizar a experiência adquirida pela ANP no processo de implantação de projetos de GNL no País e, em particular, o aprendizado na emissão das outorgas. Inclui a experiência dos países visitados pela equipe técnica (Estado Unidos, Reino Unido e Espanha), descrições das instalações construídas, riscos inerentes à indústria do gás natural liquefeito e uma breve descrição das ações tomadas pela ANP para a correta instrução dos processos.

Dado o sucesso da experiência, a ANP espera que esta publicação possa servir como fonte de informações e consulta para os interessados no tema, assim como um guia para atuação futura da própria ANP nos próximos projetos de GNL, contribuindo para a eficácia da regulação, para o crescimento deste mercado e para maior segurança do abastecimento nacional.

Haroldo Lima
Diretor-Geral

I. INTRODUÇÃO

O desequilíbrio nas condições de oferta e demanda de gás natural no Brasil, nos últimos anos, aliado às incertezas quanto ao fornecimento do gás boliviano, impôs ao País a necessidade de adoção de alternativas de suprimento, a fim de flexibilizar a oferta de gás e assegurar o fornecimento continuado deste energético aos diferentes segmentos de consumo.

A diversificação das fontes de suprimento tornou-se de suma relevância para mitigar os riscos de desabastecimento. Deste modo, o Gás Natural Liquefeito (GNL) tornou-se uma importante alternativa ao transporte por dutos, principalmente nos casos em que: (a) existe incerteza quanto à entrega de gás no volume negociado com o país exportador; (b) a malha de transporte ainda é incipiente ou inexistente; (c) os dutos já estão operando no máximo de sua capacidade; e/ou (d) a demanda total de gás natural de um país é atendida por mais de uma fonte exportadora, por vezes com a utilização de diferentes modais de transporte.

Em que pese os custos da comercialização de GNL, historicamente elevados, verifica-se que aos poucos esta alternativa começa a se viabilizar em países como o Brasil, por exemplo, trazendo mudanças em contratos e preços.

Além do Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (Plangás), em implementação pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) na Região Sudeste, a companhia brasileira levou adiante dois projetos de GNL, localizados em Pecém (CE) e na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade para regaseificar, respectivamente, 7 milhões de m³/dia e 14 milhões de m³/dia.

Face ao ineditismo dos projetos de GNL no Brasil e de suas atividades associadas, tornou-se necessária a capacitação da ANP para as operações técnicas e econômicas que envolvem a comercialização de GNL, a fim de realizar de forma adequada a análise dos documentos para a outorga das autorizações de construção e de operação.

Tendo em vista a relevância do tema, este trabalho objetiva apresentar a experiência da ANP na implantação de projetos de GNL no País. O texto, baseado na Nota Técnica ANP nº 12, de 2009¹, descreve a cadeia do GNL e as instalações de *peakshaving*, desenha um panorama das condições de mercado que motivaram a construção dos projetos de GNL no País e a importação do insumo, com destaque para o marco regulatório e o histórico das primeiras importações realizadas.

O trabalho apresenta também as principais características do mercado de GNL nos três países visitados pela ANP (Estados Unidos, Espanha e Reino Unido), com um breve panorama do comércio mundial de GNL na atualidade. Descreve também os riscos associados à atividade e os principais incidentes já ocorridos no mundo. Trata, ainda, das características técnicas dos projetos implantados na Baía de Guanabara e em Pecém, do processo de outorga das autorizações de construção e operação das instalações de GNL e traz as reflexões sobre o aprendizado do órgão regulador.

¹ Disponível no sítio eletrônico da ANP: www.anp.com.br/gasnotas

II. CADEIA DO GNL

A cadeia do GNL é um conjunto de atividades compreendidas na indústria do gás natural que visam ao transporte ou ao armazenamento do produto em estado líquido, situação em que ocupa volume 600 vezes menor que no estado gasoso.

II.1. Transporte de GNL

A produção de GNL se justifica quando as quantidades ou distâncias a serem transpostas entre os locais de produção e aqueles de consumo são tais que se torna economicamente inviável o transporte do gás natural via duto.

Nestes casos, a cadeia de valor do GNL compreende as seguintes atividades: a) exploração, produção e processamento do gás natural; b) liquefação; c) transporte, d) armazenamento; e) regaseificação; f) distribuição ao mercado consumidor. A sequência de etapas está apresentada na Figura II.1.

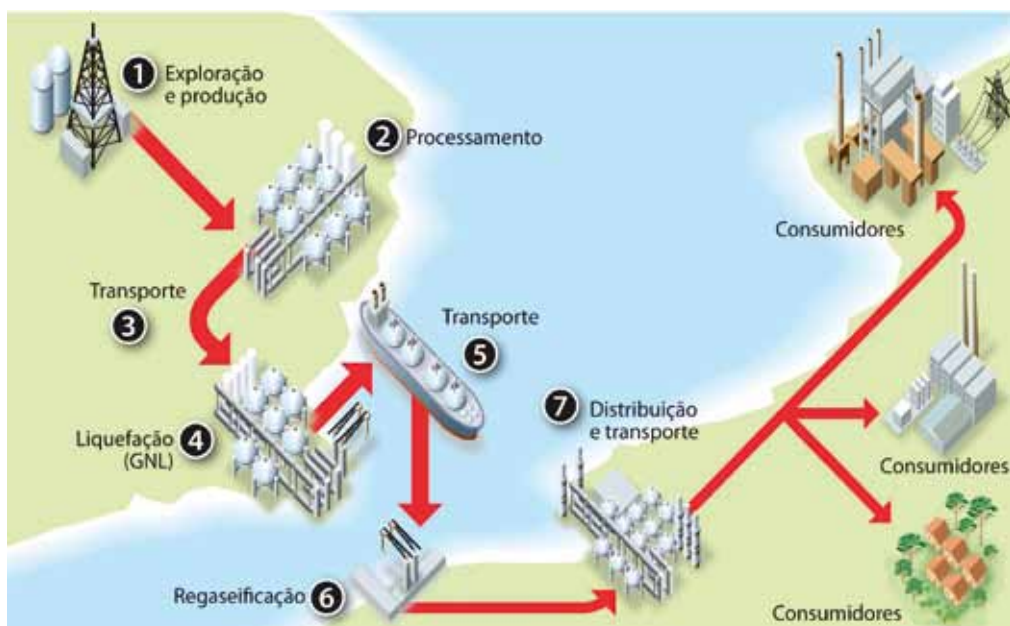


Figura II.1. Cadeia de valor do GNL (adaptado de OATLEY, 2008).

A atividade de liquefação consiste em uma série de processos que visam converter gás natural do estado gasoso para o líquido. Uma planta de liquefação é composta por um ou mais *trains*², podendo conter instalações para o armazenamento do produto para posterior transporte ou regaseificação.

Fatores como a composição do gás, a quantidade de gás a ser produzido e liquefeito e a localização da produção (e, conseqüentemente, da planta de liquefação) exercem forte influência sobre o desenho de cada planta de liquefação. Apesar de cada planta ser única, todas realizam os mesmos procedimentos, a saber: tratamento do gás para a remoção de impurezas e liquefação do produto por meio do processo de resfriamento (até aproximadamente 162 °C

2 Um *train* é uma unidade de processamento modular, parte integrante das plantas de liquefação, cujos tamanhos são limitados pela capacidade dos compressores (Energy Charter Secretariat, 2007).

negativos, temperatura em que o gás natural liquefaz à pressão atmosférica).

O transporte do GNL pode ocorrer por meio de navios metaneiros ou de caminhões-tanque. Os navios metaneiros são normalmente utilizados no comércio internacional, em que geralmente se percorrem grandes distâncias, possibilitando, assim, economias de escala. Os caminhões-tanque são utilizados para abastecer localidades não atendidas pela malha de gasodutos de transporte, dando origem ao conceito de “gasoduto virtual”, que é utilizado para criar um mercado consumidor. Tais navios e caminhões são equipados com tanques com isolamento térmico, que permitem a manutenção do gás natural em estado líquido.

Independentemente da forma como o GNL é transportado, ao atingir o seu destino ele terá que ser submetido a um processo de regaseificação, que pode ser realizado em planta própria ou unidade móvel (navios e caminhões³), para então ser utilizado.

II.2. Instalações de *peakshaving*

Embora o GNL produzido nessas plantas seja normalmente transportado por meio de navios ou caminhões (denominados “gasodutos virtuais”), em países em que existem grandes picos de consumo de gás, em determinadas épocas do ano, o gás natural pode ser liquefeito e armazenado nos períodos de baixa demanda para posterior regaseificação e utilização nos períodos de pico. Estas instalações recebem a denominação de *peakshaving* e assumem papel de destaque em diversos países, constituindo a maior parte das instalações de GNL nos EUA.

A Figura II.2 mostra o perfil do consumo de gás natural de um país com indústria madura e no qual estão disponíveis diversas instalações de transporte e armazenamento deste produto, a saber: (a) instalações de regaseificação com contratos na modalidade firme para a importação de GNL; (b) gasodutos; (c) instalações de estocagem subterrânea; e (d) plantas de *peakshaving*.

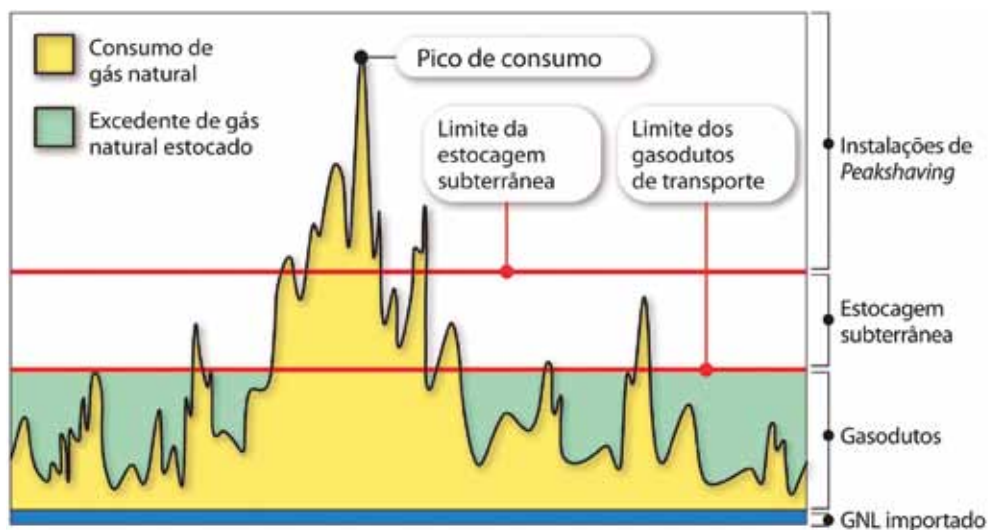


Figura II.2 - Perfil anual de consumo e armazenamento de gás natural – estocagem subterrânea e instalações de *peakshaving* (elaboração própria, a partir de VITALE, 2009).

3 Recentemente, o GNL tem sido usado para abastecer caminhões e ônibus urbanos.

Nas épocas do ano nas quais o consumo de gás é inferior à capacidade da malha de transporte dutoviário, as empresas aproveitam esta capacidade não utilizada para armazenar o volume excedente nas instalações de estocagem subterrânea e de *peakshaving*, para posterior utilização. Esta capacidade está representada, em verde, na Figura II.2.

Nos períodos em que a demanda é maior que a capacidade da malha dutoviária utiliza-se o gás armazenado para suprir esta demanda adicional, como pode ser observado na Figura II.2. Outro ponto a destacar é que as instalações de *peakshaving* são utilizadas apenas nos dias de pico de demanda, devido à característica peculiar destas instalações, que é a de poder injetar uma grande quantidade de gás na malha em um curto intervalo de tempo.

III. ANTECEDENTES

Nos últimos anos, foram implementadas, em diferentes segmentos de consumo, políticas de incentivo ao uso do gás, que tiveram grande impacto no aumento da demanda por este energético.

De acordo com os dados da “Resenha Energética Brasileira 2009”, referente ao ano de 2008, publicada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o gás natural representa hoje 10,2% da oferta interna de energia, contra a participação de 5,4% em 2000 (EPE, 2009).

A evolução das vendas médias mensais de gás das distribuidoras no período 2000-2008 pode ser verificada na Tabela III.1 abaixo, por segmento de consumo: industrial, geração térmica⁴, automotivo (Gás Natural Veicular, GNV), residencial e comercial.

Tabela III.1 - Vendas médias mensais de gás das distribuidoras por segmento, expressas em mil m³/dia (elaboração própria, a partir de dados da Abegás).

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2007/2008 (% a.a.) | 2008/2009 (% a.a.) |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------------------|-----------------------|
| Industrial | 12.917,1 | 14.828,6 | 16.579,7 | 18.459,6 | 20.256,9 | 22.487,2 | 24.265,5 | 25.267,2 | 25.743,9 | 1,9 | 9,0 |
| Automotivo | 992,6 | 1.752,4 | 2.688,9 | 3.646,0 | 4.321,7 | 5.295,7 | 6.308,8 | 6.986,3 | 6.722,0 | -3,8 | 27,0 |
| Residencial | 495,8 | 462,6 | 491,5 | 538,8 | 593,0 | 607,3 | 649,8 | 661,5 | 597,2 | -9,7 | 2,4 |
| Comercial | 287,6 | 304,3 | 361,9 | 407,4 | 447,5 | 706,6 | 556,4 | 582,6 | 587,7 | 0,9 | 9,3 |
| Geração (inclui co-geração) | 2.155,6 | 5.271,3 | 6.956,7 | 6.100,2 | 10.322,6 | 11.349,6 | 9.670,4 | 7.266,3 | 15.915,2 | 119 | 28,4 |
| Outros (inclui GNC) | | | | | | 165,3 | 310,3 | 265,5 | 172,9 | -34,9 | 1,5 |
| Total | 16.849 | 22.619 | 27.079 | 29.152 | 35.942 | 40.972 | 41.761 | 41.029 | 49.739 | 21,2 | 14,5 |

Os segmentos que mais consomem gás natural no Brasil são o industrial, o de geração elétrica e o automotivo, seguidos pelo residencial e pelo comercial, cujas participações no consumo são bastante similares.

Como pode ser observado a partir da tabela acima, a demanda brasileira de gás natural apresentou uma taxa média de crescimento anual de 14,5% a.a. para o conjunto do período.

Os segmentos que mais impactaram tal crescimento foram os de geração elétrica (28,4% a.a.) e o automotivo (27% a.a.). Já os segmentos industrial e comercial também apresentaram altas taxas, embora menos expressivas que as dos setores anteriores, de 9,0% a.a. e 9,3% a.a., respectivamente.

⁴ A diferença entre os valores das vendas pelas distribuidoras e os dados de oferta total disponível é decorrente, principalmente, do consumo das refinarias e das fábricas de fertilizantes nitrogenados pertencentes à Petrobras.

Considerando-se o período de 2007/2008, atingiu-se uma taxa de crescimento da demanda por gás natural de 21,2% a.a., puxada, principalmente, pelo forte aumento no consumo de gás destinado à geração elétrica, que atingiu 119,0%. Isto pode ser explicado em grande medida pela maior necessidade de despacho das usinas térmicas a gás natural.

Do ponto de vista dos consumidores industriais e automotivos, a razão para o acréscimo de demanda residiu, em grande parte, em uma política de preços deliberada de incentivo ao uso de gás natural, em que o preço mais baixo do gás frente aos seus concorrentes diretos (óleo combustível, gás liquefeito de petróleo, gasolina e álcool) foi determinado de maneira a tornar viável sua rápida adoção, compensando os custos de conversão.

Com isto, objetivou-se esgotar a capacidade considerada ociosa do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), tendo em vista os compromissos assumidos pela Petrobras de *take-or-pay* de 80%⁵ e *ship-or-pay* de 100%⁶, respectivamente, com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) e a Gas TransBoliviano S.A. (GTB), na Bolívia, e com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) no Brasil.

Deste modo, entre os anos de 2003 e 2004, a Petrobras manteve os preços do gás natural praticamente inalterados (PETROBRAS, 2008).

Além disso, a empresa instituiu em 2004 o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural⁷, que contou com o apoio do Governo Federal e dos governos estaduais, os quais concederam incentivos fiscais aos potenciais clientes para estimular a utilização do gás, confiantes de que seu preço se manteria competitivo no longo prazo.

Assim, plantas industriais foram alteradas para viabilizar a utilização de gás natural como combustível, usinas térmicas a gás foram construídas, automóveis foram convertidos para usar GNV, entre outras iniciativas.

No que concerne à geração térmica, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), criado pelo Decreto nº 3.371/2000, teve por objetivo estimular a construção de Usinas Termelétricas (UTES) para promover uma alternativa à geração hídrica e, para isso, estabeleceu, entre outras prerrogativas, preços de gás natural diferenciados para as térmicas incluídas no PPT. Desde então, este incentivo propiciou os aumentos observados no consumo de gás destinado à geração de energia elétrica.

Deste modo, tendo em vista o modelo hidrotérmico da geração elétrica brasileira, imaginava-se que, quando o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas apresentasse capacidade de geração insuficiente para suprir a demanda, bastaria acionar o despacho térmico. No entanto, em fins de 2006, foi realizado um teste final de disponibilidade das UTES que utilizam gás natural como combustível, para os submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste. O resultado indicou uma geração em média 42,8% abaixo da programada para o conjunto das usinas em teste, sendo que 85% deveu-se à indisponibilidade ou falta de gás (ANP, 2007)⁸.

5 Uma cláusula *take-or-pay* obriga o comprador a pagar pelo gás, mesmo quando este não tenha sido efetivamente consumido.

6 Os contratos de transporte usualmente contêm cláusulas de pagamento mínimo independente do volume de fato transportado, referidas no mercado como *ship-or-pay*, que consiste em um encargo pago em contrapartida à reserva de capacidade no gasoduto. Esse tipo de encargo está relacionado ao serviço de transporte firme.

7 Para mais detalhes, ver palestra "Programa de Massificação do Uso do Gás Natural", proferida por Ildo Sauer, então diretor de Gás e Energia da Petrobras, no IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – Itajubá, em 26 de março de 2004. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2004/Trabalhos/Sauer.pdf>.

8 O teste de disponibilidade das UTES compreendeu o período de 00h00 do dia 11/12/2006 às 24h00 do dia 21/12/2006 e foi realizado pelo Operador.

Assim é que, entre 2005 e 2006, a demanda de gás natural pelas UTEs apresentou uma queda de 14,8% a.a., ficando aquém do exigido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Se, por um lado, o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural contribuiu para aumentar a competitividade do gás natural no País e sua penetração na matriz energética brasileira, por outro intensificou o risco associado à imprevisibilidade das variações no preço do energético.

Assim, a partir de 2005 pode-se perceber um movimento de elevação nos preços do gás natural nacional. Entre meados de 2007 e meados de 2008, esse movimento de elevação nos preços no *city gate*⁹ foi intensificado tanto para o gás natural de origem nacional quanto para o importado e para o gás destinado às térmicas do PPT.

A partir de fins de 2008, as curvas de preços do gás começaram a apresentar inflexão, resultante da reversão das condições mercadológicas, como pode ser verificado na Figura III.1 abaixo.

De fato, neste período, o preço da cesta de óleos, usada como referência para precificar o gás natural de origem nacional, foi impactado pelos baixos preços do barril do óleo cru praticados no mercado internacional no decorrer de 2008, em comparação com os preços observados em 2007.

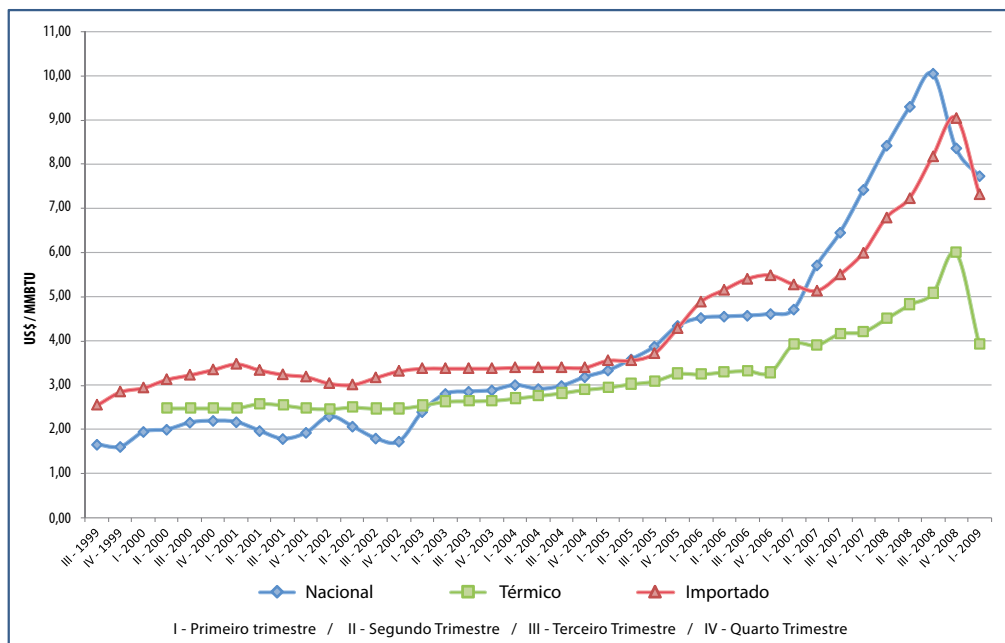


Figura III.1 – Preços no *city gate* do gás natural nacional, importado e do programa PPT, em US\$/milhão de BTUs referentes ao período do 3º trimestre de 1999 ao 1º trimestre de 2009 (elaboração própria, a partir de dados da PETROBRAS, 2009).

Notas:

Gás natural vendido como nacional: preços médios não ponderados com PIS/Cofins e sem ICMS.

Gás natural vendido para as térmicas: preços médios não ponderados sem PIS/Cofins e ICMS.

Gás natural vendido como importado: preços médios não ponderados sem PIS/Cofins e ICMS.

Dólar comercial pela média mensal de venda (Ptax do Banco Central).

Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em cumprimento da Resolução Autorizativa nº 755, de 30 de novembro de 2006, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

9 Também denominado ponto de entrega, *city-gate* é a instalação onde o produto movimentado é entregue pelo transportador ao detentor de um volume de gás natural, que tenha contratado o serviço de transporte. Essa instalação normalmente contempla sistemas de filtragem, aquecimento, redução de pressão e medição para fins contratuais e fiscais.

Do lado da oferta, seu crescimento nos últimos anos, ainda que expressivo, mostrou-se insuficiente para atender à totalidade da demanda nacional. Quando, durante um teste em fins de 2007, térmicas a gás natural foram despachadas simultaneamente para verificar a capacidade real de fornecimento de gás necessário à geração de energia elétrica complementar à geração hídrica, novamente evidenciou-se a impossibilidade de entrega de gás a estas térmicas sem que se restringisse o consumo de outras classes.

Além disso, a Petrobras realizou cortes pontuais no fornecimento de gás à concessionária de distribuição de gás natural do Estado do Rio Janeiro, a CEG-Rio, provocando, por exemplo, interrupções no consumo da Usina Termelétrica Norte-Fluminense, em 27 de setembro e em 13 de outubro de 2007, e redução acentuada em 24 de novembro do mesmo ano (ANP, 2008). Foram observados também, pontualmente, situações de desabastecimento em postos credenciados para atendimento ao consumidor de GNV. Tais cortes, todavia, não ultrapassaram os volumes fixados nos contratos de compra e venda de gás natural.

A insuficiência da oferta de gás colocou em pauta a busca por melhores soluções de política energética para o atendimento adequado à totalidade da demanda nacional, tanto para as usinas térmicas com vistas à geração elétrica quanto para os segmentos industrial, residencial, automotivo e outros.

Ademais, aqueles episódios contribuíram para reforçar a necessidade de se estabelecer claramente a ordem de prioridade de entrega de gás por classe de consumidores em situações de contingenciamento.

A Lei nº 11.909, de 4/3/2009, conhecida como Lei do Gás, prevê em seu Capítulo VII, Art. 50, a possibilidade de suspensão das obrigações de fornecimento de gás, em atividades da esfera de competência da União, e de prestação de serviço de transporte, em situações caracterizadas como de contingência. A mesma lei prevê a elaboração e execução de um plano de contingência, a ser ainda regulamentado pelo Poder Executivo em norma específica. Este plano deverá dispor sobre: (a) medidas iniciais, quando couberem; (b) medidas que mitiguem a redução na oferta de gás; (c) consumos prioritários; e (d) distribuição de eventuais reduções na oferta de gás de forma isonômica, atendidos os consumos prioritários e respeitadas as restrições de logística (Art. 51, § 1º, Lei nº 11.909/2009).

Assim é que, no contexto de instabilidade da indústria de gás natural brasileira, de incertezas quanto ao fornecimento do gás natural da Bolívia, que, desde a nacionalização dos hidrocarbonetos naquele país, ocorrida em maio de 2006, aumentaram a percepção de risco do suprimento e, também, dos riscos de uma nova crise energética no Brasil, alternativas foram avaliadas e postas em prática.

Deste modo, desde o fim de 2006, a Petrobras executa o Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (Plangás), composto por projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural no Sudeste do País, com o objetivo de incrementar a oferta de gás, nesta região, de 15 milhões de m³/dia para 40 milhões de m³/dia ao longo de 2008 e, posteriormente, 55 milhões de m³/dia em 2010.

Não obstante a evolução recente na oferta e demanda de gás natural comentada anteriormente, desde o final de 2008 até o primeiro semestre de 2009, o mercado gasífero brasileiro apresenta retração, consequência dos efeitos da crise internacional no mercado de créditos, que teve início em meados de 2008, e que se expandiu globalmente.

Esta crise, aliada ao período úmido (dezembro a abril), no qual o nível dos reservatórios hidrelétricos permanece alto e diminui a necessidade de despacho térmico, afetou o consumo nacional de gás natural, principalmente nos segmentos industrial e de geração elétrica.

De acordo com os dados estatísticos da Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), a venda de gás das distribuidoras para geração de energia elétrica e cogeração passou de 16,2 milhões de m³/dia em dezembro de 2008 para 5,9 milhões de m³/dia em abril de 2009, redução de cerca de 63,7%.

Já o consumo industrial, como efeito da crise internacional que atingiu o Brasil, apresentou forte inflexão a partir de outubro de 2008, passando de 26,5 milhões de m³/dia neste mês para 19,3 milhões de m³/dia em abril de 2009, uma redução de 27,4% neste período.

Além disso, como visto, o forte reajuste de preços do gás natural praticado pela Petrobras para as concessionárias distribuidoras também provocou impactos na demanda por gás natural, uma vez que este perdeu competitividade frente ao óleo combustível, por exemplo, seu principal substituto.

Refletindo a redução na demanda interna, a produção de campos não associados de gás foi reduzida, bem como as importações de gás boliviano. Todavia, desde maio de 2009, o mercado de gás natural no Brasil começa a dar sinais de recuperação e as perspectivas, expressas no Plano de Negócios 2009 da Petrobras, são de que o mercado não termelétrico crescerá em média 6% a.a. entre 2009 e 2013.

Assim é que as condições de demanda reprimida e restrições na oferta que vigoraram no decorrer de 2005 até meados de 2008, tanto em virtude dos limites de produção quanto dos limites de infraestrutura de transporte existente, estimularam as iniciativas de aumento da produção nacional, os investimentos em infraestrutura de transporte e a flexibilização da oferta, com a construção dos projetos de GNL no País.

Estas condições continuam a ditar, em certa medida, os investimentos em capacidade de transporte e maior segurança do suprimento, com o objetivo de diminuir os gargalos existentes na malha dutoviária e evitar os riscos de falta de energia que já fizeram parte do cenário nacional.

Em suma, em virtude da grande dependência do gás da Bolívia (de cerca de 50%) e da instabilidade político-institucional daquele país, somadas ao crescimento do mercado brasileiro de gás natural, tornou-se premente criar alternativas confiáveis de suprimento para o atendimento da demanda nacional. Assim, além do incremento da oferta doméstica, a importação de GNL assumiu importante papel na busca da garantia do abastecimento continuado de gás natural no Brasil.

IV. A ENTRADA DE GNL NO BRASIL

Uma das principais mudanças observadas nos últimos anos na indústria de gás natural no mundo foi o aumento da penetração do gás na matriz energética de diferentes países e a opção cada vez mais utilizada de comercialização do produto por meio do GNL.

No contexto de restrições à oferta de gás natural no mercado brasileiro e da política de aumento da produção nacional, foram construídos dois terminais de regaseificação para viabilizar a importação de GNL – o que se tornou uma importante opção para aumentar a confiabilidade no suprimento de gás natural no Brasil.

A primeira iniciativa para assegurar a implementação plena das atividades concernentes ao GNL e para superação de possíveis problemas com sua execução foi a edição, pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), da Resolução nº 4, de 24/11/2006, que estabeleceu diretrizes para a implementação de projetos de importação de GNL, de modo a “garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de gás natural”.

Com base neste ato administrativo e em seu Plano de Negócios 2007-2011, a Petrobras apresentou dois projetos de terminais de importação de GNL, um em Pecém (CE) e outro na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade para regaseificar, respectivamente, 7 milhões de m³/dia e 14 milhões de m³/dia.

A proprietária de todos os ativos que compreendem estes projetos é a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), subsidiária integral da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), e a empresa carregadora é a Petrobras, sendo responsável pela aquisição de GNL no mercado internacional e pelo afretamento dos navios-cisterna junto à empresa Golar LNG Ltd. A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), por sua vez, prestará serviços de operação e manutenção à TAG, mediante a assinatura de um Contrato de O&M com esta transportadora.

A TAG, então, solicitou à ANP autorização para a construção das instalações integrantes dos referidos projetos. Esta Agência, após a análise da documentação requerida, outorgou as Autorizações nºs 464 e 465, de 18/12/2007. A primeira delas refere-se à construção do Gasoduto Porto de Pecém-Gasfor e à desmontagem dos sete braços de carregamento de derivados líquidos no Píer 2 do Porto de Pecém, ativos integrantes do Projeto de GNL em Pecém. A segunda, por seu turno, refere-se à construção do Gasoduto Píer de GNL-Campos Elíseos para a movimentação de gás natural entre o píer de GNL a ser instalado na Baía de Guanabara e a Estação de Campos Elíseos, esta última localizada no município de Duque de Caxias (RJ).

Em resumo, o Projeto de GNL em Pecém compreende: (a) as instalações para recebimento de GNL, regaseificação e escoamento de gás natural no Píer 2 do Porto de Pecém; e (b) o gasoduto que interliga este terminal de GNL à malha de gasodutos de transporte existente, o Gasoduto Guamaré-Pecém (Gasfor). Destinado exclusivamente ao escoamento do gás natural proveniente do terminal de GNL de Pecém, este gasoduto tem 20 polegadas de diâmetro e 19,1 km de extensão, com pressão máxima de 100 kgf/cm².

Este terminal recebeu a primeira Autorização Temporária de Operação, expedida pela ANP, em 7 de janeiro de 2009, para o comissionamento de gás natural do Braço nº 7, de transferência

de gás natural regaseificado para injeção na malha de dutos, e do Gasfor. Posteriormente, foram emitidas novas autorizações temporárias de operação para comissionamento dos demais braços e instalações do píer.

Já o Projeto de GNL da Baía de Guanabara abrange a instalação: (a) dos equipamentos para recebimento de GNL, regaseificação e escoamento de gás natural no Píer de GNL da Baía de Guanabara; e (b) do gasoduto que interliga este terminal de GNL à Estação de Campos Elíseos. Este gasoduto destina-se exclusivamente ao escoamento de gás natural proveniente daquele píer e tem 28 polegadas de diâmetro, com 16 km de extensão e pressão máxima de 100 kgf/cm².

Em 10 de março de 2009, a ANP expediu a primeira autorização temporária de operação para comissionamento dos braços de transferência de GNL do Terminal da Baía de Guanabara e, posteriormente, emitiu a autorização temporária de operação para comissionamento dos demais braços e instalações do Píer.

O histórico das autorizações de construção e de operação outorgadas pela ANP é objeto da Seção IX.4.

Para acompanhamento desses projetos, a ANP publicou a Portaria ANP nº 217, de 30 de novembro de 2007, que instituiu um Grupo de Trabalho (GT) composto por técnicos da Agência, com vistas à análise e à emissão de pareceres e documentos complementares relativos aos projetos. Este GT embasou as decisões da Diretoria Colegiada da ANP quanto às outorgas das autorizações de construção e de operação.

Por fim, vale lembrar que, apesar do ineditismo característico destes projetos, a primeira experiência brasileira com a comercialização de GNL ocorreu em 2005, com a implementação do Projeto Gemini, desenvolvido pelas empresas White Martins Gases Industriais Ltda., Petrobras e GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda.

No Projeto Gemini, cabe à Petrobras o fornecimento do gás natural, à White Martins a operação da Unidade de Liquefação, de sua propriedade, e à GNL Gemini as atividades de distribuição e comercialização de GNL.

Tal projeto consiste na produção de gás natural liquefeito em uma planta de liquefação situada no município de Paulínia/SP, com capacidade de 380 mil m³/dia, e na sua posterior distribuição e comercialização em regiões cujas redes de distribuição de gás canalizado são pouco desenvolvidas ou inexistentes. Este empreendimento atende clientes localizados no Distrito Federal e nos Estados de Espírito Santo, Goiás, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro e São Paulo e visa principalmente o mercado de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), caracterizado por contratos de curto prazo e pela ausência de fidelidade aos fornecedores (ANP, 2005).

IV.1. Aderência regulatória

As normas legais que embasaram os procedimentos para a entrada de GNL no Brasil foram a Portaria ANP nº 170/1998 (que será mais adiante discutida) e a Resolução ANP nº 27/2005, que regulamenta o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao transportador.

De acordo com esta última norma, toda capacidade disponível de transporte para a

contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em instalações de transporte será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC). O Art. 7º da Resolução ANP nº 27/2005 assim dispõe:

“Art. 7º. (...)

§1º A Capacidade de Transporte em projetos que não entraram em operação será objeto de realização de CPAC, com exceção dos projetos em processo de licenciamento ambiental ou de declaração de utilidade pública na data da publicação desta Resolução.

§ 2º O transportador submeterá à aprovação da ANP, no prazo de 30 (trinta) dias anteriores à divulgação, o regulamento do CPAC, que detalhará os procedimentos de oferta e alocação de capacidade para STF.

Parágrafo único. O transportador deverá elaborar, e enviar à ANP no prazo de 60 (sessenta) dias antes de sua aplicação, os modelos de contrato previstos no caput desse artigo.”

Desse modo, as instalações de GNL estariam sujeitas ao referido procedimento público para oferta e alocação de capacidade firme de transporte de gás natural. No entanto, tendo em vista a projeção de níveis elevados de risco para o sistema elétrico brasileiro no horizonte de análise de até três anos e, conseqüentemente, a necessidade de priorizar o atendimento das termelétricas, foi editada a Resolução CNPE nº 4/2006, conforme comentado anteriormente.

Esta Resolução, em seu Art. 1º, declarou:

“... 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 infraestrutura necessária, com os objetivos 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 para implementação de projetos de suprimento de gás natural.”
(grifo dos autores)

Diante, portanto, da necessidade de flexibilizar a oferta e garantir o suprimento de gás natural às termelétricas, em virtude do risco de déficit de energia da ordem de 20% (bem acima do patamar de 5% considerado aceitável pelo ONS), a urgência de se iniciar a implantação dos Projetos de GNL foi considerada decisiva para a não realização de CPAC neste caso.

Outro aspecto importante a destacar refere-se à obrigatoriedade de acesso aos dutos de transporte e terminais marítimos existentes ou a serem construídos, estabelecido pelo Art.

58 da Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo). Esta permissão de acesso, mediante remuneração adequada ao titular das instalações, não será aplicável às instalações de GNL, uma vez que a Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás) a desobrigou.

A Lei do Gás alterou o Art. 58 da Lei do Petróleo da seguinte forma:

“Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, *com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL*, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.” (grifo dos autores)

E, ainda, o Art. 45 da Lei do Gás assim determina:

“Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como *os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.*” (grifo dos autores)

Por fim, merece registro que o CPAC será substituído por chamada pública: “procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados” (Lei nº 11.909/2009, Art. 2º, VII).

A chamada pública para contratação de capacidade de transporte visa identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva e precederá a outorga de autorização ou a licitação para a concessão da atividade de transporte.

Esta chamada, a exemplo do CPAC, também será promovida pela ANP, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia (Lei nº 11.909/2009, Art. 6º) e, além disso, ao final de seu processo, serão assinados termos de compromisso entre a ANP e os carregadores para a compra da capacidade solicitada (Lei nº 11.909/2009, Art. 5º, §3º).

Tal dispositivo, contudo, não se aplicará às instalações de GNL, pois, como mencionado, estas não estão sujeitas ao livre acesso.

IV.2. Importações de GNL: histórico das autorizações na ANP

Em meados da década de 90, foram realizados os primeiros estudos para a implantação de projetos visando à importação de GNL. Estas primeiras avaliações, conduzidas pela Petrobras e pela Shell Brasil, estavam associadas ao suprimento de gás natural para a Região Nordeste, com foco no atendimento da demanda proveniente de novos projetos de geração termelétrica a gás.

Em novembro de 1998, as duas empresas firmaram um acordo com o propósito de avaliar técnica e economicamente a implantação de um terminal para recebimento de GNL no Porto de Suape (PE), com previsão de início da operação no ano de 2004.

Com a justificativa de viabilizar o andamento das negociações com o fornecedor do produto, a Petrobras e a Shell Brasil solicitaram à ANP, nos termos da Portaria nº 43, de 15 de abril de

1998, a outorga de autorizações, para ambas as empresas, para o exercício da atividade de importação de GNL, da Nigéria. As duas solicitações somadas totalizavam o volume de até 7,6 milhões de m³/dia de gás natural, ou até 2 milhões de toneladas/ano de GNL.

Neste sentido, a ANP concedeu à Petrobras e à Shell Brasil, respectivamente, as Autorizações nº 32 e 33, de 26/3/1999, publicadas no Diário Oficial da União (DOU) de 29/3/1999. Todavia, em virtude da desistência das empresas na implantação do terminal de GNL de Suape, o prazo de validade destas autorizações expiraram após um ano de vigência, não havendo pedidos de renovação das mesmas por parte das empresas interessadas.

Somente em janeiro de 2008, foram retomadas as tratativas com o órgão regulador para dar início à atividade de importação de GNL no País. Tal iniciativa coube à Petrobras, mediante a apresentação à ANP do requerimento com a solicitação de autorização para importar até 33.300 m³/dia de GNL, ou 20 milhões m³/dia de gás natural, a ser adquirido no mercado *spot*, sem um fornecedor previamente definido, que poderá variar de uma carga de produto para outra.

Em julho de 2008, após o envio da documentação necessária para o atendimento da regulamentação vigente, a ANP autorizou a Petrobras a exercer a atividade de importação de GNL, nos termos da Portaria nº 43/1998. De acordo com a Autorização nº 257, de 8/7/2008, publicada no DOU de 9/7/2008, o GNL será adquirido pela Petrobras no mercado *spot* e terá como finalidade o atendimento da demanda para geração termelétrica e, eventualmente, do suprimento das distribuidoras de gás canalizado. O GNL será transportado por meio de navios metaneiros até os locais de entrega nos Terminais Marítimos da Baía de Guanabara (RJ) e do Porto de Pecém (CE), onde ocorrerá a sua regaseificação em estações móveis e flexíveis instaladas em navios de transporte de GNL devidamente adaptados para esta finalidade.

Vale ressaltar que a Portaria nº 43/1998 não estabeleceu diferenciação de tratamento entre a importação de gás natural por gasoduto e a importação de GNL. Desta forma, alguns dos requisitos estabelecidos neste regulamento estão defasados para o mercado de GNL, sobretudo no que se refere à tendência mundial de crescimento da relevância do mercado *spot* para a aquisição do produto.

Assim, foi acordado entre os representantes da ANP e da Petrobras que, para atendimento do Art. 3º, §1º, da Portaria ANP nº 43/1998, seriam apresentados à ANP os *Master Sales Agreements* (MSA) assinados com os potenciais fornecedores do GNL, em substituição aos Contratos de Compra e Venda de gás natural exigidos pelo regulamento em tela, os quais não são compatíveis com a forma de contratação no mercado *spot* de GNL.

O MSA é um tipo de pré-contrato, não vinculante, pelo qual se estabelecem as cláusulas não comerciais da compra e venda de GNL. No ato de fechamento de um negócio *spot*, as partes assinam um *Confirmation Memorandum* (CM), contendo os termos e as condições comerciais específicas daquela negociação, constituindo o par MSA/CM um contrato vinculante.

Por esta razão, e tendo em vista que a ANP é, também, o órgão responsável pela anuência das licenças de importação de gás natural no Sistema Integrado de Comércio Exterior (Siscomex), a ANP poderá solicitar a apresentação do CM, ou de outros documentos e informações, sempre que houver questionamentos sobre os dados declarados nas licenças de importação de GNL,

previamente ao seu deferimento pela ANP, resguardado o caráter confidencial das cláusulas de cunho comercial apresentadas ao órgão regulador.

Foi com base nestas premissas que se procedeu à outorga da Autorização nº 257, de 8/7/2008, publicada no DOU de 9/7/2008. Para tanto, a Petrobras apresentou à ANP a cópia do modelo de MSA a ser celebrado com os seus potenciais fornecedores, para a contratação no mercado *spot* de GNL, bem como a cópia autenticada do MSA celebrado com a Total Gas & Power Limited, datado de 19 de outubro de 2007, e intitulado “Master Sale and Purchase Agreement for Spot LNG”. Foi acordado entre os representantes da ANP e da Petrobras que, para a outorga desta autorização, não seriam exigidos os instrumentos contratuais celebrados com todos os potenciais fornecedores, porém, estes documentos poderão ser solicitados a qualquer tempo pela ANP.

Além disso, para a outorga da autorização, a Petrobras atestou que o GNL a ser importado atenderia as especificações técnicas contidas na Resolução ANP nº 16, de 17/6/2008.

A Petrobras iniciou a importação de GNL no mês de novembro de 2008, com a chegada do primeiro navio metaneiro no Terminal de Pecém (CE), conforme mostra o Quadro IV.1 e a Figura IV.1. Os dados foram coletados a partir dos relatórios mensais de atividade, enviados pela Petrobras nos termos do Art. 6º da Portaria nº 43/1998.

Todas as cargas importadas de GNL até a presente data eram procedentes de Trinidad e Tobago. A ANP concedeu a anuência prévia para cada uma destas cargas mediante o deferimento das respectivas Licenças de Importação no Siscomex.

No Quadro IV.1, a coluna *boil-off* corresponde à perda da carga do navio nas etapas de transporte, transbordo e armazenamento. De acordo com os dados fornecidos pela Petrobras, as perdas médias são de 0,2% ao dia na viagem do navio metaneiro, de até 1,5% ao dia no transbordo e de 0,15% ao dia durante o armazenamento (navio ancorado). O *boil-off* da carga de GNL importada no mês de novembro de 2008 foi de cerca de 24% do total importado, devido ao longo tempo de espera do navio no Terminal de Pecém (CE).

Quadro IV.1 - Quantidades de gás natural importado via GNL pela Petrobras (Fonte: ANP/Petrobras).

| | País de origem | Destino | Volume medido (m ³ GNL) | Volume equivalente (m ³ Gás) | Energia disponível (milhões BTU) | <i>boil-off</i> consumido (milhões BTU) |
|--------|-------------------|------------------------|---------------------------------------|--|-------------------------------------|--|
| nov/08 | Trinidad e Tobago | Pecém (CE) | 57.872,10 | 34.723.262,40 | 1.278.717,00 | 395.558,00 |
| dez/08 | - | - | - | - | - | - |
| jan/09 | - | - | - | - | - | - |
| fev/09 | - | - | - | - | - | - |
| mar/09 | Trinidad e Tobago | Baía de Guanabara (RJ) | 52.000,00 | 31.200.000,00 | 1.172.315,00 | - |
| abr/09 | Trinidad e Tobago | Pecém (CE) | 50.538,46 | 30.323.078,40 | 1.140.155,00 | 279.611,00* |
| mai/09 | - | - | - | - | - | - |

Nota :

* De acordo com a Petrobras, o *boil-off* consumido em março de 2009, desde a saída do navio de Trinidad e Tobago, foi lançado na última descarga deste navio em Pecém (CE), em abril de 2009.

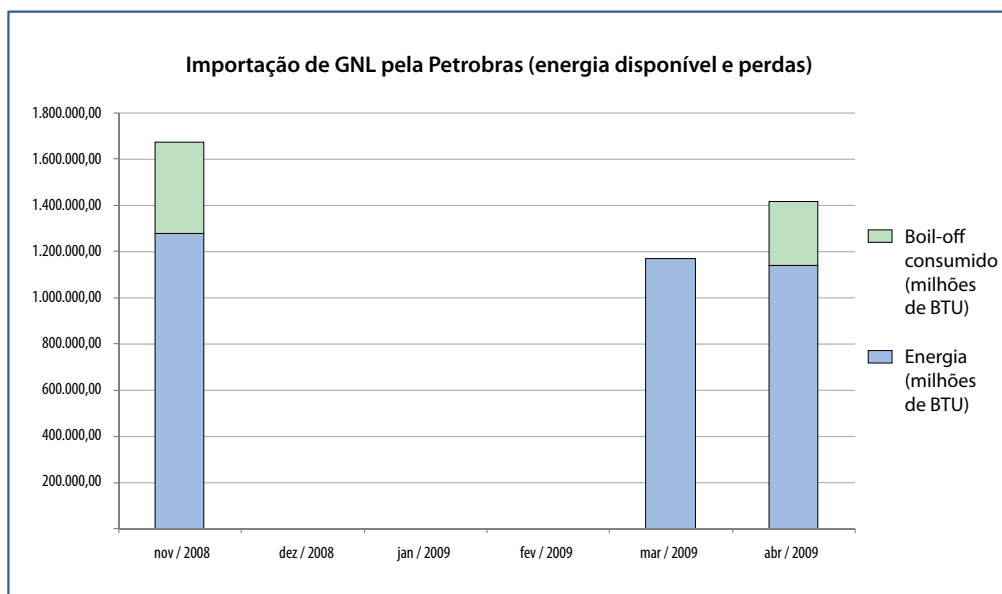


Figura IV.1 - Evolução da importação de GNL no Brasil de novembro de 2008 a abril de 2009 (Fonte: ANP/PETROBRAS).

Por fim, cabe ressaltar que a Lei nº 11.909/2009 transferiu para o Ministério de Minas e Energia (MME) a atribuição de outorgar as autorizações para o exercício das atividades de importação e exportação de gás natural. O MME observará as diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

A ANP aguarda a publicação do decreto que regulamentará a referida lei, para que se definam suas novas responsabilidades neste elo da cadeia do gás natural. Supõe-se que a ANP passe a instruir os processos de requerimento de autorização ao MME, cabendo-lhe ainda a fiscalização, o acompanhamento e a prática de todos os atos acessórios necessários à regulação desta atividade.

V. PANORAMA ATUAL DO MERCADO MUNDIAL DE GNL

O mercado de GNL é, em todo o mundo, predominantemente regional, ou seja, os países exportadores se dedicam ao atendimento dos países importadores mais próximos, apesar das recentes reduções de custos nesta modalidade de transporte.

Inicialmente, a maior procura por GNL nos EUA, bem como no Reino Unido, beneficiou os produtores da África Ocidental e do Caribe, mas logo percebeu-se que o incremento da demanda na Bacia do Atlântico superior à oferta dos produtores locais deveria ser suprido por projetos externos, em especial aqueles do Oriente Médio, destacando-se o Qatar (HUITRIC, 2007). Em grande medida, questões de custo relativas à entrega de GNL a longas distâncias perderam parte de sua relevância com a recente introdução de maiores *trains* e navios transportadores, permitindo este movimento (HUITRIC, 2007).

Entre 2000 e 2005, todos os projetos implementados no Oriente Médio tiveram como objetivo o atendimento do mercado da Bacia do Atlântico (HUITRIC, 2007). Por sua posição

estratégica, o Oriente Médio tornou-se o *swing supplier*¹⁰ ideal no atual panorama do mercado, com destaque para o Qatar, podendo entregar GNL tanto a Oeste quanto a Leste do Canal de Suez. Persistem, porém, restrições de cunho técnico às diferentes especificações do GNL a serem entregues e às capacidades dos terminais de regaseificação de suportar navios transportadores maiores (HUITRIC, 2007). Contudo, recentemente vêm sendo desenvolvidos mecanismos para encontrar soluções técnicas para estes problemas iniciais.

Como reflexo do aumento das vendas para os mercados da Bacia do Atlântico, as transações de curto prazo passaram a ter uma participação consideravelmente maior nas vendas de GNL ao longo dos últimos anos.

A Tabela V.1 apresenta os volumes efetivamente transacionados entre as regiões exportadoras e importadoras em 2008, medidos em bilhões de metros cúbicos. Como se vê, a região da Ásia-Pacífico continua demandando mais da metade do volume de GNL movimentado, ao passo que a Europa ocupa a segunda posição, com a Espanha e a França representando aproximadamente três quartos desta demanda, e o México, responsável pelo volume restante. Já a América do Norte, representada predominantemente pelo volume demandado pelos EUA (73,4%), respondeu por 6,0% da demanda mundial de GNL em 2008. No atual contexto, as demandas da América do Sul e Central (Argentina, República Dominicana e Porto Rico) revelam-se apenas marginal, representando menos de 0,7% da demanda global. Merece destaque a entrada da Argentina no quadro dos países importadores, com a entrada em operação do terminal de GNL de Baía Blanca.

Tabela V.1 - Importações e exportações de GNL por região, no ano de 2008, em bilhões de metros cúbicos (BP, 2009).

| Regiões importadoras | Regiões exportadoras | | | | | | Total das importações |
|------------------------------|----------------------|---------------------------|---------------|--------|--------|---------------|-----------------------|
| | América do Norte | Américas do Sul e Central | Oriente Médio | Europa | África | Ásia-Pacífico | |
| América do Norte | - | 13,38 | - | 0,52 | 10,09 | - | 23,99 |
| Américas do Sul e Central | - | 1,10 | - | - | - | - | 1,10 |
| Europa | - | 2,67 | 0,14 | 7,59 | 42,94 | - | 53,34 |
| Ásia Pacífico | 1,18 | 1,00 | - | 50,09 | 8,59 | 87,12 | 147,98 |
| Total das exportações | 1,18 | 18,15 | 0,14 | 58,20 | 61,62 | 87,12 | 226,41 |

Nota-se, pelos números acima, que a região da Ásia-Pacífico figura ainda como a maior exportadora de GNL, reforçando o caráter regional deste mercado. Em segundo e terceiro lugares, encontram-se, respectivamente, a África, para o atendimento da demanda europeia, especialmente da Espanha e da França, e o Oriente Médio, para o atendimento dos contratos de fornecimento firmados com o Japão e a Coreia do Sul. As exportações realizadas pelas Américas do Sul e Central são realizadas exclusivamente por Trinidad e Tobago, com destino, sobretudo, aos mercados norte-americano e espanhol. Já os negócios entre a América do Norte e a Ásia referem-se às exportações da Península do Kenai, no Alaska, para o Japão, que tiveram início em 1969.

¹⁰ Os países denominados *swing suppliers* são aqueles aptos a abastecer distintos mercados, com diferentes modalidades contratuais, sendo capazes de realizar arbitragens internacionais de preços e de atender demandas imprevistas, beneficiando-se, assim, do aumento recente na volatilidade dos preços do GNL.

A distribuição da demanda atual e futura por GNL está na Tabela V.2, abaixo, que apresenta o status dos terminais de regaseificação classificados em: operacionais, em construção e em estágio de aprovação. De acordo com os dados apresentados, verifica-se que, atualmente, estão em operação 64 terminais de regaseificação em 22 países. Japão, Estados Unidos, Espanha e Coreia do Sul detêm aproximadamente 67% das instalações. Considerando as instalações em operação e em construção no mundo, pode-se chegar a 83 terminais de regaseificação de GNL em um horizonte próximo.

Tabela V.2 - Localização e situação atual das instalações de regaseificação (ZEUS, 2009a).

| País | Status das plantas de regaseificação | | | Total | País | Status das plantas de regaseificação | | | Total |
|----------------|--------------------------------------|---------------|-----------|-------|----------------------|--------------------------------------|---------------|-----------|------------|
| | Operacional | Em construção | Planejada | | | Operacional | Em construção | Planejada | |
| Japão | 26 | 3 | 2 | 31 | Portugal | 1 | | | 1 |
| Estados Unidos | 8 | 2 | 35 | 45 | República Dominicana | 1 | | | 1 |
| Espanha | 5 | 2 | 1 | 8 | Tailândia | | 1 | | 1 |
| Coreia do Sul | 4 | | | 4 | Filipinas | | | 3 | 3 |
| Reino Unido | 3 | 1 | 4 | 8 | Holanda | | | 3 | 3 |
| Itália | 2 | | 11 | 13 | Indonésia | | | 2 | 2 |
| Índia | 2 | 1 | 7 | 10 | Paquistão | | | 2 | 2 |
| França | 2 | 1 | 2 | 5 | Suécia | | | 2 | 2 |
| México | 2 | | 6 | 8 | Alemanha | | | 1 | 1 |
| BRASIL | 2 | | 1 | 3 | África do Sul | | | 1 | 1 |
| Turquia | 2 | | | 2 | Bahamas | | | 1 | 1 |
| China | 1 | 2 | 15 | 18 | Chipre | | | 1 | 1 |
| Formosa | 1 | 1 | | 2 | Croácia | | | 1 | 1 |
| Chile | 1 | 1 | | 2 | El Salvador | | | 1 | 1 |
| Canadá | 1 | | 6 | 7 | Emirados Árabes | | | 1 | 1 |
| Argentina | 1 | | | 1 | Irlanda | | | 1 | 1 |
| Bélgica | 1 | | | 1 | Jamaica | | | 1 | 1 |
| Grécia | 1 | | | 1 | Nova Zelândia | | | 1 | 1 |
| Coveite | 1 | | | 1 | Polônia | | | 1 | 1 |
| Porto Rico | 1 | | | 1 | Singapura | | | 1 | 1 |
| | | | | | TOTAL | 64 | 19 | 45 | 198 |

Nota: Os projetos de instalações de regaseificação de GNL no Brasil serão objeto de uma seção própria (Capítulo VIII) neste estudo.

Merece destaque, ainda, a quantidade de projetos de terminais em construção e/ou aprovados na China e nos Estados Unidos, independentemente de suas capacidades nominais, o que revela a intenção de ambos os países de diversificar suas fontes energéticas, principalmente por questões de segurança do abastecimento.

É importante notar que a maior parte das novas instalações de regaseificação – em construção e planejadas – localizam-se na Bacia do Atlântico (excluída a Europa Continental), totalizando 56 projetos situados no Brasil, Jamaica, México, Estados Unidos, Canadá e Reino Unido, elevando, assim, o número total para 72 instalações nestes países.

O incremento do número de terminais de regaseificação na Bacia do Atlântico intensifica a tendência à flexibilização do mercado mundial de GNL, aumentando com isso sua liquidez e favorecendo, dessa forma, a realização de negócios com prazos cada vez menores (mercado *spot* e contratos com prazos máximos de até cinco anos), tais como os observados, principalmente, nos EUA e no Reino Unido.

É importante notar que Índia e China estão em processo de ampliação imediata de sua capacidade de importação, aumentando ainda mais a participação da região da Ásia-

Pacífico no mercado consumidor de GNL. Ambos os países podem ser considerados grandes mercados potenciais, com destaque para a China que, seguida pelos Estados Unidos, é um dos países com o maior número de projetos de terminais de regaseificação em construção e aprovados, como destacado anteriormente.

Em resposta ao aumento da demanda, percebe-se também, pelo lado da oferta, um crescimento no número de plantas de liquefação de gás natural atualmente em construção e em planejamento. A Tabela V.3 apresenta a localização das atuais plantas em operação (e eventuais ampliações de capacidade), das plantas em construção e de projetos planejados no mundo.

Com base nos valores apresentados, supondo que todos os projetos em planejamento serão levados a cabo e que se somarão às plantas já em construção, o número de unidades de liquefação (*trains*) tenderá a dobrar no mundo em um horizonte de médio prazo (2015), passando das atuais 88 para 178 instalações. A curto prazo pode-se afirmar que dois novos países passarão em breve ao grupo restrito de exportadores: Iêmen e Angola, pois suas primeiras plantas de liquefação estão em fase de construção. Já os países que pretendem ingressar neste mercado como exportadores, mas com plantas ainda em fase de planejamento, são: Irã, Papua Nova Guiné, Venezuela, Canadá, Mauritânia, Peru e Turquia.

Uma informação relevante diz respeito ao número de projetos de ampliação de capacidade em curso ou planejada pelos maiores exportadores atuais de GNL: Catar, Indonésia, Argélia, Malásia, Nigéria, Trinidad e Tobago, Austrália e Egito, países que juntos foram responsáveis, em 2008, por cerca de 83,9% das exportações mundiais. Em especial, merece destaque o esforço de ampliação de capacidade dos três países localizados no continente africano (Argélia, Nigéria e Egito) e do Catar, que possuem a considerável vantagem competitiva de poderem atender as distintas demandas dos maiores mercados existentes: Ásia-Pacífico, Europa e Bacia do Atlântico. Estes recentes movimentos, somados aos anteriormente mencionados, atinentes à demanda, reforçam a tendência de aumento da flexibilização do mercado de GNL e de uma eventual convergência no processo de formação de preços.

Tabela V.3 - Localização e situação atual das instalações de liquefação (ZEUS, 2009b).

| País | Status das plantas de liquefação * | | | Total | País | Status das plantas de liquefação * | | | Total |
|-------------------|------------------------------------|---------------|-----------|-------|------------------|------------------------------------|---------------|-----------|------------|
| | Operacional | Em construção | Planejada | | | Operacional | Em construção | Planejada | |
| Indonésia | 13 | 1 | 5 | 19 | Guiné Equatorial | 1 | | 1 | 2 |
| Catar | 11 | 4 | | 15 | Noruega | 1 | | 1 | 2 |
| Malásia | 8 | | 1 | 9 | Estados Unidos | 1 | | 1 | 2 |
| Austrália | 6 | 1 | 27 | 34 | BRASIL | | | 1 | 1 |
| Brunei | 5 | | | 5 | Iêmen | | 2 | | 2 |
| Trinidad e Tobago | 4 | | 2 | 6 | Angola | | 1 | 1 | 2 |
| Egito | 3 | | 3 | 6 | Irã | | | 9 | 9 |
| Abu Dabi | 3 | | 2 | 5 | Papua Nova Guiné | | | 4 | 4 |
| Líbia | 3 | | | 3 | Venezuela | | | 2 | 2 |
| Omã | 3 | | | 3 | Canadá | | | 1 | 1 |
| Argélia | 18 | 2 | 1 | 21 | Mauritânia | | | 1 | 1 |
| Rússia | 2 | | 3 | 5 | Peru | | | 1 | 1 |
| Nigéria | 6 | | 11 | 17 | Turquia | | | 1 | 1 |
| | | | | | TOTAL | 68 | 11 | 79 | 178 |

* Módulos independentes de produção de GNL (*trains*)

Curiosamente, o único país que figura, atualmente, tanto na lista de países importadores quanto na de países exportadores são os Estados Unidos, que possuem esta característica em função dos antigos compromissos contratuais de fornecimento ao Japão e devido à sua grande dispersão territorial.

Para concluir a presente seção, a Figura V.1 apresenta os maiores fluxos atuais de gás natural no mundo, tanto por meio de dutos de transporte quanto por GNL. No atual contexto, os países situados no Oriente Médio e na África, em consequência de sua privilegiada condição geográfica, aparentam ser os únicos capazes de atender, simultaneamente, às demandas das duas principais bacias, ora atendendo a contratos de longo prazo firmados com os consumidores na Bacia do Pacífico, ora atendendo ao recém-redescoberto mercado da Bacia do Atlântico, no qual predominam as modalidades de negociação à vista e de curto prazo.

O Brasil encontra-se na área de influência dos mercados norte-americano e europeu, compartilhando, assim, das mesmas opções de fornecimento daqueles, em especial, da produção advinda da África Ocidental (Nigéria e Argélia) e de Trinidad e Tobago.

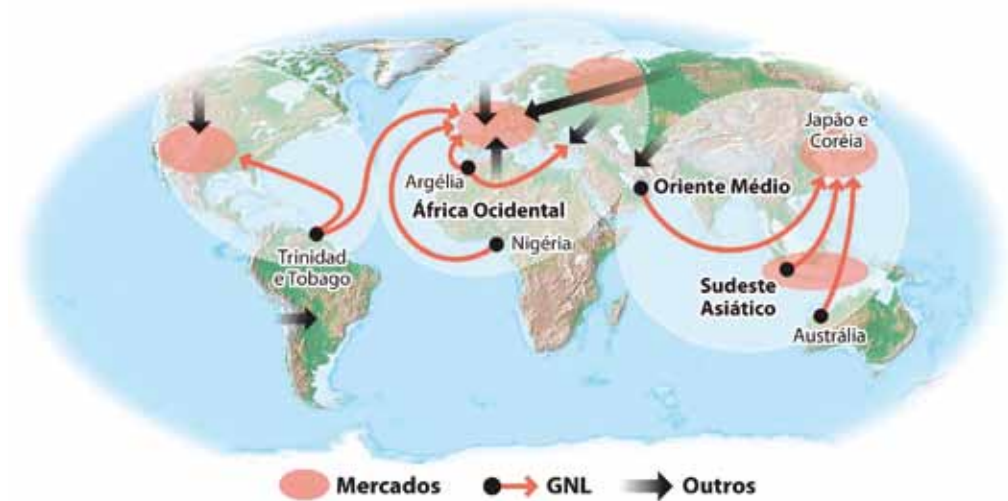


Figura V.1 - Maiores fluxos de gás natural no mundo (elaboração própria, a partir de BG GROUP, 2007).

VI. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Conforme apresentado no Capítulo I, como parte de seu aprendizado, o Grupo Técnico da ANP realizou missões internacionais aos Estados Unidos, Reino Unido e Espanha, que incluíram visitas a órgãos governamentais, plantas de GNL, projetistas e instituições normativas. A seguir, o detalhamento destas visitas.

VI.1. Estados Unidos

Nos EUA, os projetos de GNL estão submetidos a leis e normas infralegais, estas últimas estabelecidas pela *Federal Energy Regulatory Commission* (Ferc), pela *US Coast Guard*

(USGC, Guarda Costeira Americana), pelo *US Army Corps of Engineers* e pelos estados norte-americanos. O *Energy Policy Act of 2005* (Lei de Política Energética de 2005) estabeleceu a Ferc como autoridade para a análise de projetos de terminais de GNL.

É importante ressaltar que, mesmo após a aprovação do projeto pela Ferc, é necessário ainda que o agente econômico obtenha autorizações de outras instituições estaduais para construir e operar suas instalações observando, por exemplo, as Leis do Ar e das Águas Limpas (*Clean Air Act* e *Clear Water Act*), cuja fiscalização cabe à *Environmental Protection Agency* (EPA), a agência ambiental norte-americana.

Para as instalações de GNL, há a divisão de atribuições entre entes reguladores de acordo com a localização do terminal. Se projetado ou construído em costa (*shore-side LNG terminals*), cabe à Ferc a atuação como regulador principal, enquanto que, quando planejado em alto-mar (*LNG deepwater ports*), esta função cabe à USCG. A autoridade da USCG para terminais em águas profundas foi estabelecida pelo *Deepwater Port Act*, de 1974, pelo *Deepwater Port Modernization Act*, de 1996, e pelo *Maritime Transportation Security Act* (MTSA), de 2002.

Ambos os órgãos, Ferc e USGC, possuem atribuições semelhantes às de órgãos públicos ambientais brasileiros, sendo responsáveis pela emissão de permissões e licenças ambientais. A Ferc e a USCG articulam-se entre si e com o *Department of Transportation* (DOT), órgão que possui, dentre outras atribuições, a regulação da malha dutoviária dos EUA (inclusive aquela relacionada com as instalações de GNL), com o objetivo de garantir a segurança das instalações. Essas instituições acompanham as etapas de construção dos terminais de GNL. A Figura VI.1, a seguir, apresenta, de forma esquemática, a divisão de atribuições entre os principais entes federais na regulação das instalações de GNL.

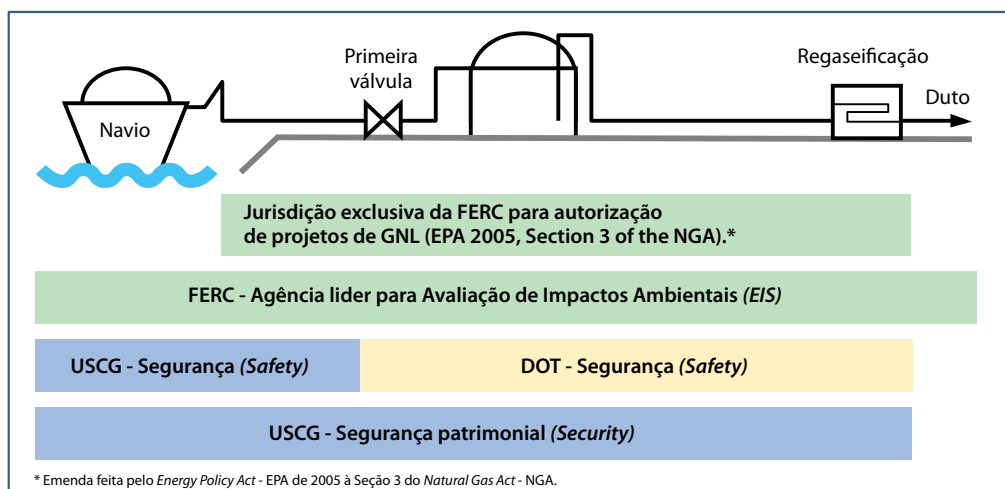


Figura VI.1 - Jurisdição de Ferc, USCG e DOT para instalações de GNL (elaboração própria, a partir de ZERBY, 2009).

Vale destacar, conforme demonstra a figura acima, que a Ferc concentra seus esforços em toda a cadeia sob sua jurisdição para garantir a adequação ambiental dos projetos (*Environmental Impact Statement*). A USCG, por sua vez, é responsável pela segurança patrimonial (*security*, envolve, por exemplo, procedimentos para prevenção de atos terroristas) tanto de terminais

offshore como de terminais costeiros. A Figura VI.2 a seguir apresenta os principais projetos de terminais de GNL existentes nos EUA e aprovados pela Ferc em sua jurisdição costeira, enquanto que a Tabela VI.1 elenca suas principais características.



Figura VI.2 - Principais projetos de terminais de GNL existentes nos EUA e aprovados pela Ferc, em operação ou em implementação (elaboração própria, a partir de FERC, 2009b).

Tabela VI.1 – Principais projetos de GNL nos EUA (adaptado de GDF Suez; Ferc; Energy Current; El Paso; DOE, 2008; Ecoeletrica; Cheniere, 2008; Panhandle).

| Terminal | Localidade (UF) | Ano de construção / operação | Capacidades | |
|---------------------------------|--|------------------------------|---------------------------------------|---|
| | | | Tancagem (milhões de m ³) | Regaseificação |
| Distrigas of Massachusetts LLC. | Everett (Massachusetts) | 1971 | 96,28 | 28,32 milhões de m ³ /d |
| Dominion Cove Point LNG | Calvert County (Maryland) | 1972 | 413,4 | 22,65 milhões de m ³ /d |
| Elba Island LNG (El Paso) | Elba Island (Geórgia) | 1972 | 201 ^(a) | 33,98 milhões de m ³ /d ^(a) |
| Kenai LNG Export Terminal | Cook Inlet Basin Area (Alasca) | 1976 | Não informado | 2,78 bilhões de m ³ entre 01/04/2009 e 31/03/2011 ^(b) |
| Guayanilla Bay LNG | Guayanilla Bay, Peñuelas, (Porto Rico) | 1996-2000 ^(c) | 96 | Cogeração elétrica de 461 megawatt |
| Free Port LNG ^(d) | Quintana Island (Texas) | 2008 | 189,7 ^(d) | 42,47 milhões de m ³ /d ^(d) |
| Sabine Pass ^(d) | Cameron Parish (Louisiana) | 2008 ^(d) | 286 ^(d) | 39,6 milhões de m ³ /d ^(d) |
| Trunkline LNG Company, LLC | Lake Charles (Louisiana) | 1977 | 254,8 | 50,97 bilhões de ft ³ /d |

(a) Capacidades no final do projeto de expansão denominado Elba III Project, em curso.

(b) Volume de exportação de gás autorizado pelo Department of Energy – DOE.

(c) Em 1996, a Ferc autorizou a construção do terminal e, em 2000, o DOE autorizou a importação de GNL.

(d) De acordo com a Cheniere, estes terminais ainda se encontram em construção/expansão. No entanto, de acordo com a Ferc, receberam a primeira carga de GNL em abril de 2008.

Vale ressaltar que as aprovações da Comissão dos projetos de GNL não obrigam sua execução. A Ferc aprova em um único ato (*Order Issuing Certificate*) a construção, operação e manutenção de um Terminal de GNL.

Nos EUA é o mercado que define se uma planta será construída ou não, cabendo aos órgãos reguladores a preocupação e adequação do projeto pretendido à garantia da proteção ambiental, da segurança industrial e do interesse público. A Figura VI.3 a seguir indica todos os projetos de GNL aprovados na América do Norte. Dos 23 projetos aprovados no território dos EUA (três dos quais sob a jurisdição da *US Coast Guard*), apenas sete se encontram efetivamente em obras de construção ou expansão.

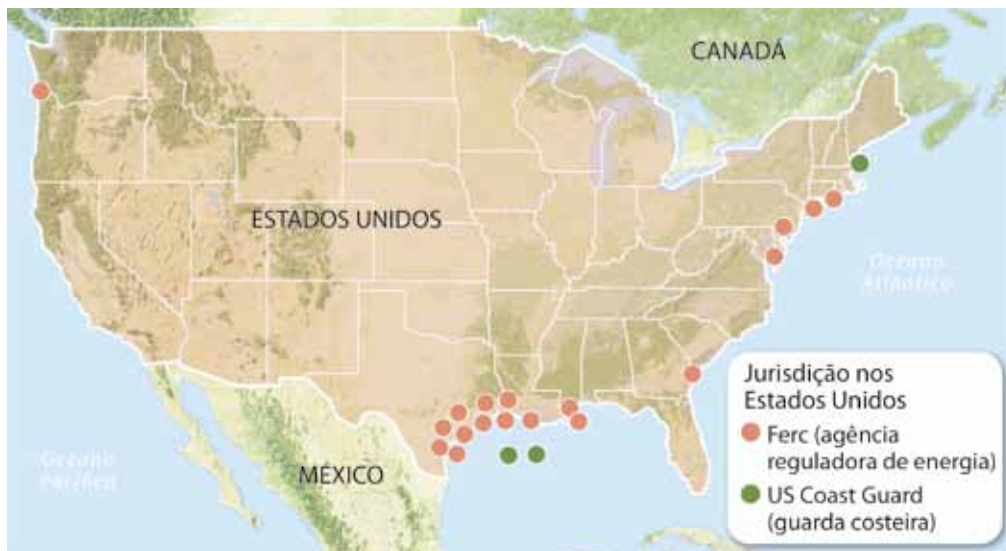


Figura VI.3 - Projetos de GNL aprovados na América do Norte (elaboração própria, a partir de FERC, 2009b).

Enquanto Ferc e USCG, dentre outras instituições públicas, são responsáveis pela aprovação da locação, construção e operação de terminais de GNL, cabe ao *Department of Energy* (DOE) a regulação da importação e exportação de petróleo e gás natural, inclusive liquefeito. Esta é a atribuição do *Office of Oil and Gas Global Security and Supply*, *Office of Natural Gas Regulatory Activities*, departamento do DOE que também identifica oportunidades para a indústria privada dos EUA, desenvolve programas e implementa políticas com o objetivo de aumentar a competitividade internacional da indústria de gás natural norte-americana (DOE, 2009).

Finalmente, vale ressaltar que, como forma de estímulo ao setor de GNL, não existe ainda a obrigatoriedade do livre acesso a novas instalações. O *Energy Policy Act* de 2005, que determinou a jurisdição da Ferc sobre os projetos de GNL, estabeleceu também que os terminais de GNL não estão sujeitos a livre acesso até 2015, como forma de estimular a implantação e o financiamento dos projetos.

Já no que tange à segurança das instalações de GNL, os principais padrões encontram-se relacionados no Título 49, Capítulo I, Parte 193, do *Code of Federal Regulations* (Código Federal de Regulamentações) norte-americano.

Além dos terminais de GNL citados até aqui, existem instalações terrestres geralmente sob a jurisdição de órgãos estaduais. As instalações de *peakshaving* da Filadélfia (Pensilvânia), que armazenam e regaseificam gás natural liquefeito para o período de maior consumo (inverno) e as instalações de liquefação e distribuição, por meio de caminhões-tanque, de Houston (Texas), são exemplos desses tipos de planta.

VI.2. Reino Unido

O Reino Unido é um caso interessante no mercado mundial de gás, por ter passado recentemente – em 2004 – da condição de supridor para a de importador do energético devido à queda de sua produção aliada ao aumento do consumo, em especial para a geração elétrica. Na Grã-Bretanha, desde 1996 já existe separação (*unbundling*) entre as figuras do carregador/ produtor e do transportador de gás, com acesso sem discriminação a gasodutos (*open access*).

O *Department for Business, Enterprise, and Regulatory Reform* (Berr) é o órgão responsável pela elaboração das reformas e ajustes nos marcos regulatórios, tendo ainda a atribuição de regular a indústria de óleo e gás e de energia na plataforma continental britânica, uma vez que o *Office of the Gas and Electricity Markets* (OFGEM) tem jurisdição sobre as instalações *onshore*.

Em 2005, o consumo de gás natural no Reino Unido foi de 103.000 milhões de m³. A produção nacional foi suficiente para atender a 93% do consumo e os restantes 7% foram importados, principalmente, durante o inverno.

Segundo a Berr, em 2020, o Reino Unido provavelmente importará aproximadamente 80% do gás natural necessário ao seu abastecimento. Para isso foi adotada uma política de importação de gás natural baseada na competição. Em termos de mercado consumidor, o perfil da demanda, por segmento, em 2005, foi aquele mostrado na Figura VI.4.

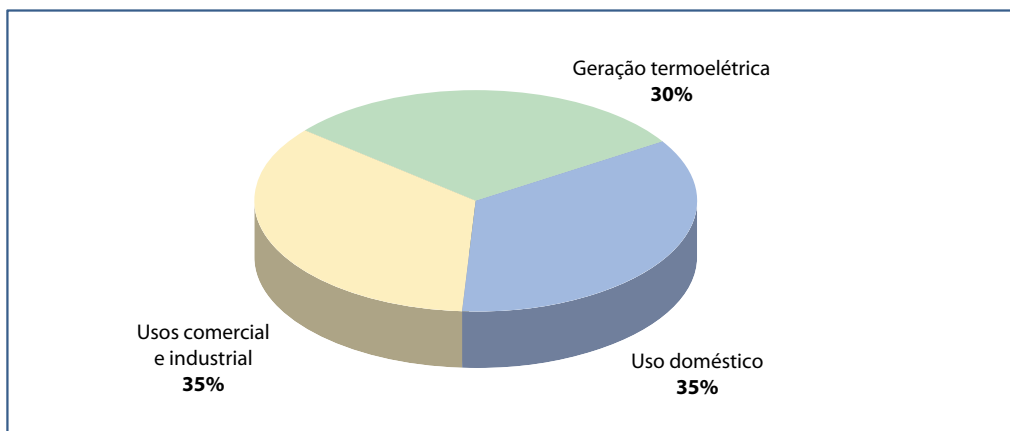


Figura VI.4 - Divisão do consumo em 2005 (BERR, 2008).

A Figura VI.5, a seguir, mostra um mapa da infraestrutura da indústria de gás natural no Reino Unido.

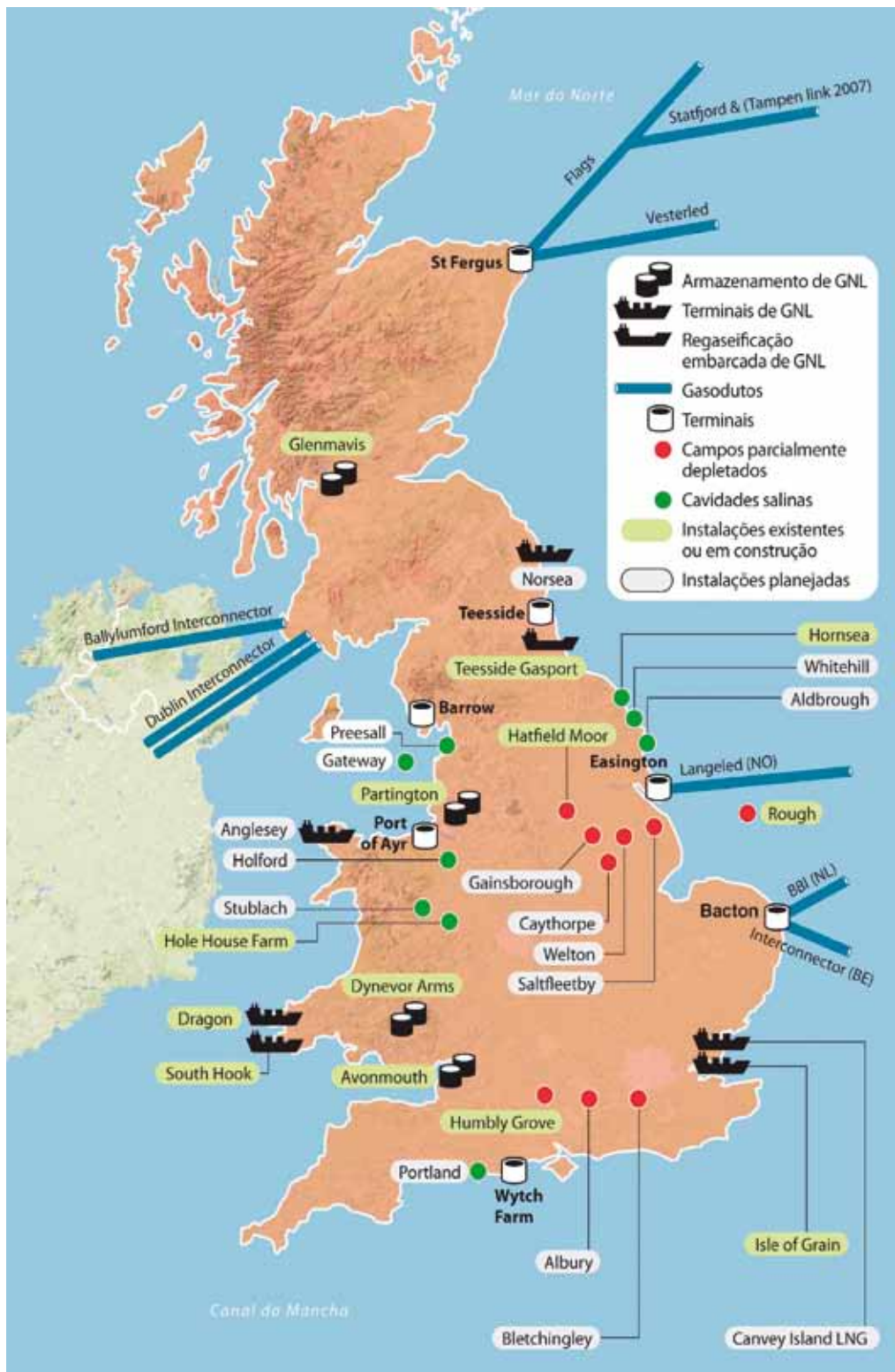


Figura VI.5 - Infraestrutura da indústria de gás natural no Reino Unido (elaboração própria, a partir de HAVARD, 2007).

A partir da Figura VI.5, é possível identificar quatro unidades de GNL em operação ou fase final de construção no Reino Unido e três planejadas. As instalações em operação ou em fase final de implantação são, no País de Gales, a Dragon LNG (visitada pela missão técnica da ANP em 2008) e a South Hook, e, na Inglaterra, a Isle of Grain. Existe ainda, na Escócia, o Terminal de Teeside, com configuração similar à dos projetos brasileiros de Pecém e da Baía de Guanabara, que atualmente está em operação. Em fase de planejamento, há os terminais de Anglesey (País de Gales), Canvey Island (Inglaterra) e Norsesea (Escócia).

Comparada com a dos EUA, a regulação no Reino Unido é muito menos prescritiva. Na América, novas tecnologias demoram mais tempo para serem introduzidas do que no Reino Unido, pois nos Estados Unidos a evolução tecnológica somente pode ocorrer após a elaboração, por parte dos órgãos reguladores, de normas detalhadas, específicas para a tecnologia a ser introduzida, o que não ocorre no Reino Unido.

No Reino Unido, a regulação é baseada em estudos que consideram a análise dos riscos de cada projeto. Empresas especializadas quantificam os riscos dos novos projetos, treinam os operadores e estabelecem os procedimentos operacionais e de segurança.

VI.3. Espanha

Um dos aspectos mais marcantes da indústria de gás espanhola foi o grande aumento do consumo pelas usinas térmicas na última década. Em 2006, por exemplo, o setor industrial foi responsável por 52% do consumo de gás natural, seguido pelo segmento térmico para a geração elétrica, com 34%. Já o segmento doméstico comercial demandou 13% do total consumido, enquanto o uso como matéria-prima representou apenas 1%. Este acentuado crescimento, aliado à inexpressiva produção nacional e às grandes distâncias até os produtores de gás natural, torna o país altamente dependente das importações de GNL para o abastecimento interno. Para minimizar os riscos inerentes a essa dependência, a Espanha instituiu a obrigatoriedade da diversificação de fornecedores, através do Real Decreto 1716/2004, de 23/7/2004, que também determinou o estabelecimento de reservas mínimas de segurança (ESPANHA, 2004).

As plantas de GNL espanholas cumprem, portanto, um papel crucial para o incremento da flexibilidade do sistema gasífero e para a maior diversificação das fontes de suprimento, conforme dados apresentados pela Figura VI.6.

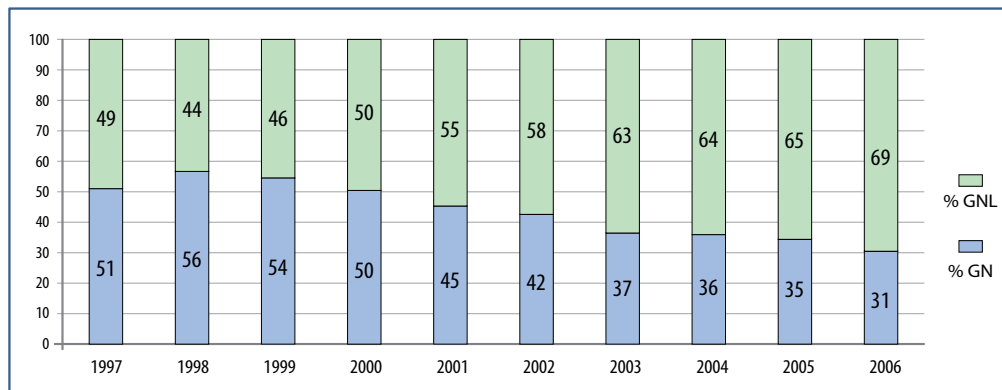


Figura VI.6 - Proporção da oferta de gás e GNL na Espanha: Evolução 1997-2006 (CNE, 2007).

Estão instaladas seis plantas de regaseificação de gás natural, com capacidade de regaseificar 49 bilhões de m³ de GNL. Ademais, existem duas instalações de estocagem subterrânea de gás natural, cuja capacidade total é de 3.536 mil m³. Tal capacidade, embora considerada insuficiente, tem uma importante função no equilíbrio do mercado e na flexibilidade operacional necessária, devido à sazonalidade da demanda, fruto das variações de temperatura ao longo do ano no continente europeu. A Figura VI.7 apresenta a capacidade de armazenamento e regaseificação das plantas de GNL instaladas na Espanha, presentes neste país já há 40 anos.

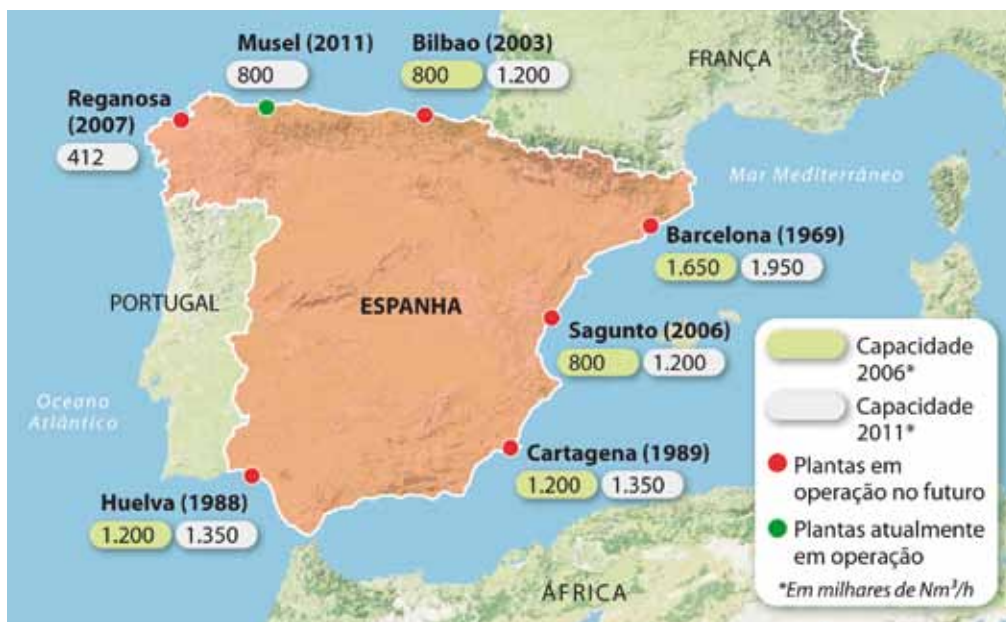


Figura VI.7 - Instalações de regaseificação de GNL Espanha (elaboração própria, a partir de ENAGÁS, 2007).

Em relação à regulação setorial de gás natural na Espanha, o início do processo de liberalização da indústria deu-se em 1998, com a publicação da Directiva 98/30/CE e da Lei 34/1998 de Hidrocarbonetos (*Ley de Hidrocarburos*). Esta Lei estabeleceu: (a) a introdução da concorrência na indústria de gás e uma regulação mais aberta; (b) a separação contábil entre as atividades de regaseificação, armazenamento, transporte e distribuição; (c) a separação jurídica entre a atividade de comercialização e as demais atividades reguladas; e (d) o acesso regulado a terceiros interessados em utilizar a infraestrutura.

Obrigou-se, portanto, a separação de atividades da cadeia e a separação de propriedade da Enagás (ainda em andamento), estabeleceram-se as bases para o sistema econômico e de liquidações e se impôs janeiro de 2005 como prazo para o fim das concessões na atividade de distribuição.

Além disso, deixou de existir o conceito de subsistema de transporte e criou-se a figura do Gestor Técnico do Sistema (Empresa Nacional de Gás S/A, Enagás). Instalações de distribuição, transmissão, regaseificação, estocagem subterrânea e estocagem de GNL passam a estar sujeitas ao livre acesso para consumidores elegíveis (GLOBAL, 2006).

Entre as responsabilidades da Enagas GTS, portanto, está o controle do nível de garantia de abastecimento, a previsão da utilização das instalações e das reservas e o controle da confiabilidade do sistema.

Além de atuar como a gestora técnica do sistema, a Enagas cumpre o papel de empresa líder no transporte, regaseificação e armazenamento de gás natural na Espanha: é proprietária de aproximadamente 7.600 km de rede de gasodutos de alta pressão; três plantas de regaseificação (Barcelona, Cartagena e Huelva), com capacidade total de 4.050.000 m³/h; e possui capacidade total de armazenamento de 1.287.000 m³ de GNL.

É importante mencionar que o desenvolvimento da regulação gasífera na Espanha seguiu o padrão adotado nos demais integrantes da União Europeia e buscou harmonizar a legislação nacional tanto à existente quanto àquela a ser construída por meio das Diretivas da Comunidade Europeia. É certo, contudo, a permanência de especificidades próprias de cada País.

O órgão regulador espanhol do setor de energia é a *Comisión Nacional de Energía* (CNE), inicialmente subordinado ao Ministério de Economia, atual Ministério da Indústria, Turismo e Comércio. A CNE tem como objetivo zelar pela concorrência efetiva dos sistemas energéticos (mercado elétrico, de petróleo e gás natural) e pela objetividade e transparência de seu funcionamento, em benefício de todos os agentes envolvidos e dos consumidores. Para o cumprimento de tais objetivos, à CNE foram atribuídas amplas funções, atuando também como um órgão consultivo em matéria energética, tanto da Administração Geral do Estado como das Comunidades Autônomas (divisões administrativas do estado espanhol).

A CNE participa, junto com representantes do governo, do Gestor Técnico do Sistema e dos representantes das Comunidades Autônomas, do processo de planejamento da construção de instalações que possibilitem a expansão da rede gasífera espanhola.

De acordo com a CNE, os próximos passos da indústria de gás natural devem passar necessariamente por: (a) uma revisão do planejamento; (b) o desenvolvimento dos mercados secundários de gás natural; (c) a harmonização com as regras da Diretiva; (d) outros protocolos específicos das Normas de Gestão Técnica do Sistema (NGTS) e a melhora das mesmas; e (v) o aperfeiçoamento em termos de transparência, flexibilidade, liquidez do sistema, na operação e gestão.

Em relação à segurança das instalações, de acordo com as informações obtidas na ocasião das visitas técnicas realizadas aos Terminais de Sagunto e de Barcelona, existem diferentes estudos e avaliações aplicados a cada uma das etapas de desenvolvimento de um terminal: o projeto, a construção e a operação.

Na fase de projeto, são realizados estudos prévios de segurança e HAZOP (*Hazard and Operability Study*, estudo de perigos e operabilidade), modalidade que examina sistematicamente cada segmento de uma instalação, visando identificar todos os possíveis desvios das condições normais de operação, relacionando suas causas e suas conseqüências. Durante a fase de construção, são rigorosamente observadas normas que regem a instalação dos equipamentos do terminal e os estudos prévios são revisados. Finalmente, a segurança

da operação é garantida através da elaboração e aplicação de procedimentos.

O Terminal de Sagunto obedece também à *Directiva Seveso* (Real Decreto nº 1254/1999), por meio da qual foram aprovadas medidas de controle de riscos inerentes a acidentes graves que envolvam substâncias perigosas. Esse decreto estabelece que as empresas que armazenam produtos perigosos devem notificar a autoridade da Comunidade Autónoma em que estão localizadas quanto à sua capacidade de armazenamento, classificação do produto armazenado, descrição dos processos tecnológicos e dos estabelecimentos ao redor da planta, bem como dos elementos capazes de causar um acidente grave ou de agravar suas consequências.

O Real Decreto 1254/1999 determina também que o estabelecimento deve manter uma Política de Prevenção de Acidentes Graves, por escrito. Essa política deve conter, dentre outros elementos, a adoção sistemática de procedimentos que identifiquem e avaliem os riscos de acidentes graves e suas consequências e a adoção e aplicação de procedimentos e instruções para o funcionamento das instalações, processos, equipamentos e paradas em condições seguras e para a manutenção dessas instalações.

Finalmente, durante a visita técnica teceram-se comentários sobre a realização de estudos de risco, que tiveram como base a severidade e a frequência para diversos cenários de acidentes, e os estudos náuticos aplicáveis à planta de Sagunto. Esses estudos têm como principais objetivos: (a) verificar e dimensionar as áreas necessárias para navegação e flutuação; (b) estabelecer as condições-limite de operações náuticas; (c) avaliar a necessidade de rebocadores; e (d) identificar os riscos náuticos. Vale informar ainda que a responsável pela administração do porto de Sagunto como um todo é a Autoridade Portuária da Comunidade Autónoma de Valência.

VII. RISCOS ASSOCIADOS À INDÚSTRIA DE GNL

O GNL é obtido pelo processo de liquefação de gás natural após tratamento para a remoção de impurezas, tais como água, nitrogênio, dióxido de carbono, gás sulfídrico e outros componentes sulfurados. A remoção destes componentes é feita antes do processo de liquefação, uma vez que alguns podem congelar no ponto de orvalho do gás natural. A Figura VII.1 mostra as composições médias do gás natural e do GNL.

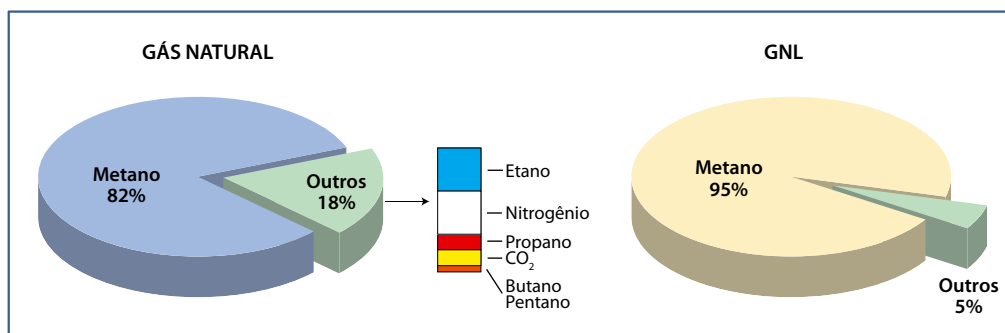


Figura VII.1 - Composição típica do gás natural e do GNL (adaptado de FOSS, M.M., 2007).

VII.1. Riscos inerentes ao GNL

O GNL é estocado apenas sob refrigeração e não sob pressão. Correntemente faz-se menção à pressurização do produto, o que implica a avaliação equivocada dos riscos a ele associados. Na verdade, a tecnologia atualmente empregada, conforme mencionado anteriormente, faz uso de armazenamento do produto à pressão atmosférica e à temperatura de aproximadamente -160°C .

Os vapores inflamáveis, liberados à medida que o GNL retorna à fase gasosa, só são capazes de criar uma atmosfera explosiva sob condições definidas. Para que os vapores sofram ignição, estes devem estar dentro do limite de inflamabilidade do material, neste caso, uma mistura primordialmente composta por metano. Assim sendo, para que haja a queima, a mistura metano-ar deve conter entre 5% e 15% de metano (Figura VII.2). Misturas mais concentradas em metano (acima de 15%) não sofrem ignição por falta de oxigênio, enquanto que aquelas com teor de metano abaixo de 5% não sofrem por falta de combustível.

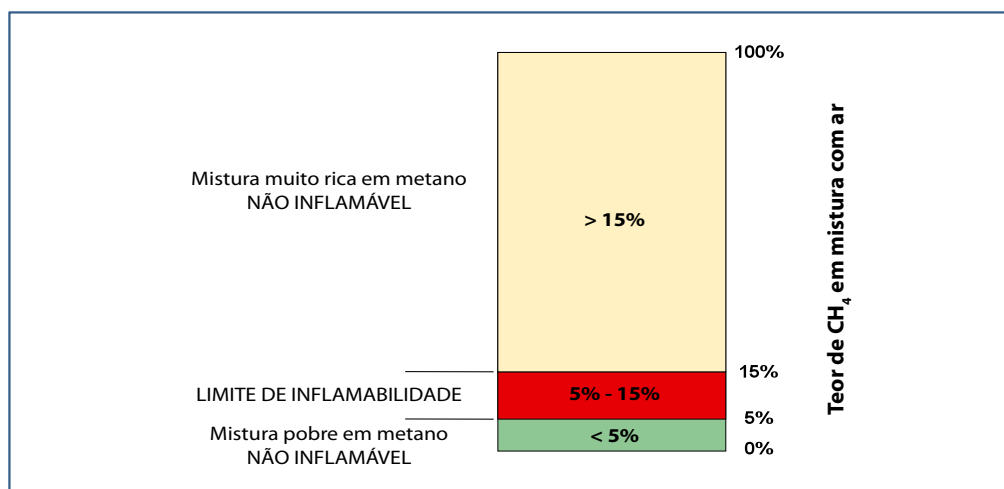


Figura VII.2 - Limite de inflamabilidade do metano, principal componente do GNL (adaptado de FOSS, M.M., 2007).

A situação de atmosfera excessivamente rica em material combustível ocorre no interior de tanques, onde a fase gasosa é composta quase que exclusivamente por metano. Nesta situação não há possibilidade de incêndios por falta de oxigênio. Entretanto, quando há vazamento de GNL em áreas ventiladas, os vapores produzidos se misturam com o ar, podendo dar origem a condições adequadas para incêndio, caso haja uma fonte externa de ignição. Contudo, os vapores rapidamente se dispersam no ar, reduzindo a concentração para valores abaixo de 5%, o que, novamente, inviabiliza a possibilidade de fogo. Assim sendo, a maior possibilidade de ignição ocorre em pontos onde há a possibilidade de estagnação ou em vazamentos em áreas confinadas.

Os riscos associados ao GNL decorrem de suas propriedades intrínsecas, ou seja, dos seus vapores inflamáveis, da baixa temperatura e da possibilidade de asfixia em vazamentos. Quanto aos possíveis riscos, têm-se (FOSS, M.M., 2003; FLYNN, T.M., 2005):

- **Explosão:** Este fenômeno ocorre quando uma substância sofre reações muito rápidas, como é o caso da ignição, ou é liberada de forma descontrolada sob pressão. Tendo em vista que o GNL não é mantido sob pressão e as plantas do produto normalmente contam com sistemas de prevenção de fontes de ignição, a possibilidade de explosão é reduzida.
- **Nuvens de vapor:** São formadas pela vaporização do GNL com dispersão na atmosfera. A nuvem só pegará fogo se entrar em contato com uma fonte de ignição enquanto dentro dos limites de inflamabilidade.
- **Congelamento:** O contato humano com GNL leva ao congelamento e a queimaduras e, portanto, todo o pessoal envolvido deve portar equipamento de proteção individual adequado.
- **Rollover:** Fenômeno de convecção devido às diferenças de densidade do GNL. A movimentação pode ocasionar vazamentos pelas PSVs e rachaduras nos tanques. Este evento pode ser facilmente evitado com a implementação de procedimentos operacionais adequados.
- **Asfixia:** Se caracteriza como dificuldade respiratória, com possível perda de consciência devido à falta de oxigênio. Pode ocorrer perto do local de vazamentos e em espaços confinados, onde as pessoas ficam expostas a concentrações excessivamente altas de vapor de GNL.

VII.2. Principais incidentes

Em comparação com a refinarias e plantas petroquímicas, a indústria de GNL tem um histórico excelente no que concerne à segurança das instalações. De acordo com H.H. West e M.S. Mannan, da Texas A&M University (FOSS, M.M., 2003):

*“The worldwide LNG industry has compiled an enviable safety record based on diligent industry safety analysis and the development of appropriate industry safety regulations and standards”.*¹¹

Nos últimos 40 anos, o GNL tem sido, de fato, movimentado por mar com segurança. Neste período, foram realizadas mais de 45 mil viagens de navio e percorridas cerca de 100 milhões de milhas, sem que tenham sido registrados quaisquer acidentes graves ou problemas de segurança nos portos ou em alto-mar.

De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos, em 60 anos da indústria de GNL houve, mundialmente, apenas oito incidentes em embarcações com vazamento do produto e nenhum destes resultou em incêndio. Nenhum destes vazamentos ocorreu devido a colisões ou encalhe das embarcações.

Alguns dos principais acidentes registrados no mundo são relatados, de forma sucinta, a seguir (FOSS, M.M., 2003; FOSS, M.M., 2007; CH-IV International, 2003; CH-IV International, 2006):

¹¹ TRADUÇÃO: A indústria mundial de GNL tem mantido um histórico de segurança invejável, baseado em uma cuidadosa análise de segurança industrial e no desenvolvimento de normas e regulamentos adequados.

a) Cleveland, Ohio, EUA, 1944

O acidente ocorreu durante a Segunda Guerra Mundial, em uma instalação de *peakshavin*¹² da East Ohio Gas Company, construída em 1941. Esta planta operou sem acidentes até 1944, quando foi ampliada de modo a incluir um tanque maior.

Devido ao esforço de guerra, houve falta de ligas de aço com alto teor de níquel, material adequado para fabricação de peças e instalações para operação em baixas temperaturas. Nesta época, eram utilizadas ligas com 9% de níquel para construção de tanques para armazenamento de GNL. Contudo, devido à escassez deste material, foi utilizado um aço com teor de níquel reduzido a aproximadamente 4%. Este material não apresenta características adequadas a trabalhos em baixas temperaturas, tendo ocasionado um vazamento de GNL com posterior propagação da nuvem de gás pelas ruas e penetração na rede de água pluvial. O gás natural confinado na rede sofreu ignição causando a morte de 128 pessoas na área residencial adjacente à planta.

A investigação do acidente foi conduzida pelo Escritório de Mineração dos EUA (*U.S. Bureau of Mines*), que concluiu que o conceito de liquefazer e armazenar GNL é válido desde que observadas as precauções apropriadas.

b) La Spezia, Ligúria, Itália, 1971

O evento ocorrido em La Spezia foi o primeiro caso documentado de *rollover* em uma planta de GNL. O incidente ocorreu após a descarga do navio metaneiro Ezzo-Brega, que esteve fundeado no porto por aproximadamente um mês. Decorridas 18 horas da descarga, o tanque de GNL do terminal sofreu um abrupto aumento de pressão, o que causou um vazamento de gás pelas válvulas de segurança e pelos *vents*¹³ por algumas horas. O teto do tanque foi levemente danificado, embora não tenha ocorrido ignição do produto vazado. Posteriormente, atribuiu-se o efeito à estratificação do GNL no tanque de armazenamento do terminal que provocou a movimentação repentina do conteúdo do tanque e que ocasionou o súbito aumento de pressão. Este acidente serviu de parâmetro para a elaboração de procedimentos de enchimento de tanques de acordo com as diferenças de temperatura e densidade entre o GNL armazenado no tanque e aquele da corrente sendo alimentada.

c) Staten Island, Nova York, EUA, 1973

O acidente de Staten Island ocorreu em uma instalação de *peakshaving* da Texas Eastern Transmission Company. O acidente não ocorreu devido ao GNL propriamente dito, mas sim a problemas durante a manutenção de um tanque.

¹² Instalações de *peakshaving* são aquelas que incluem a liquefação de gás natural e armazenamento para posterior regaseificação do GNL produzido, com a finalidade de suprir as empresas distribuidoras de gás natural em períodos de picos de demanda.

¹³ Instalação tubular destinada a liberação ou alívio de gás ou vapor.

Em 1972, operadores suspeitaram de vazamento no tanque e interromperam a operação. O tanque foi esvaziado e, durante os reparos, houve combustão do isolamento do tanque, o que provocou o deslocamento do seu teto. A queda do teto provocou a morte por esmagamento de 40 operários que trabalhavam no interior do tanque.

O Corpo de Bombeiros de Nova York (*New York Fire Department*) determinou que o acidente ocorreu claramente devido à obra e não ao GNL.

d) Cove Point, Maryland, EUA, 1979

Em outubro de 1979 houve um vazamento de GNL pelo selo de uma das bombas do Terminal de Importação Columbia Gas LNG Terminal. A nuvem de gás penetrou por um eletroduto e atingiu a subestação do terminal, causando explosão. O evento provocou a morte de um operador.

O Bureau Nacional de Segurança no Transporte do EUA (*National Transportation Safety Board*) entendeu que o terminal foi projetado e construído em conformidade com os regulamentos e códigos em vigor. Assim, em decorrência do acidente foram propostas alterações nos códigos de projetos que são atualmente utilizados por toda a indústria de GNL.

e) Skikda, Argélia, 2004

Em 19 de janeiro de 2004, houve vazamento do fluido refrigerante da unidade de liquefação de gás natural. O hidrocarboneto liberado formou uma nuvem que penetrou na caldeira da unidade, aumentando a quantidade de combustível para a queima. O aumento da quantidade de calor liberada provocou um aumento da pressão do sistema que excedeu a capacidade da válvula de segurança e levou ao rompimento da caldeira. Esta instalação estava próxima o suficiente da área onde ocorria o vazamento para provocar a ignição da nuvem de vapor, que provocou uma bola de fogo. O fogo matou 27 pessoas e feriu 72. Vale ressaltar que o acidente não envolveu vazamento de GNL ou incêndio por ele provocado. No evento, nenhum dos tanques de GNL foi danificado e ninguém fora do perímetro da planta sofreu ferimentos.

A Ferc e o DOE dos Estados Unidos atribuíram o acidente à existência de fonte de ignição próxima, falta de dispositivos de parada de emergência e a falta de detectores do sistema de fogo e gás.

De acordo com o acima exposto, depreende-se que a indústria do GNL tem um elevado nível de segurança, tendo evoluído significativamente com o aprendizado decorrente dos acidentes. Com exceção do acidente de Cleveland (1944), todos os ferimentos causados por GNL ocorreram dentro dos limites das instalações. Ressalta-se que, na bibliografia consultada, não há qualquer registro de fatalidades em embarcações de transporte e regaseificação de GNL.

VIII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PROJETOS IMPLEMENTADOS

Os projetos dos Píeres de GNL de Baía de Guanabara (RJ) e de Pecém (CE), mostrados nas Figuras VIII.1 e VIII.2, por seguirem a mesma filosofia, tiveram as suas descrições agrupadas no item VIII.1 apresentado a seguir. As principais características dos gasodutos que interligam cada píer às respectivas malhas existentes são descritas no item VIII.2. Por fim, no item VIII.3, apresentam-se os principais parâmetros utilizados e os resultados obtidos na análise de risco dos projetos, realizada pela ABS Consulting.



Figura VIII.1 - Visão panorâmica do Projeto GNL da Baía de Guanabara, mostrando o navio regaseificador Golar Spirit à esquerda e o navio supridor Excellence à direita.



Figura VIII.2 - Visão panorâmica do Projeto GNL de Pecém, mostrando o navio regaseificador Golar Spirit (Fonte: Petrobras).

VIII.1. Descrição das instalações dos Píeres

O projeto dos Píeres de GNL de Pecém (CE) e de Baía de Guanabara (RJ) compreende instalações de transferência de GNL e de gás natural, bem como gasodutos que interligam estas instalações à malha de transporte de gás natural. O projeto GNL de Pecém foi executado sobre o Píer 2 do Porto de Pecém, que era anteriormente utilizado para a movimentação de

derivados líquidos de petróleo. Já o projeto da Baía de Guanabara envolveu a construção de um novo píer, situado próximo ao Terminal Aquaviário da Baía de Guanabara (TABG).

Cada Píer possui dois berços, um projetado para permitir a atracação de navios supridores de GNL e o outro para a de navios regaseificadores (VT). No berço de atracação dos navios supridores estão instalados três braços: dois para o descarregamento de GNL e um para retorno do vapor. O outro berço conta com cinco braços de descarregamento, três para as operações de transferência de GNL entre navios e dois para a descarga do gás natural obtido pela regaseificação do GNL no navio.

Os navios afretados pela Petrobras como regaseificadores nesses projetos eram originalmente utilizados para o transporte de GNL e sofreram adaptações para incorporar as plantas de regaseificação. O navio Golar Spirit tem capacidade de regaseificar 7 milhões m^3 /dia e de armazenar 129.000 m^3 de GNL, o que equivale a aproximadamente 77,4 milhões m^3 de gás (@ 1atm e 20°C). Este navio foi afretado pelo período de dez anos, com o intuito de ficar atracado no Porto de Pecém. Já o Golar Winter foi afretado para permanecer na Baía de Guanabara, possuindo capacidade de armazenamento de 138.000 m^3 de GNL, o que equivale a aproximadamente 82,8 milhões m^3 de gás (@ 1atm e 20°C). A planta de regaseificação deste navio tem capacidade de gerar 14 milhões m^3 /dia de gás.

Os dois navios diferem pelas capacidades de armazenamento e de regaseificação e pelos tipos de tanque de armazenamento empregados, a saber: tipo Moss para o Golar Spirit e tipo membrana para o Golar Winter (Figura VIII.3).

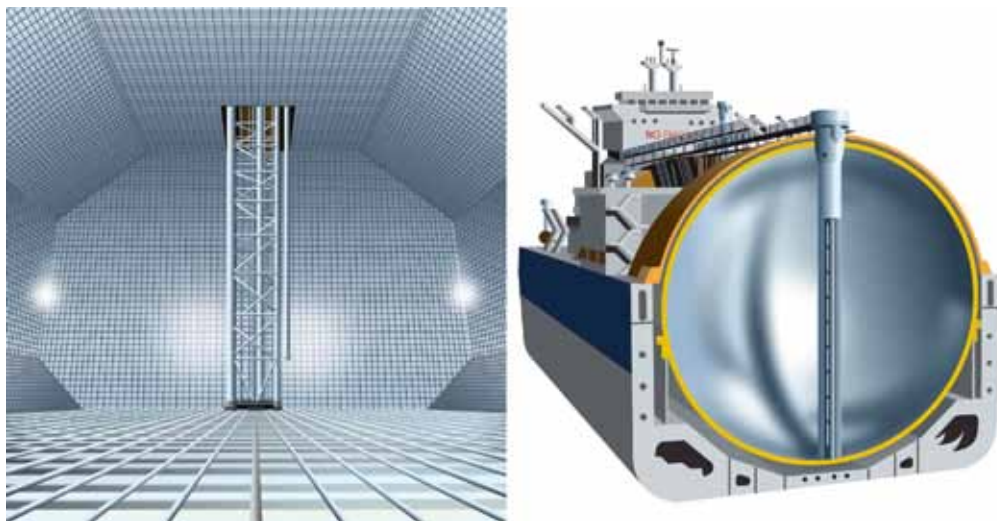


Figura VIII.3 - Tanques de armazenamento dos navios de GNL afretados pela Petrobras: (a) Tanque tipo membrana-Golar Winter e (b) Tanque tipo Moss – Golar Spirit (ABS CONSULTING, 2007; FOSS, M.M., 2003).

A Figura VIII.4 ilustra os fluxos envolvidos nos processos de transferência de GNL e de movimentação do gás natural (GN). Os braços de transferência de GNL foram denominados, pela TAG, como aqueles de números 1 a 6 e os de transferência de gás natural regaseificado de números 7 e 8.

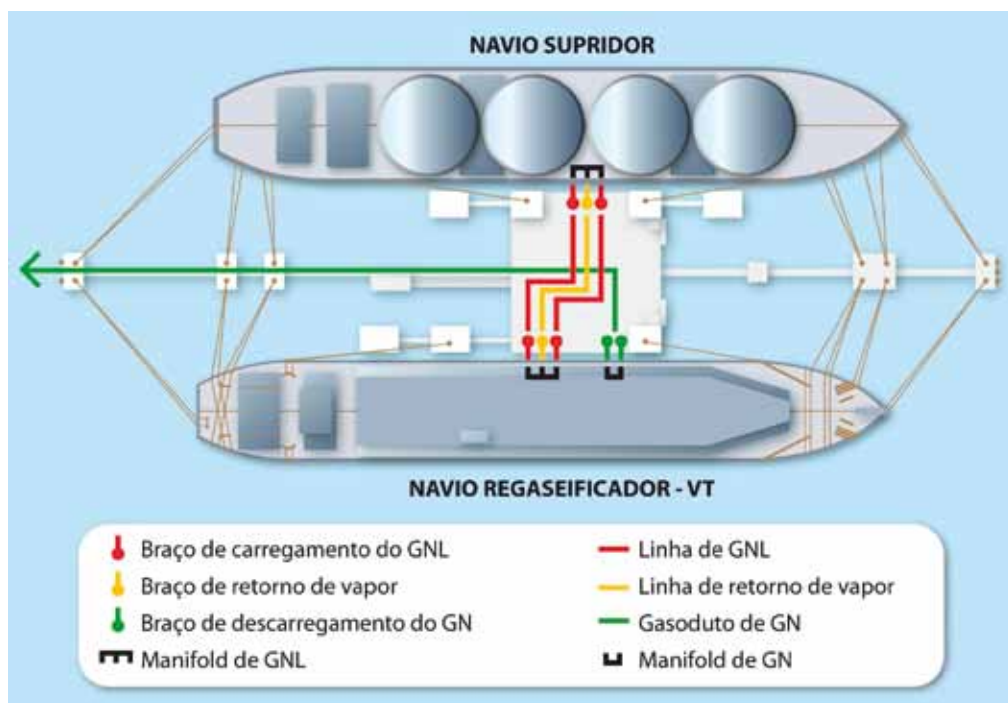


Figura VIII.4 - Esquema dos fluxos envolvidos no Projeto GNL (adaptado de ABS CONSULTING, 2007).

A operação de transferência de GNL foi dimensionada para uma vazão máxima de 10 mil m³/h pelos braços de números 1 a 6 e pelas tubulações criogênicas, sendo utilizadas, nestas ocasiões, as bombas dos navios supridores.

Os braços de carregamento são dotados de mecanismo hidráulico de QCDC (*quick connect/disconnect couple*) para a conexão aos *manifolds* dos navios supridor e VT. Estes conectores fazem parte do Sistema de Parada de Emergência (*Emergency Shutdown System – ESD*) e podem ser manualmente ou automaticamente desconectados. O sistema é ativado quando há vazamento ou quando o navio se movimenta além dos limites do envelope de operação dos braços, minimizando, assim, o derramamento de GNL.

As linhas de transferência de GNL que interligam os braços de descarregamento/carregamento instalados nos berços dos navios supridor/VT têm 16” de diâmetro externo e foram fabricadas com aço inoxidável adequado às baixas temperaturas envolvidas. Estas linhas foram isoladas termicamente com espuma de vidro ou com poliuretano expandida, dependendo da localização, e protegidas contra danos mecânicos e intempéries por placas de alumínio aplicadas sobre o isolamento.

Uma vez recebido o GNL, o navio VT promove a regaseificação do líquido de modo a se obter o gás natural que, por meio dos braços números 7 e 8, é descarregado a alta pressão e enviado ao píer, com subsequente injeção na malha de gasodutos. Esses braços também possuem sistema de QCDC com a finalidade de minimizar vazamentos. A disposição dos braços no píer, assim como as demais instalações auxiliares, está ilustrada na Figura VIII.5.

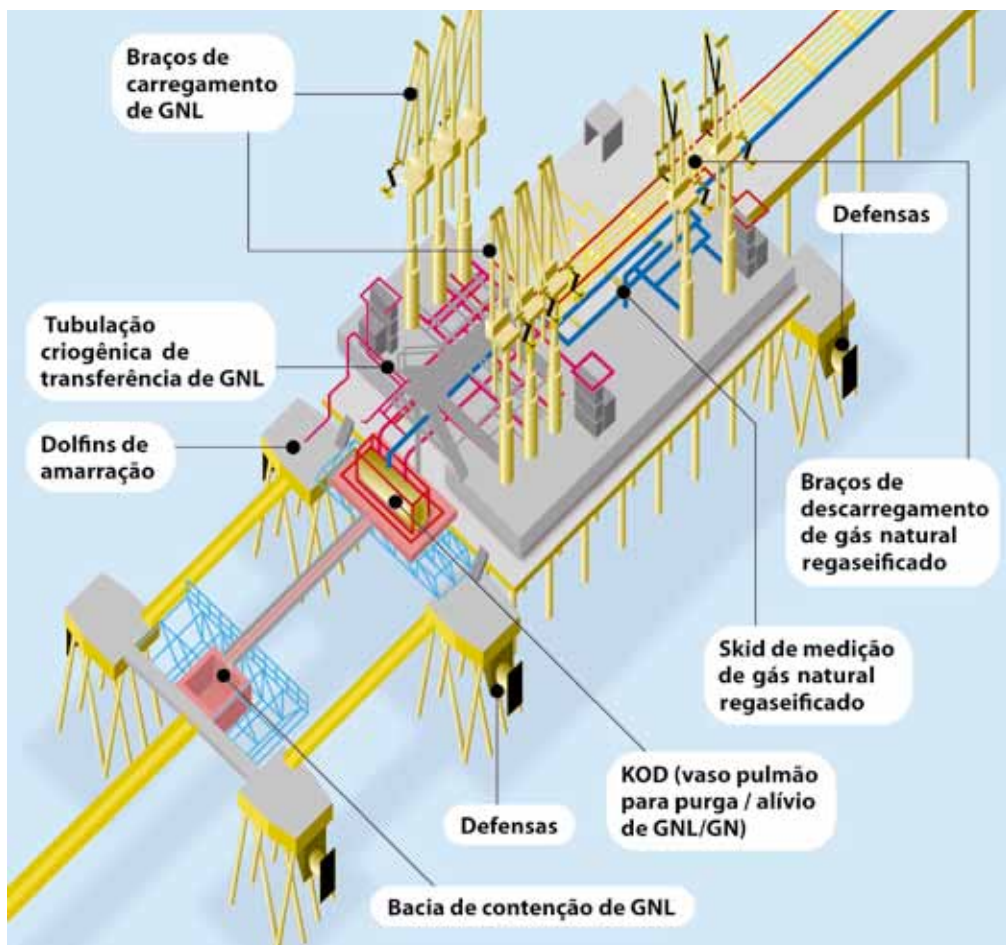


Figura VIII.5 - Disposição das instalações nos píeres de GNL (adaptado de EMCOHITRAX ENGINEERING, 2008).

Estes sistemas auxiliares compreendem, dentre outros, unidades hidráulicas e acumuladores dos braços, sistemas de drenagem, subestação elétrica, sistema de nitrogênio, sistema de combate a incêndio e sala de controle. Uma descrição sucinta de alguns destes sistemas está apresentada a seguir:

- a) Unidades hidráulicas e acumuladores:** São responsáveis pelo acionamento dos braços de carregamento/d Descarregamento de GNL e GN.
- b) Subestação elétrica:** A energia elétrica usada nos píeres de GNL é fornecida pelas concessionárias públicas por meio de duas linhas independentes de 13,8 kV. Na subestação, a tensão de entrada é reduzida e distribuída para a área industrial e para a sala de controle. A alimentação de emergência é feita por gerador a diesel, existindo, ainda, sistemas de baterias (UPSs) para a instrumentação crítica, luzes de emergência e PLCs (*Programmable Logic Controllers*).
- c) Sistema de nitrogênio:** O sistema, instalado em um contêiner, é composto por compressores e membranas para separação de nitrogênio do ar. Ele fornece todo o nitrogênio necessário para a operação da planta, onde é utilizado para a vedação das

juntas giratórias dos braços de transferência de GNL, para a purga e drenagem dos braços, linhas e *Knockout Drum* (KOD).

- d) Sistema de drenagem:** A drenagem de água pluvial e de GNL vazado é feita por meio de um sistema de canaletas que direcionam os fluidos a uma bacia de contenção (*impoundment area*) localizada na extremidade de ambos os píeres. Um sensor de nível acusa o acúmulo de água no interior desta bacia que, por meio de bombas, é descartada. É necessário observar sempre este procedimento, uma vez que a presença de água em ocasião de transferência de GNL deve ser evitada por ser capaz de ocasionar a rápida vaporização deste produto, um fenômeno conhecido como *Rapid Phase Transition* (RPT).
- e) Vaso de purga** (*knockout drum*, KOD): A purga de todas as linhas de GNL e de retorno de vapor é direcionada para este vaso. Uma vez terminada a transferência de GNL, ou quando atingido determinado volume de líquido no interior do vaso, o produto é descarregado para o navio VT. No caso da pressão de vapor atingir o valor máximo aceitável, a válvula de segurança do vaso abre, enviando gás ao *vent*.
- f) Vent:** O sistema possui duas linhas: uma de alta pressão (vinda do sistema de GN proveniente da regaseificação do GNL) e outra de baixa pressão (vinda do KOD). Ambas as linhas possuem injeção de nitrogênio na extremidade superior, de modo a evitar a formação de atmosfera explosiva, e válvulas de retenção para impedir a penetração de ar.
- g) Sala de controle:** Na sala de controle foram instalados PLCs com *Scada* (*Supervisory Control and Data Acquisition*), operados pela Transpetro, que permitem a realização e a supervisão remota de todas as operações do píer. Os sistemas de emergência dos navios supridor e VT são conectados ao sistema supervisório do píer através da interface navio-píer (*ship-to-shore link*), provido de alarmes que alertam os operadores quanto à necessidade de acionamento do sistema de parada de emergência (ESD). Este sistema funciona também como transmissor de dados (*ship-to-shore data communication link*, ou SSL).
- h) Estação de medição e cromatógrafo:** A Estação de Medição de GN (Emed), o cromatógrafo, as válvulas de bloqueio e a instrumentação estão todos conectados aos PLCs da sala de controle, que transferem os dados por meio dos sistemas RIC (Rede Individual de Cabos) e VSAT (*Very Small Aperture Terminal*) para o Centro Nacional de Controle Operacional (CNCO) da Transpetro, localizado no Rio de Janeiro.
- i) Sistema de combate a incêndio:** Ambos os píeres utilizam água do mar nos seus sistemas. A área de cada píer está coberta por dois canhões monitores, instalados em torres que utilizam pó químico para o combate a incêndio em poças e jatos de GNL. Os píeres contam, ainda, com sistemas de espuma nas bacias de contenção e na região do KOD, que são utilizados para reduzir a taxa de evaporação de GNL por ocasião de derramamentos. Estão também instalados aspersores de água em áreas selecionadas para resfriar determinados equipamentos quando em chamas ou expostos à radiação. Adicionalmente, os píeres possuem rede de hidrantes e extintores portáteis estrategicamente distribuídos. O fornecimento de água para o Píer da Baía de Guanabara é feito a partir da estação de bombas de incêndio da Ilha Redonda. Situada acerca de 2.800 m de distância, a estação

sofreu modernização de modo a suprir a nova demanda do Píer. A rede de incêndio do píer é mantida pressurizada por meio de um vaso hidropneumático (tanque de pressão contendo ar e água) situado naquela ilha. O projeto de Pecém também contemplou a modernização da casa de bombas já existente no píer, que atualmente conta com duas bombas principais com capacidade de 240 m³/h cada, além da instalação de uma nova praça de bombas com duas bombas principais de mesma capacidade e duas bombas Jockey utilizadas para manter o sistema pressurizado. O sistema de combate a incêndio foi dimensionado conforme as normas NFPA-15 e NFPA-11.

j) Sistema de amarração: Este sistema é composto por dolphins de amarração e defensas. Nos dolphins de amarração foram instalados cabeços dotados de ganchos de soltura rápida (*quick release hooks*), que permitem soltar as amarras caso a tensão se eleve em demasia. Células de carga, ligadas aos ganchos de amarração, permitem o monitoramento das tensões em cada amarra, em tempo real, pela sala de controle. Esse sistema permite que os operadores do píer entrem em contato com os navios para que sua tripulação faça os ajustes necessários, de modo a assegurar que a tensão nas amarras seja mantida dentro da faixa de operação segura.

k) Sistema de monitoramento da atracação: O sistema fornece informações sobre a distância e a velocidade de aproximação dos navios em tempo real, na zona crítica de 0 a 300 m do píer. Com esta informação, o comandante e o práctico direcionam os rebocadores para uma manobra segura, minimizando assim potenciais danos aos berços ou aos navios.

VIII.2. Descrição dos gasodutos

O gás natural, proveniente da regaseificação do GNL nos navios VT, é transferido à malha existente por meio de gasodutos que interligam os píeres da Baía de Guanabara e de Pecém às Estações de Campos Elíseos e de Filtragem da MPX, respectivamente.

O gasoduto do projeto da Baía de Guanabara, com 28" de diâmetro e aproximadamente 16 km de extensão, é composto de dois segmentos, sendo um submarino e um terrestre (Figura VIII.6). O segmento submarino, com aproximadamente 10 km, liga o píer localizado no final do canal de navegação na Baía de Guanabara à Praia de Mauá. Na transição entre o trecho marítimo e o terrestre está instalada uma válvula de bloqueio automático (SDV-02) e um *vent* utilizado para despressurizar o gasoduto, no trecho entre o píer e a Praia de Mauá, em situação de emergência. O trecho terrestre do gasoduto começa no ponto de chegada do duto marítimo, próximo à cidade de Magé, segue em direção Noroeste por cerca de 2 km em faixa nova, até atingir a faixa existente dos dutos que interligam a Estação de Cabiúnas à Reduc. O gasoduto segue pela faixa existente por aproximadamente 3 km até atingir a Estação de Campos Elíseos. São atravessados, na parte terrestre, os municípios de Magé e Duque de Caxias. Foi instalado, na Estação de Campos Elíseos, um receptor de *pigs* e uma estação de medição operacional. As condições operacionais do duto constam da Tabela VIII.1.



Figura VIII.6 - Traçado do gasoduto que interliga o Pier de GNL da Baía de Guanabara à Estação de Campos Elíseos (ABS CONSULTING, 2007).

O gasoduto do Projeto GNL do Porto de Pecém tem cerca de 19,1 km de extensão e 20" de diâmetro nominal. Este gasoduto interliga o Pier 2 do Porto de Pecém à Estação de Filtragem da MPX, havendo também conexão ao Ponto de Entrega de Pecém. O trecho terrestre do gasoduto atravessa os municípios de São Gonçalo do Amarante e Caucaia. Na Figura VIII.7, estão destacadas as áreas das instalações do pier em vermelho, o traçado do gasoduto aéreo em azul e a região do lançador de *pigs* em verde. O receptor de *pigs* está instalado na Estação de Filtragem da MPX. As principais variáveis de processo do gasoduto estão apresentadas na Tabela VIII.1.



Figura VIII.7 - Traçado do gasoduto que interliga o Pier de GNL de Pecém à Estação de Filtragem da MPX. Legenda: elipse vermelha: pier; linha azul: traçado do gasoduto aéreo; e elipse verde: lançador de *pigs* (adaptado de GALVÃO ENGENHARIA, 2008).

Tabela VIII.1 - Condições de operação dos gasodutos.

| Condições | | Pecém | Baía de Guanabara |
|--|-------------------|-------------|-------------------|
| Geral | Fluido | Gás natural | Gás natural |
| Vazão (x10⁶ m³/dia) | Normal | 1,0 a 7,0 | 1,5 a 14,0 |
| | Máx. | 7,0 | 20,0 |
| | Mín. | 1,0 | 1,5 |
| Pressão (kgf/cm²) | Normal | 58 a 100 | 58 a 100 |
| | Máx. | 100 | 100 |
| | Projeto | 100 | 100 |
| Temperatura (°C) | Operação | 5 a 20 | 4,3 a 27,6 |
| | Projeto (min/máx) | 0/55 | 0/55 |

VIII.3. Suprimento de gás

Os Projetos de GNL foram concebidos com objetivo principal de suprir usinas termoeletricas em ocasiões de baixa de reservatórios hídricos associados às usinas hidroelétricas. As capacidades de suprimento dos Projetos de Pecém e de Baía de Guanabara estão discriminadas na Tabela VIII.2.

Tabela VIII.2 - Características de suprimento de gás natural proveniente dos píeres de GNL.

| | Pecém | Baía de Guanabara |
|--|---|---|
| Navio regaseificador | Golar Spirit | Golar Winter |
| Capacidade de regaseificação do navio | 7 milhões m ³ /dia | 14 milhões m ³ /dia |
| Pressão de operação do gasoduto associado | 100 kgf/cm ² | 100 kgf/cm ² |
| Capacidade do gasoduto associado | 7 milhões m ³ /dia | 20 milhões m ³ /dia |
| Número de dias de suprimento de gás a partir do navio ^a | 12 dias | 6 dias |
| Térmicas que podem ser atendidas pelos projetos ^b | - Termofortaleza (311MW); - Termo Ceará (218 MW); - Termoaçu (340MW). | - Governador Leonel Brizola (Termorio – 1.060MW); - Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt – 386MW); - Santa Cruz (766MW); - Norte Fluminense (869MW); - Macaé Merchant (923MW). |

^a Considerando a capacidade plena de regaseificação do navio.

^b As capacidades indicadas entre parênteses se referem à geração máxima de cada usina.

VIII.4. Análise de risco dos projetos

Foram elaboradas, pela ABS Consulting, análises quantitativas de riscos dos píeres de GNL de Pecém e da Baía de Guanabara (ABS CONSULTING, 2007 a,b), com o intuito de estimar o risco introduzido às populações vizinhas em decorrência da futura operação das instalações. Neste estudo foram adotadas as premissas dos códigos e recomendações das normas estrangeiras quanto à exposição às plantas de GNL, tais como: *Code of Federal Regulations* (CFR), *National Fire Protection Agency* (NFPA) e *Society of International Gas Tanker and Terminal Operator LTD* (SIGTTO). Para tal, foram identificados e analisados os possíveis cenários de acidentes envolvendo GNL, para auxiliar a Petrobras a identificar os perigos associados à instalação e desenvolver um Programa de Gerenciamento de Risco eficaz.

Foi utilizada a técnica de identificação de perigos HAZID (*Hazard Identification*), que é uma metodologia qualitativa destinada à identificação e classificação dos perigos que possam causar danos às pessoas, às instalações ou ao meio ambiente. São identificadas as causas, as consequências, as categorias de severidade, as categorias de frequência dos cenários e a classificação de riscos, além de serem levantadas as recomendações aplicáveis.

A avaliação qualitativa dos riscos associados aos perigos identificados foi conduzida de acordo com o disposto na norma N-2782 - “Critérios para Aplicação de Técnicas de Avaliação de Riscos”, que identifica as categorias de frequência de ocorrência e a severidade das consequências. Todavia, técnicos da Petrobras efetuaram modificações nas categorias de severidade, com a intenção de adaptar a norma ao estudo de GNL.

Foram montadas matrizes de risco nas quais foram consideradas quatro categorias de consequências (desprezível, marginal, crítica e catastrófica), cinco categorias de frequências (extremamente remota, remota, improvável, provável e frequente) e três categorias de riscos (não crítico, moderado e crítico). Essas categorias são apresentadas nos Quadros VIII.1 a VIII.3 a seguir.

Quadro VIII.1 - Critérios para gerenciamento de riscos (ABS CONSULTING, 2007a,b).

| Categoria | Descrição |
|------------------|--|
| Não crítico (NC) | O risco é considerado tolerável. Não há necessidade de medidas adicionais. |
| Moderado (M) | O risco é considerado tolerável quando mantido sob controle. Controles adicionais devem ser avaliados e implementados aplicando-se uma análise para avaliar as alternativas disponíveis, de forma a se obter uma redução adicional dos riscos. |
| Crítico (C) | O risco é considerado não tolerável com controles existentes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência e, adicionalmente, as consequências. |

Quadro VIII.2 - Categorias de frequência de ocorrência (ABS CONSULTING, 2007a,b).

| Categoria | | Frequência |
|-----------|---------------------|---|
| A | Extremamente remota | < 1 em 10 ⁶ anos |
| B | Remota | 1 em 10 ⁴ a 10 ⁶ anos |
| C | Pouco provável | 1 em 10 ² a 10 ⁴ anos |
| D | Provável | 1 por ano a 10 ² anos |
| E | Frequente | > 1 por ano |

Quadro VIII.3 - Categorias de severidade das consequências (ABS CONSULTING, 2007a,b).

| Descrição | Categorias de Severidade | | | |
|-----------------------------|---|--|---|--|
| | I – Desprezível | II – Marginal | III – Crítica | IV – Catastrófica |
| Segurança Externa (Público) | Não ocorrem lesões/mortes de pessoas extramuros | Lesões leves em pessoas extramuros | Lesões de gravidade moderada em pessoas extramuros | Provoca morte em pessoas extramuros |
| Meio Ambiente | Sem danos prováveis ao meio ambiente | Possíveis danos ao meio ambiente devido a emissões diretas de até 8m ³ de óleo em corpos d’água | Possíveis danos ao meio ambiente devido a emissões diretas entre 8m ³ e 200m ³ de óleo em corpos d’água | Possíveis danos ao meio ambiente devido a emissões diretas maiores de 200m ³ de óleo em corpos d’água |

As frequências dos cenários acidentais foram determinadas com base nas informações de bancos de dados e na experiência dos profissionais que participaram do HAZID.

VIII.4.1. Resultados do HAZID de Pecém

O pior caso identificado para o Píer de GNL de Pecém foi um evento diurno envolvendo a ruptura de um dos braços de descarregamento de GNL. Para este caso, a nuvem de vapor poderia alcançar 1.400 m do ponto de ruptura, conforme mostrado na Figura VIII.8a. Adicionalmente, foi detectado que o pior caso para o gasoduto seria um vazamento noturno próximo ao píer, o que atingiria a área mostrada na Figura VIII.8b.



Figura VIII.8 - Resultados dos modelos de vazamento para os piores casos identificados no Projeto GNL de Pecém: (a) Pier e (b) Gasoduto.

A análise de frequência de eventos *versus* severidade, apresentada na Figura VIII.9, mostra que todos os riscos identificados se enquadram nas categorias não crítica e moderada. A ABS CONSULTING afirma:

“Nenhum dos eventos avaliados nesta análise de risco, para o Terminal Flexível no Porto de Pecém proposto pela PETROBRAS, apresentou risco inaceitável para a segurança da população; ou porque tais eventos foram considerados não críveis, ou porque, quando críveis, apresentaram CONSEQUENCIAS cujas distâncias vulneráveis não atingem a população mais próxima (o Terminal Flexível está localizado acerca de 3.200 m da Vila de Pecém).” (ABS CONSULTING, 2007a)

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | | | |
| | C | 2 | | | |
| | B | 3 | 2 | | |
| | A | 2 | | | 2 |

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | | | |
| | C | | | | |
| | B | 3 | 4 | | |
| | A | 2 | 2 | | |

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | 2 | | |
| | C | 2 | 10 | | |
| | B | 3 | 3 | | |
| | A | 2 | 1 | | |

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | 2 | | |
| | C | 3 | 9 | | |
| | B | 3 | 3 | | |
| | A | 2 | 1 | | |

Figura VIII.9 - Matrizes de risco do projeto GNL de Pecém (ABS CONSULTING, 2007a).

VIII.4.2. Resultados do HAZID de Baía de Guanabara

O pior caso identificado para o Píer de GNL da Baía de Guanabara envolve o vazamento de GNL, em decorrência de falha do sistema de emergência, com posterior ignição retardada e consequente incêndio em nuvem. Nesta hipótese, a concentração inflamável teria alcance de 1.750 m a partir do píer (Figura VIII.10a). Foi também avaliado o efeito de um vazamento ou ruptura de uma das linhas de gás natural, obtido pela regaseificação do GNL, na região do píer onde se encontram a estação de medição e o lançador de pig, durante a injeção de gás na Malha Sudeste. O impacto deste vazamento está ilustrado na Figura VIII.10b. Vale ressaltar que, em nenhum dos casos analisados, a zona de inflamabilidade atinge qualquer região habitada.

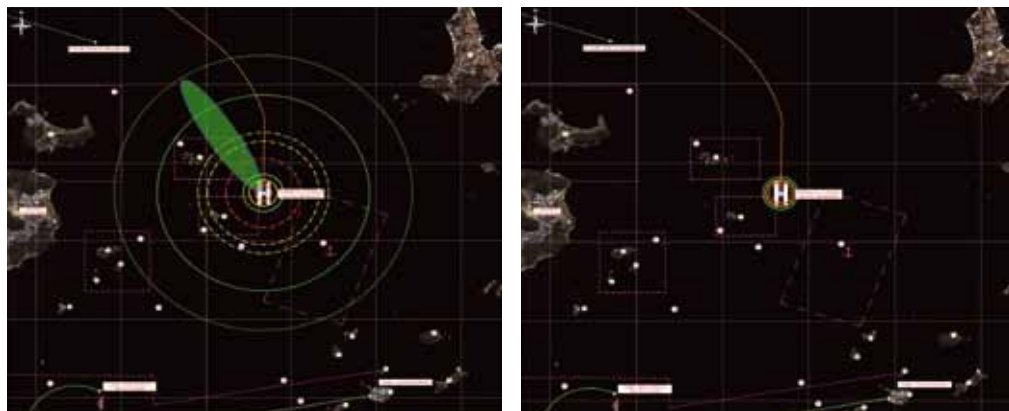


Figura VIII.10 - Resultados dos modelos de vazamento identificados no Projeto GNL da Baía de Guanabara: (a) Vazamento de GNL nos braços e (b) Vazamento de GN nas linhas sobre o píer.

A análise de frequência de eventos *versus* severidade, apresentada na Figura VIII.11, mostra que todos os riscos identificados se enquadram na categoria não-crítica e moderada, sendo afirmado pela ABS Consulting que:

“Os eventos avaliados apresentaram risco aceitável para a segurança da população; ou porque tais eventos foram considerados não críveis, ou porque, quando críveis, apresentaram consequências cujas distâncias vulneráveis (menores que 1.750m) não atingem a população nas ilhas mais próximas (o Terminal está localizado acerca de 2.400 m da Ilha do Governador, 2.300 m da Ilha de Paqueta e a 1.820 m da Ilha Rijo).” (ABS CONSULTING, 2007b)

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | | | |
| | C | 2 | | | |
| | B | 4 | 3 | 1 | |
| | A | 2 | | | 2 |

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | | | |
| | C | | | | |
| | B | 4 | 4 | | |
| | A | 2 | 2 | | |

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | 2 | | |
| | C | 1 | 10 | | |
| | B | 2 | 4 | | |
| | A | 2 | 1 | | |

| | | SEVERIDADE | | | |
|------------|---|------------|----|-----|----|
| | | I | II | III | IV |
| FREQUENCIA | E | | | | |
| | D | | 2 | | |
| | C | 2 | 11 | | |
| | B | 3 | 2 | | |
| | A | 2 | 1 | | |

Figura VIII.11 - Matrizes de risco do Projeto GNL de Baía de Guanabara (ABS CONSULTING, 2007b).

IX. INSTRUÇÕES DOS DECRETOS DE UTILIDADE PÚBLICA E AUTORIZAÇÕES OUTORGADAS

Em 21 de novembro de 2006, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução CNPE nº 4, que estabeleceu as diretrizes e recomendações para a implantação de projetos de importação de GNL, de forma a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de gás natural. Com base naquela resolução, publicada no Diário Oficial da União de 24/11/2006, a TAG apresentou à ANP, no segundo semestre de 2007, dois projetos para construção de instalações de recebimento de GNL e para escoamento de gás natural obtido pela regaseificação daquele produto.

Logo a seguir, a Petrobras, na qualidade controladora da TAG, solicitou que a Agência providenciasse a instrução dos decretos de declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação, das áreas necessárias à implantação dos gasodutos de escoamento do gás natural.

O procedimento utilizado por esta Agência para dar andamento aos processos e a legislação na qual a ANP se baseou estão descritos nos subitens IX.1 e IX.2, a seguir.

IX.1. Instrução dos decretos de utilidade pública

O Art. 8º, inciso VIII, da Lei 9.478 (Lei do Petróleo), de 6 de agosto de 1997, estabelece que:

“Cabe à ANP instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais”.

Como o inciso citado não foi regulamentado até o momento, a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM) da ANP estabeleceu que, para instruir processos de GNL, deviam ser encaminhados à Agência os seguintes documentos:

1. planta de macrolocalização do empreendimento, bem como plantas que permitissem a visualização de cruzamentos, instalações acessórias e áreas de acesso relacionadas;
2. tabela de coordenadas geográficas do traçado do duto e das áreas de apoio (área de válvulas, acessos, etc), a direção e distância seguida ponto a ponto e os municípios onde se encontram cada par de coordenadas;
3. minuta do decreto que seria publicado, contendo as coordenadas, o comprimento do duto, a largura da faixa, a dimensão das áreas de terras necessárias à implantação do empreendimento, assim como a mudança de municípios e as principais travessias envolvidas;
4. memorial descritivo do projeto;
5. minuta do ofício de encaminhamento do processo, pela ANP, ao ministro de Minas e Energia ;
6. minuta da exposição de motivos do ministro de Minas e Energia ao presidente da República; e
7. licença prévia do órgão ambiental responsável pelo licenciamento, liberando a localização do empreendimento.

A documentação seria avaliada pela equipe da SCM da ANP, que, depois de constatar a conformidade dos documentos, submeteria o processo à análise jurídica da Procuradoria Geral da Agência. Atendidos os requisitos legais, a instrução seguiria para apreciação da Diretoria da ANP, depois para o Ministério de Minas e Energia (MME) e, em seguida, encaminhada ao presidente da República.

Nesse contexto, em 5 de outubro de 2007, a Petrobras solicitou que a ANP instrísse o processo de declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação ou servidão administrativa, das áreas destinadas à construção da parte terrestre do gasoduto que interliga o Píer de GNL da Baía de Guanabara à Estação de Campos Elíseos (Gasoduto Píer de GNL-Campos Elíseos). As regiões em questão situam-se nos municípios de Magé e Duque de Caxias (RJ), com extensão aproximada de 5 km e área de 565 mil metros quadrados.

Em 15 de outubro de 2007, a Petrobras solicitou a instrução do processo de declaração de utilidade pública da região destinada à construção do gasoduto Porto de Pecém-Gasfor, no município de São Gonçalo do Amarante (CE), com extensão aproximada de 6 km. A faixa desse gasoduto tem área aproximada de 294 mil metros quadrados.

Depois do processo de análise e avaliação técnica e jurídica dos documentos exigidos, a ANP encaminhou os processos de Baía de Guanabara e de Pecém ao MME em 3 e 4 de dezembro de 2007, respectivamente. Em 7 de janeiro de 2008, o Presidente da República declarou de utilidade pública para fins de desapropriação total ou parcial, ou instituição de servidão administrativa, em favor da Petrobras, os terrenos e benfeitorias, de propriedade privada, necessários à construção dos gasodutos dos dois projetos de GNL, o Porto de Pecém-Gasfor e o Píer de GNL da Baía de Guanabara-Campos Elíseos. Os decretos da Presidência da República foram publicados em 8 de janeiro de 2008, na Seção 1 do Diário Oficial da União.

Quatro meses depois, em 7 de maio de 2008, a Petrobras solicitou alteração do traçado do gasoduto Píer de GNL-Campos Elíseos, por ter constatado interferência do traçado original solicitado com um loteamento destinado à construção de um polo industrial, cujo projeto havia sido aprovado pela Prefeitura Municipal de Magé (RJ). Avaliada a mudança de traçado, os documentos foram encaminhados novamente ao MME em 5 de agosto daquele ano, com subsequente publicação do Decreto Presidencial de 28/12/2008 no Diário Oficial da União de 30/12/2008.

IX.2. Outorga de autorizações

Os processos de outorga das autorizações dos projetos de GNL tiveram início em 21 de agosto de 2007, quando a TAG solicitou autorização de construção para implantar, no Píer 2 do Porto de Pecém, as instalações destinadas a movimentar GNL e o gás natural proveniente da sua regaseificação, bem como para o gasoduto que interligaria o Píer à Estação de Filtragem da MPX.

Em 8 de outubro de 2007, a empresa encaminhou à ANP novo pedido de autorização de construção para um Projeto de GNL, desta vez para um píer que seria construído na Baía de Guanabara, juntamente com o gasoduto que interligaria esta instalação à Estação de Campos Elíseos.

IX.2.1. Legislação pertinente

Como as solicitações de autorização de construção e de operação das instalações dos projetos de GNL foram feitas em data anterior à edição da Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás), a ANP lançou mão dos instrumentos regulatórios então vigentes — a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e a Portaria ANP nº 170/1998, cujos aspectos relevantes encontram-se descritos nos itens a seguir.

IX.2.1.1. A Lei do Petróleo

A Lei 9.478/1997 estabelece, em seu Art. 56, que empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação. Contudo, o Art. 65 da mesma Lei determina que a Petrobras constitua subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural. Em respeito a este artigo, a Petrobras criou as subsidiárias integrais Transpetro e TAG.

IX.2.1.2. A Portaria ANP nº 170/1998

Com base na Portaria ANP nº 170/1998, que “estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, *inclusive liquefeito*, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel” (grifo dos autores), a TAG solicitou à ANP, no segundo semestre de 2007, autorização para a construção das instalações integrantes dos projetos de GNL.

O pedido de autorização de construção partiu da TAG, empresa cujo objeto social é a atividade de transporte de gás natural, porque, segundo o Art. 6º da Portaria ANP nº 170/1998, “caso a ANP classifique as instalações como de transporte para gás natural, a autorização só será concedida a pessoa jurídica cujo objeto social *contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte*” (grifo dos autores).

a) Autorização de construção

Os artigos 3º e 4º da Portaria ANP nº 170/1998 tratam especificamente da documentação necessária para a outorga de autorização de construção para instalações de transporte e/ou transferência:

“Art. 3º. O pedido da autorização de construção (AC) será encaminhado à ANP, instruído com as seguintes informações:

I - Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado na Junta Comercial, em se tratando de sociedades comerciais e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores ou diretores.

II - Comprovação de inscrição nas Fazendas Federal e Estadual.

III - Sumário do projeto da instalação, apresentando o serviço pretendido, as capacidades de movimentação e armazenagem discriminadas para cada etapa de implantação do projeto, além de dados técnicos básicos pertinentes a cada tipo de instalação.

IV - Planta ou esquema preliminar das instalações.

V - Cronograma físico-financeiro de implantação do empreendimento.

VI - Licença de Instalação (LI) expedida pelo órgão ambiental competente.

Art. 4º. A ANP analisará a documentação apresentada pela empresa solicitante no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data de sua entrega.

Parágrafo único: A ANP poderá solicitar à interessada informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no caput do presente artigo passa a ser contado da data de entrega destas informações.”

Adicionalmente, o Art. 5º da Portaria estabelece a exigência de que se dê publicidade aos projetos pretendidos. Para tal, o sumário do projeto deverá ser publicado no Diário Oficial da União, para a abertura para comentários e sugestões durante 30 (trinta) dias.

b) Autorização de operação

Uma vez terminada a construção das instalações, o agente regulado deverá solicitar à ANP Autorização de Operação, nos termos do Art. 9º da Portaria ANP nº 170/1998:

“Art. 9º. O pedido da Autorização de Operação (AO) será encaminhado à ANP, contendo a seguinte documentação:

I - Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente;

II - Atestado de Comissionamento da obra expedido por entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa solicitante, enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo normas técnicas adequadas;

III - Sumário do Plano de Manutenção das instalações de transporte e do Sistema de Garantia da Qualidade para a fase de operação.”

A ANP pode solicitar, adicionalmente, o envio de qualquer outra informação que julgar necessária para a outorga desta Autorização, conforme disposto no parágrafo único do Art. 10 da Portaria:

“Art. 10. (...) Parágrafo único: A ANP poderá solicitar informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no caput do presente artigo passará a ser contado da data de entrega de tais informações na Agência.”

IX.3. O Grupo de Trabalho da ANP para o GNL

Para que uma instalação receba uma autorização da ANP, o projeto dessa instalação deve ser encaminhado à unidade organizacional da Agência responsável pelo tipo de instalação, no caso a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM). A unidade analisa o projeto, com base na legislação pertinente, e emite um Parecer Técnico. A Procuradoria Geral da ANP analisa este parecer do ponto de vista jurídico, juntamente com uma minuta da autorização pretendida. O processo segue, então, para a Diretoria Colegiada, para análise e deliberação.

No entanto, este processo pode ser alterado quando a Diretoria Colegiada outorga ao titular de determinada unidade organizacional da ANP uma delegação de competência. A delegação permite a quem a recebe praticar os atos administrativos e encaminhar suas decisões diretamente à Secretaria Executiva da ANP, que providencia a publicação no Diário Oficial da União. Com este espírito, a Portaria ANP nº 206, de 9/9/2004, delegou ao superintendente da SCM poderes para, entre outros atos administrativos, publicar sumário e outorga de autorizações de construção e de operação para as instalações contempladas na Portaria ANP nº 170/1998. Assim, foram publicados os sumários dos projetos de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara em 16/10/2007 e em 7/11/2007, respectivamente.

No decorrer da análise da documentação para outorga das autorizações de construção, o superintendente da SCM julgou necessária e recomendável, dados o ineditismo e a complexidade dos projetos, a interação da área com outras unidades organizacionais da Agência, por meio da constituição de um Grupo de Trabalho (GT)¹⁴. Depois da criação desse GT, o superintendente da SCM dispensou a sua delegação de competência. Assim, as decisões sobre os processos voltaram às mãos da Diretoria Colegiada da ANP.

Com o objetivo de reunir conhecimentos e experiências de várias áreas e assegurar a integridade e a operação segura das instalações, o Grupo de Trabalho foi composto de técnicos das seguintes áreas:

- Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM), encarregada de coordenar o GT e gerenciar a análise do projeto;
- Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos (SBQ);
- Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP);
- Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP);
- Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA);
- Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO).

Os Pareceres Técnicos do GT embasaram as decisões da Diretoria Colegiada da ANP quanto às outorgas das autorizações de construção e de operação dos projetos.

¹⁴ O GT foi criado pela Portaria ANP nº 217, de 30/11/2007.

IX.4. A outorga das autorizações para os projetos de GNL

IX.4.1. Publicação do Sumário

Seguindo o disposto na Portaria ANP nº 170/1998, quando a TAG protocolou as solicitações para construção dos Píeres de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara, no segundo semestre de 2007, o processo de outorga das autorizações teve início, com a publicação dos sumários.

Os sumários foram publicados antes da criação do GT, por meio de Ficha de Delegação de Competência. Foram publicados os Despachos do Superintendente nº 1.011, de 15/10/2007, e nº 1.099, de 06/11/2007, referentes aos projetos de Pecém e de Baía de Guanabara, respectivamente.

Para as publicações, a TAG encaminhou um memorial descritivo do projeto conceitual e alguns desenhos do projeto básico de cada empreendimento. A ANP identificou inconsistências e dados contraditórios nos documentos, devido à discrepância entre os estágios de elaboração em que se encontravam. Faltavam também informações consideradas essenciais para a publicação do sumário, o que acarretou troca de correspondência, solicitação de documentos e de informações adicionais, além da realização de reuniões técnicas com o regulado.

IX.4.2. Outorga das autorizações de construção (ACs)

Na busca por conhecimentos que auxiliassem na análise do projeto, membros do GT da ANP participaram da primeira missão internacional, que incluiu visitas a órgãos reguladores e instalações industriais de GNL dos Estados Unidos. Os conhecimentos adquiridos pelo estudo das normas adotadas naquele país, assim como o dos projetos encaminhados pela TAG, permitiram ao grupo manter discussões aprofundadas com projetistas de renome internacional, operadores e órgãos reguladores da indústria de GNL. Merece destaque a reunião realizada com a equipe da ABS Consulting, que foi a empresa responsável pela elaboração dos estudos de análise de risco dos empreendimentos de Pecém e de Baía de Guanabara. A descrição detalhada da missão aos EUA consta do Capítulo VI.

Tendo em vista a Resolução CNPE nº 4, de 21 de novembro de 2006, e a necessidade de suprimento de gás para atender a demanda energética, a TAG elaborou um cronograma ambicioso para execução das obras, no qual a construção dos gasodutos demandava parcela significativa do tempo previsto. Além disso, era necessário desmontar as instalações da Cearáportos, destinadas à transferência de combustíveis líquidos, existentes no Píer 2 de Pecém.

Com o intuito de acelerar a execução das obras, decidiu-se dividir a autorização de construção dos píeres de GNL em duas: (a) a primeira contemplou a construção dos gasodutos e, no caso de Pecém, o desmonte das instalações de movimentação de líquidos, com consequente revogação da autorização da Cearáportos; (b) a segunda incluiu as instalações de movimentação de GNL e de gás natural regaseificado dos píeres.

A experiência acumulada pela ANP na autorização de construção de gasodutos permitiu a rápida análise da documentação pertinente encaminhada, com consequente outorga, em

18 de dezembro de 2007, das seguintes autorizações:

- Autorização nº 464, para a construção do Gasoduto Porto de Pecém-Gasfor e para a desmontagem das instalações de movimentação de derivados líquidos;
- Autorização nº 465, para a construção do Gasoduto Píer de GNL-Campos Elíseos.

Em posse das ACs dos gasodutos, a TAG pôde dar início às obras de construção e assim viabilizar o cumprimento das fases iniciais do cronograma. Neste íterim, o GT analisou as informações sobre as instalações de transferência de GNL e recebimento de gás natural regaseificado, bem como as informações sobre os demais equipamentos a serem instalados sobre os píeres.

Vale destacar que cabe à ANP autorizar apenas as instalações sobre o píer e o gasoduto de escoamento de gás natural. A construção do píer e a aplicação da regulamentação cabível aos navios são de competência da Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq) e da Marinha do Brasil, enquanto o processo de licenciamento ambiental é de alçada dos órgãos ambientais competentes¹⁵. Na Baía de Guanabara, em particular, coube também à Marinha autorizar os dutos submarinos de água potável e de incêndio, bem como os cabos elétricos e de fibra ótica submersos, que interligam o Píer às instalações da Ilha D'Água e da Ilha Redonda. A divisão de competências acima descrita está representada esquematicamente na Figura IX.1. Nos casos em que o licenciamento não cabia à ANP, foram solicitadas manifestações dos órgãos competentes.

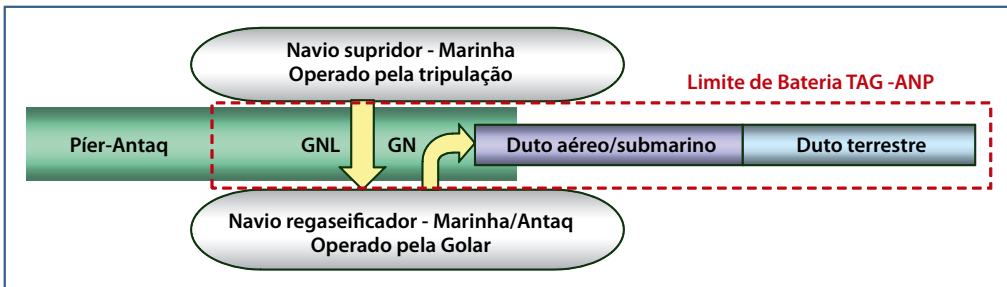


Figura IX.1 - Repartição de competências, entre os diversos órgãos reguladores.

A ANP solicitou o pronunciamento dos seguintes entes:

Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq): Autorização de Construção e Exploração do Terminal Portuário da Baía de Guanabara destinada à movimentação de GNL e de gás natural regaseificado. Com relação ao Porto de Pecém, a Antaq informou que o Píer 2, onde seria implantado o projeto, já estava por ela autorizado, não sendo necessária nova autorização.

Marinha do Brasil: Parecer da Capitania dos Portos do Rio de Janeiro informou que não se opunha à construção do píer, ao lançamento dos cabos submarinos e à implantação das utilidades do Píer da Baía de Guanabara. Não foi solicitada manifestação da Marinha para o

¹⁵ Os órgãos ambientais competentes são: (a) no Rio de Janeiro, Instituto Estadual do Ambiente (Inea), que substituiu a Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente (Feema); (b) em Pecém, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

Pier de Pecém, uma vez que o projeto de GNL em Pecém foi implantado sobre pier já existente.

Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan): Autorização para a empresa efetuar trabalhos na faixa dutoviária com acompanhamento de arqueólogos, de modo a preservar o acervo do patrimônio histórico da União.

Cearáportos: A gestora das instalações portuárias declarou à ANP estar em negociação com a TAG para que esta tivesse prioridade nas operações de gás natural liquefeito (GNL) e gás natural no Pier 2 do Porto de Pecém.

Além de pedir a manifestação destes entes públicos, a ANP julgou necessário, para acompanhamento dos processos de licenciamento e esclarecimento de dúvidas durante a análise dos projetos, realizar reuniões e apresentações com as empresas projetistas e EPCistas¹⁶.

Podem-se destacar reuniões com as seguintes empresas:

1. Petrobras e TAG, responsáveis pelos projetos;
2. Duro Felguera S.A., empresa espanhola responsável pelo projeto básico e de detalhamento dos piers, bem como pela fabricação de *skids*¹⁷ na Espanha;
3. EmcoWheaton, fabricante dos braços de carregamento e descarregamento de GNL e de descarregamento de gás natural regaseificado;
4. EmcoHitrax Engineering, representante no Brasil da empresa EmcoWheaton e subcontratada pela Duro Felguera S.A. para construir e gerenciar as obras dos piers de GNL;
5. Galvão Engenharia S.A., EPCista do gasoduto que interliga o Pier 2 do Porto de Pecém à Estação de Filtragem da MPX e responsável pela condução das obras de reforço e adaptação do Pier 2;
6. Carioca Christiani-Nielsen Engenharia S.A. (Carioca Engenharia), EPCista responsável pela construção da estrutura do Pier da Baía de Guanabara;
7. GDK S.A., EPCista dos gasodutos terrestre e marítimo que interligam o Pier da Baía de Guanabara (BG) à Estação de Campos Elíseos;
8. ABS Consulting, consultora que elaborou a análise de risco dos projetos; e
9. Det Norske Veritas (DNV), certificadora do projeto básico dos piers.

A Figura IX.2 resume a interação da Agência com os órgãos governamentais e com as empresas envolvidas no projeto durante o processo de outorga das ACs.

¹⁶ Neologismo derivado de EPC, sigla em inglês de Engineering, Procurement and Construction, denomina, em obras de construção de grande porte nos países anglo-saxões, as empresas que executam o detalhamento do projeto básico, constroem e administram o empreendimento. Os contratos de EPC têm pontos em comum com os contratos de empreitada previstos no Código Civil brasileiro.

¹⁷ Skids são módulos pré-fabricados para posterior montagem no local da obra.

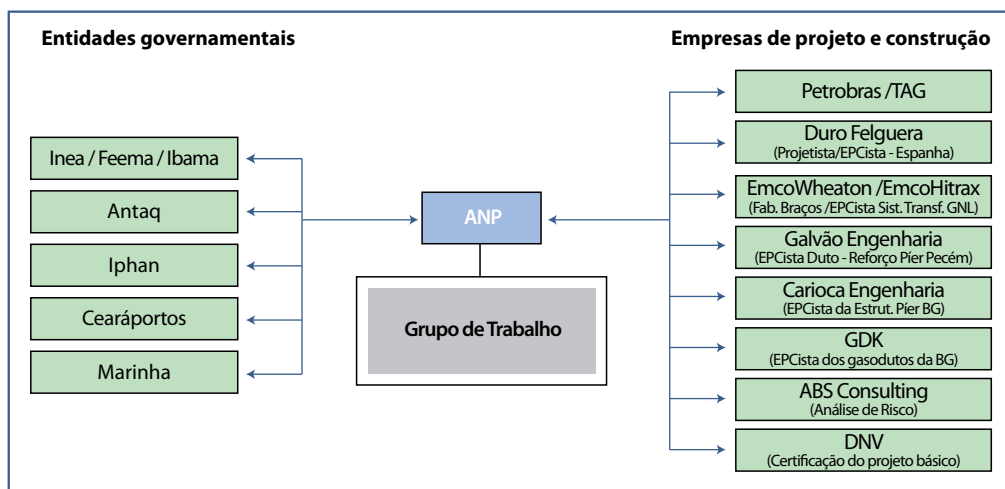


Figura IX.2 - Interação da ANP e do GT com entidades governamentais e com empresas envolvidas no projeto e na construção dos píeres de GNL.

A análise do processo e as reuniões com as entidades e empresas envolvidas contribuíram para o melhor entendimento do projeto, o que reduziu a troca de correspondências entre Agência e agente regulado. A complexidade dos projetos levou à solicitação de grande quantidade de informação via correspondência. Para o projeto de Pecém, foram exigidos 21 memoriais descritivos e de cálculo, além de 25 plantas e fluxogramas. Para o projeto da Baía de Guanabara, foram 14 memoriais e 24 plantas e fluxogramas.

A análise dos processos culminou na outorga das seguintes autorizações para os píeres de GNL:

- Autorização nº 111, de 18 de março de 2008, publicada no DOU de 19/3/2008, para as instalações de recebimento e transferência de GNL e de escoamento de gás natural no Pier 2 do Porto de Pecém.
- Autorização nº 130, de 8 de abril de 2008, publicada no DOU de 19/4/2008, para as instalações de recebimento e transferência de GNL e de escoamento de gás natural no Pier da Baía de Guanabara.

IX.4.3. Outorga das autorizações de operação (AOs)

Normalmente, as autorizações de operação (AOs) são outorgadas quando apresentados todos os documentos listados no Art. 9º da Portaria ANP nº 170/1998, que inclui o envio de um atestado de comissionamento sem o fluido de trabalho. Entretanto, devido ao ineditismo dos projetos, o GT introduziu uma etapa intermediária entre a AC e a AO, que foi denominada "autorização temporária de operação" (ATO). A ATO seria concedida mediante a apresentação de atestados de comissionamento sem a utilização do fluido de trabalho, juntamente com todos os outros documentos elencados naquele artigo.

O objetivo da criação desta etapa adicional foi viabilizar o ajuste fino e monitoramento das instalações, contribuindo para a maior segurança das operações. Os atestados de comissionamento utilizando apenas fluido inerte foram denominados "atestados de pré-comissionamento". Caberia a outorga da autorização de operação propriamente dita apenas

depois do envio de novos atestados, elaborados a partir de ensaios utilizando o fluido de trabalho, neste caso o gás natural.

Para a outorga das ATOs, foram solicitados atestados de pré-comissionamento parciais para cada sistema considerado crítico, de modo a assegurar que todos estavam contemplados no atestado de comissionamento final. Os sistemas considerados críticos foram os seguintes:

- Instalações elétricas, de automação e de instrumentação;
- Sistema de combate a incêndio;
- Sistema de nitrogênio;
- Braços de carregamento/descarregamento de GNL e de descarregamento de gás natural regaseificado;
- Tubulações sobre o píer e vaso de *knock-out*;
- Sistema de amarração e de comunicação navio-píer (*ship-shore link*).

Os atestados de pré-comissionamento foram exigidos apenas para as instalações sobre os píeres. Para o caso dos gasodutos que interligam os píeres às respectivas estações de distribuição de gás, a ANP adotou o procedimento padrão de outorga da AO, diretamente com o atestado de comissionamento emitido sem a utilização do fluido de trabalho. Isso ocorreu devido ao grande inventário de gás natural que seria necessário para o comissionamento destas instalações, com consequente destinação do produto. Os atestados de comissionamento emitidos para os gasodutos constam da Tabela IX.1.

Tabela IX.1 - Atestados de comissionamento dos gasodutos.

| Certificadora | Objeto |
|---------------|--|
| ABS | Atestado de comissionamento do Gasoduto do Píer de Pecém |
| ABS | Atestado de comissionamento do gasoduto submarino do Projeto de GNL da Baía de Guanabara |
| ABS | Atestado de comissionamento do gasoduto terrestre do Projeto de GNL da Baía de Guanabara |
| ABS | Atestado de comissionamento do gasoduto terrestre do Projeto de GNL da Baía de Guanabara – trecho da interligação provisória com o Gasduc II |
| DNV | Atestado de comissionamento do gasoduto terrestre do Projeto de GNL da Baía de Guanabara – trecho da interligação definitiva com a Estação de Campos Elíseos |

Os atestados de pré-comissionamento emitidos para as instalações sobre os Píeres de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara estão apresentados nas Tabelas IX.2 e IX.3, respectivamente.

Tabela IX.2 – Atestados de pré-comissionamento emitidos para o Projeto de Pecém.

| Certificadora | Objeto |
|---------------|--|
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de N ₂ |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento do Braço nº 7 (gás natural regaseificado) |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de Combate a Incêndio e Detecção de Gás |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento das tubulações, <i>knock out drum</i> (KOD), <i>mooring</i> , <i>gangway</i> (VT) e <i>ship-shore link</i> |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de Instalações Elétricas |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento compilando os atestados parciais |

Tabela IX.3 – Atestados de pré-comissionamento emitidos para o Projeto da Baía de Guanabara.

| Certificadora | Objeto |
|---------------|--|
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de N ₂ |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento dos Braços de Transferência de GNL de nº 1 a 6 |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de Combate a Incêndio e Detecção de Fogo e Gás |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento das tubulações, <i>knock out drum</i> (KOD), <i>mooring</i> , <i>gangway</i> (VT) e <i>ship-shore link</i> |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento referente ao Sistema de Instalações Elétricas |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento compilando os atestados parciais dos Braços de Transferência de GNL nº 1 a 6 |
| DNV | Atestado de Pré-Comissionamento compilando os atestados parciais dos Braços de Transferência de GN nº 7 e 8 |

Para a outorga das ATOs, também foram exigidos pela ANP todos os demais documentos elencados no Art. 9º da Portaria nº 170/1998, a saber, as licenças de operação emitidas pelos órgãos ambientais competentes (Ibama em Pecém e Inea na Baía de Guanabara) e os planos de manutenção e inspeção. A ANP recebeu 64 planos de manutenção e inspeção do Projeto de GNL de Pecém e 49 do Projeto da Baía de Guanabara.

Para a outorga da AO final, a ANP exigiu a apresentação dos atestados de comissionamento das instalações dos píeres utilizando o gás natural, a realização de simulados (vide item IX.4.5) e uma série de documentos revisados para a versão “conforme construído” (*as built*).

No processo de análise, o GT solicitou, ainda, o pronunciamento de outros órgãos governamentais, a saber:

Marinha do Brasil: Instruções provisórias da Capitania dos Portos do Rio de Janeiro para a entrada e permanência de navios de GNL no Porto do Rio de Janeiro e portaria alterando as normas e procedimentos da Capitania dos Portos do Ceará.

Conportos e Cesportos (Comissão Nacional de Segurança Pública nos Portos, Terminais e Vias Navegáveis; e Comissões Estaduais de Segurança Pública nos Portos, Terminais e Vias Navegáveis): emissão de Certificados de conformidade ao Código Internacional de Segurança e Proteção de Navios e Instalações Portuárias (*International Ship and Port Facility Security Code, ISP Code*).

Corpo de Bombeiros do Rio de Janeiro e do Ceará: Certificados de despacho e laudo de vistoria que atestam a conformidade dos sistemas de prevenção e combate a incêndio.

À semelhança do verificado no processo de outorga das ACs, julgou-se necessária a realização de reuniões e apresentações com as empresas envolvidas na construção, no comissionamento e na operação das instalações. Assim, foram novamente conduzidas reuniões com as EPCistas EmcoHitrax Engineering, Galvão Engenharia S.A., Carioca Christiani-Nielsen Engenharia S.A. (Carioca Engenharia) e GDK S.A., para discutir aspectos construtivos das obras e alterações de projeto ocorridas. Adicionalmente, a Transpetro ingressou no ciclo de reuniões, por ser a empresa que viria a se tornar a operadora dos píeres e dos gasodutos.

Realizaram-se reuniões adicionais com a participação das empresas certificadoras ABS Consulting e Det Norske Veritas (DNV). Nessas ocasiões, a ABS apresentou o cumprimento das condicionantes da Análise de Risco que havia elaborado em ocasião da solicitação da AC

e da licença de instalação dos projetos ao órgão ambiental. Foram também apresentados os critérios utilizados no comissionamento do gasoduto Porto de Pecém-Estação de Filtragem da MPX e da parte submarina do gasoduto do Píer de GNL- Estação de Campos Elíseos, que ficou sob sua responsabilidade. De forma análoga, a DNV apresentou os critérios adotados para o comissionamento das instalações dos píeres de GNL e da parte terrestre do gasoduto Píer de GNL- Estação de Campos Elíseos.

No período entre a outorga das ACs e as primeiras ATOs dos píeres, a ANP reuniu-se semanalmente com a Petrobras/TAG, para conhecimento da evolução da obra e das alterações de cronograma esperadas, de forma a atender o Art. 8º da Portaria nº 170/1998. A interação da Agência com os órgãos governamentais e com as empresas envolvidas na construção, montagem, comissionamento e/ou operação das instalações está esquematicamente representada na Figura IX.3.

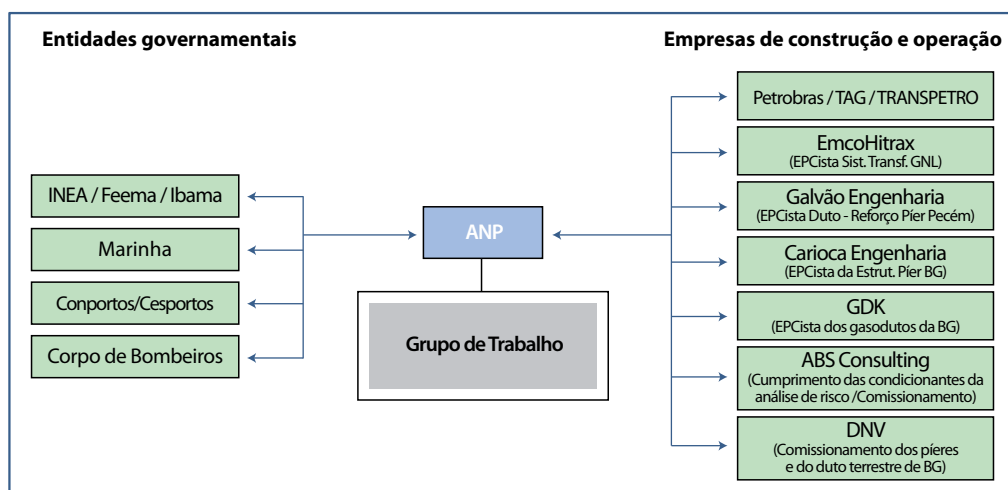


Figura IX.3 - Interação da ANP com entidades governamentais e com empresas envolvidas na construção, montagem, comissionamento e operação dos píeres de GNL.

O Projeto de GNL de Pecém encaminhou todas as informações e documentos necessários para a AO, que foi outorgada em 2 de junho de 2009 por meio da Autorização ANP nº 282, publicada no DOU de 3/6/2009. Por sua vez, a AO do Projeto de GNL da Baía de Guanabara foi outorgada em 16 de outubro de 2009, por meio da Autorização ANP nº 487, publicada no DOU de 19/10/2009. A relação dos atestados de comissionamento, das ATOs e das AOs dos projetos constam das Tabelas IX.4 a IX.7.

Devido ao caráter emergencial do projeto, e em decorrência de problemas na construção e na montagem dos sistemas, à medida que estes iam sendo concluídos e comissionados sem o fluido de trabalho, a ANP outorgava as ATOs parciais. Este procedimento foi adotado a pedido da TAG, para minimizar os impactos daquelas ocorrências nos cronogramas dos projetos, na disponibilidade dos navios importadores de GNL e no cumprimento de contratos de fornecimento de gás para as usinas termelétricas. Assim, o projeto contou com ATOs que contemplavam, num caso, apenas o sistema de transferência de GNL ou, noutro caso, o de movimentação do gás natural regaseificado. No caso de Pecém, houve até mesmo a outorga de ATO para um único braço de descarregamento de gás natural e gasoduto.

Tabela IX.4 – Atestados de comissionamento emitidos para o Projeto de GNL de Pecém.

| Certificadora | Objeto |
|---------------|---|
| DNV | Atestado de Comissionamento com Gás Natural do Braço nº 7 |
| DNV | Atestado de Comissionamento com GN dos Braços nº 1 a 6 (GNL) e nº 7 e 8 (Gás Natural) |
| DNV | Atestado de Comissionamento Global do Sistema |

Tabela IX.5 – Autorizações outorgadas para o Projeto de Pecém.

| Autorização | Data | Descrição |
|-------------|------------|--|
| ATO | 07/01/2009 | Autorização Temporária de Operação nº 4/09 para comissionamento do Braço nº 7 (GNC) e do gasoduto Pier de GNL-Gasfor |
| ATO | 31/03/2009 | Nova Autorização Temporária de Operação nº 178/09 para o Braço nº 7 (GNC) e gasoduto Pier de GNL-Gasfor |
| ATO | 07/04/2009 | Autorização Temporária de Operação nº 183/09 para comissionamento dos demais braços e instalações do pier |
| AO | 02/06/2009 | Autorização de Operação nº 282/09 para as instalações do Pier de GNL de Pecém e para o gasoduto que interliga o Porto de Pecém ao Gasfor 20" |

Tabela IX.6 – Atestados de comissionamento emitidos para o Projeto da Baía de Guanabara.

| Certificadora | Objeto |
|---------------|---|
| ABS | Atestado de Comissionamento do gasoduto submarino |
| ABS | Atestado de Comissionamento do gasoduto terrestre – trecho da interligação provisória com o Gasduc II |
| ABS | Atestado de Comissionamento do gasoduto terrestre |
| DNV | Atestado de Comissionamento Global das instalações do Pier de GNL |

Tabela IX.7 – Autorizações outorgadas para o Projeto de Baía da Guanabara.

| Autorização | Data | Descrição |
|-------------|------------|--|
| ATO | 10/03/2009 | Autorização Temporária de Operação nº 148/09 para comissionamento dos braços de transferência de GNL |
| ATO | 25/03/2009 | Autorização Temporária de Operação nº 175/09 para comissionamento dos demais braços e instalações do pier |
| ATO | 12/05/2009 | Autorização Temporária de Operação nº 222/09 para o gasoduto que interliga o Pier de GNL da Baía de Guanabara à Estação de Campos Eliseos |
| ATO | 27/05/2009 | Nova Autorização Temporária de Operação nº 267/09 para as instalações de transferência do Pier de GNL e do gasoduto que interliga o pier à Estação de Campos Eliseos |
| ATO | 10/06/2009 | Nova Autorização Temporária de Operação nº 298/09 para as instalações de transferência do Pier de GNL e do gasoduto que interliga o Pier à Estação de Campos Eliseos |
| ATO | 13/08/2009 | Autorização Temporária de Operação nº 378/09 para as instalações de transferência do Pier de GNL e do gasoduto que interliga o Pier à Estação de Campos Eliseos |
| AO | 16/10/2009 | Autorização de Operação nº 487/2009 para as instalações do Pier de GNL da Baía de Guanabara e para o gasoduto que interliga o Pier de GNL à Estação de Campos Elísios. |

Durante o processo de autorizações, houve constante troca de correspondência entre a ANP e a TAG. Diante do ineditismo do projeto, vários documentos adicionais foram solicitados com o objetivo de verificar quais providências estavam sendo tomadas para a operação segura das instalações. Com base no parágrafo único do Art. 10 da Portaria ANP nº 170/1998, foram solicitados, para os dois projetos, mais de 270 documentos adicionais, que muito contribuíram para o aprendizado do GT.

IX.4.4. Vistorias

Faz parte dos procedimentos padrão da ANP realizar uma vistoria às instalações antes da outorga de suas AOs. No caso dos projetos de GNL, uma vez iniciada a construção das instalações, a equipe da ANP realizou não uma, mas uma série de vistorias, com o intuito de acompanhar o desenvolvimento das obras. Ao todo, foram feitas 13 vistorias, sete em Pecém e seis à Baía de Guanabara, tal como identificado na Tabela IX.8.

Tabela IX.8 – Vistorias realizadas pela ANP às instalações dos projetos de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara.

| Pecém | | Baía de Guanabara | |
|-----------------|----------------------------------|-------------------|--------------------------|
| Data | Unidades organizacionais da ANP* | Data | Unidades organizacionais |
| 25/05/2008 | SCM e SRP | 07/05/2008 | SCM e SRP |
| 19/08/2008 | SCM e SFI** | 10 e 11/12/2008 | SCM e CSO |
| 22 e 23/10/2008 | SCM e CSO | 21/01/2009 | SCM, SRP, CMA e CSO |
| 17 e 18/11/2008 | SCM, CSO e CMA | 10 e 11/02/2009 | SCM, SRP, CMA e CSO |
| 28 e 29/12/2008 | SCM e CSO | 26 e 27/02/2009 | SCM e CSO |
| 18 e 19/02/2009 | SCM, SBQ, SRP e CSO | 11 e 12/03/2009 | SCM e CSO |
| 09 e 10/03/2009 | SCM, SRP e CSO | | |

*Unidades da ANP que compuseram o Grupo de Trabalho: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM); Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP); Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos (SBQ); Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO); Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA).

** Superintendência de Fiscalização do Abastecimento (SFI). A SFI não fez parte do GT, mas foi requisitada para essa vistoria.

IX.4.5. Simulados

Para outorgar autorizações de operação, a ANP solicitou a realização de simulados de operação nas instalações, para que a empresa avaliasse o desempenho das equipes envolvidas nas atividades operacionais, o tempo de resposta, a adequação dos Planos de Emergência, assim como para detectar possíveis falhas de treinamento.

O simulado do projeto de GNL de Pecém realizou-se em 13 e 14 de maio de 2009 e contou com a participação da Transpetro, da Petrobras, da Administração Portuária de Pecém, da Capitania dos Portos e do Corpo de Bombeiros do Ceará. O acidente simulado consistiu num vazamento de gás natural a 85 kgf/cm² no flange da válvula de bloqueio SDV-28, simultâneo ao processo de regaseificação do GNL no navio Golar Spirit e à expedição de gás às companhias termelétricas da região. No momento do acidente, uma equipe de trabalho realizava atividade de montagem de andaime, com a devida Permissão de Trabalho, nas instalações do Pier. Os trabalhadores faziam uso de uma marreta inadequada para o serviço, o que gerou centelhamento imprevisto e consequente ignição da atmosfera inflamável. Adicionalmente, foram simuladas duas vítimas, uma diretamente envolvida com atividades operacionais no entorno da SDV-28 e outra mais distante do local. O simulado foi acompanhado pela ANP.

O simulado do projeto da Baía de Guanabara estava previsto para o dia 27 de maio de 2009.

Entretanto, o evento foi adiado por questão de segurança, já que surgiram conflitos entre as empresas envolvidas no projeto e a comunidade de pescadores da região. O simulado foi novamente agendado para o dia 10 de setembro daquele ano e, assim como em Pecém, também envolveu a ruptura do flange da válvula de bloqueio da linha de gás natural que interliga o Pier à estação de distribuição. O evento simulou um acidente, com uma vítima, incluindo vazamento de gás, seguido de flash e incêndio, durante a realização de obras de manutenção nas instalações do Pier. Participaram do simulado membros dos operadores do Pier, das equipes de socorro da Ilha d'Água e da Ilha Redonda, da Polícia Federal, do Corpo de Bombeiros, da Polícia Militar do Estado do Rio de Janeiro e do Hospital da Força Aérea do Galeão, para onde foi encaminhada a suposta vítima. O evento foi acompanhado por membros do GT da ANP, da Capitania dos Portos, da Autoridade Portuária do Porto do Rio de Janeiro e do Inea.

X. EXPERIÊNCIA PARA O ÓRGÃO REGULADOR

Ao iniciar os processos de análise dos projetos de GNL de Pecém e da Baía de Guanabara, a ANP julgou necessário que, devido à dimensão e às características inovadoras dos projetos, o trabalho fosse realizado por um grupo multidisciplinar. A formação do Grupo de Trabalho foi fundamental para a eficiência e a qualidade do ação da ANP, ao permitir que a equipe da unidade organizacional responsável pelo tema, a SCM, tivesse o apoio das áreas da Agência que trabalham com aspectos relacionados a meio ambiente, processo, qualidade de produto e segurança operacional. A ação conjunta de servidores das diversas áreas da ANP permitiu a constante troca de experiências, potencializando o aprendizado da Agência como um todo.

Para transpor as dificuldades encontradas, foram desenvolvidos procedimentos e sistemáticas como os seguintes:

- compartilhamento da decisão administrativa da outorga das autorizações entre Diretoria Colegiada, superintendências e coordenadorias da ANP;
- divisão do processo em partes, de modo a outorgar autorizações parciais, que permitissem o cumprimento dos cronogramas sem prejuízo do atendimento às exigências técnicas e jurídicas por parte dos empreendedores e executores dos projetos;
- estabelecimento de Autorizações Temporárias de Operação (ATOs);
- realização de vistorias técnicas para acompanhamento do andamento das obras de construção dos píeres; e
- acompanhamento de simulados de combate a emergência.

A criação do Grupo de Trabalho, a análise da documentação encaminhada pela TAG e o estudo das normas nas quais se basearam os projetos permitiram que a ANP potencializasse a aquisição de conhecimentos dos servidores envolvidos. As reuniões realizadas com a equipe da TAG, com participação de projetistas e EPCistas, mostraram-se método extremamente eficaz para o rápido esclarecimento das dúvidas suscitadas pela Agência. Assim, o corpo técnico envolvido na tarefa e, por meio do GT, a Agência como ente público acumularam importante experiência regulatória.

Adicionalmente, os conhecimentos acumulados pela Agência foram sensivelmente ampliados com a realização das missões internacionais aos Estados Unidos, Espanha e Reino Unido, descritas no Capítulo VI. Estas missões incluíram visitas a instalações de GNL, tanto em construção quanto em operação, além de reuniões com órgãos reguladores, empresas de consultorias de renome internacional e com operadoras de terminais e navios daqueles países.

Graças às missões internacionais, foi possível constatar que, para o melhor andamento dos projetos, procedimentos correntemente utilizados na indústria mundial de GNL devem ser adotados no Brasil. A ANP concluiu que, para o desenvolvimento em ritmo ideal de projetos do gênero, deve-se garantir um gerenciamento consistente das etapas previstas, contemplando a realização de HAZOPs ao fim de cada uma delas ou após qualquer alteração, com a adoção de procedimentos para gerenciamento de mudanças.

A experiência internacional mostra que as seguintes práticas também devem ser observadas:

- Realizar um estudo profundo do projeto antes do início da construção, elaborando matrizes de causa e efeito e identificando os intertravamentos. Estes estudos não devem ficar a cargo do EPCista, uma vez que devem contemplar a filosofia da empresa contratante, assim como seus procedimentos de operação, de segurança operacional e de preservação do meio ambiente.
- Contratar uma terceira parte independente da projetista e da EPCista para acompanhar e certificar todas as etapas do projeto.
- Elaborar e aprovar os procedimentos operacionais e de comissionamento antes do início da construção, uma vez que estes podem trazer mudanças substanciais ao projeto. Caso a empresa não possua vasta experiência na área, os procedimentos de comissionamento, operação e partida da planta devem ser elaborados por uma terceira parte, com notório saber na área.
- Assegurar que os equipamentos, por ocasião da construção e da montagem, estejam devidamente protegidos, para garantir que permaneçam secos e limpos para o comissionamento.

A criação do GT, vale ressaltar, foi muito importante no processo de outorga das autorizações. A ação conjunta de áreas da ANP com expertises em segmentos muito diversos (movimentação de gás e derivados, refino e processamento de gás natural, qualidade de produtos, segurança operacional e meio ambiente) permitiu grande troca de experiência e a aquisição de conhecimentos por parte do conjunto da Agência. Por sua vez, a TAG/Petrobras não poupou esforços para atender às solicitações da ANP, o que com certeza colaborou para que o aprendizado de todos os envolvidos fosse bem sucedido.

XI. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em franco desenvolvimento, a indústria de GNL vem assumindo papel de destaque no panorama energético mundial. A utilização deste modal tem evoluído com grande velocidade, dada a necessidade de grande parte dos países em diversificar as fontes de suprimento de gás e garantir seu abastecimento doméstico.

Realizados e executados nesse contexto energético internacional, os projetos de GNL da TAG, cujas autorizações de construção e de operação foram solicitadas à ANP, permitiram

à Agência atuar de forma eficiente, com grande colaboração, troca de experiências, informações e conhecimento entre suas diversas áreas técnicas (entre superintendências e coordenadorias) , experiência que é de grande valia no processo de formação do corpo técnico da Agência.

Nas missões internacionais foi possível aprofundar não só os conhecimentos relativos a terminais de GNL, como estudar e discutir aspectos operacionais e regulatórios de toda a cadeia do gás natural, com ênfase na segurança e na regulação.

As reuniões entre as equipes da ANP e da Petrobras/TAG, com a participação de projetistas e EPCistas, revelaram-se instrumento eficaz para o rápido esclarecimento de dúvidas suscitadas pela Agência. Esta integração culminou com a realização de missão internacional conjunta à Espanha para uniformização do aprendizado.

Por fim, a experiência adquirida possibilitará, sem dúvida, aprimorar a revisão dos quesitos técnicos e econômicos constantes nas portarias e resoluções da ANP relacionadas a pedidos de autorização de construção e operação de instalações.

BIBLIOGRAFIA

ABS CONSULTING. *Estudo de Análise de Riscos do Terminal Flexível de GNL na Baía de Guanabara*, ABS PID 1678989-001, de 27/02/2007. Rio de Janeiro, 2007.

_____. *Estudo de Análise de Riscos do Terminal Flexível de GNL no Porto de Pecém*, ABS PID 1678989-002, de 20/04/2007. Rio de Janeiro, 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Relatório de viagem a serviço: visitas técnicas aos terminais de GNL de Barcelona e Sagunto e reuniões com a Comissão Nacional de Energia (CNE), gestor técnico do sistema gasífero (Enagas) e Gás Natural SA*, julho de 2008. Rio de Janeiro, [ca. 2008]. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/gas/Relatorio_Viagem_Espanha.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2009.

_____. *Relatório de viagem a serviço para realização das atividades de cooperação técnica entre ANP e UKTI*, 11-17/5/2008. Rio de Janeiro, [ca. 2008]. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/gas/Relatorio_Viagem_UK.asp>. Acesso em: 10 jun. 2009.

_____. *Relatório de viagem a serviço para realização das atividades de cooperação técnica entre ANP e US Trade & Development Agency*, 5-14/11/2007. Rio de Janeiro, [ca. 2008]. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/gas/Relatorio_Viagem_USA.pdf>. Acesso em: 8 jun. 2009.

BG GROUP. *LNG: a globalising industry: are we there yet?: apresentação*. [S.l.], 2007. Disponível em: <<http://ir.bg-group.com/bgir/presentations/2007/2007-04-24/2007-04-24new.pdf>>. Acesso em: 14 nov. 2007.

BICALHO, R. Turbulência à vista. *Boletim Infopetro*, Rio de Janeiro, v. 8, n. 6, p. 2-3, nov./dez. 2007.

BP. *Statistical review of world energy 2007*. Londres, [ca. 2008]. Base de dados. Disponível em: <<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>>. Acesso em: 14 nov. 2007.

CENTER FOR ENERGY ECONOMICS (Estados Unidos). *Introduction to LNG: an overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its properties, the LNG industry, safety considerations*. Sugar Land, Estados Unidos, 2003. Disponível em: <http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCTION_TO_LNG_FINAL.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2007.

CHENIERE. *Freeport LNG Terminal: founder and 30% limited partner*. Houston, Estados Unidos, 2008. Disponível em: <http://www.cheniere.com/LNG_terminals/freeport_lng.shtml>. Acesso em: 9 jun. 2009.

_____. *Sabine Pass LNG Terminal*. Houston, Estados Unidos, [ca. 2010]. Disponível em: <http://www.cheniere.com/LNG_terminals/sabine_pass_lng.shtml>. Acesso em: 9 jun. 2009.

CH-IV INTERNATIONAL. *Introduction to LNG safety*. Millersville, Estados Unidos, 2003. 64 p.

_____. *Safety history of international LNG operations*, Hanover, Estados Unidos, 2006, 22 p.

COMISION NACIONAL DE ENERGIA (Espanha). *Información básica de los sectores de la energía*. Madrid, 2007. Disponível em: <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA002_07.pdf>. Acesso em: out. 2009.

COVE Point LNG expansion enters full commercial service. *Energy Current*: news for the business of energy, [S.I.], [ca. 2009]. Disponível em: <<http://www.energycurrent.com/index.php?id=3&storyid=17045>>. Acesso em: 8 jun. 2009.

ECOELÉCTRICA. *LNG facilities*. Peñuelas, Porto Rico, c2007. Disponível em: <<http://www.ecoelectrica.com/ourfacilities/lngfacilities.html>>. Acesso em: 8 jun. 2009.

EL PASO SOUTHERN LNG. *Elba III Terminal expansion*: project description. Houston, Estados Unidos, c2009. Disponível em: <http://www.elpaso.com/elba3/elba3expansion/project_desc.shtm>. Acesso em: 8 jun. 2009.

EMCOHITRAX ENGINEERING. *Terminal flexível de GNL*: porto de Pecém (CE). Rio de Janeiro, 2008. Apresentação à ANP em 20/5/2008.

ENAGAS. *Actualización estratégica*. Madrid, nov. 2007. Disponível em: <<http://www.enagas.com/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146243077109&ssbinary=true>>. Acesso em: 17 dez. 2007.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT. Gas pricing. In: ____ *Putting a price on energy*: international pricing mechanisms for oil and gas. Bruxelas, 2007. cap. 4, p. 97-200. Disponível em: <http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Pricing_-_chapter_4.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2007.

ESPAÑA. Real Decreto 1.716/2004, de 23/7/2004, por el que se regula la obligación de mantenimiento de reservas mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. In: *Boletín Oficial del Estado*, Madrid, n. 206, p. 29.906, 26 ago. 2004. Disponível em: <<http://www.boe.es/boe/dias/2004/08/26/pdfs/A29906-29921.pdf>>.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *Existing LNG terminals*. Washington, DC, [ca. 2009]. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/industries/lng.asp>>. Acesso em: 8 jun. 2009.

____. *Laws and regulations*. Washington, DC, [ca. 2009]. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/industries/lng.asp>>. Acesso em: 8 jun. 2009.

____. *LNG: existing LNG terminals*, Freeport, TX. Washington, DC, [ca. 2009]. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/industries/lng.asp>>. Acesso em: 8 jun. 2009.

____. *LNG Policy*. Washington, DC, [ca. 2009]. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/industries/lng.asp>>. Acesso em: 8 jun. 2009.

FLYNN, T. M. *Cryogenic engineering*. 2. ed. Nova York: Marcel Dekker, 2005. 912 p.

FOSS, M. M. *Introduction to LNG*. Houston, Estados Unidos: Center for Energy Economics, 2007. 40 p.

____. *LNG safety and security*. Sugar Land, Estados Unidos: Center for Energy Economics, 2003. 81 p.

GALVÃO ENGENHARIA. *Projeto de GNL*: Pecém. [S.I.], 2008. Apresentação à ANP em 20/05/2008.

GAS regulation 2006 in 35 jurisdictions worldwide. Londres: Global Competition Review: Freshfields Bruckhaus Deringer, 2006. 264 p.

GDF SUEZ ENERGY NORTH AMERICA. *Distrigas of Massachusetts LLC*. Boston, c2010. Disponível em: <<http://www.suezenergyna.com/ourcompanies/Ingna-domac.shtml>>.

GOMES, I. Indústria do gás natural liquefeito: tendências e o cenário internacional. In: FÓRUM INTERNACIONAL DE DIREITO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL, 1., 2007, Rio de Janeiro.

HUITRIC, R. LNG Pricing: impact of globalization of high prices on long term contract negotiations. In: INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION ON LIQUEFIED NATURAL GAS, 15., 2007, Barcelona. *Proceedings*, Paper PS 1-4.

JENSEN ASSOCIATES. *Understanding the LNG Industry*. Londres, 2006. Apresentação. Disponível em: <<http://www.jai-energy.com/pubs/Agg.ppt>>.

LNG JOURNAL. Londres: Maritime Content, mar. 2007.

OATLEY, J. LNG: a long term growth opportunity. In: HAMWORTHY. *Numis Conference*. Poole, Reino Unido, 2008. Disponível em: <<http://www.hamworthy.com/images/Numis-Conference-2008-v3.pdf>>. Acesso em: 30 set. 2009.

PANHANDLE ENERGY. *Flexible LNG services*. Houston, Estados Unidos, [ca. 2009] Disponível em: <http://www.panhandleenergy.com/serv_lng.asp>. Acesso em: 8 jun. 2009.

UK DEPARTMENT FOR BUSINESS AND SKILLS. *Enterprises & regulatory reform: the GB gas market: an outline*. Londres, 2008. Apresentação realizada em maio de 2008.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. *DOE approves LNG export application (june, 3rd, 2008)*. Washington, DC, [ca. 2008]. Disponível em: <http://www.international.energy.gov/news/techlines/2008/08018-DOE_Approves_LNG_Application.html>.

_____. *Natural Gas*. Washington, DC, [ca. 2010]. Disponível em: <<http://www.energy.gov/energysources/naturalgas.htm>>.

VITALE, S. *Transforming a terminal concept into a plan and parameters for designing and building an LNG terminal*. Saint John, Canadá: Gas Technology Institute, 2009. Material didático do curso Understanding LNG terminals and terminal operations: a critical link in the LNG chain.

WIRYA-SIMUNONIC, S.; E MUMME, B. Evolution and value of a short term LNG market: providing supply to a global gas market. In: INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION ON LIQUEFIED NATURAL GAS, 15., Barcelona, 2007. *Proceedings...* Paper PS 1-7, 2007.

ZEUS VIRTUAL ENERGY LIBRARY. *Liquefaction Plants*. Houston, Estados Unidos, 2009. Disponível em: <<http://www.zeuslibrary.com/VEL/Export/>>. Acesso em: 11 set. 2009.

_____. *Regaseification terminals*. Houston, Estados Unidos, 2009. Disponível em: <<http://www.zeuslibrary.com/VEL/Import/>>. Acesso em: 11 set. 2009.

www.anp.gov.br

ISBN 978-85-88286-12-2



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis