

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**CONFIABILIDADE APLICADA À LOGÍSTICA DE DISTRIBUIÇÃO DE
GÁS NATURAL NO BRASIL**

Henrique Schmalz Franco

São Paulo

2009

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**CONFIABILIDADE APLICADA À LOGÍSTICA DE DISTRIBUIÇÃO DE
GÁS NATURAL NO BRASIL**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em Engenharia

Henrique Schmalz Franco

Orientador: Gilberto Francisco Martha de Souza

Área de concentração:

Engenharia Mecânica

São Paulo

2009

FICHA CATALOGRÁFICA

Franco, Henrique Schmalz

Confiabilidade aplicada à logística de distribuição de gás natural no Brasil, por Henrique Schmalz Franco. São Paulo: EPUSP, 2009. 64p

Trabalho de formatura – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1. Gás Natural 2.GNL 3. Confiabilidade I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica. III.t.

RESUMO

O intuito deste trabalho de graduação é aplicar a teoria da confiabilidade na engenharia para o estudo de caso envolvendo a logística de distribuição de gás natural no Brasil, com enfoque prioritário na Bacia de Santos, bacia sedimentar presente na plataforma continental brasileira e que se estende desde o norte do estado de Santa Catarina até o litoral sul do estado do Rio de Janeiro. A preocupação com as formas de distribuição de gás natural desde a Bacia de Santos até o continente é objeto de estudo, sendo estas abordadas e caracterizadas. As três principais vias de comunicação estudadas são a distribuição via gasoduto, via estações de transformação de gás liquefeito e, por fim, via estações de descompressão do gás. O texto que se segue ainda apresenta uma implementação da teoria do FMECA para o caso de um terminal de importação de GNL, evidenciando os riscos associados com sua operação e a probabilidade de falha para os seus equipamentos.

Palavras-chave: Confiabilidade, GNL, FMEA, Criticidade

ABSTRACT

The objective of this report is to apply the theory of reliability in engineering to a case study based on the distribution of the natural gas in Brazil, focused mainly on Bacia de Santos, that is a sedimentary basin located between the region north of the estate of Santa Catarina and the south coast of the estate of Rio de Janeiro. The ways in which the natural gas is distributed to the continent are object of study, so they are named and described. The three main ways in which the natural gas is distributed to the continent are the distribution via pipeline, distribution via station of processing liquefied gas and via station of decompressing gas. The text still has the purpose of giving a description regarding the implementation of the FMECA theory to a practical case study, showing the main risks associated to a GNL import station operation and the probability of failure of its equipments.

Key-words: Reliability, LNG, FMEA, Criticality

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição do gás natural bruto.....	5
Tabela 2 - Regulamentação gás natural comercial.....	7
Tabela 3 - Reservas totais de gás natural, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação - 1997-2006.....	14
Tabela 4 - Participação do gás boliviano no consumo brasileiro, em abril de 2009..	18
Tabela 5 - Tipos de estações presentes no Gasbol, com suas respectivas quantidades e localizações (TBG; 2009).....	25
Tabela 6 - Matriz de decisão	42
Tabela 7- Valores para probabilidade de efeito de falha.....	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Gás natural em sua forma associada (Petrobrás; 2003).....	8
Figura 2 - Gás natural em sua forma não-associada (Petrobrás; 2003).....	9
Figura 3 - O caminho do gás natural – Fonte: Companhia Paraibana de Gás	11
Figura 4 - Evolução da produção brasileira de gás natural - 2000-abril de 2009 [mil m ³]	16
Figura 5 - Estratificação do consumo de gás natural no Brasil - Abril de 2009 [10 ³ m ³ /dia].....	17
Figura 6 - Mapa de gasodutos no Brasil (Petrobrás; 2008).....	20
Figura 7 - Imagem referente ao estudo aerofotogramétrico realizado pela empresa Esteio Engenharia e Aerolevantamentos para o Gasoduto de Manati	21
Figura 8 - Desenho esquemático do Gasoduto Urucu-Coari (Revista Brasil Energia; 2008)	22
Figura 9 - O caminho percorrido pelo Gasbol (GasNet; 2009).....	26
Figura 10 - Cadeia de produção e distribuição do gás natural liquefeito – GNL.....	30
Figura 11 - Plantas existentes de liquefação até Outubro de 2003 (EIA;2003).....	31
Figura 12 - Continuação da figura 11 (EIA;2003)	32
Figura 13 - Tanque de armazenamento do GNL.....	33
Figura 14 - Ciclo percorrido pelo GNL em um terminal de importação (EPD, Hong-Kong; 2009)	34
Figura 15 - Diagrama de blocos	45
Figura 16 - FMEA <i>worksheet</i>	47
Figura 17 - Planilha para análise de criticidade	49
Figura 18- Matriz de criticidade.....	52
Figura 19 - Processo presentes em um terminal de importação de GNL.....	55
Figura 20 - Componentes principais de um terminal de importação de GNL	56
Figura 21 - Desenho esquemático de uma bomba de GNL. Fonte: Hyundai Heavy Industries	59
Figura 22 - Bomba de GNL. Fonte: Hitachi Plant Technologies, LTD.....	60
Figura 23 - <i>Open Rack Vaporizer (ORV)</i> Fonte: EPD, Hong Kong	61

Figura 24 - <i>Submerged Combustion Vaporizer (SCV)</i> Fonte: Linde	63
Figura 25 - <i>Boil Off Gas Compressor (BOG)</i> Fonte: Linde.....	64
Figura 26 - Tanque de armazenamento enterrado. Fonte: Tokyo Gas Co.	65
Figura 27 - Diagrama de blocos - caso prático	66
Figura 28 - Matriz de criticidade - caso prático	68
Figura 29 - Planilha FMEA - caso prático	754
Figura 30 - Planilha análise de criticidade - caso prático.....	75

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS

LISTA DE FIGURAS

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Contextualização	2
2 GÁS NATURAL: COMPOSIÇÃO E APLICAÇÕES	4
2.1 Composição e características físico-químicas.....	4
2.2 Aplicações do gás natural	9
3 O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL.....	12
3.1 Panorama atual e histórico do gás natural brasileiro.....	12
3.2 Reservas brasileiras de gás natural	12
3.3 Produção brasileira de gás natural.....	15
3.4 Dados de consumo de gás natural no Brasil	16
4 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL VIA GASODUTO	19
4.1 Gasoduto de Manati.....	21
4.2 Gasoduto Urucu-Coari	22
4.3 O gasoduto Brasil-Bolívia – Gasbol.....	23
4.3.1 Dados técnicos do Gasbol	23
4.3.2 Mapa do Gasbol	26
4.4 Vantagens e desvantagens do transporte de gás natural via gasodutos....	27
5 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL VIA LIQUEFAÇÃO - GNL	29
5.1 O gás natural liquefeito – GNL.....	29
5.2 Processos que viabilizam a comercialização do GNL.....	29
5.2.1 Produção do GNL	30

5.2.2 Regaseificação do GNL	33
5.3 Vantagens e desvantagens do uso de GNL para o transporte de gás natural	35
6 O TRANSPORTE VIA GÁS NATURAL COMPRIMIDO – GNC	37
6.2 Vantagens e desvantagens associadas ao uso do GNC como transporte de gás natural	37
7 SELEÇÃO DA MELHOR ALTERNATIVA PARA A BACIA DE SANTOS	39
7.1 Critérios utilizados	39
7.2 Matriz de Decisão	42
8. O MÉTODO FMECA	44
8.1 Descrição do método FMEA	44
8.2 Descrição da análise de criticidade	48
8.2.1 Abordagem quantitativa	48
9. APLICAÇÃO DA TEORIA DO FMECA A UM ESTUDO DE CASO	53
9.1 Detalhamento de um terminal de importação de GNL	53
9.1.1 Detalhamento por processos	54
9.1.2 Detalhamento por equipamentos	56
9.1.3 Aprofundamento dos principais equipamentos	58
9.2 Definição das condições do sistema	66
9.3 Diagrama de blocos referente ao terminal de importação	66
9.4 Planilha FMEA	67
9.5 Análise de criticidade	67
9.6 Matriz de criticidade	67
10 CONCLUSÕES	69
11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
12 APÊNDICE I: PLANILHAS FMEA E ANÁLISE DE CRITICIDADE	74

1 INTRODUÇÃO

De acordo com as estatísticas divulgadas pelo governo dos Estados Unidos da América através da EIA (*Energy Information Administration*) [18], o consumo de gás natural tem seu crescimento anual projetado para 2,4% , de 2003 a 2030, sendo assim considerada a forma de obtenção de energia que mais irá crescer nos próximos vinte e cinco anos.

Tal fato pode ser considerado como motivador se o atual panorama energético brasileiro for analisado. O Brasil é um país cujos recursos naturais possuem uma parcela significativa na geração de riqueza e de empregos. Além disso, o país possui uma vantagem competitiva no que diz respeito à matriz energética, que é composta basicamente por fontes de energia renováveis, como, por exemplo, a hidroelétrica. No entanto, apesar de tal vantagem, formas de energia alternativas, como a advinda da queima de gás natural, não podem ser ignoradas.

O trabalho em questão tem a preocupação especial com a energia obtida através do gás natural (GN), mais especificamente com a distribuição de GN no Brasil. Atualmente o GN é distribuído através do gasoduto Brasil-Bolívia, principalmente. Contudo, recentes descobertas de reservas de GN na região da Bacia de Santos, bacia sedimentar presente na plataforma continental brasileira e que se estende desde a região norte do estado de Santa Catarina até a região sul do litoral do estado do Rio de Janeiro, serviram como base para o tema deste projeto, cujo enfoque está na distribuição de GN desde a Bacia de Santos até o continente.

Três formas de distribuição de GN são consideradas neste texto, sendo elas a distribuição via gasoduto até o continente, via estações de regaseificação do gás natural liquefeito (GNL) e, por fim, via estações de descompressão do gás natural comprimido (GNC).

Ainda, através de uma matriz de decisão é possível chegar em uma forma de distribuição mais adequada para o caso em análise.

Após a decisão foi implementada através da teoria do FMECA (*Failure Modes, Effects and Criticality Analysis*) uma metodologia que permite uma avaliação mais concisa e específica envolvendo os riscos e as respectivas probabilidades de

ocorrência de falhas para o caso prático envolvendo um terminal de importação de GNL.

Todas as análises relativas à metodologia do FMECA estão de acordo com as normas e bases de dados indicadas pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos da América, órgão superior nas questões acadêmicas envolvendo análises da teoria da confiabilidade.

1.1 Contextualização

O transporte via GNL vem tomando espaço de forma significativa nos últimos meses, sendo seu ápice a confirmação de uma decisão tomada pela Petrobrás com relação à construção de uma plataforma de liquefação de gás natural a ser instalada na Bacia de Santos para aproveitamento do gás natural encontrado na camada do pré-sal.

A notícia foi divulgada preliminarmente pela Agência Estado em 17/11/2009, onde, na ocasião, especulava-se sobre a construção da plataforma, que estaria presente no escopo dos projetos piloto a serem considerados para a exploração dos recursos do pré-sal. Ainda, segundo a notícia, a plataforma teria capacidade de processar entre 1,5 milhão e 2 milhões de metros cúbicos de gás diários.

No entanto, a questão principal e que possui relação direta com o tema deste trabalho de graduação é o fato de que empresas de manutenção e fabricação de componentes estariam relacionadas para se instalarem no país, mostrando a falta de infraestrutura nacional para atender à demanda por serviços e conteúdo técnico na época da divulgação da notícia.

No mês seguinte, em 22/12/2009, a notícia da confirmação foi divulgada publicamente através do anúncio das empresas vencedoras para a construção e operação da unidade de GNL embarcado, segundo o portal de notícias Gás Brasil. Os vencedores tem até 16/12/2010 para o desenvolvimento dos FEEDs (*Front-End Engineering Design*).

O gás será processado no terminal instalado e deverá ser importado ao continente através dos terminais de regaseificação instalados em Pecém (CE) e na Baía de Guanabara (RJ).

2 GÁS NATURAL: COMPOSIÇÃO E APLICAÇÕES

Antes de entrar a fundo no conhecimento técnico relacionado às três principais e possíveis formas de distribuição do gás natural (GN), este documento tem como objetivo mostrar qual a motivação para a escolha deste combustível que vem crescendo em consumo de forma tão rápida no Brasil. Para isso, serão detalhados nesta seção alguns fatos que caracterizam o gás natural, como sua composição e suas aplicações na indústria e no dia-a-dia.

2.1 Composição e características físico-químicas

O gás natural pode ser definido de forma simplificada como sendo uma mistura de diversos componentes, como hidrocarbonetos leves e outras substâncias, que pode ser extraída de uma reserva natural. Deve-se atentar quanto à diferença existente entre o gás natural bruto e o comercial.

O gás natural bruto é a substância extraída diretamente das jazidas e reservatórios, não possuindo qualquer tratamento. Nela pode ser encontrada, a condições atmosféricas, além da parte gasosa, uma parcela líquida em sua composição. É importante ressaltar que a composição do gás natural bruto varia de acordo com os países possuidores de reservas naturais de gás, assim como de forma regional dentro destes mesmos países. A Tabela 1 exemplifica tal fato ao conter informações sobre os principais componentes do gás natural bruto nas diversas regiões do planeta, assim como suas principais quantidades médias.

Tabela 1 - Composição do gás natural bruto

ORIGEM	COMPOSIÇÃO EM % VOLUME						DENSIDADE	PODER CALORÍFICO SUPERIOR (MJ / Nm ²)
PAÍS / CAMPO	Metano C ₄ H ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₂ H ₂	C ₄ e maiores	CO ₂	N ₂		
USA / Panh.	81,80	5,6	3,40	2,20	0,10	6,90	-	42,70
USA / Ashlaw	75,00	24	-	-	-	1,00	-	46,70
Canadá	88,50	4,3	1,80	1,80	0,60	2,60	-	43,40
Rússia	97,80	0,5	0,20	0,10	0,10	1,30	-	39,60
Austrália	76,00	4	1,00	1,00	16,00	2,00	-	35,00
França	69,20	3,3	1,00	1,10	9,60	0,60	-	36,80
Alemanha	74,00	0,6	-	-	17,80	7,50	-	29,90
Holanda	81,20	2,9	0,40	0,20	0,90	14,40	0,640	31,40
Pérsia	66,00	14	10,50	7,00	1,50	1,00	0,870	53,30
Mar do Norte	94,70	3	0,50	0,40	0,10	1,30	0,590	38,60
Argélia	76,00	8	3,30	4,40	1,90	6,40	-	46,20
Venezuela	78,10	9,9	5,50	4,90	0,40	1,20	0,702	47,70
Argentina	95,00	4	-	-	-	1,00	0,578	40,70
Bolívia	90,80	6,1	1,20	0,00	0,50	1,50	0,607	38,80
Chile	90,00	6,6	2,10	0,80	-	-	0,640	45,20
Brasil								
Rio de Janeiro	89,44	6,7	2,26	0,46	0,34	0,80	0,623	40,22
Bahia	88,56	9,17	0,42	-	0,65	1,20	0,615	39,25
Alagoas	76,90	10,1	5,80	1,67	1,15	2,02	-	47,70
Rio Grande do Norte	83,48	11	0,41	-	1,95	3,16	0,644	38,54
Espírito Santo	84,80	8,9	3,00	0,90	0,30	1,58	0,664	45,40
Ceará	76,05	8	7,00	4,30	1,08	1,53	-	52,40

Fonte: GasNet – O Site do Gás Natural: www.gasnet.com.br

No entanto, o gás natural bruto não é a forma comercializada, ou seja, não é o gás que, de fato, chega ao consumidor final. Tal tipo é chamado de gás natural comercial.

O gás natural comercial deve atender a uma série de exigências, sendo estas definidas, no Brasil, pela Agência Nacional do Petróleo - ANP. Tais exigências estão relacionadas com a densidade relativa ao ar, seu Poder Calorífico Superior – PCS, teores máximos de gás sulfídrico – H_2S , enxofre - S, dióxido de carbono – CO_2 , gases inertes, oxigênio – O_2 e ponto de orvalho máximo da água.

A Tabela 2 mostra a regulamentação para o gás natural comercial no Brasil, segundo a ANP.

Tabela 2 - Regulamentação gás natural comercial

Características	Unidades	Grupos			Métodos de Ensaio
		B (baixo)	M (médio)	A (alto)	
Poder Calorífico Superior (PCS)	kcal/m ³	8.000 a 9.000	8.800 a 10.200	10.000 a 12.500	ASTM D 3588
Densidade Relativa ao ar		0,54 a 0,60	0,55 a 0,69	0,66 a 0,82	ASTM D 3588
Teor Máximo de Gás Sulfídrico (H₂S)	mg/m ³	20	20	20	ASTM D 5504 ou ISSO 6326-3
Teor Máximo de Enxofre (H₂S e enxofre mercaptídico)	mg/m ³	80	80	80	ASTM D 5504 ou ISSO 6326-3
Teor Máximo de Dióxido de Carbono (CO₂)	% volume	2	2	2	ASTM D 1945 ou ISSO 6974
Teor máximo de Inertes	% volume	4	4	4	ASTM D 1945 ou ISSO 6974
Teor Máximo de Oxigênio (O₂)	% volume	0,5	0,5	0,5	ASTM D 1945 ou ISSO 6974
Ponto de Orvalho Máximo da Água à 1atm	°C	-45	-45	-45	ASTM D 5454

Fonte: Agência Nacional do Petróleo – ANP: Regulamento técnico ANP N° 001/98

Vale também entender, de forma simplificada, como o gás natural se encontra nas reservas naturais.

O gás natural se encontra, basicamente, em duas formas nas reservas naturais:

- Fase gasosa

- Dissociado com o petróleo

Isso faz com que o mesmo seja classificado de duas formas diferentes:

- Gás natural associado
- Gás natural não-associado

O gás natural associado é a forma em que o gás está dissolvido no petróleo ou depositado sobre sua superfície. Já o gás em sua forma não associada se encontra livre da dissolução com o petróleo.

As figuras 1 e 2 mostram como isto ocorre nas reservas naturais.



Figura 1 - Gás natural em sua forma associada (Petrobrás; 2003)



Figura 2 - Gás natural em sua forma não-associada (Petrobrás; 2003)

2.2 Aplicações do gás natural

O gás natural possui uma ampla gama de aplicações que vai desde o uso doméstico até o uso industrial.

Seu uso doméstico está relacionado com um dos produtos obtidos após seu processamento, o GLP, cuja sigla significa Gás Liquefeito de Petróleo. O GLP é armazenado em botijões e é comercializado por companhias distribuidoras com o intuito de ser utilizado na cocção de alimentos. Ainda como uso residencial, o gás pode ser utilizado em aquecedores de água para chuveiros.

Apesar da versatilidade nas aplicações, o uso do gás natural como combustível é dominante perante os outros. Isso se deve, principalmente, ao fato do gás, ao ser queimado, produzir resíduos cujo impacto no meio-ambiente é menor do que os outros combustíveis, como o próprio petróleo. Além disso, a facilidade no transporte e manuseio faz desta fonte energética um competidor com fortes atributos para o setor.

A aplicação do produto na indústria, especialmente na indústria siderúrgica, é bastante notável. O gás natural pode ser utilizado como insumo ou como matéria-prima.

Como insumo, utiliza-se o gás como redutor siderúrgico, em um processo cujo objetivo é o processamento de minérios.

Seu uso como matéria-prima segue duas vertentes distintas. Produção de gases industriais e de combustíveis sintéticos. Alguns exemplos de gases industriais e de combustíveis sintéticos estão presentes na listagem abaixo.

Gases industriais:

- Eteno
- Propeno
- Buteno

Combustíveis sintéticos:

- Gasolina
- Nafta
- Querosene
- Óleo diesel

A figura 3, extraída do *website* da Companhia Paraibana de Gás, vinculada ao Governo Estadual da Paraíba, mostra de forma bastante visual as etapas que estão presentes desde a extração do gás natural até suas aplicações pelo consumidor final.

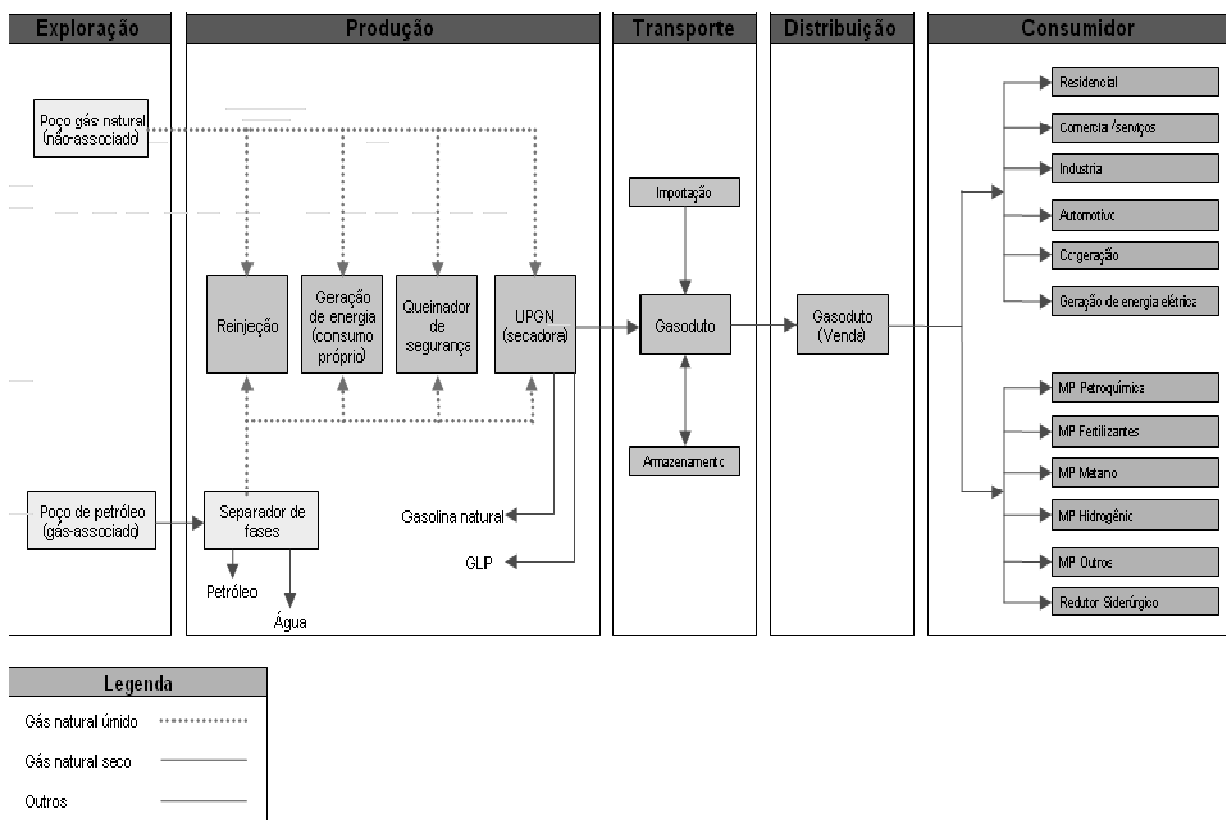


Figura 3 - O caminho do gás natural – Fonte: Companhia Paraibana de Gás

3 O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL

3.1 Panorama atual e histórico do gás natural brasileiro

O mercado brasileiro de gás natural vive uma fase diferente de todas as anteriores. Isto se deve, basicamente, às recentes pesquisas de exploração e produção (E&P) realizadas pela Petrobrás, que, além de revelarem o grande potencial existente na chamada Bacia de Santos, descobriu a camada do pré-sal, cujo potencial exato de fornecimento ainda não foi estimado.

No entanto, historicamente, o gás natural teve seu crescimento em consumo impulsionado, a partir de 2000, pela construção do Gasbol – gasoduto Brasil-Bolívia – permitindo com que o gás natural advindo da Bolívia complementasse a demanda crescente pelo produto no Brasil.

Antes do Gasbol, o gás natural brasileiro tinha um volume não-representativo, sendo dominado por bacias de gás associado com o petróleo em locais de alto-mar, fazendo com que a extração e comercialização deste produto fosse bastante dificultada. Os estados que dominavam a oferta do gás brasileiro eram Bahia, Rio de Janeiro e São Paulo.

A grande complicação que envolve o Gasbol, está no fato do produto estar concentrado no domínio de um único país, o que faz com que o poder de barganha por parte do Brasil seja pouco eficiente. Regulações por parte do governo boliviano deixam o Brasil dependente de acordos diplomáticos com o país vizinho. O *website* de notícias “Olhar Direto”, de Cuiabá – MT divulgou uma notícia recentemente que atentava para o problema do fornecimento de gás para o estado do Mato Grosso, que, devido a problemas contratuais com o governo boliviano, corria o risco de ficar novamente sem abastecimento do produto.

3.2 Reservas brasileiras de gás natural

As reservas brasileiras de gás natural se encontram em duas localizações distintas no país, sendo estas em terra ou no mar. Até o ano de 2006, grande parte das

reservas naturais de gás estava localizada no mar, totalizando 78% das reservas brasileiras frente a 22% das reservas presentes em terra.

O estado brasileiro que possui a maior quantidade de gás natural, em reservas, é o Rio de Janeiro, que contava com, aproximadamente, 274.000 milhões de m³ em 2006, representando 46,4% do total de gás do Brasil.

A tabela 3, proveniente de estudos realizados pela Agência Nacional do Petróleo – ANP, mostra a evolução das reservas naturais de gás natural no Brasil de 1997 – 2006, assim como a estratificação das reservas naturais por estado da união.

Tabela 3 - Reservas totais de gás natural, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação - 1997-2006

Unidades da Federação	Localização	Reservas totais de gás natural (milhões m ³)									
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total		435.459	409.811	403.870	360.782	335.262	353.654	351.616	498.158	454.454	588.617
Subtotal	Terra	176.828	157.148	151.164	137.614	121.049	123.660	115.742	117.899	115.141	131.463
	Mar	258.631	252.662	252.706	223.168	214.213	229.994	235.874	380.258	339.312	457.154
Amazonas	Terra	108.619	96.775	91.013	88.138	75.324	85.051	77.986	84.239	84.361	88.634
Pará	Mar	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amapá	Mar	5.055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maranhão	Terra	245	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ceará	Terra	24	1	1	-	-	-	-	-	-	-
	Mar	2.169	1.814	2.520	2.124	1.239	1.515	1.211	1.167	1.105	992
Rio Grande do Norte	Terra	5.659	4.669	6.675	4.177	4.110	3.845	3.298	3.166	2.971	2.731
	Mar	20.931	19.687	19.442	16.892	15.113	17.515	22.458	22.782	18.265	15.729
Alagoas	Terra	14.396	10.282	10.163	9.386	8.875	7.629	6.176	5.372	4.822	4.900
	Mar	1.542	1.298	1.569	1.472	1.280	1.258	1.105	1.488	1.337	1.186
Sergipe	Terra	1.227	1.144	1.026	904	1.001	928	995	988	1.087	971
	Mar	7.377	6.955	7.368	7.746	6.373	5.089	5.328	5.293	4.652	5.409
Bahia	Terra	43.388	40.359	38.108	30.947	28.396	23.838	24.035	21.934	19.752	19.939
	Mar	6.546	3.521	8.768	9.129	8.097	26.463	30.219	30.321	29.717	34.816
Espírito Santo	Terra	2.471	3.119	3.378	3.262	2.588	2.027	2.548	1.469	1.414	13.949
	Mar	5.674	5.638	8.316	16.705	16.642	22.647	21.696	36.859	45.524	55.764
Rio de Janeiro ¹	Mar	198.932	205.863	198.221	162.827	159.425	150.116	148.797	152.796	197.405	274.525
São Paulo	Mar	5.917	5.664	4.940	4.669	4.273	3.875	3.508	128.050	41.206	67.347
Paraná ²	Terra	800	800	800	800	756	341	703	732	733	339
	Mar	3.965	2.222	1.562	1.605	1.771	1.517	1.509	1.483	88	31
Santa Catarina ³	Mar	514	-	-	-	-	-	44	20	15	1.355

Fontes: Boletins Anuais de Reservas ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, a partir de 1999; Petrobras/SERPLAN, para os anos anteriores.

Notas: 1. Reservas em 31/12 dos anos de referência.

2. Inclui condensado.

3. Ver em Notas Gerais item sobre "Reservas Brasileiras de Petróleo e Gás Natural".

¹ As reservas do campo de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no estado do Rio de Janeiro por simplificação.

² As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no estado do Paraná por simplificação.

³ As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no estado de Santa Catarina por simplificação.

* Incluindo as reservas dos campos de Camarupim, Carapiá, Carapicu, Carapó, Carataí, Catuá, Caxaréu, Maromba, Mangangá, Pirambú, Pirapitanga, Saíra, Seriema, Tabuiaíá e Tambuatá, ainda não formalmente reconhecidas pela ANP.

3.3 Produção brasileira de gás natural

A produção brasileira de gás natural vem passando por mudanças devido a novas descobertas de reservas naturais e também pelo crescente aumento na demanda e pressão por parte do governo da república para que o Brasil seja auto-suficiente no ponto de vista energético.

Tendo isso em vista, a produção brasileira, desde 2000, cresce em quantidade. O pico da produção de gás natural no país aconteceu em 2008, quando a produção chegou a 21 bilhões de m³. A tendência para o ano de 2009 é de recuo, e as produções mensais estão abaixo das referentes ao mesmo período de 2008.

A figura 4 mostra a evolução da produção brasileira de gás natural do ano 2000 até o mês de abril de 2009.

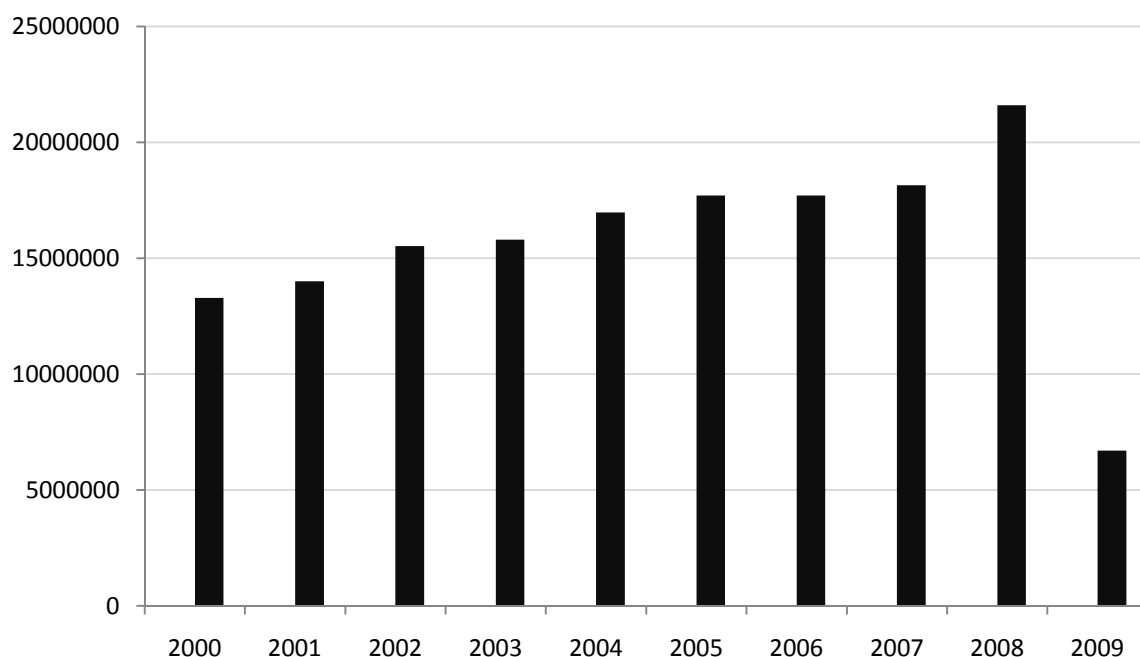


Figura 4 - Evolução da produção brasileira de gás natural - 2000-abril de 2009 [mil m³]

Fonte: Elaboração própria com base de dados da ANP - Boletim Mensal de Produção, conforme o Decreto n.º 2.705/98.

3.4 Dados de consumo de gás natural no Brasil

A Agência Nacional do Petróleo – ANP produz relatórios mensais que indicam o consumo de gás natural no Brasil. Em cada relatório são informados dados de consumo por segmentos e por companhia responsável pela distribuição. Além disso, cada relatório mostra um dado muito importante, que é a participação do gás boliviano por companhia.

A figura 5 representa a estratificação do consumo de gás natural, por segmento atendido, para o mês de abril de 2009. Pela figura 5 é capaz de concluir que, para o mês em análise, o consumo brasileiro de gás natural teve como destino, de forma majoritária, o setor industrial. Atividades como a geração de energia elétrica e cogeração somam 29% do total do consumo, para o mês de abril de 2009.

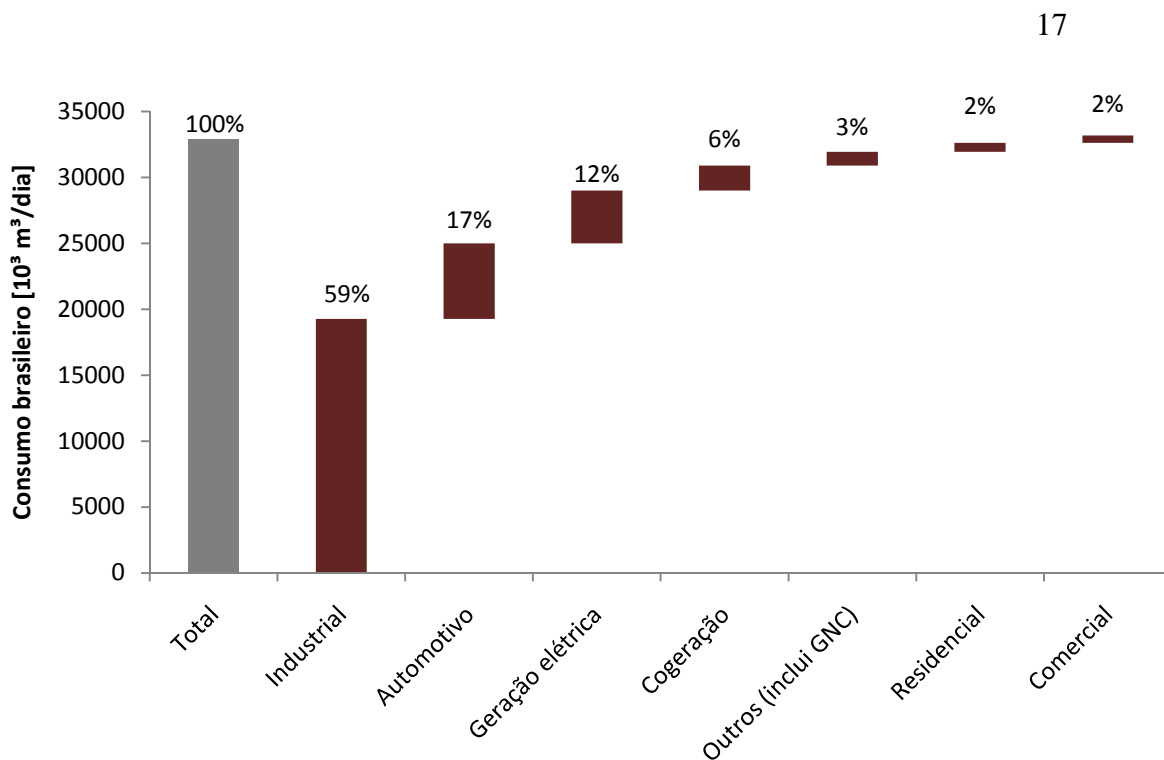


Figura 5 - Estratificação do consumo de gás natural no Brasil - Abril de 2009 [10³m³/dia]

Fonte: Elaboração própria com base de dados ANP – Planilha de comercialização de gás no Brasil

A participação do gás boliviano no consumo brasileiro em abril de 2009 pode ser evidenciado através da tabela 4, que mostra o percentual de gás boliviano na oferta de gás para cada companhia brasileira responsável pela comercialização do produto. Algumas companhias de elevada importância, como a Comgás e a São Paulo Sul ofertaram 100% de sua produção no período como sendo de gás boliviano.

Tabela 4 - Participação do gás boliviano no consumo brasileiro, em abril de 2009

Companhias	Percentual de Gás Boliviano	Gás Boliviano em mil m ³ /dia	Gás Boliviano em mil m ³ /mês
Algás		-	-
Bahiagás		-	-
BR		-	-
Cebgás		-	-
Ceg		-	-
Ceg Rio		-	-
Cegás		-	-
Cigás		-	-
Comgás	74%	7.640,51	236.855,67
Compagás	100%	1.300,46	40.314,17
Copergás		-	-
Gás Brasileiro	100%	377,35	11.697,85
Gasmig		-	-
Gaspisa		-	-
Goiasgás		-	-
Msgás	100%	192,41	5.964,63
Mtgás	100%	9,06	280,72
Pbgás		-	-
Potigás		-	-
São Paulo Sul	100%	1.096,43	33.989,48
Scgás	100%	1.507,16	46.721,81
Sergas		-	-
Sulgás	100%	1.245,33	38.605,14

Fonte: Elaboração própria com base de dados ANP – Planilha de comercialização de gás no Brasil

4 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL VIA GASODUTO

O transporte do gás natural via gasodutos é uma das formas de distribuição hoje em atividade. Gasodutos são estruturas de aço ou polietileno que permitem o transporte do produto por longas distâncias por meio de tubulações cujo diâmetro e comprimento variam de acordo com as necessidades de demanda de projeto.

Ao longo de gasodutos encontram-se diversas estações de compressão, com o intuito de aplicar pressões para que o gás transportado recupere a perda de carga proveniente do atrito com o tubo do gasoduto e do escoamento em si.

Atualmente no Brasil existem diversos projetos de gasodutos em operação e nas fases de estudo ou de implementação. A figura 6 mostra um mapa dos gasodutos do Brasil.



Figura 6 - Mapa de gasodutos no Brasil (Petrobrás; 2008)

Existem três gasodutos no Brasil que podem receber atenção especial, sendo estes os gasodutos de Manati, Urucu-Coari e o Brasil-Bolívia.

O Gasoduto Brasil-Bolívia, por ser o maior da América Latina e percorrer grande parte da extensão territorial do país, será objeto de uma análise mais detalhada na seção 4.3.

No entanto, algumas considerações quanto a os outros gasodutos citados serão feitas nos próximos itens.

4.1 Gasoduto de Manati

O gasoduto de Manati tem quarenta quilômetros de extensão e produz, aproximadamente, 6 milhões de m³/dia de gás. O gasoduto distribui gás natural da Bacia de Camamu-Almada, localizada na região do litoral sul do estado da Bahia.

A Bacia de Camamu-Almada totaliza uma extensão de 22.900 km², sendo que já foram descobertas quatro regiões de acumulação de óleo e gás natural. As acumulações estão divididas em dois campos terrestres e dois campos marítimos.

A figura 7 mostra uma imagem referente ao estudo aerofotogramétrico utilizado para a implantação do gasoduto de Manati.

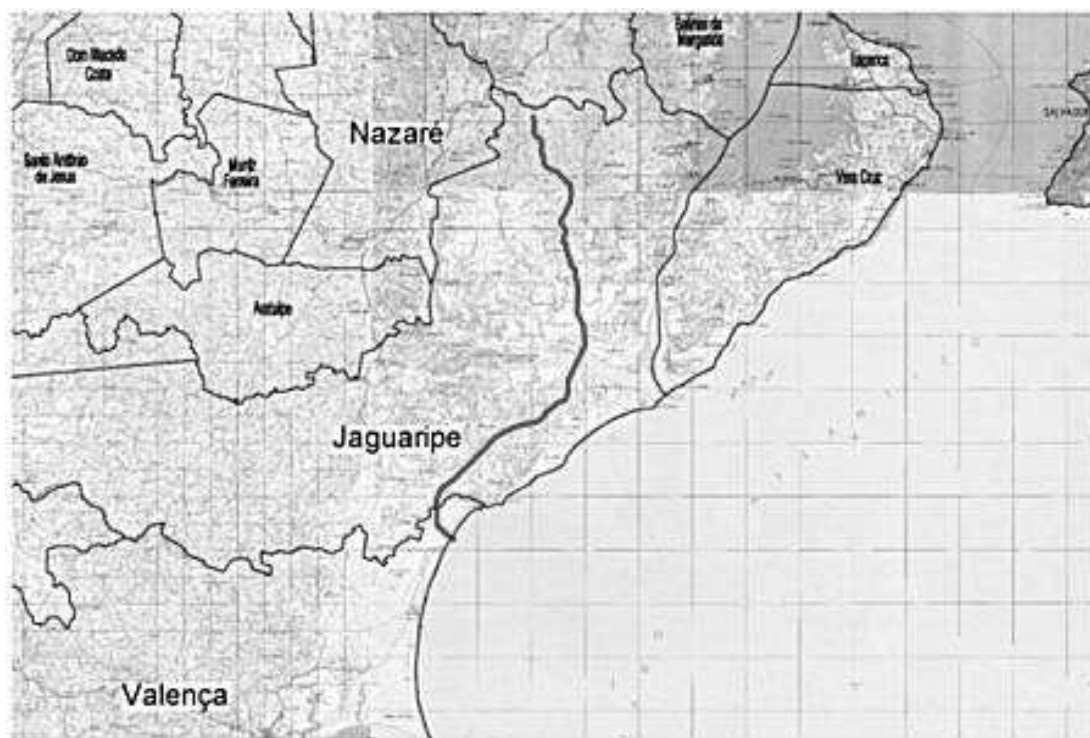


Figura 7 - Imagem referente ao estudo aerofotogramétrico realizado pela empresa Esteio Engenharia e Aerolevantamentos para o Gasoduto de Manati

4.2 Gasoduto Urucu-Coari

O gasoduto de Urucu-Coari tem como objetivo suprir a demanda energética de Manaus, produzindo um volume inicial de 5,5 milhões de m³. A substituição do óleo combustível utilizado pelo gás natural terá um impacto ambiental, devido às emissões provenientes da queima do óleo combustível, e econômico. O gasoduto Urucu-Coari tem como previsão de operação comercial o mês de setembro de 2009.

A figura 8 mostra um desenho esquemático do gasoduto, fornecido pela Revista Brasil Energia, em uma reportagem de setembro de 2008.

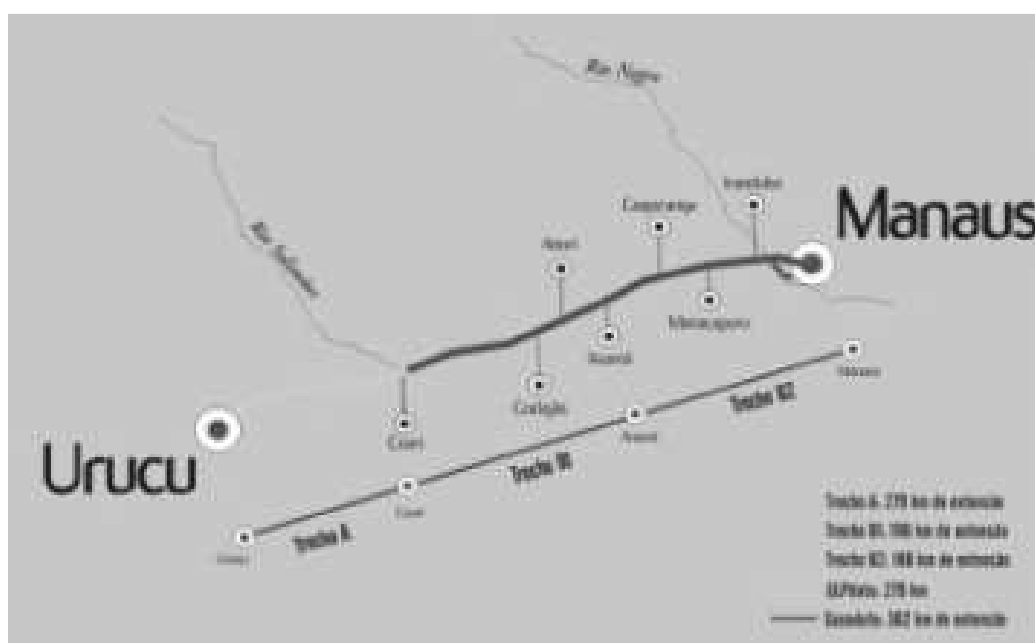


Figura 8 - Desenho esquemático do Gasoduto Urucu-Coari (Revista Brasil Energia; 2008)

4.3 O gasoduto Brasil-Bolívia – Gasbol

O gasoduto Brasil-Bolívia, conhecido informalmente como Gasbol, é o maior gasoduto da América Latina, sendo responsável pelo transporte de gás natural advindo de reservas naturais bolivianas até as regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil. Sua importância na matriz energética torna-se considerável uma vez que sua instalação fez com que o gás natural passasse a representar, aproximadamente, 15% da matriz, frente aos 3% que representava anteriormente.

4.3.1 Dados técnicos do Gasbol

O gasoduto Brasil-Bolívia tem extensão de 3.150 km, sendo que 557 km estão presentes em território boliviano e 2.593 km presentes em território brasileiro.

Sua extensão pode ser dividida em três trechos.

- Trecho Norte
 - Rio Grande (Bolívia) até Paulínia (SP)

- Trecho Paulínia (SP) a Guararema (SP)

- Trecho Sul
 - Campinas (SP) até Porto Alegre (RS)

O Gasbol tem uma capacidade de fornecimento estimada em 30,08 milhões de m³, sendo o contrato de fornecimento válido por 20 anos.

Como comentado na seção 4.1, um gasoduto precisa ter uma série de Estações de Compressão (ECOMPs), de forma a garantir a chegada do gás natural na pressão desejada. No entanto, existe também uma série de Estações de Medição, cujo intuito é o de quantificar o volume de gás passante através das tubulações, e também as chamadas Estações de Entrega, chamadas de *city-gates*, que são estações que têm o papel de interligar o gás natural às termelétricas e às indústrias.

A tabela 5 mostra a quantidade de ECOMPs, Estações de Medição e *city gates* presentes ao longo do trajeto percorrido pelo Gasbol.

Nota-se que o Gasbol atravessa as regiões mais importantes do país no que diz respeito à economia e consumo de energia. Isso se deve ao fato das três regiões atravessadas pelo gasoduto representarem 70% do consumo energético do país, junto a 75% do PIB nacional.

O gasoduto trabalha com uma faixa de pressões que varia de 100kgf/cm² até 75kgf/cm², dependendo da região que está sendo atravessada.

Tabela 5 - Tipos de estações presentes no Gasbol, com suas respectivas quantidades e localizações (TBG; 2009)

	Estações de Compressão (ECOMPs)	Estações de Medição	Estações de Entrega (<i>city gates</i>)
Quantidade	19	4	40
L o c a l i z a ç õ e s	Corumbá/MS	Rio Grande/Bolívia	Corumbá/MS
	Miranda/MS	Mutun/Bolívia	Campo Grande/MS
	Anastácio/MS	Guararema/SP	Três Lagoas/MS
	Campo Grande/MS	Replan/SP	Bilac/SP
	Ribas do Rio Pardo/MS		Boa Esperança do Sul/SP
	Três Lagoas/MS		São Carlos/SP
	Mirandópolis/SP		Rio Claro/SP
	Penápolis/SP		Limeira/SP
	Iacanga/SP		Americana/SP
	São Carlos/SP		Replan/SP
	Atibaia/SP		Jaguariúna/SP
	Guararema/SP		Itatiba/SP
	Araucária/PR		Guararema/SP
	Biguaçu/SC		Gemini/SP
	Siderópolis/SC		Sumaré/SP
			Campinas/SP
			Indaiatuba/SP
			Itu/SP
			Porto Feliz/SP
			Araçoiaba da Serra/SP
			Campo Largo/PR
			Araucária CIC/PR
			REPAR/PR
			Araucária UTE/PR
			Joinville/SC
			Guaramirim/SC
			Gaspar/SC
			Brusque/SC
			Tijucas/SC
			São Pedro de Alcântara/SC
			Tubarão/SC
			Urussanga/SC
			Nova Veneza/SC
			Várzea do Cedro/RS
			Igrejinha/RS
			Araricá/RS
			Cachoeirinha/RS
			Canoas/RS
			REFAP/RS
			UTE Canoas/RS

4.3.2 Mapa do Gasbol

A região coberta pelo gasoduto Brasil-Bolívia está representada através da figura 9.



Figura 9 - O caminho percorrido pelo Gasbol (GasNet; 2009)

4.4 Vantagens e desvantagens do transporte de gás natural via gasodutos

Partindo do pressuposto que nenhum sistema de transporte é ideal, a escolha do uso de gasodutos possui vantagens e desvantagens associadas. Esta seção promove uma análise dos pontos fortes e fracos ao se adotar gasodutos para o transporte de gás natural *offshore* da Bacia de Santos até o continente.

Deve-se atentar ao fato de que o gás natural presente na Bacia de Santos não está presente somente em terra, mas *offshore*, ou seja, a distâncias consideráveis do continente e em regiões de elevada profundidade marítima. Assim, o transporte via gasoduto encontra sua primeira dificuldade, que seria a instalação de um sistema complexo em um ambiente desfavorável.

O impacto ambiental resultante da instalação de um gasoduto pode ser bastante expressivo, fazendo com que as rotas a serem escolhidas atendam padrões pré-estabelecidos pelos estudos de impacto ambiental - EIA e pelos relatórios de impacto ambiental – RIMA.

Além dos pontos citados anteriormente, o sistema de transporte via gasoduto necessita de um tempo mínimo de maturação de dois anos entre a fase de concepção até a operação comercial do sistema. Isso contribui para o terceiro fator desfavorável à implantação de um gasoduto, o alto investimento inicial necessário, uma vez que com um projeto longo os custos associados tendem a serem maiores. O Gasbol teve um custo total, segundo a TBG, de US\$ 2 bilhões.

Apesar de serem vistos como uma forma de transporte segura, riscos de vazamento não podem ser deixados de lado. Tais vazamentos podem resultar em conseqüências para o meio ambiente, que, no caso da Bacia de Santos, poderiam tomar proporções catastróficas por estar em um ambiente aquático, onde a existência de correntes marítimas podem fazer com que o produto se espalhe por dezenas de quilômetros. Os riscos financeiros para as empresas responsáveis pela operação dos gasodutos também influenciam negativamente.

Em contraparte, o uso de gasodutos possui uma série de vantagens, como por exemplo, a já consolidada eficiência, provada por sistemas utilizados no mundo todo.

O fato dos gasodutos proporcionarem o transporte de elevadas quantidades de gás natural, associado ao fato de sua operação ser simples e de baixo custo

operacional se comparado às outras formas de transporte, contribui para a sua escolha. A operação via gasoduto tem uma perda pequena se comparada às outras formas, em torno de 1% a 2% do gás natural.

O último fator positivo a ser citado sobre os gasodutos está ligado ao pequeno número de conexões, apesar da extensão do mesmo, que poder ser extremamente longa.

5 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL VIA LIQUEFAÇÃO - GNL

Nesta seção será caracterizada a distribuição de gás natural das plataformas marítimas responsáveis pela extração do gás natural até o continente, via liquefação. Para isso, será apresentado o gás natural liquefeito – GNL, assim como uma descrição de como este último é produzido e transportado via navios chamados de *LNG carriers*, em português, “carregadores de GNL”. Ao fim da seção serão discutidas as vantagens e desvantagens do uso de GNL para o transporte envolvendo o contexto da Bacia de Santos.

5.1 O gás natural liquefeito – GNL

O gás natural liquefeito é produzido com base em um processo que envolve a redução da temperatura, mantendo-se a pressão atmosférica. A temperatura mínima para que o gás possa ser transformado para sua forma líquida é de -161°C , sendo esta temperatura chamada de seu ponto de ebulição. O GNL ocupa um volume muito menor do que o gás natural em sua forma gasosa, sendo um fator importante para o transporte do produto quando o transporte via gasoduto não é viável. A unidade de medida para o GNL é toneladas métricas.

5.2 Processos que viabilizam a comercialização do GNL

A principal motivação para as pesquisas que resultaram na escolha do GNL como meio de se armazenar e transportar o gás natural foi a ineficiência dos modelos utilizados até a década de 1940 agregada à demanda pelo produto combustível, que aumentava consideravelmente com o passar do tempo.

O gás natural liquefeito se tornou uma alternativa viável do ponto de vista prático, uma vez que era possível transportar grandes quantidades de gás natural através de reservatórios criogênicos estocados em navios.

No entanto, a produção de GNL e sua respectiva regaseificação são processos relativamente complexos.

5.2.1 Produção do GNL

O gás natural é transformado de seu estado bruto e gasoso até seu estado líquido através de plantas de liquefação. Tais plantas de liquefação assumem fundamental importância na cadeia de produção e distribuição do gás natural, pois são necessárias tecnologias cujo valor agregado é bastante representativo. A cadeia de produção e distribuição pode ser representada de forma simplificada pela figura 10.

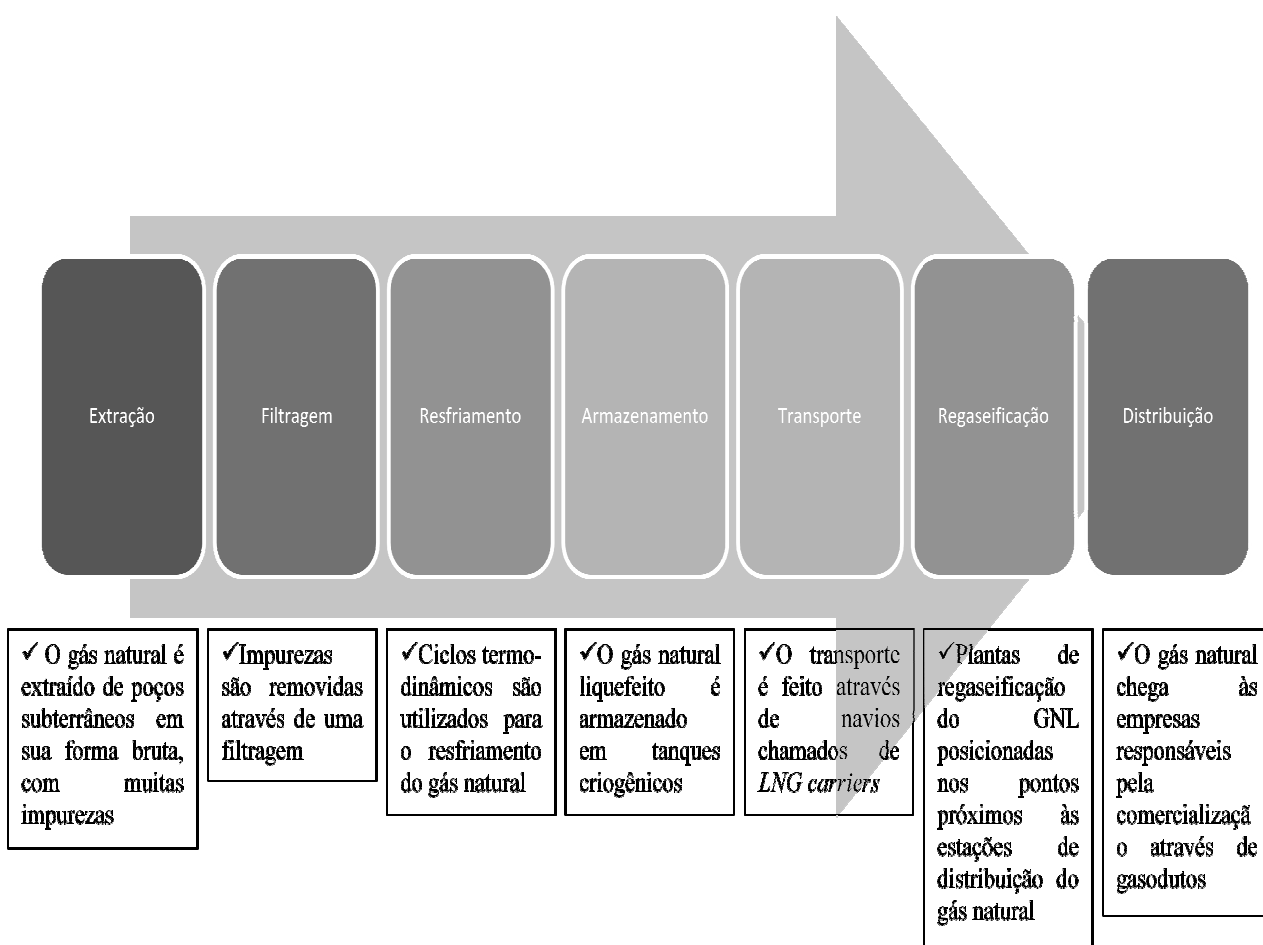


Figura 10 - Cadeia de produção e distribuição do gás natural liquefeito – GNL

Existem duas formas de se produzir GNL:

- Plantas de liquefação obtendo gás natural de uma reserva sedimentar
- Plantas de liquefação obtendo gás natural de gasodutos – *peakshaving plants*

A forma chamada de *peakshaving* está relacionada quando a demanda pelo produto é alta em algum momento do ano. Geralmente, períodos de inverno, onde o consumo de gás natural é maior, viabilizam a operação de tais plantas de liquefação.

As figuras 11 e 12 mostram uma relação das plantas existentes de liquefação até outubro de 2003, obtidas através da *Energy Information Administration – EIA*.

	Plant Capacity		Number of Trains	Lead Plant Operator	Start-Up Date	Comments/ Expansion Plans
	Million tons of LNG/year	Billion cubic feet of gas/year				
AFRICA						
<i>Algeria</i>						
Arzew GL1Z	7.9	385	6	Sonatrach	1978	Revamped 1997
Arzew GL2Z	8.3	404	6	Sonatrach	1981	Revamped 1996
Arzew (Camel) GL4Z	0.9	44	3	Sonatrach	1964	Revamped 1999
Skikda GL1K Phase I and II	6.0	292	6	Sonatrach	1972/1981	Revamped 1999
Total Algeria	23.1	1,125	21			
<i>Libya</i>						
Marsa el Brega	0.6	29	3	NOC (Sirte Oil Company)	1970	Technical limitations only allow the plant to operate at about 1/4 its nominal capacity of 2.5 million tpy.
<i>Nigeria</i>						
Bonny Island	6.6	321	2	Nigerian LNG Ltd (NNPC, Shell Bf, Agip)	1999	Operating at 10 percent above design
Bonny Island Train 3	2.9	141	1	Nigerian LNG Ltd.	2002	
Total Nigeria	9.5	463	3			
TOTAL AFRICA	33.2	1,617	26			
ASIA PACIFIC						
<i>Australia</i>						
Withnell Bay	7.5	365	3	NWS joint venture (Woodside, Shell, BHP, BP, Chevron, Mitsubishi/Mitsui)	1989	Debottlenecked 1995
<i>Brunei</i>						
Lumut 1	7.2	351	5	Brunei LNG (Brunei govt., Shell, Mitsubishi)	1972	
<i>Indonesia</i>						
Arun Phase I		–		PT Arun NGL (Pertamina, ExxonMobil, JILCO)	1978	
Arun Phase II		–		PT Arun NGL	1984	
Arun Phase III	6.8	331	4	PT Arun NGL	1986	Two trains decommissioned 2000. Shortage of gas supply means capacity determined by contract volumes rather than liquefaction capacity
Bontang A-H	22.6	1,101	8	PT Badak NGL (Pertamina, VICO Total, JILCO)	1977	A/B:1977; C/D:1986; E:1989; F:1993; G:1998; H:1999
Total Indonesia	29.4	1,432	12			

Figura 11 - Plantas existentes de liquefação até Outubro de 2003 (EIA;2003)

Fonte: *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*; EIA; Dezembro de 2003.

	Plant Capacity		Number of Trains	Lead Plant Operator	Start-Up Date	Comments/ Expansion Plans
	Million tons of LNG/year	Billion cubic feet of gas/year				
<i>Malaysia</i>						
Bintulu MLNG 1	7.6	370	3	MLNG 1 (Petronas, Shell, Mitsubishi)	1983	
Bintulu MLNG 2	7.8	380	3	MLNG 2 (Petronas, Shell, Mitsubishi, Sarawak)	1994	
Bintulu MLNG 3	3.4	166	1	MLNG 3 (Petronas, Shell, Nippon Oil, Mitsubishi, Sarawak)	2003	One train commissioned March 2003 but shutdown in Aug because of fire. Train 2 due on stream in Nov 2003. Less than two-thirds of capacity sold.
Total Malaysia	18.8	916	7			
TOTAL ASIA PACIFIC	62.9	3,063	27.0			
MIDDLE EAST						
Total Qatar	14.9	726	5			
<i>Oman</i>						
Galhat	7.3	356	2	Oman LNG (Oman govt., Shell, Total, Korea LNG, others)	2000	First two trains operating 10 percent above design. Further increases possible through debottlenecking.
<i>Qatar</i>						
Ras Laffan	8.3	404	3	Qatargas (QP, Exxon Mobil, Total, Marubeni, Mitsui)	1996	Currently debottlenecking to raise capacity to 9.5 million tpy. First stage (0.6 million tpy completed Oct 2003)
Ras Laffan	6.6	321	2	Ras Laffan LNG Co. (QP, Exxon Mobil)	1998	
<i>United Arab Emirates (Abu Dhabi)</i>						
Das Island I, II	5.7	278	3	ADGAS (ADNOC, BP, Total, Mitsui)	1977/1994	
TOTAL MIDDLE EAST	27.9	1,359	10			
NORTH AND SOUTH AMERICA						
<i>Trinidad & Tobago</i>						
Point Fortin	9.9	482	3	Train 1: Atlantic LNG Co. (BP, BG, Repsol, Tractebel, NGC); Trains 2&3: BP, BG, Repsol	1999/2003	
<i>United States</i>						
Kenai	1.4	68	2	Marathon/Phillips	1969	
TOTAL NORTH AND SOUTH AMERICA	11.3	550	3			
WORLD TOTAL	135.3	6,589	66			

Figura 12 - Continuação da figura 11 (EIA;2003)

Fonte: *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook; EIA;*
Dezembro de 2003.

5.2.2 Regaseificação do GNL

O GNL trazido através dos chamados *LNG carriers* é armazenado e depois retransformado para seu estado gasoso, podendo assim ser distribuído para os consumidores finais.

Todo processo de armazenamento e regaseificação do GNL após o transporte feito pelos navios metaneiros acontece nos chamados terminais de importação de GNL. Nestes terminais o GNL é armazenado em grandes tanques de aço, cujos componentes podem ser observados na figura 13.

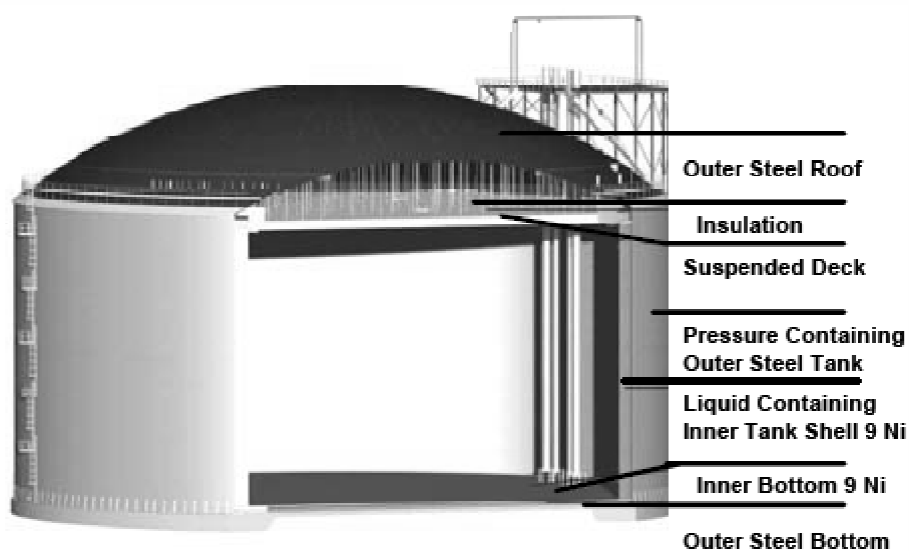


Figura 13 - Tanque de armazenamento do GNL

Fonte: *U.S. LNG Markets and Uses: June 2004 Update. EIA*. Janeiro de 2003

O caminho percorrido pelo gás natural durante seu processo de regaseificação pode ser encontrado na figura 14, extraída do *Environmental Protection Department* do governo de Hong-Kong.

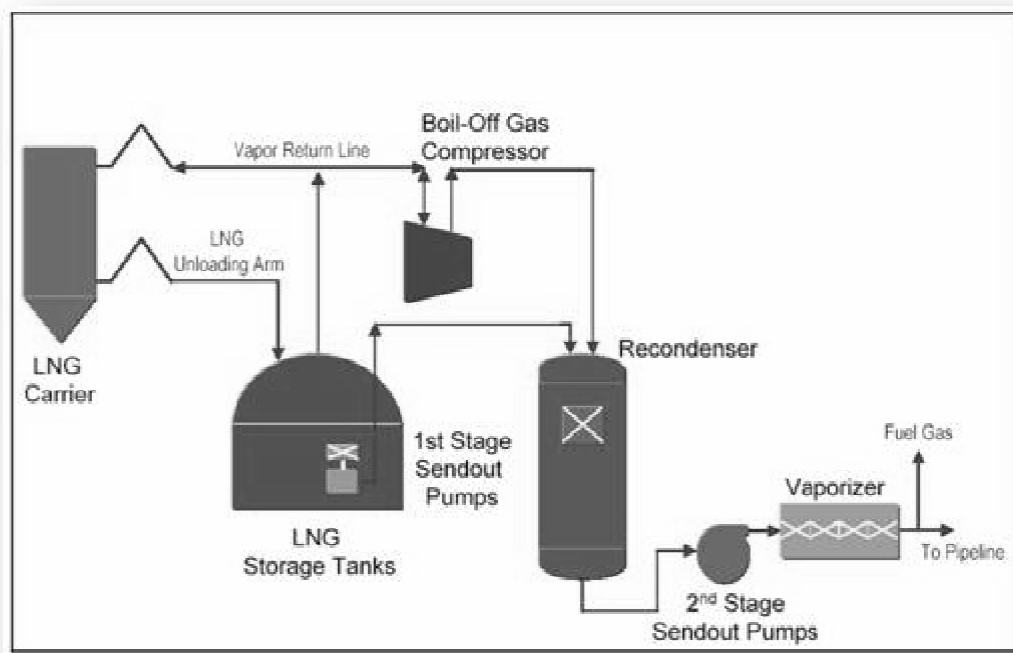


Figura 14 - Ciclo percorrido pelo GNL em um terminal de importação (EPD, Hong-Kong; 2009)

Atualmente, existem dois terminais de GNL no Brasil já inaugurados localizados nos estados do Ceará e do Rio de Janeiro nos portos de, respectivamente, Pecém e Rio de Janeiro, sendo este último localizado na Baía de Guanabara.

O terminal de GNL da Baía de Guanabara foi inaugurado no dia 18 de março de 2009, como parte integrante das obras realizadas pelo Governo Federal para o Programa de Aceleração do Crescimento – PAC.

O terminal de Guanabara atende às usinas termelétricas da região Sudeste do país. Segundo o portal eletrônico Fator Brasil, o terminal funciona como uma ilha de concreto na Baía de Guanabara, onde ficam ancorados dois navios, sendo um responsável por trazer o GNL de outros países e um responsável pela regaseificação do produto. A capacidade do terminal é de 14 milhões de metros cúbicos de gás e o investimento realizado totaliza R\$ 819 milhões.

5.3 Vantagens e desvantagens do uso de GNL para o transporte de gás natural

O uso de GNL como forma de transporte do gás natural localizado na Bacia de Santos até o continente carrega consigo algumas vantagens intrínsecas.

O fato de poder carregar grandes volumes de gás natural pode ser considerado como sendo a grande vantagem do sistema, fazendo com que o transporte seja realizado de forma eficiente.

Além disso, por ser uma forma de transporte móvel, via navios metaneiros, é possível importar GNL de outros continentes, como a Europa e Ásia, constituindo assim uma vantagem sobre os gasodutos, que possuem uma limitação territorial.

Diversas pesquisas na área de liquefação de gás natural estão sendo realizadas, conseqüentemente, existe uma tendência de redução dos custos associados à produção e operação dos terminais de GNL, constituindo uma vantagem financeira. Sem mencionar a vantagem financeira já existente frente aos gasodutos, fato que pode ser avaliado se forem comparados os investimentos realizados no Gasbol e no terminal de Guanabara.

A entrega do GNL possui uma maior versatilidade se comparada a gasodutos, já que pode ser realizada através de ferrovias ou caminhões carregados com o produto, de forma muito similar à já feita para gasolina e óleo diesel.

As pressões nos tanques de GNL presentes nos navios metaneiros são extremamente inferiores às presentes em navios transportando gás natural comprimido – GNC, diminuindo os riscos associados à possíveis explosões advindas de vazamentos no navio.

No entanto, algumas desvantagens não podem ser esquecidas. Um vazamento de GNL pode congelar o ambiente externo ao navio em poucos segundos, devido à sua temperatura de armazenamento já citada, de -161°C . Isso faz com que o transporte carregue riscos ambientais associados, principalmente se o produto for derrubado em um ambiente de preservação.

Os terminais de GNL devem ser posicionados junto aos portos onde os navios metaneiros irão desatracar, fazendo com que o ambiente seja modificado. Um caso conhecido refere-se ao terminal de GNL construído no Porto Levante, primeiro terminal *offshore* do mundo. Um estudo realizado pela Conferência ECOS 2007,

realizada em Padova – Itália, mostrou as dificuldades encontradas durante as fases do projeto, sendo que uma citada no artigo refere-se ao cuidado que foi tomado levando em conta as rotas e os ninhos de espécies de pássaros existentes na região.

Por fim, durante o processo de regaseificação, água marítima é utilizada como uma das formas de se trocar calor com os condensadores. Esta troca faz com que a temperatura do condensador seja diminuída e, conseqüentemente, a temperatura da água marítima utilizada seja elevada. Existem regulamentações que determinam a máxima variação de temperatura da água do mar em estações de GNL, de forma que seja preservada a fauna e flora do local.

6 O TRANSPORTE VIA GÁS NATURAL COMPRIMIDO – GNC

A definição de gás natural comprimido, segundo a Petrobrás, é todo gás natural processado e condicionado para o transporte em ampolas ou cilindros, à temperatura ambiente e pressão próxima à condição de mínimo fator de compressibilidade. As pressões existentes em um cilindro de GNC podem variar de 70 bar a 250 bar, fazendo com que o manuseio de tais cilindros seja bastante cuidadoso.

O GNC é a forma de transporte de gás natural menos utilizada atualmente, tendo uma quantidade de pesquisas relacionadas ao assunto pouco extensa.

O GNC é produzido através de estações de compressão, que recebem o gás natural a pressão atmosférica o comprime para ser armazenado navios responsáveis pelo transporte, chamados de navios GNC. O processo de transporte é análogo ao do GNL, com a diferença básica relacionada às pressões de carregamento dos navios.

6.2 Vantagens e desvantagens associadas ao uso do GNC como transporte de gás natural

A principal vantagem do uso do GNC como transporte do gás natural advindo da Bacia de Santos é, analogamente ao GNL, a possibilidade de se trazer grandes quantidades de gás sem a necessidade de um transporte fixo. Navios GNC podem chegar a ter capacidade para transportar nove milhões de metros cúbicos de gás.

No entanto, as desvantagens associadas ao GNC têm um peso considerável para a escolha da solução. Devido às altas pressões intrínsecas ao produto, transportar GNC via navios pode ter conseqüências indesejáveis. A primeira relacionada ao fato de que, em caso de uma pequena ignição, a explosão de um navio GNC pode ter proporções catastróficas. Não apenas a ignição, mas um vazamento de produto pode produzir alguma explosão.

A possibilidade de explosão foi considerada apenas nos navios, mas explosões associadas à transferência do GNC presente no navio até a estação de distribuição não pode ser negligenciada.

Além disso, por ser uma forma de transporte pouco pesquisada por especialistas da área, a sua aplicação na Bacia de Santos pode ser considerada inovadora, mas perigosa.

7 SELEÇÃO DA MELHOR ALTERNATIVA PARA A BACIA DE SANTOS

Nesta seção foi realizada uma avaliação **qualitativa** referente às três maneiras possíveis de se transportar o gás natural da Bacia de Santos até o continente. As três formas foram citadas nas seções anteriores e as respectivas vantagens e desvantagens de suas implementações foram consideradas.

No entanto, ao se decidir como o gás natural será transportado, não é suficiente apenas uma análise englobando os pontos fracos e fortes de um projeto. Tal análise pode encobrir pontos cuja influência no processo de decisão é significativa, fazendo com que a análise tenha fraca argumentação.

Com isso, foi elaborada uma matriz de decisão baseada em critérios qualitativos. A elaboração da matriz, junto à definição dos critérios, pode ser encontrada nas próximas seções.

7.1 Critérios utilizados

Os critérios utilizados na elaboração da matriz de decisão, com seus respectivos pesos, foram:

- Investimento em capital – Peso: 7

O investimento inicial em um projeto pode ser considerado uma barreira de entrada caso seu valor atinja patamares incomuns. Assim, além da consideração do critério, seu peso foi dado de acordo com sua característica restritiva a um projeto de engenharia.

- Mobilidade – Peso: 10

Considerando o aspecto offshore do processo envolvendo o gás natural presente na Bacia de Santos, o fato da forma de transporte oferecer um grau de mobilidade mostra uma vantagem competitiva para a tal.

- Impacto ambiental – Peso: 8

As diferentes formas de transporte de gás natural podem ter diferentes impactos ambientais, podendo até inviabilizar o projeto. Dessa forma, o critério foi considerado.

- Riscos da tecnologia – Peso: 9

O critério tem como objetivo mapear riscos de instalação e operação das diferentes formas de transporte. Assim, o critério tem peso elevado por se tratar de um tema fundamental para o projeto.

- Custo de operação – Peso: 8

O custo de operação pode, muitas vezes, assim como o investimento inicial, inviabilizar um projeto de engenharia. Portanto, baixos custos operacionais tendem a promover a saúde financeira do transporte.

- Volume de gás transportado – Peso: 10

A quantidade de gás transportada é fator chave na operação. Isso se deve uma vez que, como são processadas elevadas quantidades de gás natural em uma bacia sedimentar, sua facilidade de escoamento constitui um fator estratégico para o projeto.

- Eficiência – Peso: 8

Além de incorrer na elevação dos custos operacionais, a eficiência do projeto deve ser considerada, pois o gás natural é uma fonte natural e limitada. Assim, o critério é considerado no sentido da limitação das reservas de gás, mas não de seu efeito colateral de elevação de custos operacionais.

- Tempo de implementação – Peso: 6

Com o passar dos anos, a demanda por fontes energéticas no Brasil vem crescendo exponencialmente. Assim, o critério relacionado busca uma ponderação para o transporte que proporcionar tal diferencial competitivo.

- Avanço em pesquisas no setor – Peso: 9

Um ponto de partida para qualquer projeto pode ser considerado o avanço em pesquisas no setor, gerando um leque bibliográfico. Assim, tecnologias cujo avanço em pesquisas é maior tendem a possuir mais recursos disponíveis em situações de emergência.

- Custo de manutenção – Peso: 8

Elevados custos de manutenção podem fazer com que o negócio seja menos atrativo que outro com um custo inicial até maior, dependendo do tempo de maturação necessário. Portanto, um peso elevado foi dado a este critério.

- Tempo de retomada – Peso 8

Após paradas devido a manutenção de equipamentos ou qualquer outro motivo, o tempo de retomada da operação é fator crucial ao se analisar o custo de oportunidade do negócio. Tempos longos de retomada significam perdas na produção e, conseqüentemente, perdas de receita. Assim, o fator é de fundamental importância para a tecnologia a ser selecionada.

Tais critérios definidos têm como objetivo englobar aspectos ambientais, econômicos, técnicos e sociais referentes a cada solução a ser definida. Os pesos variam entre 5 a 10, sendo o peso 5 o menos importante e o peso 10 o mais importante para a definição da forma de transporte de gás natural.

7.2 Matriz de Decisão

A matriz de decisão foi montada considerando os critérios do item 7.1 e as respectivas notas dadas para cada solução. As notas variaram de 0 a 10, sendo a nota 10 dada quando a solução atendia da melhor forma o critério em questão. Analogamente, a nota 0 foi dada quando a solução pior atendia ao critério em análise.

Uma média ponderada considerando as notas e os critérios foi realizada e o resultado pode ser encontrado na tabela 6.

Tabela 6 - Matriz de decisão

Critérios	Peso	GNC	Gasoduto	GNL
Investimento em capital	7	6	4	9
Mobilidade	10	10	3	10
Impacto ambiental	8	6	4	5
Riscos da tecnologia	9	3	9	7
Custo de operação	8	6	8	7
Volume de gás transportado	10	8	4	7
Eficiência	8	7	8	7
Tempo de implementação	6	7	4	7
Avanço em pesquisas no setor	9	2	8	6
Custo de manutenção	8	7	5	7
Tempo de retomada	8	6	8	7
Média ponderada		5,23	5,00	6,08

Observa-se que a solução que se adéqua melhor ao panorama da escolha do transporte na Bacia de Santos é o transporte via gás natural liquefeito, considerando a construção de plantas de liquefação, navios metaneiros – *LNG carriers* e terminais de importação.

A vantagem competitiva da solução escolhida está centrada, basicamente, no alto volume de gás possível de ser transportado e no fato da mobilidade do transporte, sem a necessidade de uma instalação fixa para o mesmo. Além disso, diversas pesquisas estão sendo realizadas na área de liquefação, fazendo com que o conhecimento na área seja maior que na área de gás natural comprimido.

8. O MÉTODO FMECA

O FMECA (*Failure Mode, Effects and Criticality Analysis*) tem como objetivo estudar as conseqüências e efeitos referentes à falha de um item dentro de um sistema analisado e classificá-los de acordo com seu grau de severidade, baseado também em sua probabilidade de falha. As diretrizes para sua implementação estão de acordo com a MTL-STD-1629A, norma elaborada pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos da América que rege os conceitos referentes a análises e testes relacionados ao FMECA.

8.1 Descrição do método FMEA

O primeiro passo para a implementação do método em destaque é a definição da abordagem do sistema de estudo, que pode ser realizada de duas formas:

- *Hardware approach*: Abordagem por itens, onde o sistema é analisado item a item, de acordo com suas especificações. Esta abordagem também é chamada de *bottom-up*.
- *Functional approach*: Abordagem por funções, define uma função a partir de uma entrada e uma saída do sistema. Tal abordagem geralmente é utilizada quando não é possível identificar os componentes de um sistema.

Após o primeiro passo ser definido, geralmente são construídos diagramas de blocos que auxiliam o entendimento do funcionamento do sistema. Isto é feito devido às diversas inter-relações dos equipamentos e dos processos. Um exemplo de diagrama de blocos pode ser encontrado abaixo:

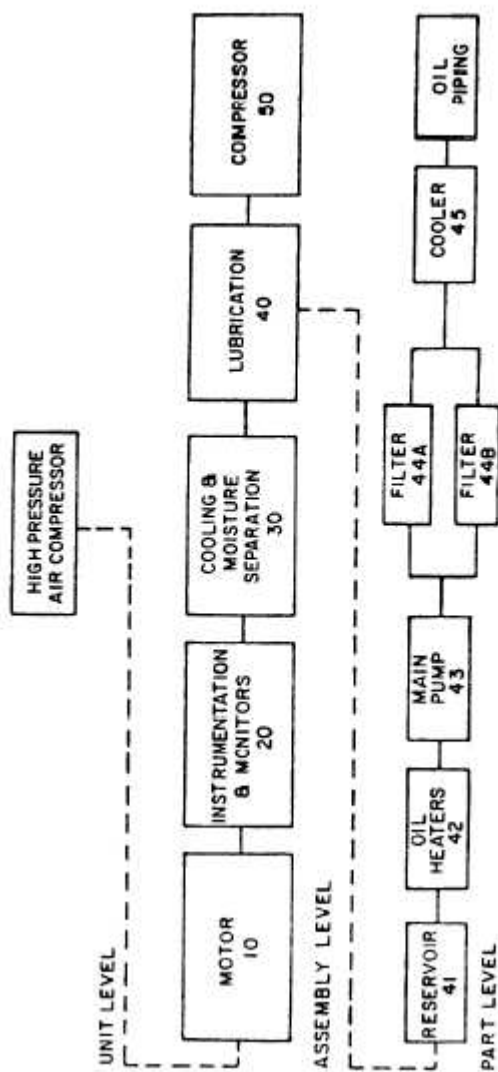


Figura 15 - Diagrama de blocos

Com a melhor visualização dos processos e equipamentos envolvidos, são definidos possíveis efeitos decorrentes de falhas aplicadas a interfaces cuja probabilidade de ocorrência de defeitos é mais elevada.

Então, classificam-se as falhas de acordo com seu grau de severidade exposto de acordo com a norma MTL-STD-1629A.

Dando seqüência, identifica-se tanto o método de detecção da falha como sua ação corretiva, de forma a prevenir eventuais reincidências.

O produto a ser entregue após as análises é uma planilha chamada FMEA *worksheet*, que contém um resumo dos principais resultados encontrados. Um exemplo de planilha pode ser encontrado abaixo:

FAILURE MODE AND EFFECTS ANALYSIS

SYSTEM _____ DATE _____
 INDENTURE LEVEL _____ SHEET _____ OF _____
 REFERENCE DRAWING _____ COMPILED BY _____
 MISSION _____ APPROVED BY _____

IDENTIFICATION NUMBER	ITEM/FUNCTIONAL IDENTIFICATION (INC/ENCLATURE)	FUNCTION	FAILURE MODES AND CAUSES	MISSION PHASE/ OPERATIONAL MODE	FAILURE EFFECTS			FAILURE DETECTION METHOD	COMPENSATING PROVISIONS	SEVERITY CLASS	REMARKS
					LOCAL EFFECTS	NEXT HIGHER LEVEL	END EFFECTS				

Figura 16 - FMEA worksheet

8.2 Descrição da análise de criticidade

A análise de criticidade envolve uma classificação de cada modo de falha presente no sistema de acordo com a severidade especificada na seção anterior em combinação com uma nova variável: probabilidade de ocorrência.

Diferentemente do FMEA, a análise de criticidade pode fornecer dados quantitativos com relação ao estudo do sistema envolvido. Para isso, são aconselhadas duas abordagens para o problema. A diferença entre as abordagens propostas a seguir deve-se a um problema muito comum na engenharia: a disponibilidade dos dados para a realização das análises. Como, para o escopo deste projeto, os dados estão disponíveis através da base de dados OREDA, utiliza-se a abordagem quantitativa.

8.2.1 Abordagem quantitativa

Para a abordagem quantitativa, devem-se organizar os dados disponíveis e preenchê-los na planilha com o formato sugerido abaixo.

CRITICALITY ANALYSIS

SYSTEM _____ DATE _____

IDENTIFIER LEVEL _____ SHEET _____ OF _____

REFERENCE DRAWING _____ COMPILED BY _____

MISSION _____ APPROVED BY _____

IDENTIFICATION NUMBER	ITEM/FUNCTIONAL IDENTIFICATION (ENGINEERING)	FUNCTION	FAILURE MODES AND CAUSES	MISSION PHASE/ OPERATIONAL MODE	SEVERITY CLASS.	FAILURE PROBABILITY FAILURE RATE DATA SOURCE	FAILURE EFFECT PROBABILITY (β)	FAILURE MODE RATIO (α)	FAILURE RATE (λ_p)	OPERATING TIME (t)	FAILURE MODE CRIT # $C_m \beta \alpha \lambda_p t$	ITEM CRIT # $C_p \sum (C_m)$	REMARKS

Figura 17 - Planilha para análise de criticidade

Nota-se que alguns dos requisitos da planilha de análise de criticidade são os mesmos considerados para a planilha referente ao FMEA, como por exemplo, os números de identificação dos equipamentos, a identificação, função, modos e causas da falha, modo operacional e a classificação quanto ao grau de severidade. Isso exemplifica a relação intrínseca perante os dois métodos que serão aplicados a um caso prático neste trabalho.

Alguns parâmetros quantitativos devem ser adicionados para que a análise de criticidade esteja completa. São eles listados abaixo, com uma breve explicação referente a cada um.

- Fonte dos dados: Existem três grandes grupos de fontes onde é possível obter dados referentes às probabilidades de falha para os equipamentos presentes em um sistema, sendo eles dois *handbooks* promovidos pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos da América e o outro grupo que abrange fontes alternativas para os dados.
- Probabilidade de efeito de falha: Designado pela letra grega β , pode ser traduzida como sendo o julgamento do analista com relação às perdas decorrentes da falha em questão. Os valores de β são classificados de acordo com a tabela 7.

Tabela 7- Valores para probabilidade de efeito de falha

<u>Efeito da falha</u>	<u>Valor de beta</u>
Perda real	1,00
Perda provável	> 0,1 a < 1,00
Perda possível	> 0 a = 0,1
Sem efeito	0

- Razão de modo de falha: Designada pela letra α , é representada como sendo uma fração da razão de falha de parte (λp), ou seja, é uma probabilidade expressada como sendo uma fração decimal que uma parte ou item irá falhar sob o modo operacional em questão.
- Razão de falha de parte: Representada através da letra λp , pode ser explicada como sendo a probabilidade de uma parte pertencente ao sistema e operando de acordo com um determinado modo falhar. É um dado comumente tabelado em *handbooks*.
- Tempo de operação: Representado pela letra t , é o tempo, em horas ou número de ciclos, que o equipamento estará em operação considerando a missão em questão.
- Número crítico de modo de falha: É representado através da letra C_m e pode ser calculado da seguinte fórmula.

$$C_m = \beta * \alpha * \lambda p * t \quad \text{Equação 1}$$

- Número crítico do item: Designado pela letra C_r , representa a somatória dos números críticos de modo de falha sob as condições impostas para a análise. Pode ser calculado de acordo com o seguinte equacionamento.

$$C_r = \sum (\beta * \alpha * \lambda p * t)^n \quad \text{Equação 2}$$

Onde, n = número de ocorrências (modos de falha)

Após calculados e obtidos os termos acima citados, deve-se criar uma matriz de criticidade. A matriz nada mais é do que uma ferramenta que possibilita extrair os dados da planilha de criticidade e representá-los graficamente.

Para tanto, os dois eixos principais da matriz de criticidade são.

- Número crítico do item (C_r) ou probabilidade de ocorrência de falha
- Grau de severidade

Os itens são identificados na matriz através de seu número de identificação (primeira coluna da planilha do FMEA e da análise de criticidade) e, os números mais distantes da origem da matriz devem receber atenção prioritária, seja por terem alta probabilidade de ocorrência ou por terem elevado grau de severidade.

Um exemplo de matriz de criticidade encontra-se na figura 18.

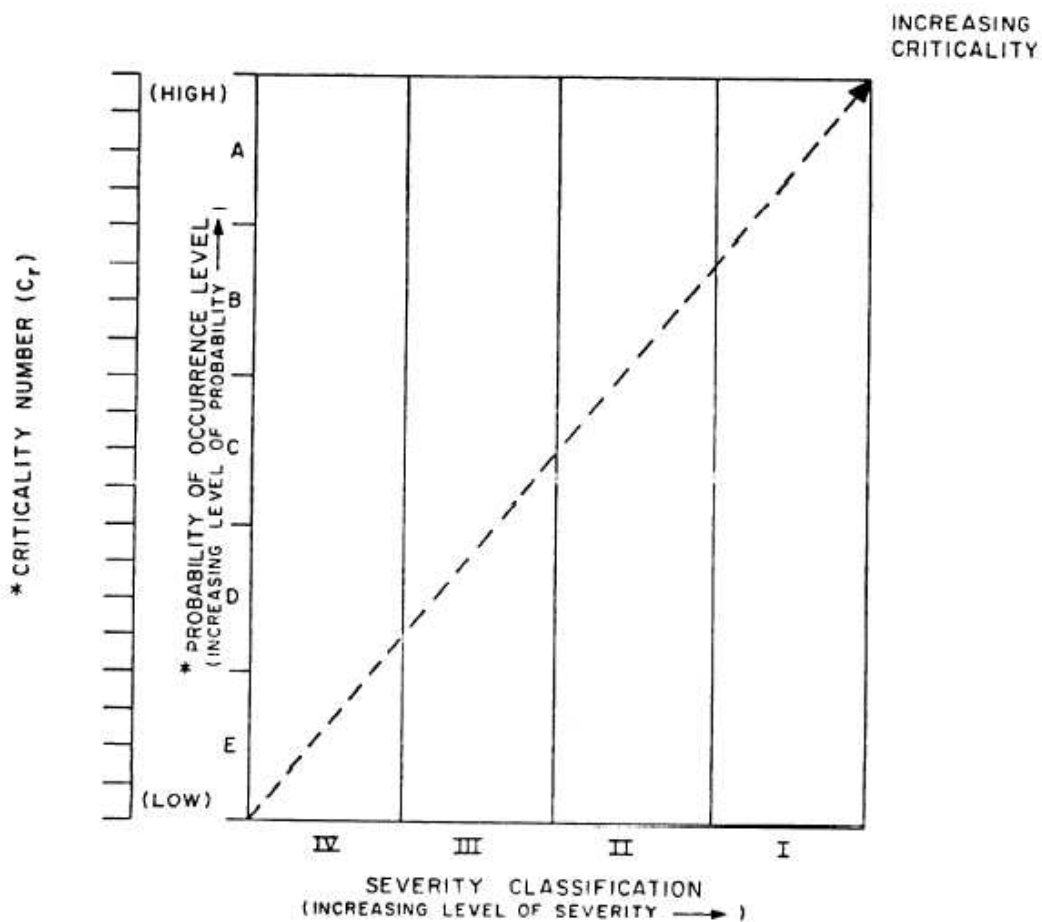


Figura 18- Matriz de criticidade

9. APLICAÇÃO DA TEORIA DO FMECA A UM ESTUDO DE CASO

Após o detalhamento da teoria do FMECA, o próximo passo que corrobora com a ambição deste projeto refere-se à aplicação da teoria para um estudo de caso envolvendo uma situação real de engenharia.

Nos primeiros capítulos foi realizada uma análise quali-quantitativa para a obtenção da forma que seria considerada como a melhor para a questão da distribuição de gás natural da Bacia de Santos até o continente e chegou-se à conclusão que transportar o gás natural em sua forma liquefeita seria a opção mais viável e segura.

Assim sendo, será aplicada a teoria do FMECA para o transporte de GNL.

No entanto, devido à complexidade da cadeia de distribuição do item em questão e o escopo deste projeto com o sendo o de um trabalho de graduação, será abordado apenas um elo, ou seja, uma etapa na distribuição do GNL.

Portanto, a teoria será aplicada para um terminal de importação de GNL, onde ocorre a regaseificação do gás natural.

Considerando os fatos acima, os subcapítulos que seguem evidenciam a aplicação da teoria ao caso prático.

9.1 Detalhamento de um terminal de importação de GNL

Para dar início ao processo de implementação da teoria do FMECA ao caso prático, deve-se, primeiramente, descrever os sistemas a serem considerados. Para o caso deste projeto, um terminal de importação pode ser descrito de duas formas possíveis segundo a abordagem da teoria: descrição por processos ou por equipamentos.

As duas formas de abordagem são descritas nos dois próximos subitens, sendo que a abordagem por equipamentos será a utilizada para a construção das planilhas do FMEA e da análise de criticidade.

9.1.1 Detalhamento por processos

Um terminal de importação de GNL (Gás Natural Liquefeito) possui alguns processos intrínsecos ao seu funcionamento.

Primeiramente, deve-se observar que o objetivo principal de um terminal de importação é, de fato, regaseificar o gás natural que se encontra em sua forma liquefeita. Para isso, surge o primeiro processo associado: Recebimento do gás natural liquefeito.

Apesar de parecer um processo simples, o recebimento de centenas de tonéis de GNL possui diversos riscos associados, lembrando que o produto, no caso de um vazamento, congela qualquer organismo que entra em contato.

O segundo processo, então, se dá através do Armazenamento do GNL em tanques criogênicos. Tais tanques possuem sofisticada tecnologia ao manter o GNL a temperaturas baixíssimas, evitando qualquer troca de calor com o meio ambiente.

Após o seu armazenamento, o GNL passa pelo processo mais importante dentro do terminal de importação: Vaporização. É o processo principal uma vez que converte o GNL de seu estado líquido para seu estado gasoso, permitindo com que o mesmo atinja sua forma natural de comercialização.

Tendo passado pelos processos acima descritos, apenas a sua distribuição ao consumidor final está faltando. No entanto, sendo o transporte realizado na maioria das vezes por gasodutos, sua análise foge ao escopo deste projeto, que é analisar apenas o terminal de importação.

O diagrama de processos de um terminal de GNL pode ser descrito com base na figura 19.

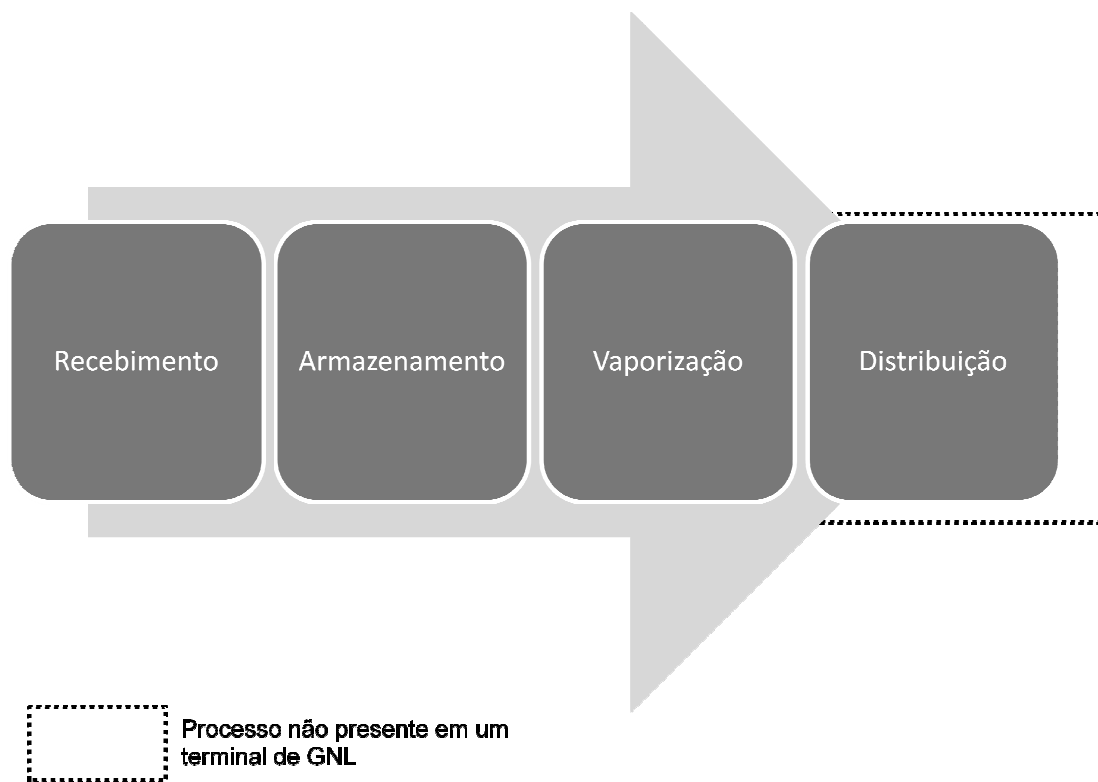


Figura 19 - Processo presentes em um terminal de importação de GNL

9.1.2 Detalhamento por equipamentos

Existem basicamente dez componentes principais em um terminal de importação de GNL, que podem ser observados na figura 20.

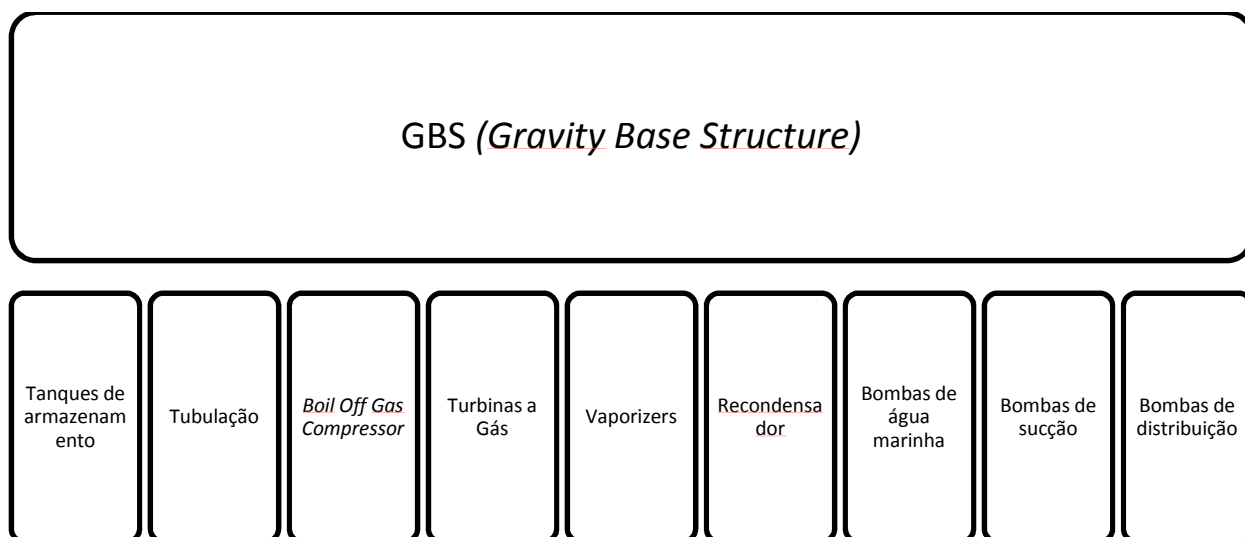


Figura 20 - Componentes principais de um terminal de importação de GNL

Os componentes são detalhados pela listagem abaixo.

- *GBS (Gravity Base Structure)*: É a plataforma onde o terminal está, de fato, consolidado. Uma estrutura de concreto que, no caso do Terminal de Porto Levante, mede 180X80m e com altura de 47m.
- *Tanques de Armazenamento (Storage Tanks)*: São tanques onde o GNL é armazenado. São, geralmente, constituídos de uma liga de níquel-aço com revestimento que impede a troca de calor com o meio ambiente. Podem medir 155m de comprimento e pesar 4500ton. A empresa sul-coreana Hyundai Heavy Industries Co. atua na construção de tais tanques de armazenamento.
- *Tubulação de aço (Pipeline)*: Tubulação de aço por onde o GNL corre durante o processo de regaseificação.

- Turbinas a Gás (*Gas Turbines*): Turbinas a Gás utilizadas na produção da energia elétrica que é consumida durante o balanço energético no processo de regaseificação de GNL.
- Bombas de sucção (*In-take LNG pumps*): Bombas hidráulicas cujo propósito é a retirada de GNL dos navios para o terminal de importação.
- Bombas de água marítima (*Sea-water pumps*): Bombas responsáveis pela circulação de água marítima ao longo do terminal. Deve-se lembrar que a água marinha, por estar em uma temperatura mais elevada que o GNL, funciona como um “corpo quente” no processo de gaseificação do GNL. A troca de calor com a água marítima tem como consequência a elevação da temperatura média onde a água é despejada novamente. No entanto, é um recurso natural, gerando economia na operação do terminal de importação.
- Vaporizadores (Trocadores de calor)
 - ✓ WHRV (*Waste Heat Recovery Vaporizer*): Equipamento que utiliza uma solução de água-glicol para vaporizar o GNL através de trocas de calor com as turbinas. Este equipamento opera continuamente, maximizando a eficiência energética do sistema ao usar energia térmica que seria desperdiçada no processo de vaporização.
 - ✓ ORV (*Open Rack Vaporizer*): Equipamento que utiliza trocas de calor com a água do mar para vaporizar o GNL. O princípio de funcionamento é semelhante ao do WHRV.
- Bombas de distribuição (*HP LNG pumps*): Bombas que fazem com que o GNL circule ao longo do sistema interno do terminal de importação.
- Condensador: Condensador cujo objetivo é capturar a parcela de GNL vaporizado antes do processo intrínseco e, após liquefazê-lo, reenviá-lo aos tanques de armazenamento (*Storage tanks*).

- *Boil Off Gas Compressor*: Comprimir o GNL que é vaporizado antes do processo devido a pequenas trocas de calor com o meio ambiente e reenviá-lo aos tanques recondensadores.

9.1.3 Aprofundamento dos principais equipamentos

Embora todos os componentes tenham finalidades específicas para o bom funcionamento de um terminal de importação de GNL, alguns equipamentos merecem destaque para a aplicação do método exposto neste documento.

Tais equipamentos são de utilização bastante específica, sendo pouco conhecidos em detalhes até mesmo por engenheiros mecânicos cuja experiência foge da área de aparelhos *offshore*.

9.1.3.1 Bombas de GNL

As bombas de GNL são equipamentos cuja função é a de impulsionar o transporte de gás a temperaturas muito baixas.

São compostas de basicamente cinco estruturas, que são:

- Eixo (*shaft*) de aço inoxidável
- Rolamentos (bearings) padrão de aço inoxidável
- Impulsor (*impeller*) de alumínio
- Estrutura externa de alumínio
- Estator (*stator*) de material a base de bronze

A figura 21 mostra o desenho esquemático típico de uma bomba de GNL.

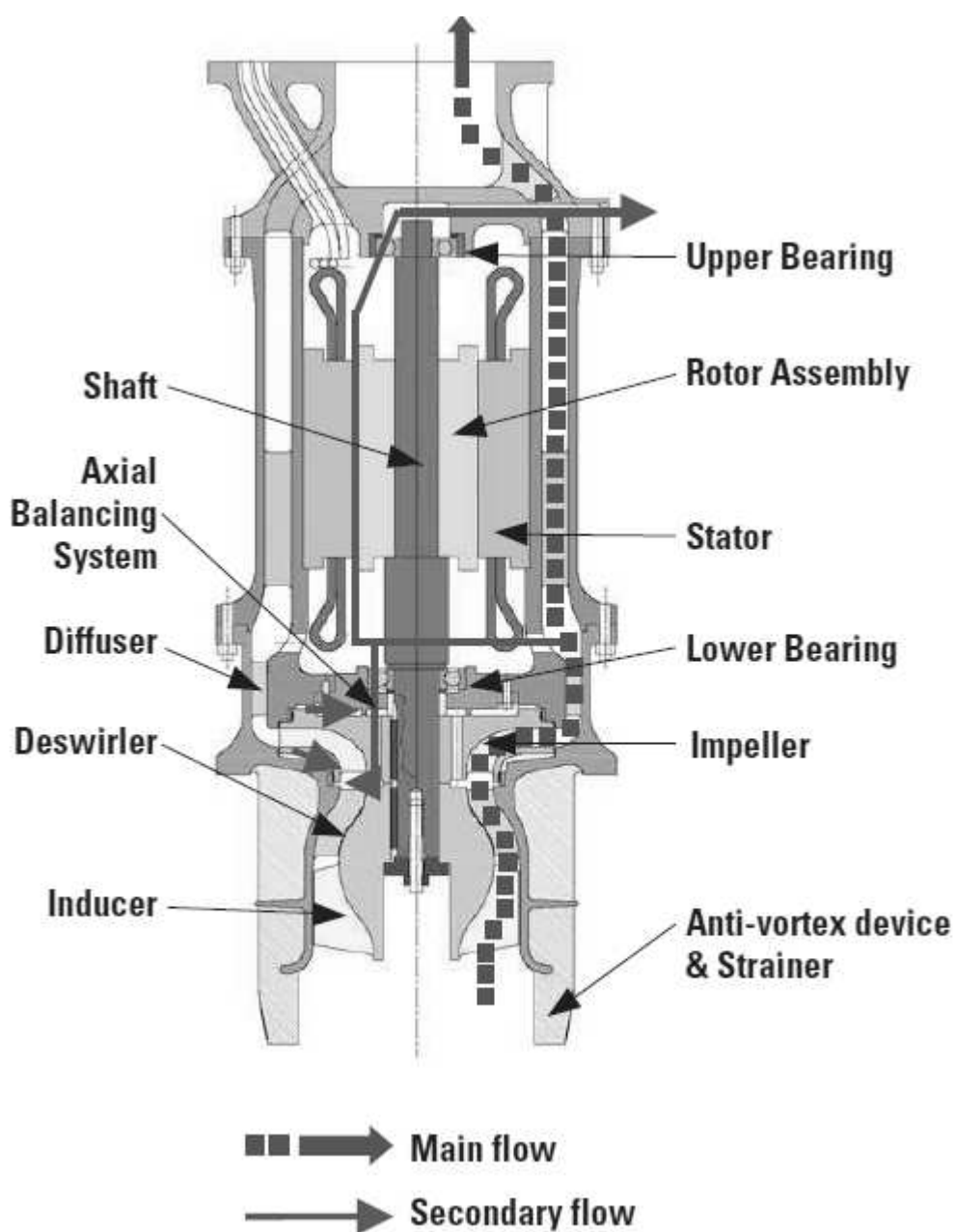


Figura 21 - Desenho esquemático de uma bomba de GNL. Fonte: Hyundai Heavy Industries

Apesar da dimensão de uma bomba de GNL variar conforme características técnicas específicas de projeto, a figura 22 tem como objetivo ressaltar uma das dimensões utilizadas atualmente ao comparar o comprimento de uma bomba de GNL com a altura convencional de um homem. A foto é do *website* da empresa Hitachi, que comercializa bombas de GNL entre outros equipamentos de aplicação *offshore*.



Figura 22 - Bomba de GNL. Fonte: Hitachi Plant Technologies, LTD.

9.1.3.2 Vaporizadores (trocadores de calor)

Existem diversos tipos de vaporizadores a serem aplicados na indústria que envolve o GNL. No entanto, atualmente, três tipos são utilizados em maior escala. A descrição de cada tipo pode ser encontrada abaixo:

- Waste Heat Recovery Vaporizer (WHRV)

Aparelho que utiliza a troca de calor com as turbinas do terminal de importação de forma a vaporizar o gás em sua forma liquefeita.

A tecnologia já é amplamente utilizada na indústria em geral, sendo sua importância ressaltada pela aplicação em um ambiente de terminal de importação.

- *Open Rack Vaporizer (ORV)*

Muito utilizado no Japão, Coréia e Europa, os ORVs têm como característica o fato de utilizarem água marinha para a troca direta de calor com o GNL.

A água deve ter temperatura acima de 8°C para que sua operação alcance o ponto ótimo, sendo este um requisito fundamental.

São feitos de alumínio para trabalharem bem a baixas temperaturas, logo possuem alta condutividade térmica. Para resistirem à corrosão são revestidos de uma camada de zinco (metal de sacrifício).

Deve-se ter atenção com a manutenção de tais equipamentos, pois os seus tubos devem estar sempre isentos de partículas que possam dificultar o escoamento do gás liquefeito.

A figura 23 mostra uma foto de um típico ORV.



Figura 23 - *Open Rack Vaporizer (ORV)* Fonte: EPD, Hong Kong

- *Submerged Combustion Vaporizer (SCV)*

O equipamento tem como mecanismo principal a troca de calor com água quente. Basicamente, funciona como uma banheira onde os tubos por onde o GNL escoam estão submersos.

A água é mantida aquecida através de uma pequena parte do gás que é colocada em combustão, de forma que os gases resultantes desta queima (CO e NOx) são direcionados para a água.

Vale ressaltar que o gás que é posto em combustão vem da vaporização natural do GNL, ou seja, é a parcela de GNL que é vaporizada pela troca de calor com o meio ambiente e que não foi captada pelos *Boil Off Gas Compressors*, compressores de gás, que estão presentes na estrutura do terminal, principalmente localizados perto dos tanques de armazenamento, onde o processo de vaporização natural é mais frequente.

A vantagem do uso deste equipamento está no fato da operação com banheiras de água quente ser estável, permitindo variações altas de carga de operação e, conseqüentemente, altas variações de demanda.

A figura 24 mostra um exemplo de SCV utilizado no mercado. O fabricante deste modelo é a empresa alemã Linde Group, especializada em equipamentos relacionados com a indústria de gás.

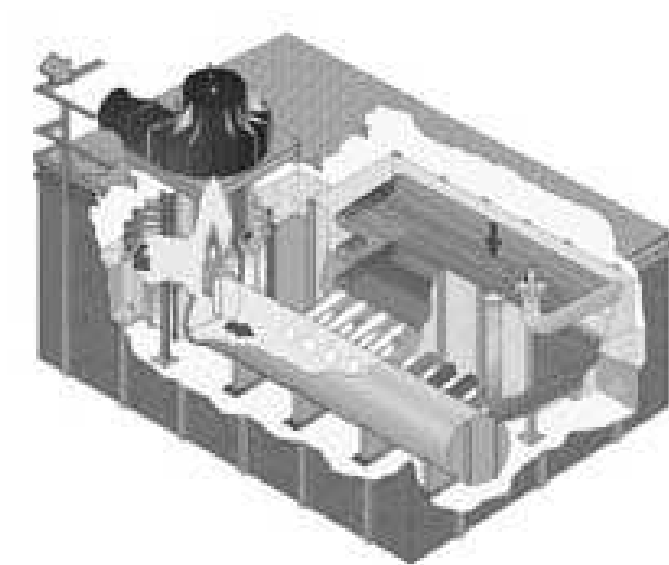


Figura 24 - Submerged Combustion Vaporizer (SCV) Fonte: Linde

9.1.3.3 Compressores - *Boil Off Gas Compressor (BOG)*

Os compressores de gás natural são equipamentos cuja finalidade é comprimir o gás a pressões elevadas de forma a levar o produto a seu estado líquido novamente.

Ficam localizados no terminal de importação próximos aos tanques de armazenamento, uma vez que sua função principal é a de comprimir o gás natural que é vaporizado com a troca de calor com o meio ambiente, ou seja, o gás que seria perdido no processo e que é reaproveitado.

A figura 25 mostra um exemplo de BOG, produzido pela Linde.

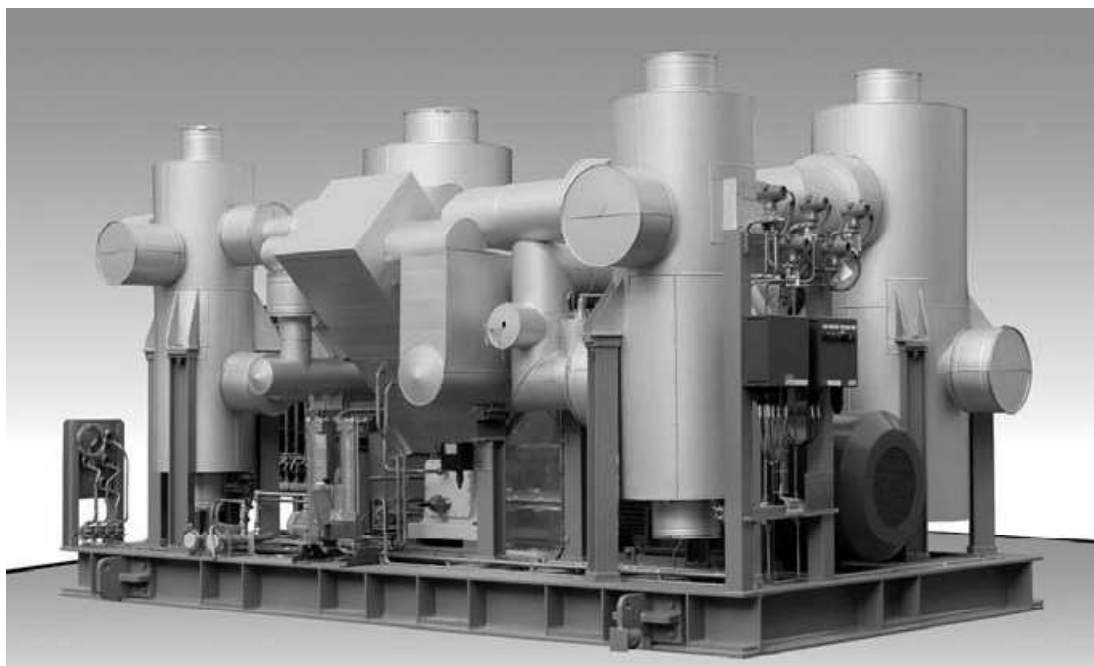


Figura 25 - Boil Off Gas Compressor (BOG) Fonte: Linde

9.1.3.4 Tanques de Armazenamento - LNG Storage Tanks

Os tanques de armazenamento foram descritos de forma mais simplificada na seção 5.2.2, onde, na figura 13, os seus principais componentes foram mostrados.

No entanto, a figura 13 mostra apenas um tanque de armazenamento cuja configuração é chamada de *full containment*, ou seja, um tanque externo.

Existe outra configuração chamada de *in-ground storage tank*, que é o tanque enterrado no solo, conforme mostrado na figura 26.

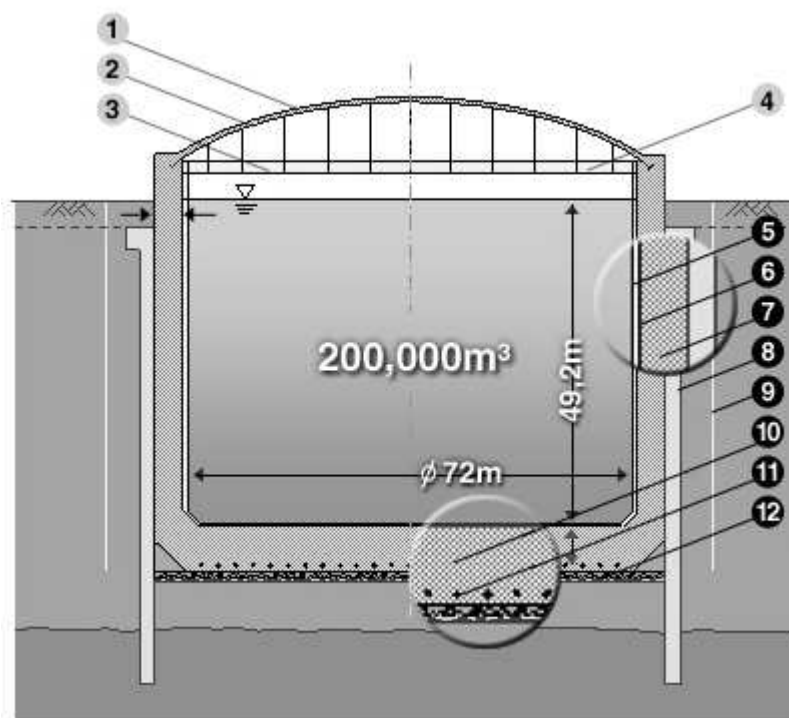


Figura 26 - Tanque de armazenamento enterrado. Fonte: Tokyo Gas Co.

Na figura 25, os componentes numerados são:

- 1- Fundação de concreto
- 2- Teto de aço
- 3- Deck suspenso
- 4- Revestimento de lã de vidro (isolante térmico)
- 5- Revestimento de poliuretano rígido (PUF)
- 6- Membrana de aço inoxidável
- 7- Parede de concreto de função estrutural
- 8- Parede de concreto de função estrutural
- 9- Aquecedor lateral
- 10- Parede de reforço estrutural
- 11- Aquecedor inferior
- 12- Camada de cascalho

9.2 Definição das condições do sistema

Após o detalhamento do sistema com base na abordagem *bottom-up*, presente no item 9.1.2, devem ser estabelecidas uma série de condições para detalhar o modo de funcionamento do sistema em análise.

O terminal de importação de GNL tem como suposição sua operação em estágio normal, ou seja, operando durante sete dias por semana a vinte e quatro horas diárias. Além disso, está operando em sua carga máxima, uma vez que o objetivo é estudar os possíveis efeitos de falha decorrentes de uma operação crítica.

O terminal opera na costa brasileira perto da região do Rio de Janeiro, em condições semelhantes ao terminal de Guanabara.

9.3 Diagrama de blocos referente ao terminal de importação

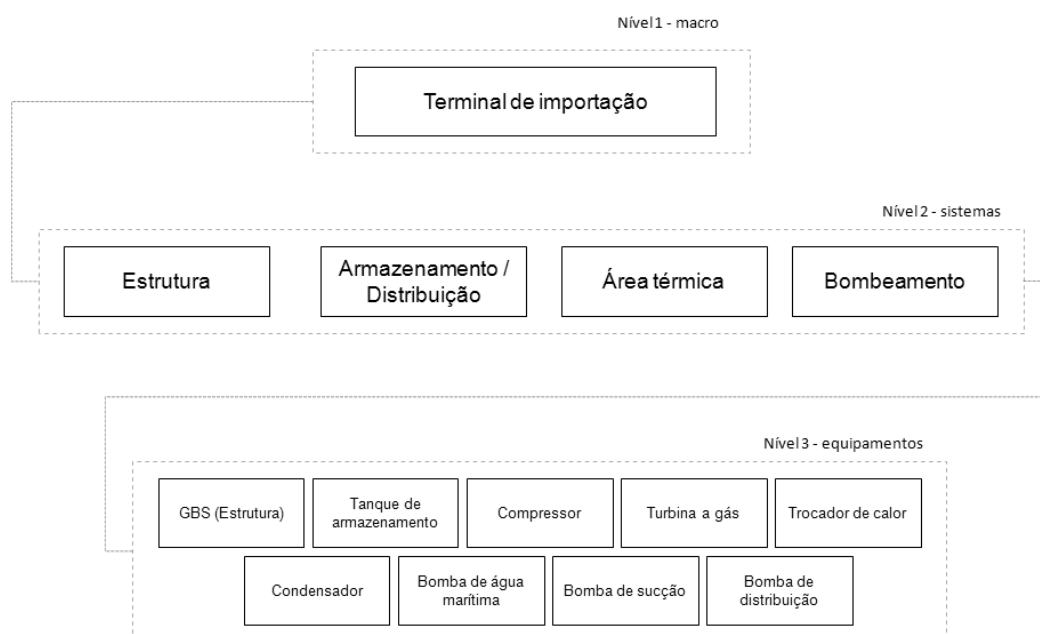


Figura 27 - Diagrama de blocos - caso prático

9.4 Planilha FMEA

A planilha FMEA montada pode ser encontrada através da figura 28, presente no apêndice I deste documento.

Para a elaboração, foram consideradas as situações mais comuns em engenharia. Porém, dificilmente tais situações ocorrem simultaneamente em um terminal de importação de GNL.

No entanto, considerando que o projeto tem a ambição de avaliar todos os riscos associados para depois compará-los entre si, esta hipótese foi considerada.

9.5 Análise de criticidade

A análise de criticidade pode ser encontrada na figura 29, presente no apêndice deste documento.

Para a elaboração da análise, foi considerado que a falha ocorria apenas uma vez, de forma que o número crítico do item (Cr) e o número crítico do modo de falha (Cm) fossem iguais.

9.6 Matriz de criticidade

A matriz de criticidade, após feitas as análises FMEA e de criticidade, pode ser evidenciada pela figura 28.

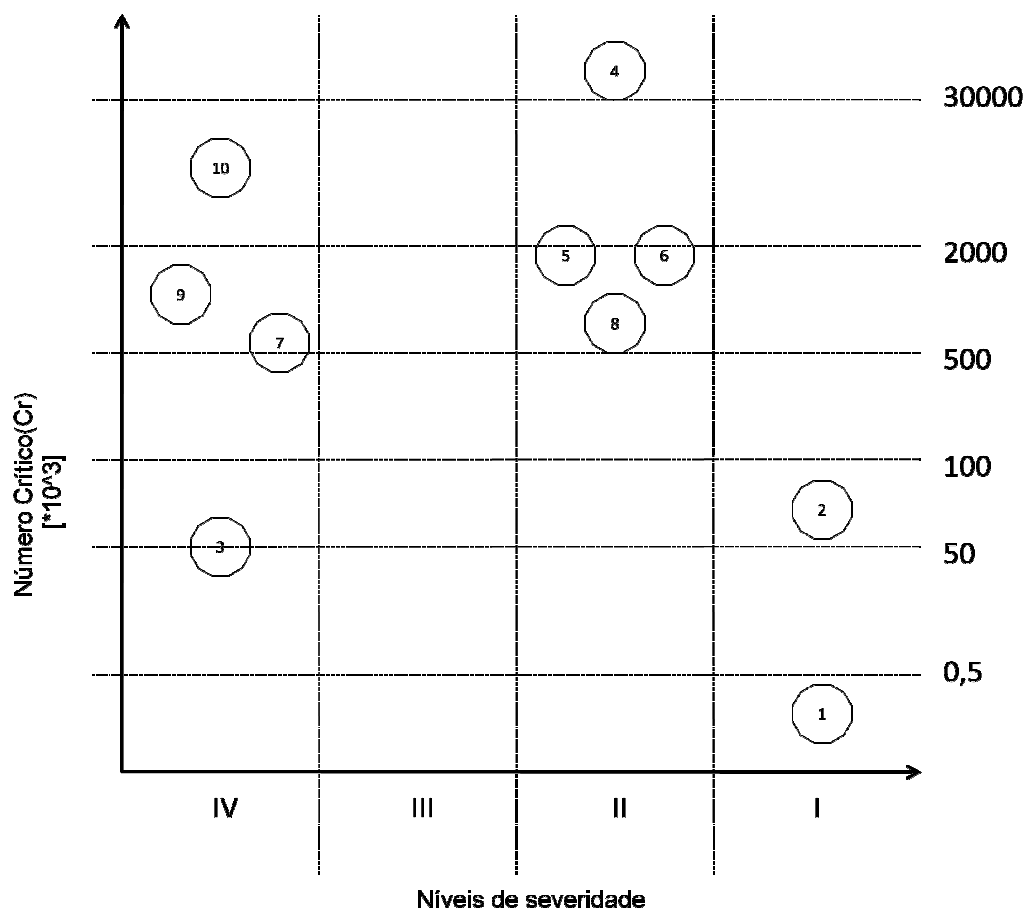


Figura 2828 - Matriz de criticidade - caso prático

Apenas para facilitar o entendimento da figura acima, os equipamentos relacionados aos números apresentados são os seguintes:

- 1. *Gravity Base Structure (GBS)*
- 2. Tanque de armazenamento
- 3. Tubulação de aço
- 4. Turbina a gás
- 5. Bomba de sucção - GNL
- 6. Bomba de sucção – Água marítima
- 7. *Waste Heat Recovery Vaporizer*
- 8. Bomba de distribuição - GNL
- 9. Condensador
- 10. Compressor

10 CONCLUSÕES

O trabalho teve seu foco direcionado à descrição das possíveis formas de transporte do gás natural, aplicando-as ao estudo de caso envolvendo a Bacia de Santos, e com a posterior aplicação da teoria do FMECA. As três maneiras e a teoria em questão foram consideradas para o trabalho devido à aplicabilidade em um contexto atual.

Novas tecnologias estão surgindo, revolucionando a forma com a qual o gás natural pode ser transportado, como por exemplo, a Gas-to-Wire – GtW, que apela para a transformação do gás natural em energia elétrica no momento de sua extração. Existem também pesquisas envolvendo a transformação do gás natural em um composto sólido – GTS. No entanto, devido a baixa maturidade e a falta de aplicação de tais soluções em grande escala, não foram consideradas para este trabalho.

A solução escolhida através da matriz de decisão elaborada, o transporte via GNL, é uma forma que tem sua aplicação cada vez mais presente no cotidiano, fato provado pela recente inauguração do terminal de GNL da Baía de Guanabara. Diversas pesquisas estão sendo feitas, com a promessa de um futuro mais sólido e mais barato para o GNL.

Com relação às análises quantitativas, pode-se afirmar que um terminal de importação de GNL possui alguns riscos associados e que podem ter impacto bastante severo com relação à operação do mesmo e à segurança dos seus trabalhadores, mesmo sendo esta uma forma cujo ponto positivo na matriz de decisão é justamente o fator segurança.

Ainda, a matriz de criticidade revela algumas informações relativamente importantes.

A primeira informação refere-se ao fato da criticidade associada à turbina a gás ser elevada, não apenas pelo fato de que é a principal fonte geradora de energia do terminal, mas também pois sua probabilidade de falha, evidenciada pelo seu número crítico, ser a maior se comparada a todos os equipamentos do terminal.

A segunda informação está relacionada com o compressor, que, apesar de seu efeito de falha não ser catastrófico, apenas perda de eficiência no processo e

conseqüente custo financeiro, possui alto número crítico, o que revela uma probabilidade de ocorrência para tal efeito.

Por último, dois componentes tem seu efeito de falha considerado catastrófico, a estrutura GBS e o tanque de armazenamento.

A classificação de catastrófico para tais itens é dada principalmente por terem funções estruturais, ou seja, de sustentação do terminal e de armazenamento de altas quantidades de GNL. Assim, falhas estruturais foram consideradas catastróficas pois oferecem efeitos de dimensão muito maiores do que os apresentados por outros itens.

Contudo, apesar de tais efeitos, a probabilidade de ocorrência é extremamente baixa, o que faz com que o foco para tais equipamentos seja desviado frente a outros cuja probabilidade de ocorrência é muito superior, fazendo com que tais objetos sejam considerados pouco críticos para o processo de regaseificação do GNL.

11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Vanem, Erik, et al.** *Analysing the risk of LNG Carrier Operation*. s.l. : ELSEVIER, 2008.
2. **Prates, Cláudia Pimentel T., et al.** Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil. *BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico Social*. [Online] Setembro de 2006. <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/bnset/set2402.pdf>.
3. **Petróleo, ANP - Agência Nacional do.** Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. [Online] 23 de Julho de 2002. http://www.anp.gov.br/doc/gas/Panorama_industria_gas_natural_Brasil_Julho_2002.pdf.
4. **Loss, João Carlos.** *ANP - Agência Nacional do Petróleo*. [Online] 31 de Outubro de 2001. http://www.anp.gov.br/palestras/SCG/2001/01_2001.pdf.
5. **Lewis, E. E.** *Introduction to reliability engineering*. Illinois : John Wiley & Sons, Inc., 1994.
6. **Energy, U.S. Department of.** The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook. [Online] Dezembro de 2003. http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/pdf/eia_0637.pdf.
7. **Costa, Fabiano Fragoso e Lima, Marcelo Tadeu.** *Avaliação do Potencial de Uso do Gás Natural na Região do Médio Paranapanema*. s.l. : Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1997.
8. **Priorização de gasodutos em hierarquia de riscos: Uma abordagem multicritério.** **Brito, Anderson Jorge de Melo, Cavalcante, Cristiano Virgílio Alexandre e Fittipaldi, Eduardo Henrique Diniz.** Fortaleza, CE : ENEGEP 2006, 2006.

9. **Ballou, Ronald H.** *Logística Empresarial: transportes, administração de materiais e distribuição física*. [trad.] Hugo T. Y. Yoshizaki. São Paulo : Atlas, 2007. Vol. 1ª.
10. **Administration, Energy Information.** Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market. [Online] Janeiro de 2006. http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2006/ngprocess/ngprocess.pdf.
11. *TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia*. [Online] <http://www.tbg.com.br>.
12. Reportagem sobre a inauguração do terminal de GNL na Baía de Guanabara. *Portal Fator Brasil*. [Online] <http://www.revistafatorbrasil.com.br/>.
13. Portal Energia Hoje. *Revista Brasil Energia*. [Online] <http://www.energiahoje.com>.
14. *Olhar Direto*. [Online] [Citado em: 10 de junho de 2009.] <http://www.olhardireto.com.br/>.
15. Indústria brasileira de gás natural. *Agência Nacional do Petróleo*. [Online] Ministério de Minas e Energia. <http://www.anp.gov.br>.
16. *GasNet - O Site do Gás Natural*. [Online] <http://www.gasnet.com.br>.
17. *Gás Brasil*. [Online] <http://www.gasbrasil.com.br>.
18. Energy Information Association. [Online] [Citado em: 17 de Abril de 2009.] www.eia.doe.gov.
19. *Companhia Paraibana de Gás*. [Online] Governo da Paraíba. [Citado em: 2 de Junho de 2009.] <http://www.pbgas.pb.gov.br>.
20. Boletim do Gás Natural . *ANP - Agência Nacional do Petróleo*. [Online] Abril de 2009. http://www.anp.gov.br/doc/gas/2009/boletimgas_200904.pdf.

21. *BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*. [Online] <http://www.bndes.gov.br>.
22. **Mangia, Carlos**. *Offshore LNG receiving terminal meets most stringent regulatory requirements, makes efficient use of energy*. Padova, Italia : ECOS, 2007.
23. **Moura, Newton Reis de**. *Desafios Tecnológicos para o Gás Natural*. [Apresentação] s.l. : Petrobrás, 2007.
24. **Blaskovic, Massimo**. *Liquefied Natural Gas (LNG) Terminal of Porto Levante - Low environmental impacts for an innovate design*. Padova, Italia : ECOS, 2007.
25. **Departamento de Defesa, EUA**. *MLT - STD - 1629A - Procedures for performing a failure mode, effects and criticality analysis*. 1977.
26. **Fogliatto, Flávio**. *Manutenção e Confiabilidade - UFRGS*.
27. **OREDA**. *Offshore Reliability Data Handbook*. s.l. : Det Norske Veritas (DNV), 2002.
28. **Huang, C.C. Yang and Zupeng**. *Lower Emission LNG Vaporization*. s.l. : Foster Wheeler North America Corporation, USA, 2004.
29. **S.p.A., SIAD Machine Impianti**. *Boil-off Gas Compressors for LNG*. 2009.
30. Tokyo Gas Co. *LNG Technologies*. [Online] www.tokyo-gas.co.jp.
31. Hitachi Plant Technologies. *LNG Plants*. [Online] www.hitachi-pt.com.
32. Hyundai Heavy Industries. *Engine & Machinery*. [Online] www.hyundai-engine.com.

12 APÊNDICE I: PLANILHAS FMEA E ANÁLISE DE CRITICIDADE

Número de identificação	Identificação do equipamento [nomenclatura]	Função	Modos de falha	Efeitos de falha			Método de detecção da falha	Classe de severidade
				Efeitos locais	Próximo nível superior	Efeitos de fim		
1	Gravity Base Structure (GBS)	Suporte físico ao terminal	Fratura na estrutura de concreto	Ruptura da estrutura / Aspecto visual	Falha no suporte dos equipamentos do terminal	Colapso físico do terminal	Teste visual	1. Catastrófica
2	Tanque de armazenamento	Estocagem do GNL	Falha no revestimento térmico	Vaporização irregular do GNL	-	Perda de material / Custo financeiro	Sensor interno de temperatura	3. Marginal
3	Tubulação de aço	Transporte interno do GNL	Rompimento de uma junta física	Vazamento do GNL	Mistura do GNL com equipamentos a alta temperatura / Choque térmico	Vazamento do GNL para o oceano	Teste visual	1. Catastrófica
4	Turbina a gás	Geração de energia para o terminal	Escorregamento entre eixo-turbina	Perda de rendimento	-	Queda de energia no terminal	Teste de rendimento	2. Crítica
5	Bomba de sucção - GNL	Retirar o GNL do tanque de armazenamento e colocá-lo na linha de distribuição interna	Parada do rotor	-	-	Falha na distribuição interna do GNL	Medição da rotação da bomba	2. Crítica
6	Bomba de sucção - Água marinha	Bombear água marinha para troca de calor	Parada do rotor	-	-	Parada total do sistema	Medição da rotação da bomba	2. Crítica
7	Waste Heat Recovery Vaporizer	Aquecer o GNL com base na troca de calor com a turbina a gás	Acúmulo de partículas sólidas / Interrupção do fluxo de escoamento	Aumento de pressão local no trocador / Possível ruptura por pressão do duto	-	Perda de eficiência no processo	Teste de rendimento local	4. Pequena
8	Bomba de distribuição - GNL	Bombear o GNL na distribuição interna	Parada do rotor	-	-	Falha na distribuição interna do GNL	Medição da rotação da bomba	2. Crítica
9	Recondensador	Liquefazer parte do GNL vaporizado dentro do tanque de armazenamento	Acúmulo de partículas sólidas / Interrupção do fluxo de escoamento	Aumento de pressão local no trocador / Possível ruptura por pressão do duto	-	Perda de eficiência no processo	Teste de rendimento local	4. Pequena
10	Compressor	Comprimir o GNL vaporizado	Parada do rotor	-	-	Perda de eficiência no processo	Medição da rotação do compressor	4. Pequena

Figura 29 - Planilha FMEA - caso prático

Número de identificação	Identificação do equipamento [nomenclatura]	Classe de severidade	Probabilidade de falha	Probabilidade de efeito de falha	Razão de modo de falha	Razão de falha de parte	Tempo de operação [horas]	Número crítico
			Fonte de dados					
1	Gravity Base Structure (GBS)	1. Catastrófica	OREDA, 2002	0,05	0,4	0,15	100000	300
2	Tanque de armazenamento	3. Marginal	OREDA, 2002	0,3	0,3	20,38	40000	73.368
3	Tubulação de aço	1. Catastrófica	OREDA, 2002	0,1	0,5	32,63	30000	48.945
4	Turbina a gás	2. Crítica	OREDA, 2002	0,4	0,5	110,77	1700000	37.661.800
5	Bomba de sucção - GNL	2. Crítica	OREDA, 2002	0,4	0,3	2,52	8600000	2.600.640
6	Bomba de sucção - Água marinha	2. Crítica	OREDA, 2002	0,4	0,3	2,52	8600000	2.600.640
7	Waste Heat Recovery Vaporizer	4. Pequena	OREDA, 2002	0,2	0,5	5,14	1600000	822.400
8	Bomba de distribuição - GNL	2. Crítica	OREDA, 2002	0,2	0,3	2,52	8600000	1.300.320
9	Recondensador	4. Pequena	OREDA, 2002	0,15	0,5	5,14	1600000	616.800
10	Compressor	4. Pequena	OREDA, 2002	0,4	0,4	22,45	2400000	8.620.800

Figura 3029 - Planilha análise de criticidade - caso prático