



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO**  
**PROGRAMA DE MESTRADO EM LOGÍSTICA E PESQUISA OPERACIONAL**

Manoel Messias de Freitas Filho

**CONCEPÇÃO DE UM MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**  
**LIQUEFEITO PARA O ESTADO DO CEARÁ**

**Fortaleza – CE**

**2008**

Manoel Messias de Freitas Filho

**CONCEPÇÃO DE UM MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL  
LIQUEFEITO PARA O ESTADO DO CEARÁ**

Dissertação submetida ao Programa de Mestrado em Logística e Pesquisa Operacional, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre (M.Sc.) em Gestão Logística e Pesquisa Operacional.

Área de concentração:

Gestão de Infra-estruturas e Tomada de Decisão.

Orientador: Prof. Dr.

Ernesto Ferreira Nobre Júnior.

Fortaleza – CE  
2008

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária Umbelina Caldas Neta - CRB558-CE

F937c Freitas Filho, Manoel Messias de  
Concepção de um modelo de distribuição de gás natural  
liquefeito para o Estado do Ceará / Manoel Messias de  
Freitas Filho, 2008.  
111 f. ; il.; enc.

Orientador: Prof. Dr. Ernesto Ferreira Nobre Júnior.  
Área de concentração: Gestão de Infra-Estrutura e Tomada  
de Decisão.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Ceará,  
Pró – Reitoria de Pesquisa e Pós – Graduação, Programa de  
Mestrado em Logística e Pesquisa Operacional, Fortaleza,  
2008.

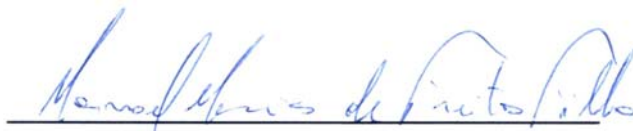
1. Logística. 2. Pesquisa Operacional. 3. Gás Natural.  
I. Nobre Júnior, Ernesto Ferreira. (Orient.). II.  
Universidade Federal do Ceará, Programa de Mestrado  
em Logística e Pesquisa Operacional. III. Título.

CDD 658.78

**CONCEPÇÃO DE UM MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL  
LIQUEFEITO PARA O ESTADO DO CEARÁ**

Dissertação submetida ao Programa de Mestrado em Logística e Pesquisa Operacional, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre (M.Sc.) em Logística e Pesquisa Operacional. Área de concentração: Gestão de Infra-estruturas e Tomada de Decisão.

A citação de qualquer trecho desta dissertação é permitida, desde que seja feita de acordo com as normas da ética científica.



Manoel Messias de Freitas Filho

Aprovada em 03/10/2008

**BANCA EXAMINADORA**



Prof. Dr. Ernesto Ferreira Nobre Júnior (Orientador)

Universidade Federal do Ceará – UFC



Prof. Dr. Fernando Ribeiro de Melo Nunes (Examinador interno)

Universidade Federal do Ceará – UFC



Prof. Ph.D. José Roberto Simões Moreira (Examinador externo)

Universidade de São Paulo – USP



*“O homem assume as rédeas de sua vida utilizando o atributo do livre-arbítrio e Deus sabe que somos capazes de vencer. Por isso, aquilo que nunca existiu, não há de desaparecer, mais correto seria reconhecer que ele não foi construído no seu devido tempo”.*

*Manoel Messias*

À minha família, pelo carinho, companheirismo,  
estímulo e proporção deste trabalho.

À minha noiva, Rafaella, pelo amor, dedicação e  
compreensão em todos os momentos.

DEDICO.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, pela vida, saúde e paz proporcionada.

Aos meus pais, Manoel Messias de Freitas e Irene Margarida de Jesus Freitas (em memória), por tudo.

Às minhas irmãs Susy, Silvia e Sissi, pelo apoio diário, carinho e afeto.

À minha noiva Rafaella, pelo amor, amizade, paz proporcionada, enfim, por tudo.

Agradeço em caráter especial ao professor doutor Ernesto Ferreira Nobre Júnior, pela orientação, amizade e estímulo para a realização deste trabalho.

Aos professores doutores Fernando Ribeiro de Melo Nunes e José Roberto Simões Moreira, pela colaboração em participar desta banca examinadora.

À coordenação do Curso de Pós-Graduação em Logística e Pesquisa Operacional.

Aos professores e colaboradores do Curso de Pós-Graduação em Logística e Pesquisa Operacional.

Aos amigos, Auricélio, Ciro Arruda, Emílio Campelo, Mauri, Marília, Paulo Luz, Roberto Linard e Valquíria, pela união e força durante o curso.

Aos funcionários da Petrobrás, pela disponibilização dos dados necessários, assim como pela atenção que me foi dispensada.

À GASLOCAL, na pessoa do Dr. Carlos Mesquita, pela contribuição e disponibilidade em ajudar na pesquisa.

Ao Governo do Estado do Ceará e à CEARÁPORTOS, que possibilitaram a realização desta pesquisa.



## **RESUMO**

O presente trabalho apresenta uma alternativa de desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural, particularmente no âmbito do Estado do Ceará, propondo um modelo de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) para regiões não atendidas por gasodutos, complementando o sistema de distribuição existente de forma eficiente. Para tanto, buscou-se conhecer a cadeia do GNL, sua evolução no mercado mundial e a infra-estrutura de suporte ao transporte e distribuição. À luz dessas informações, procurou-se conceber o modelo de infra-estrutura de distribuição de gás natural liquefeito (MDGNL) suportado por técnicas de logística e de pesquisa operacional. Na concepção do modelo, as infra-estruturas utilizadas para a estruturação da distribuição do gás natural liquefeito foram: o terminal de GNL do Porto do Pecém, o sistema viário existente no Estado do Ceará e as infra-estruturas concebidas para a distribuição do gás natural nas sub-regiões no interior do Estado. O modelo desenvolve um novo *layout* para a cadeia de distribuição de GNL no Estado, permite uma avaliação técnica e econômica da utilização otimizada das infra-estruturas que o compõem, apontando a forma mais eficiente, com o mínimo custo, e promove a acessibilidade do gás natural às regiões não atendidas por gasodutos.

Palavras-chave: Logística, tomada de decisão, infra-estrutura, gás natural liquefeito.

## **ABSTRACT**

This work presents an alternative approach to the Brazilian natural gas market development, particularly to the State of Ceará, suggesting a liquefied natural gas (LNG) distribution model to the regions that are not supplied by gas pipeline, in an efficient way to complement the existing distribution system. In a such way, we researched to know the LNG chain, its evolution in the world-wide market and the support infrastructure to the transport and distribution. Using these information, we intended to plan the liquefied natural gas infrastructure distribution model (LNGDM) considering the logistic and operational research frameworks. In the model conception, the infrastructure considered to the LNG distribution formulation were: the Pecém Port LNG terminal, the existing highway-rail system in the State of Ceará and the infrastructure concepts to the LNG distribution in the Ceará State sub-areas. The model suggests a new layout for the LNG distribution chain in the State, allows to a technical and economic evaluation of the optimized used infrastructures that compose the model, showing the most efficient form, with the minimum cost, and promotes the accessibility of the natural gas to the regions not supplied by gas pipelines.

Keywords: Logistics, Decision Making, Infrastructure, Liquefied Natural Gas.

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1.1 – Oferta e Demanda de Gás na Região Nordeste .....	19
Figura 2.1 – Vendas de Gás Natural por Segmento de Mercado em 2007 .....	29
Figura 2.2 – Cadeia do GNL .....	32
Figura 2.3 – Plataformas Marítimas de Exploração e Produção .....	34
Figura 2.4 – Planta de Liquefação .....	36
Figura 2.5 – Tanque de Armazenagem de GNL.....	38
Figura 2.6 – Estrutura e Corte de Tanque de GNL.....	39
Figura 2.7 – Terminal de GNL .....	40
Figura 2.8 – Navios Tanques de GNL .....	42
Figura 2.9 – Configuração de Terminal de Regaseificação de GNL .....	44
Figura 2.10 – Veículo para Transporte Rodoviário de GNL .....	47
Figura 3.1 – Terminal de Regaseificação, <i>Elba Island, Georgia</i> - EUA.....	52
Figura 3.2 – Malha de Gasodutos na América do Sul .....	59
Figura 4.1 – Terminal Flexível de GNL-Pecém.....	61
Figura 4.2 – Cenário 1 e Cenário 2 do Projeto GNL – Pecém .....	62
Figura 4.3 – Terminal Portuário do Pecém/Plataforma do Píer 2.....	63
Figura 4.4 – <i>Layout</i> da Plataforma do Píer 2 .....	64
Figura 4.5 – Movimentação de GN no Píer 2 .....	66

Figura 5.1 – Planta de Distribuição de GNL pela GASLOCAL .....	69
Figura 5.2 – Cadeia do GNL em Paulínia/SP .....	70
Figura 5.3 – Configuração do MDGNL no Ceará .....	74
Figura 5.4 – Cadeia do MDGNL no Estado do Ceará .....	78
Figura 5.5 – Posto de GNV abastecido com GNL .....	90

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 2.1 – Equivalência Energética de Combustíveis .....</b>	<b>30</b>
<b>Tabela 2.2 – Propriedades do GNL.....</b>	<b>35</b>
<b>Tabela 2.3 – Evolução dos Custos Médios de Investimento em Plantas de Liquefação em US\$ (1965-2000).....</b>	<b>37</b>
<b>Tabela 2.4 – Tabela de Preços de Gás Natural para fins Industriais .....</b>	<b>45</b>
<b>Tabela 2.5 – Tabela de Preços de Gás Natural para fins Residenciais, Comerciais e Serviços.....</b>	<b>45</b>
<b>Tabela 2.6 – Tabela de Preços de Gás Natural para fins de Auto-produção, Co-geração e Termelétrica.....</b>	<b>46</b>
<b>Tabela 3.1 – Plantas de Liquefação Operando em 1978 .....</b>	<b>50</b>
<b>Tabela 3.2 – Terminais de Importação de GNL no Japão em outubro de 2003 .....</b>	<b>53</b>
<b>Tabela 4.1 – Características do Navio Supridor .....</b>	<b>66</b>
<b>Tabela 5.1 – Investimentos Iniciais do MDGNL.....</b>	<b>80</b>
<b>Tabela 5.2 – Custo de Instalação da UG do MDGNL .....</b>	<b>81</b>
<b>Tabela 5.3 – Receitas Anuais.....</b>	<b>82</b>
<b>Tabela 5.4 – Salários dos Funcionários por mês .....</b>	<b>82</b>
<b>Tabela 5.5 – Custos Totais, mensal e anual .....</b>	<b>83</b>
<b>Tabela 5.6 – Custos de Transporte anual .....</b>	<b>83</b>
<b>Tabela 5.7 – Depreciação anual.....</b>	<b>84</b>
<b>Tabela 5.8 – Fluxo de Caixa do Projeto MDGNL .....</b>	<b>87</b>
<b>Tabela 5.9 – Possíveis Unidades de Regaseificação do MDGNL/ Custos Fixos de Instalação.....</b>	<b>96</b>

<b>Tabela 5.10 – Matriz de distâncias das empresas atendidas pelas UG's (km).....</b>	<b>96</b>
<b>Tabela 5.11 – Matriz de custo de transporte de 1m<sup>3</sup> de GN da UG ao cliente (R\$) .....</b>	<b>97</b>
<b>Tabela 5.12 – Restrição de Instalação das UG's .....</b>	<b>98</b>

## LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ABS	<i>Anti-lock Breaking System</i>
AGCM	Algoritmo Genético Construtivo com Mutação Modificada
CBIE	Centro Brasileiro de Infra-Estrutura
CEARÁPORTOS	Companhia de Integração Portuária do Ceará
CEGÁS	Companhia de Gás do Ceará
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
E&P	Exploração e Produção
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GASFOR	Gasoduto Guamaré-Fortaleza
GASPETRO	Petrobras Gás S.A.
GLP	Gás Liquefeito de petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
GTL	<i>Gas to Liquids</i>
IPECE	Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará
IRPJ	Imposto de Renda da Pessoa Jurídica
LNG	<i>Liquid Gas Natural</i>
LOA	Comprimento total
MDGNL	Modelo de Distribuição de Gás Natural Liquefeito
MMm <sup>3</sup> /d	Milhões de metros cúbicos por dia
Mtpa	Milhões de toneladas por ano
PIB	Produto Interno Bruto
PLFC	Problema de Localização de Facilidades Capacitado
PO	Pesquisa Operacional
SIG	Sistemas de Informação Geográficas
TBG	Transportadora Brasileira de Gás
TGAN	Terminal de Gás Natural
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TPB	Tonelada de Porte Bruto
TPP	Terminal Portuário do Pecém

TRANSPETRO	Petrobras Transporte S.A
TSB	Transportadora Sul Brasileira
UG	Unidade de Regaseificação
UPGN	Unidades de Processamento de Gás Natural
VPL	Valor Presente Líquido
VT2	<i>Vessel Type 2</i>



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
1.1	Justificativa do Tema	21
1.2	Problema de Pesquisa	24
1.3	Objetivos da Pesquisa	25
1.3.1	Objetivo Geral	25
1.3.2	Objetivos Específicos	25
1.4	Metodologia da Pesquisa	26
1.5	Detalhamento da Pesquisa	27
<b>2</b>	<b>A CADEIA DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO</b>	<b>29</b>
2.1	Exploração	33
2.2	Produção	33
2.3	Processamento	35
2.4	Liquefação	36
2.5	Transporte	40
2.6	Regaseificação	43
2.7	Distribuição	44
<b>3</b>	<b>ESTADO DA ARTE DO GNL</b>	<b>49</b>
3.1	A Evolução do Mercado de GNL	49
3.2	A Logística de Transporte e Distribuição do GNL no Brasil	56
<b>4</b>	<b>INFRA-ESTRUTURA E TECNOLOGIA DO TERMINAL DO PECÉM</b>	<b>61</b>
4.1	Infra-estrutura Conceitual para o Projeto Gnl-Pecém	61
4.2	Operação no Terminal	65
<b>5</b>	<b>MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO (MDGNL)</b>	<b>67</b>

5.1 Estudo de Caso das Unidades de Regaseificação - UG`s .....	67
5.1.1 Operação.....	68
5.1.2 Levantamento Geográfico.....	72
5.2 Aplicação do MDGNL .....	72
5.3 Aplicação da Metodologia EVTE .....	77
5.3.1 Financiamento do Projeto .....	79
5.3.2 Informações Financeiras.....	81
5.3.3 Análise da Viabilidade.....	84
5.3.4 Resultados do EVTE.....	88
5.4 Estudo de Localização das UG`s .....	89
5.4.1 Descrição do Problema de Localização de Facilidades Capacitado - PLFC .....	91
5.4.2 O Modelo Matemático do PLFC Aplicado ao MDGNL .....	92
5.4.3 Experimentos Computacionais do Modelo .....	95
<b>6 CONCLUSÕES .....</b>	<b>102</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXO 1 - MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA.....</b>	<b>109</b>
<b>ANEXO 2 - RESULTADO DA MODELAGEM DO PROBLEMA.....</b>	<b>111</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No século XXI a humanidade vem buscando a fonte energética mais vantajosa e rentável para alimentar o desenvolvimento e melhorar a qualidade de vida das pessoas, sendo estas alternativas restritas, escassas e dependentes de pesquisas e de grandes investimentos.

O gás natural (GN) é uma das fontes energéticas de importância global, sendo utilizado de diversas formas, tanto como insumo energético quanto não energético, tendo no ano de 2003 representado cerca de 24 % do total da energia primária consumida no planeta (BP, 2007).

A Figura 1.1 mostra a estimativa de demanda e oferta de gás natural na região Nordeste entre 2004 e 2015. Desta figura pode-se entender o seguinte, com a crescente demanda local nos setores industrial e termelétrico, a oferta somente atenderia ao consumo regional até 2009, déficit este gerado pelo programa de ampliação do parque termelétrico nacional. Daí a importância do produto em vários setores, principalmente do termelétrico.

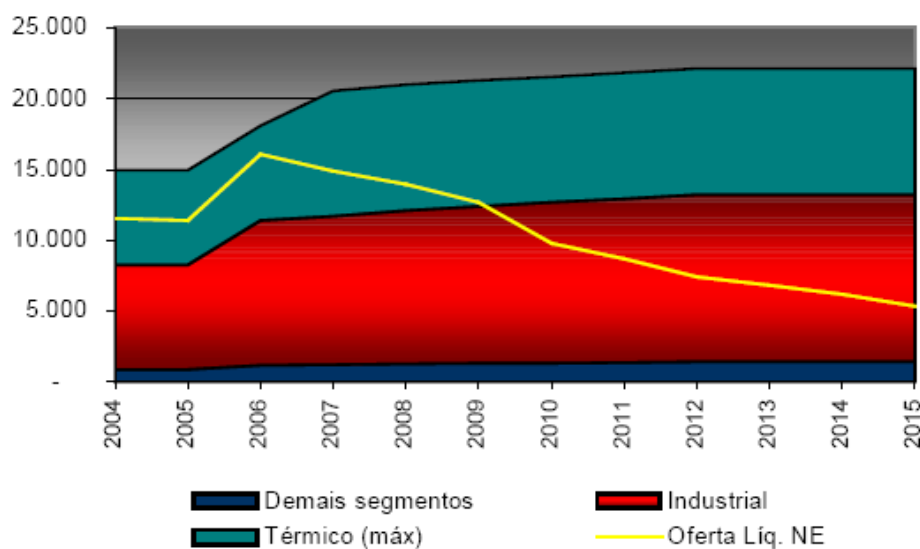


Figura 1.1 – Oferta e Demanda de Gás na Região Nordeste

Fonte: Petrobras (2003 apud Rechelo, 2004)

Os fatores que serão apresentados nesta pesquisa buscam justificar o uso do gás natural enfatizando aspectos técnicos, econômicos e ambientais que possam relacioná-lo de alguma maneira ao mercado energético nacional e o crescente estímulo à sua utilização através da contínua inserção nos projetos de políticas públicas nacionais.

A dificuldade para o seu desenvolvimento no mercado energético nacional se encontra na escassez de infra-estrutura ofertada para o transporte e a distribuição, além da dificuldade relacionada às questões de regulamentação, tanto ambiental quanto operacional. Essa situação conflitante pode ser explicada da seguinte forma: por não existir o mercado, mesmo com a disponibilidade do produto, os investidores não se arriscam em construir a infra-estrutura de transporte e distribuição sem que tenham a garantia de mercado (IBP, 2006; BONELLO, 2002).

Além da necessidade de investir na construção de gasodutos, a Petrobras vem estudando a alternativa de transporte em carretas, com cilindros de gás comprimido, o que permite fomentar o mercado para o produto antes da chegada da rede dutoviária. Neste ponto, duas questões têm que ser consideradas: i) os volumes de consumo a serem alcançados poderiam não ser suficientes para viabilizar a exploração e produção do gás; e ii) o transporte em carretas só é economicamente viável até uma determinada distância, bem mais limitada que a realizada através de gasodutos; portanto, o transporte em carretas deve ser sempre sucedido pela rede de distribuição dutoviária, o que permitirá um avanço progressivo do raio de alcance das carretas (SILVA, 2004).

Outra aplicação para o gás natural que vem sendo discutida é a sua transformação em derivados de petróleo através do processo denominado *Gas to Liquids - GTL*. Esta é uma transformação que agrega maior valor ao insumo, permitindo a substituição do uso do petróleo em diversos casos, na produção de gasolina e do diesel. Esta pode ser uma alternativa vantajosa em vista dos

crescentes aumentos de preço do petróleo e da perspectiva de sua menor disponibilidade no futuro.

Este trabalho busca mostrar que o uso da infra-estrutura de gás natural pode ser estimulado, expandindo cada vez mais as novas classes consumidoras e considerando a distribuição deste insumo energético às regiões ainda não assistidas por uma rede de dutos, no âmbito da região Nordeste.

O gás natural liquefeito (GNL) é uma alternativa tecnológica importante para o transporte do gás entre regiões onde não exista uma infra-estrutura de gasodutos ou a construção dessa infra-estrutura ainda não seja técnica ou economicamente viável.

Deste modo, pode-se assegurar a importância e a utilidade de obras desta natureza, principalmente na solução de problemas referentes à implantação de infra-estruturas de abastecimento, no sentido de atender às regiões desprovidas do gás natural.

Neste capítulo, expõe-se a justificativa do tema, o problema de pesquisa, o objetivo geral e os específicos, a metodologia da pesquisa e o detalhamento e organização dos capítulos com os seus respectivos conteúdos.

## **1.1 Justificativa do Tema**

A utilização do gás natural vem ocorrendo em vários setores, com destaque para a atividade industrial, o setor siderúrgico, o veicular, o comercial, o residencial, de geração de eletricidade e cogeração. Nestas atividades, o gás é utilizado principalmente em sistemas de geração elétrica e cogeração.

SANTOS (2002) afirma que a utilização de gás natural garante uma significativa redução de custos totais, pois apresenta queima completa, proporcionando uma economia nos custos de lubrificação e manutenção dos

equipamentos envolvidos, além da vantagem do custo do combustível em relação aos demais combustíveis.

Os setores residencial e comercial apresentam grande expansão do mercado devido as crescentes formas de aplicação do uso do gás em seus ambientes e instalações. Esta expansão está restringida pela estratégia de distribuição ainda deficiente no Brasil apesar da existência de grandes potencialidades para o gás natural.

Outro setor de grande influência na utilização do gás natural é o da geração de eletricidade, onde percebe-se um grande incremento do uso no Brasil com unidades de geração a gás natural tendo um papel cada vez mais importante e a necessidade de se expandir a oferta de energia brasileira.

Durante as últimas décadas a indústria de gás natural testemunhou baixos índices de crescimento, mas atualmente está na iminência de grandes mudanças. As descobertas de grandes reservas de gás e suas comprovações, aliadas ao desenvolvimento tecnológico aplicado à exploração e ao processamento vêm transformando o cenário energético mundial.

Toda essa transformação na indústria de gás natural tem ocorrido com a obtenção de conhecimentos e de esforços exploratórios na tentativa de descobrir novas reservas, as quais poderão permitir a manutenção do fornecimento de gás por um maior período de tempo.

Tem sido contínuo o crescimento da implantação de infra-estruturas utilizadas para a distribuição de gás natural, apesar dos numerosos obstáculos regionais, políticos, ambientais e culturais que têm impedido a criação de um único e real mercado, o qual exige a instalação de uma rede continental de gasodutos para a expansão do comércio em todas as direções.

Por outro lado, o crescimento contínuo das preocupações com o meio ambiente tem sido um dos principais fatores para o aumento do consumo do gás, no segmento industrial e elétrico, em função das pressões das sociedades pela

utilização de combustíveis menos poluentes. Esta pressão dos ambientalistas tem levado países desenvolvidos a substituírem o consumo de óleo combustível e do carvão por fontes energéticas mais limpas, como o gás natural e os combustíveis renováveis (REAL, 2005).

Praça (2003) aponta a importância do gás natural no setor de transportes como a estratégia mais viável para o atendimento no curto e médio prazo de regulamentações ambientais cada vez mais rigorosas, principalmente nas grandes zonas metropolitanas. A utilização em larga escala do gás natural nas grandes cidades brasileiras é uma opção extremamente realista e talvez a única imediatamente disponível para a redução dos impactos ambientais negativos no setor de transportes.

Atualmente, estão em questão os problemas ocasionados pelo aquecimento global causados principalmente pela emissão excessiva de poluentes e dos elevados níveis de degradação ambiental. Por ser um combustível com menores níveis de poluentes e com tecnologias de uso menos agressivas ao meio ambiente, as perspectivas indicam a expansão do seu consumo pelo mercado.

Segundo Santos (2002), as perspectivas para a utilização plena e racional do gás natural pela maioria das nações são bastante promissoras, pois é possível através deste processo a obtenção de uma alta eficiência energética ao serem utilizados sistemas de co-geração para a produção conjunta de calor (ou frio) e de energia elétrica. Além disso, diversas aplicações no setor veicular, industrial e residencial também podem ser incrementadas, configurando-se nos chamados “usos nobres” do gás natural.

Apesar da heterogeneidade existente na organização do setor de gás natural, desde os anos sessenta as empresas de gás cooperaram investindo na construção de uma rede de gás natural ainda não consolidada.

A insuficiência de uma infra-estrutura gasífera dutoviária possibilita que as redes brasileiras de transporte rodoviário e ferroviário façam a ligação complementar, essencial para o desenvolvimento progressivo da cadeia de suprimento, através da integração das instalações de processamento àquelas de armazenamento e de distribuição, consolidando econômica e financeiramente o novo mercado consumidor de gás natural, até que se justifique a implantação de uma rede dutoviária definitiva.

## **1.2 Problema de Pesquisa**

Problemas logísticos, especificamente aqueles aplicados à cadeia do gás natural, apontam a falta de definição da configuração física de um sistema de distribuição, para atender a clientes, como o principal problema quanto à aplicação dos recursos financeiros de uma empresa de distribuição.

Busca-se com esta pesquisa, através da concepção, racional e ambientalmente correta, de um sistema de distribuição de gás natural, estimular e incentivar os gestores públicos e os tomadores de decisão a adotarem medidas que contribuam para a sua acessibilidade, agregando economicidade quando da implantação de facilidades para o atendimento de potenciais usuários fora da Região Metropolitana de Fortaleza.

Conseqüentemente, devido a inexistência de uma estratégia ou processo operacional para suprir com gás natural outras regiões do Estado do Ceará, além da região metropolitana, na capital, desenvolve-se a idéia e concebe-se um modelo teórico para a distribuição do gás natural a partir do terminal flexível de Gás Natural Liquefeito (GNL) no Terminal Portuário do Pecém (TPP).

O modelo apresentado neste trabalho busca responder à seguinte questão de pesquisa: “Como formular um modelo para distribuição de gás natural liquefeito, de modo a disponibilizar o produto competitivamente para uma clientela potencial?”



Assim, elaborou-se um modelo envolvendo as seguintes etapas da Cadeia do GNL:

- ✓ o recebimento do GNL no Porto do Pecém;
- ✓ o transporte do GNL às sub-regiões do Estado;
- ✓ a armazenagem do GNL em tanques criogênicos;
- ✓ a regaseificação;
- ✓ a distribuição do gás natural aos clientes.

### **1.3 Objetivos da Pesquisa**

#### **1.3.1 Objetivo Geral**

O objetivo deste trabalho é propor um Modelo de Infra-estrutura de Distribuição de Gás Natural Liquefeito (MDGNL) de modo a disponibilizar o gás natural para todo o Estado do Ceará.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Como objetivos específicos, têm-se as seguintes metas:

- ✓ a descrição da cadeia do GNL;
- ✓ o levantamento do estado da arte do GNL (mercado, logística de transporte e distribuição);
- ✓ o levantamento da infra-estrutura do terminal de GNL do Pecém;
- ✓ a definição do Modelo de Distribuição de GNL para o Estado do Ceará a partir do terminal de GNL do Pecém.

#### **1.4 Metodologia da Pesquisa**

Neste trabalho abordar-se-á a importância do desenvolvimento de uma infra-estrutura complementar ao sistema de distribuição primário existente, a qual poderá auxiliar na promoção do desenvolvimento do Estado e da região, no que tange à capacidade instalada e às perspectivas econômicas e tecnológicas para o setor de energia, provocando o aprofundamento de futuros estudos e projetos estratégicos, visando inserir o Estado na vasta cadeia do gás natural, um importante e fundamental indutor do desenvolvimento regional.

Efetou-se, inicialmente, uma pesquisa bibliográfica das publicações referentes ao objeto de estudo da pesquisa, tanto nos aspectos de fundamentos, tecnologias e aplicações, quanto do estado da arte. Neste levantamento bibliográfico buscou-se informações relevantes sobre todas as aplicações do gás natural, suas tecnologias e logística, utilizando-se de arquivos públicos e virtuais, bem como, contatos com profissionais e pesquisadores da área.

Todos os importantes cenários e projetos existentes, diretamente relacionados com a implantação e o desenvolvimento de infra-estruturas para a distribuição de GNL foram avaliados de forma sistêmica.

Analisou-se, também, a rápida expansão do mercado de gás natural, as características econômicas do GNL, a intensificação da sua produção e o desenvolvimento tecnológico envolvido, fornecendo a base técnica para a estruturação do GNL no Brasil.

A pesquisa conteve-se em analisar trabalhos que tratavam sobre a cadeia do GNL, envolvendo sua distribuição e infra-estrutura, bem como as técnicas logísticas e de pesquisa operacional aplicadas aos diversos modelos de distribuição.

A adoção de uma metodologia para priorização dos projetos em energia e gás permite o tratamento adequado do projeto, apóia na resolução de conflitos de

alocação de recursos e infra-estrutura, além de auxiliar o decisor na resolução de seus problemas.

O processo que envolve a tomada de decisão é, na maioria das vezes, multidisciplinar, multiobjetivo e multicritério, o que praticamente impossibilita ao planejador chegar sozinho a uma decisão que atenda aos interesses de todos sem interferências de algumas forças de mercado.

Ao contrário dos trabalhos existentes relacionados à área da logística de transporte e distribuição de gás natural liquefeito, a ótica da pesquisa deteve-se no enfoque estratégico, diferentemente das abordagens táticas e operacionais comumente estudadas. Além disso, a não existência de fontes, trabalhos e dados que abordam o assunto dificultam a análise qualitativa da pesquisa no meio operacional.

Portanto, a metodologia proposta tem em vista possibilitar uma nova forma de abordar os elementos (conhecimento estratégico dos especialistas e conhecimento extraído dos dados históricos de projetos executados isoladamente) de maneira sistemática, para obter um instrumento de auxílio à decisão para avaliar a melhor alternativa em projetos de logística e distribuição de gás natural liquefeito no estado do Ceará.

## **1.5 Detalhamento da Pesquisa**

A presente dissertação é constituída por seis capítulos e referências bibliográficas.

O Capítulo 1 apresenta uma Introdução que aborda de forma geral a justificativa do tema, o problema de pesquisa, o objetivo geral e os específicos e a metodologia da pesquisa.

O Capítulo 2 relata a cadeia do GNL expondo suas etapas e processos, como também enfocando os sistemas de distribuição primário e secundário.

No Capítulo 3, estado da arte, apresenta-se um breve histórico da evolução do mercado de GNL no mundo e a importância da sua logística de transporte e de distribuição.

O Capítulo 4, infra-estrutura e tecnologia do Terminal de GNL do Pecém, descreve o *layout* do terminal, suas características físicas e operacionais e a tecnologia utilizada na sua planta.

No Capítulo 5, modelo de distribuição de GNL (MDGNL), realizou-se um estudo do processo de distribuição de GNL, através das Unidades de Regaseificação – UG`s, para a sua aplicação no Estado do Ceará. Nesta etapa, serão expostas e especificadas as técnicas que poderão incrementar futuramente o MDGNL, com a adição do Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica - EVTE e do Problema de Localização de Facilidades Capacitado - PLFC.

No Capítulo 6 são apresentadas as Conclusões e as recomendações para estudos futuros.

## 2 A CADEIA DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO

Neste capítulo apresenta-se uma descrição da cadeia do Gás Natural, com ênfase nas atividades relacionadas enquanto seu estado líquido, destacando-se na cadeia, as etapas de produção e suprimento, enfatizando a distribuição multimodal e intermodal. Para tanto foram pesquisados diversos estudos, principalmente no setor de transporte e distribuição, aonde procurou-se caracterizar os processos, as tecnologias envolvidas e o atual estado econômico da indústria do Gás Natural Liquefeito no cenário mundial.

Com isto, a pesquisa expõe as vantagens e a versatilidade deste insumo energético como um produto de primeira categoria dentre os combustíveis fósseis, apesar de ser pouco atrativo para os eventuais investidores pela imposição de dificuldades e custos adicionais para o seu transporte, armazenamento e distribuição.

A Figura 2.1 mostra a inclusão do gás natural em vários segmentos do mercado. Onde o mercado de gás natural, somente em 2007, atingiu o montante de 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia de volume vendido e distribuído pelas concessionárias.

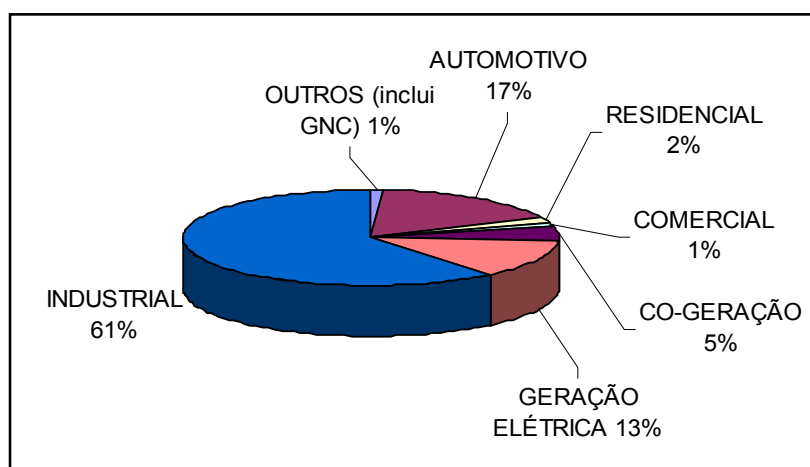


Figura 2.1 – Vendas de Gás Natural por Segmento de Mercado em 2007

Fonte: Brasil Energia (2007)

O gás natural é um hidrocarboneto de natureza energética, obtido a partir da produção em poços, que pode ser encontrado na natureza de maneira isolada ou associada ao petróleo.

A principal vantagem desse combustível é o baixo nível de enxofre e particulados existente em sua composição, o que faz com que ele seja considerado uma fonte energética limpa. Outro atrativo do GN é seu alto poder calorífico, o que torna possível a sua utilização direta, sem a necessidade do refino, ideal para o consumo industrial, comercial e residencial, tanto para a geração de calor e eletricidade, quanto para insumo industrial.

Na Tabela 2.1 pode-se observar a equivalência energética dos vários combustíveis componentes da matriz brasileira. Assim, obtêm-se a quantidade equivalente em m<sup>3</sup> de gás natural para cada combustível relacionado, utilizando o fator de conversão multiplicado pelas unidades do combustível em questão.

**Tabela 2.1 – Equivalência Energética de Combustíveis**

EQUIVALÊNCIA ENERGÉTICA		
COMBUSTÍVEL	UNIDADE	FATOR DE CONVERSÃO
<b>Gás Natural</b>	m <sup>3</sup>	1,00
<b>Gás Liquefeito de petróleo - GLP</b>	kg	1,27
<b>Óleo Diesel</b>	litro	1,08
<b>Lenha</b>	kg	0,35
<b>Óleo combustível</b>	kg	1,08
<b>Carvão Vegetal</b>	kg	0,72
<b>Querosene</b>	litro	0,8834
<b>Energia Elétrica</b>	kWh	0,0915
<b>Carvão Mineral Nacional</b>	kg	0,48
<b>Barril de Petróleo</b>	litro	150

Fonte: CEGÁS (2008)

O gás natural tem se tornado essencial e estratégico para o Brasil em função do consumo cada vez mais crescente. Este crescimento tem sido justificado pelo baixo custo e oferta abundante, principalmente pela Bolívia, em períodos anteriores.

A crise anunciada na América Latina tem provocado o seu uso de forma racional, gerando reduções no consumo para alguns setores e provocando um planejamento estratégico voltado à implantação de plantas de GNL visando suprir regiões e projetos anteriormente contratados.

Este crescimento no consumo vem exigindo cada vez mais um uso racional e eficiente em decorrência da transformação que vem acontecendo no cenário energético mundial.

Por ser um energético versátil apresenta vantagens energéticas e ambientais, podendo ser transformado em produto de grande valor agregado. Suas características permitem várias formas de armazenagem e de distribuição em diferentes características físicas, reduzindo os custos operacionais e aumentando a qualidade do produto final.

Várias atividades econômicas, exercidas por diversos agentes na cadeia, estão inseridas no trajeto do Gás Natural Liquefeito até os consumidores finais. A Figura 2.2 apresenta a cadeia do gás natural e as relações entre estes agentes.

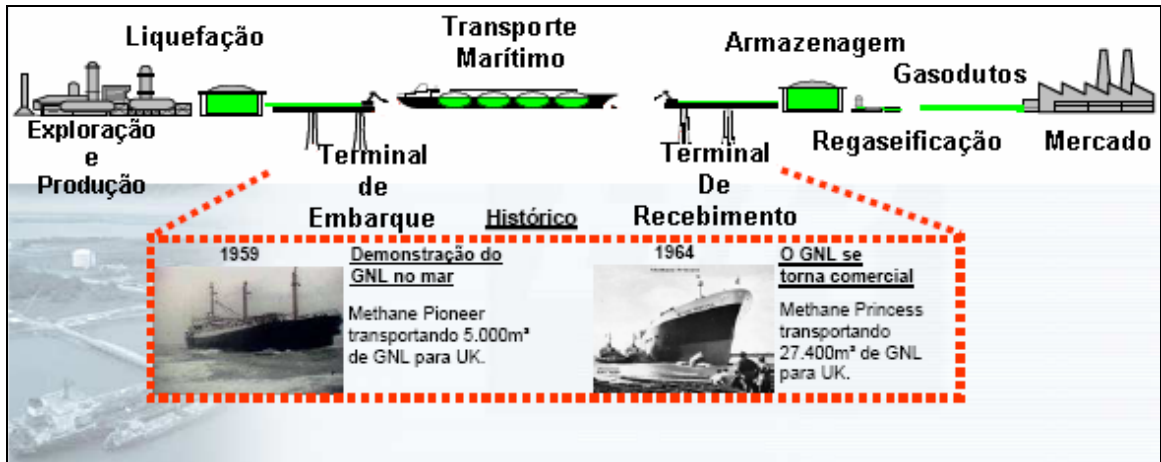


Figura 2.2 – Cadeia do GNL

Fonte: Petrobras (2007)

Na cadeia de suprimento de gás natural, existem atividades potencialmente competitivas – produção, comercialização e consumo – onde a conformação de mercado mais eficiente seria fruto da concorrência entre os vários agentes presentes. Por outro lado, a natureza das atividades de transporte e distribuição normalmente envolve uma grande participação relativa de custos fixos ou irrecuperáveis (*sunk costs*), referentes à instalação dos dutos de transporte ou à rede de distribuição de gás até os diversos consumidores. Essas atividades, via de regra, são monopólios naturais devido à existência de economias de escala e de rede, que condicionariam a conformação mais eficiente de mercado à presença de um único agente produtivo (*PETROLEUM ECONOMIST*, 2002).

A cadeia de produção do GNL se divide nas seguintes etapas: exploração, produção, processamento, liquefação, transporte, regaseificação e distribuição (Figura 2.2).

O Gás Natural Liquefeito (GNL) pode ser obtido através do resfriamento ou pressurização do gás natural. O primeiro processo consiste na redução da temperatura do gás natural a (-161°C), o segundo em se aplicar uma elevada



pressão ao gás natural para liquefazê-lo o que encarece o processo e torna a operação mais perigosa.

Sobre pressão atmosférica constante e a uma temperatura de  $-161^{\circ}\text{C}$ , o gás natural torna-se líquido. Logo, o processo produtivo do GNL começa pela produção do próprio gás natural, com as atividades de exploração e produção (E&P).

O primeiro projeto de comercialização internacional de GNL ocorreu entre Argélia e Reino Unido, em 1964, e, atualmente, cerca de 25% do comércio internacional de gás natural se dá através dessa tecnologia de transporte. Nos últimos anos, foram realizados fortes investimentos em novas tecnologias para o processo de liquefação do gás natural, o que impulsionou um rápido avanço tecnológico e uma substancial queda de custos nessa cadeia.

## **2.1 Exploração**

O início da cadeia do GN consiste na verificação e estudo das formações propícias ao acúmulo de petróleo e gás natural. Através da perfuração de poços e pesquisas com o intuito de comprovar a existência e a qualidade comercial dos hidrocarbonetos e, ainda, existindo a viabilidade econômica da descoberta, os campos são desenvolvidos pela perfuração de poços para, então, receberem investimentos necessários para o desenvolvimento e a instalação de infra-estruturas que permitam a sua exploração (PRAÇA, 2003 e SILVA, 2008).

## **2.2 Produção**

Nessa fase, a atividade pode ser desenvolvida em terra (*on shore*) ou no mar (*off shore*), geralmente em localidades distantes dos mercados consumidores.

O gás natural produzido nos reservatórios de petróleo resulta de três composições possíveis: capa de gás, gás dissolvido em óleo e gás dissolvido em

água. Na primeira composição o gás encontra-se no estado gasoso, acima da camada de hidrocarbonetos, nas condições de temperatura e pressão do reservatório. Na segunda, parte do gás encontra-se dissolvido no óleo do reservatório, e se vaporiza quando a mistura é levada para a superfície. E na terceira, existe uma parcela de gás dissolvido na água, no interior do reservatório, geralmente essa parcela não entra nos cálculos das produções (THOMAS, 2001).

O gás natural, após a extração, passa por vários separadores, iniciando um processo físico-químico para retirar a água e os hidrocarbonetos no estado líquido da sua composição, tornando-o mais puro. Caso não haja infra-estrutura suficiente que permita o seu escoamento ou aproveitamento, o produto é simplesmente queimado (PRAÇA, 2003).



Figura 2.3 – Plataformas Marítimas de Exploração e Produção

Fonte: PETROLEUM ECONOMIST (2004)

### 2.3 Processamento

O processamento do combustível ocorre após a sua extração em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), na qual o produto é desidratado e fracionado, segregando os componentes específicos para consumo de acordo com às exigências legais, gerando três sub-produtos: o gás natural processado (formado a partir do metano e etano); o GLP (originado do propano e do butano) e a gasolina natural (PRAÇA, 2003).

Durante o processamento a composição do GNL muda gradualmente, como também durante a estocagem com tempos elevados. Os componentes com o menor ponto de ebulição (metano, etano) irão evaporar primeiro. Com o passar do tempo, as concentrações dos hidrocarbonetos com maior ponto de ebulição aumentam (butano, propano).

Com relação especificamente ao GNL, o aumento da concentração de hidrocarbonetos mais pesados contidos no GNL, promove um aumento na densidade e na energia do GNL (MOURA, 2007).

A Tabela 2.2 apresenta os percentuais dos principais componentes do GNL e suas propriedades físicas.

**Tabela 2.2 – Propriedades do GNL**

<b>Descrição</b>	<b>Porcentagem</b>	<b>Densidade relativa ao líquido</b>	<b>Ponto de ebulição</b>
Butano	0,2% - 1,0%	0,582	- 0,5 °C / 31,1 °F
Propano	0,1% - 3,0%	0,590	- 42,1 °C / - 43,8 °F
Etano	1,0% - 13,0%	0,546	- 88,6 °C / - 127,5 °F
Metano	83,0% - 99,0%	0,422	-161,0 °C / - 258,7 °F

Fonte: Transpetro (2008)

## 2.4 Liquefação

A principal etapa da cadeia de produção do GNL ocorre na planta de liquefação de gás natural, onde sua temperatura atinge  $-161^{\circ}\text{C}$  (abaixo do ponto de vaporização do metano). Assim, o gás metano torna-se líquido e seu volume reduz-se a 1/600 do volume original.

A Figura 2.4 mostra uma planta de liquefação e suas instalações.



Figura 2.4 – Planta de Liquefação

Fonte: Transpetro (2008)

Segundo Almeida (2004), aproximadamente metade dos investimentos totais da cadeia GNL é demandada pela construção da planta de liquefação, que utiliza compressores e um sistema de refrigeração a base de trocadores de calor e gases refrigerantes no processo de resfriamento do gás natural. Além disso, é necessário um tratamento prévio do gás natural, com o objetivo de retirar as impurezas do combustível para possibilitar sua liquefação. Ultimamente, a trajetória de evolução tecnológica resultou em uma significativa redução dos custos de investimento nas plantas de liquefação.

Uma planta de liquefação convencional é composta de uma unidade de processamento e tratamento de gás (UPGN), um conjunto de trocadores de calor e tanques de armazenagem para o GNL e, normalmente, são implantadas em locais costeiros visando facilitar o escoamento da produção em navios tanques (metaneiros).

A Tabela 2.3 fornece dados históricos referentes aos custos das plantas de liquefação, entre 1965 e 2000, comprovando uma relativa queda nos custos de investimentos.

**Tabela 2.3 – Evolução dos Custos Médios de Investimento em Plantas de Liquefação em US\$ (1965 – Atualmente)**

<b>Período</b>	<b>Custos de investimento por tonelada de capacidade anual (US\$/ton)</b>
1965 – 1970	540
1971 – 1985	550
1986 – 1995	500
1996 – 2000	240
Atualmente	275

Fonte: Adaptado de Terzian (1998)

Atualmente, o investimento por tonelada de capacidade anual está em torno de US\$ 275,00, isto significa que uma planta de liquefação de 7 Mtpa, custaria aproximadamente US\$ 1,92 bilhões.

A liquefação é realizada com o uso de diversas etapas de refrigeração e o processo tem princípio similar ao de um refrigerador doméstico. Um gás refrigerante extrai o calor do gás natural nos trocadores de calor. Os trocadores de calor ficam estruturados em conjuntos paralelos, que junto com os demais

equipamentos formam os trens de liquefação, nos quais o gás natural circula até que este atinja a temperatura de  $-161^{\circ}\text{C}$  (REAL, 2005).

O GNL é, então, armazenado em tanques que o mantêm refrigerado na temperatura adequada (tanques criogênicos), em temperatura externa ambiente, até o momento do embarque (Figuras 2.5 e 2.6). Essas instalações devem possuir sistemas de compressão e re-liquefação para recuperar volumes de gás que escapam da estocagem (*boil-off*), exigindo assim, um sistema complexo para manutenção da temperatura e manipulação do gás nesta condição.

A Figura 2.5 mostra um parque de armazenagem de GNL em construção com detalhe de um tanque de GNL que liga sua planta de liquefação ao terminal de embarque off-shore.



Figura 2.5 – Tanque de Armazenagem de GNL

Fonte: Transpetro (2008)

A Figura 2.6 ilustra com detalhes um tipo de tanque de armazenagem de GNL.

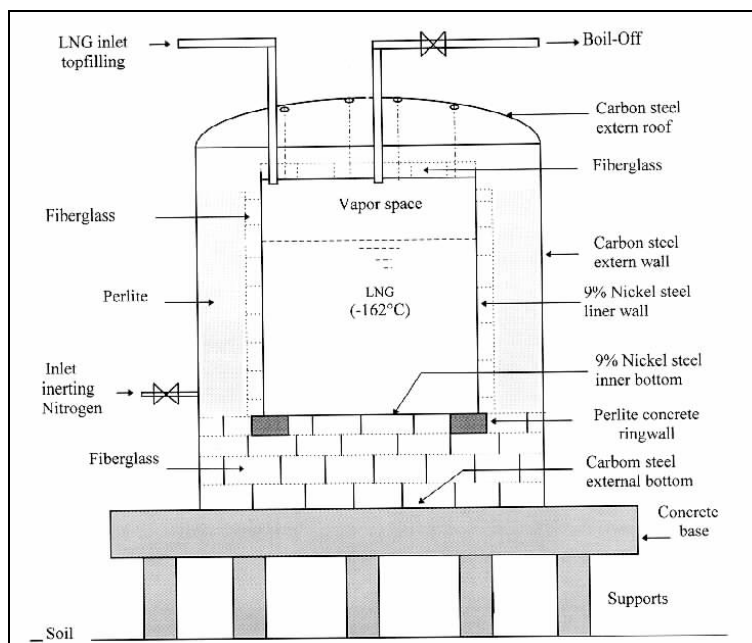


Figura 2.6 – Estrutura e Corte de Tanque de GNL

Fonte: A. BENBRIK, M. RIGHI, A ELAHOUEL (2008)

A capacidade de armazenagem é calculada com base nas previsões de embarque de navios tanques e da capacidade de produção da planta. Já no terminal existem plataformas conectoras, constituídas de braços e linhas de carregamento ligados aos navios tanques (Figura 2.7), realizando a transferência do GNL desde os tanques de armazenagem (REAL, 2005).



Figura 2.7 – Terminal de GNL

Fonte: Petrobras (2007)

## 2.5 Transporte

No momento em que existe a necessidade de se transportar a energia, torna-se necessário fazer a ligação entre o local de produção e os seus centros de consumo e o que determina a melhor forma de transporte, apropriada a cada região, é a existência da infra-estrutura e a viabilidade de sua construção ou ampliação (MORAES, 1989).

O transporte do gás natural é uma das atividades críticas do processo, podendo ser realizado basicamente de duas maneiras: no estado gasoso e no estado líquido. No estado gasoso, o transporte é feito tradicionalmente por meio de dutos, ou então, valendo-se de tecnologias mais recentes que utilizam cilindros de alta pressão para produtos como o Gás Natural Comprimido - GNC (PRAÇA, 2003).



No segmento de transporte, de acordo com Almeida e Selles (2004), a Petrobras, através de sua subsidiária Transpetro, detém o controle de cerca de 93% da capacidade de transporte de GN no Brasil, possuindo participações inclusive nas controladoras dos gasodutos internacionais, a Transportadora Brasileira de Gás (TBG), responsável pelo GASBOL, e a Transportadora Sul Brasileira (TSB), responsável pelo gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre. Cabe lembrar que de acordo com a Lei do Petróleo, o uso dos gasodutos é facultado a qualquer agente interessado, desde que o proprietário dos mesmos seja remunerado pela cessão da infra-estrutura de transporte (PINTO JÚNIOR, SILVEIRA, 1999).

Já no estado líquido, na forma de GNL, pode ser transportado por meio de navios, barcaças, caminhões e trens criogênicos a uma temperatura de  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ , sendo seu volume reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento (CBIE, 2003).

Segundo Moraes (1989), o transporte do GNL é a solução mais viável economicamente para se transportar grandes volumes de gás natural entre centros de produção e de consumo, separados por mar, ou entre grandes distâncias. Isso deve-se aos critérios de viabilidade econômica e tecnológica que são influenciados pela existência das infra-estruturas para a distribuição da energia aos consumidores e a conveniência de sua construção ou ampliação, além dos fatores de produção e de demanda.

Percebe-se, então, que quanto mais distante estiver a unidade de consumo do centro de produção do gás natural, maior o custo do produto para o consumidor final, daí a importância do transporte no custo final do gás natural ao consumidor.

O transporte do gás natural na forma liquefeita é atrativo para longas distâncias, principalmente marítimas, permitindo o armazenamento do GNL próximo às áreas de consumo para atender a demanda. Na opção por GNL, reduzem-se as construções de gasodutos interligando as regiões, minimizando o alto investimento inicial.

A Figura 2.8 apresenta os dois tipos de navios tanques utilizados para o transporte marítimo de GNL, o tipo tanque esférico e o tipo tanque longitudinal.



Figura 2.8 – Navios Tanques de GNL

Fonte: *Nigéria LNG e Atlantic LNG* (2008)

A capacidade dos navios tanques atualmente em operação é, em média, de 130 mil m<sup>3</sup>. Entretanto, a capacidade dos navios varia em função da distância existente na rota em que os mesmos normalmente percorrem. Navios com maior capacidade garantem maior escala no transporte, gerando potenciais ganhos de custo unitário nos longos percursos.

Para esta atividade há a necessidade de outros investimentos em logística, principalmente na ampliação da capacidade de armazenamento, das instalações portuárias e dos terminais que necessitam ter capacidade para receberem estes navios de grande porte.

O Capítulo 4 trata de forma mais aprofundada sobre as novas características do Terminal de GNL do Pecém, as quais atendem a estas novas exigências da cadeia do GNL.

## 2.6 Regaseificação

No caso particular do GNL, o gás deve ser revaporizado em equipamentos apropriados nas plantas de regaseificação. Com a crescente demanda por gás natural no mundo, tem havido um progressivo aumento na atividade de produção em áreas mais remotas, provocando grande impulso logístico para a implantação destas plantas de regaseificação nas cadeias de GNL em todo o mundo.

No Brasil, nos Estados do Rio de Janeiro e do Ceará estão em andamento as instalações de terminais de recepção de GNL, capazes de receberem o produto vindo da Venezuela, da Nigéria, de Trinidad e Tobago ou da Argélia.

Os melhores locais para a instalação de um terminal marítimo de GNL são juntos aos centros de consumo, em locais de águas profundas e abrigadas. Os principais componentes da estação de desembarque são os tanques de estocagem, os regaseificadores, os braços de descarregamento, os compressores, as válvulas, os sistemas de controle e os outros equipamentos complementares.

A Figura 2.9 ilustra um terminal de transbordo e regaseificação de GNL, com seus vários componentes, essenciais ao processo.

O princípio fundamental do funcionamento deste sistema de regaseificação encontra-se na troca de calor entre o gás natural e um líquido aquecido.

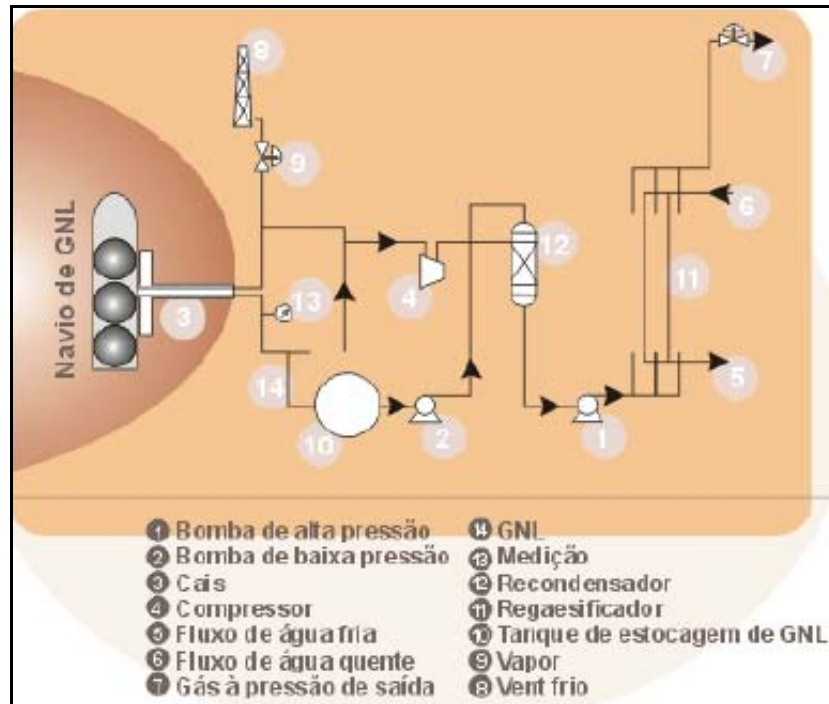


Figura 2.9 – Configuração de Terminal de Regaseificação de GNL

Fonte: GASNET (2008)

## 2.7 Distribuição

A distribuição do gás natural, após sua regaseificação, pode ser realizada por vários meios: dutovias, rodovias e ferrovias.

A distribuição de gás natural por gasodutos, para ser viabilizado, necessita de um consumidor “âncora” que justifique a implantação da infra-estrutura e o transporte de grandes volumes. Geralmente a distribuição é realizada através das concessionárias estaduais de serviço público, detentoras de monopólios na distribuição em suas respectivas áreas de concessão, o que corresponde a uma configuração mais eficiente, permitindo prática de preços menores e mais atrativas.

As Tabelas 2.4, 2.5 e 2.6 mostram os preços do gás natural praticados em 2008, no Ceará, pela concessionária CEGÁS, junto aos diversos usuários existentes, e entregue através de gasodutos.

**Tabela 2.4 – Tabela de Preços de Gás Natural para fins Industriais**

FAIXA DE CONSUMO (m <sup>3</sup> /dia)	PREÇO BASE SEM IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES (R\$)	PREÇO DE VENDA A PRAZO (MÉDIO) R\$/m <sup>3</sup>
1 a 200	0,7913	1,0856
201 a 1.000	0,7708	1,0629
1.001 a 10.000	0,7518	1,0418
10.001 a 30.000	0,7353	1,0235
30.001 a 60.000	0,7191	1,0056
60.001 acima	0,7032	0,9879

Fonte: CEGÁS (jun/2008)

**Tabela 2.5 – Tabela de Preços de Gás Natural para fins Residenciais, Comerciais e Serviços**

FAIXA DE CONSUMO (m <sup>3</sup> /mês)	TERMO FIXO (R\$)	PREÇO DE VENDA A PRAZO (MÉDIO) R\$/m <sup>3</sup>
Até 50	0,00	1,8468
51 a 130	0,00	1,8468
131 a 1.000	0,00	1,7415
1.001 a 5.000	0,00	1,5469
5.001 a 50.000	3.189,03	1,0511
50.001 acima	16.810,98	0,9484

Fonte: CEGÁS (jun/2008)

**Tabela 2.6 – Tabela de Preços de Gás Natural para fins de Auto-produção, Co-geração e Termelétrica**

FAIXA DE CONSUMO (m <sup>3</sup> /mês)	PREÇO BASE SEM IMPOSTOS	PREÇO DE VENDA A PRAZO
	E CONTRIBUIÇÕES (R\$)	(MÉDIO) R\$/m <sup>3</sup>
1 a 70.000	0,6445	0,9228
70.001 a 130.000	0,6353	0,9126
130.001 a 230.000	0,6260	0,9023
230.001 a 330.000	0,6168	0,8921
330.001 a 670.000	0,6075	0,8818
670.001 acima	0,5799	0,8512

Fonte: CEGÁS (jun/2008)

A distribuição do GNL aos consumidores finais pode ser realizada em caminhões ou vagões ferroviários equipados com tanques criogênicos, atingindo regiões ainda não atendidas pela infra-estrutura de dutos de distribuição, com distância viável estimada em até 1.000km da unidade de liquefação.

A Figura 2.10 ilustra os caminhões-tanques da empresa brasileira GASLOCAL para o transporte de GNL em São Paulo. O veículo possui capacidade de transporte de até 49.000 litros de GNL e dispõe de alta tecnologia embarcada como: botoeiras de emergência com válvulas *shut-off* que cortam a vazão; sistema de intertravamento das portas; controle de estabilidade da carreta; e freios ABS.



Figura 2.10 – Veículo para Transporte Rodoviário de GNL

Fonte: GASLOCAL (2008)

Mesmo considerando o custo adicional das instalações e logística de distribuição de GNL e por ter um preço diferencial em relação ao gás distribuído por meio de dutos, o GNL permanece competitivo diante de outras fontes energéticas, como a gasolina, o diesel, ou o GLP e, ainda, não envolve uma elevada participação de custos fixos ou irrecuperáveis que justifiquem a existência de monopólios, sendo, portanto uma atividade potencialmente concorrencial (*PETROLEUM ECONOMIST*, 2002).

A distribuição de GNL é potencialmente competitiva, podendo ser realizada inclusive por mais de uma empresa em áreas próximas ou coincidentes, com potenciais benefícios ao consumidor decorrentes da competição.

A especificidade dos serviços de transporte e distribuição, geralmente é regulada por autoridade competente, que busca controlar os potenciais efeitos anticompetitivos e concorrenciais resultantes do poder de mercado.



### 3 ESTADO DA ARTE DO GNL

#### 3.1 A Evolução do Mercado de GNL

Usando uma tecnologia desenvolvida no início do século XX para a liquefação do gás hélio, industriais norte-americanos, na década de 40, conseguiram armazenar gás natural para suprir as oscilações sazonais da demanda pelo energético. Ao longo dos anos seguintes, foram feitos vários investimentos por empresas americanas visando o desenvolvimento de balsas e barcaças que fossem capazes de transportar o gás em segurança e sem perdas (*PETROLEUM ECONOMIST*, 2004).

O transporte comercial de GNL teve início em 1959, quando o navio *Methane Pioneer*, convertido para o transporte de até 39 mil barris de GNL, atravessou o Oceano Atlântico desde a Louisiana até a Inglaterra, na foz do Rio Tamisa.

A partir da descoberta do GNL foi possível transportar o gás natural a grandes distâncias e, assim, deu-se início à construção da primeira planta comercial de liquefação em Arzew, na Argélia. Esse projeto tinha como base a comercialização do gás recém descoberto em Hassi-R.Mel, no Saara, com reservas recuperáveis superiores a 719 Mtpa (Milhões de toneladas por ano).

O primeiro contrato fechado por esta planta, iniciando efetivamente o marco do desenvolvimento da indústria do GNL, foi com a Inglaterra, que contratou 1 Mtpa por um prazo de 15 anos. Posteriormente, a França assinou contrato similar também com a Argélia, até então única produtora comercial.

Em 1967, iniciou-se o desenvolvimento de um projeto de liquefação no Alasca visando o mercado japonês, que apresentava crescimento e necessidade de novas fontes energéticas. Por necessitar do desenvolvimento de novas tecnologias para o transporte do gás, o projeto chegou a ser postergado pelos compradores japoneses (*Tokyo Gás e Tokyo Electric Power Co.*), que começaram

a receber propostas de novos potenciais supridores do Abu Dhabi e da Rússia (Sakhalin). O projeto do Alaska iniciou-se finalmente em 1970, com um contrato para fornecimento de 1 Mtpa pelo período de 15 anos.

Além desses, outros projetos de plantas de liquefação começaram a ser desenvolvidos. A Líbia, a Indonésia e o Brunei começaram a operar no início da década de 70 fundados em contratos de longo prazo (15 a 20 anos). Esses contratos foram firmados com países nos quais os mercados de gás natural apresentavam crescimento, principalmente o Japão, a Espanha e os Estados Unidos. Em 1978, cerca de 25 projetos de GNL estavam em discussão ao redor do planeta, com nove já em operação (Tabela 3.1).

**Tabela 3.1 – Plantas de Liquefação Operando em 1978**

TERMINAIS	LOCALIZAÇÃO	MOVIMENTAÇÃO ATUAL DE GNL (x 10 <sup>6</sup> t/ano)
ARZEW GL1Z	ARGÉLIA /ÁFRICA	7,9
ARZEW GL4Z	ARGÉLIA /ÁFRICA	8,3
SKIKDA GL1K	ARGÉLIA /ÁFRICA	6,0
MARSA EL BREGA	LÍBIA /ÁFRICA	0,6
LUMUT 1	AUSTRÁLIA /ÁSIA	7,2
ARUN	INDONÉSIA /ÁSIA	6,8
BONTANG A-H	INDONÉSIA /ÁSIA	22,6
DAS ISLAND	EMIRADOS ÁRABES /ORIENTE MÉDIO	5,7
KENAI	ESTADOS UNIDOS /AMÉRICA	1,4

Fonte: EIA (2003 *apud* Marques, 2007)

O primeiro contrato de longo prazo firmado entre Argélia e Inglaterra encerrou-se em 1979. No mesmo ano, várias disputas de preços ocorreram no mercado internacional, resultando em quebra de contratos e cancelamento de projetos, principalmente decorrente da pressão do mercado dos Estados Unidos.

Por outro lado, o mercado europeu de GNL parecia não crescer da maneira como se mostrou alguns anos antes, pois novos projetos de importação de gás

russo e africano para a Europa mantinham a estabilidade na relação oferta x demanda de gás nesses mercados.

O mercado asiático, principalmente o japonês, continuava seu crescimento, onde projetos na Austrália, na Indonésia, no Oriente Médio e na Malásia supriam o seu mercado cada vez mais e em 1984 representava 72% da demanda mundial. Até então, o preço do GNL acompanhava a evolução do preço do petróleo cotado no mercado internacional (REAL, 2005).

Entretanto, em 1986, a produção argelina começou a ser cotada não considerando o preço do petróleo. A segregação ocorreu no mesmo ano em que o petróleo vivenciava o seu novo choque, apresentando incertezas nos preços internacionais (EIA, 2003; REAL, 2005).

Apesar dessas incertezas de preços, o mercado norte-americano continuava sendo procurado por ofertantes de gás. Outros países passaram a buscar no GNL a alternativa para o escoamento de sua produção de gás natural, foi o caso do Catar e da Nigéria. No caso do Catar, essa era uma alternativa para a monetização de reservas de gás não associado, e países como a Índia, a Coréia e Taiwan demonstraram interesse no desenvolvimento do projeto. Essa era uma forma de garantir o suprimento de gás natural independentemente da produção de petróleo (REAL 2005; NIGÉRIA LNG, 2008).

As importações japonesas, em meados da década do século XXI, cresciam a uma taxa de aproximadamente 5% a.a., o que torna hoje o mercado japonês o principal mercado internacional do produto, representando 60% da demanda total. Esse crescimento acelerado proporcionou o desenvolvimento da indústria mundial e de projetos de liquefação de gás em diversos países. Empresas japonesas, como *Mitsui*, *Itochu*, *Mitsubishi*, *Marubeni*, *Tóquio Gás* e *Tepco*, também se engajaram na indústria, atuando em diversas etapas da cadeia de produção, participando tanto nas empresas de liquefação, como no transporte marítimo (*shipping*) e nas plantas de regaseificação (PETROLEUM ECONOMIST, 2004; REAL, 2005).

A Figura 3.1 apresenta o terminal de *Elba Island* (EUA), que é, atualmente, o menor terminal de regás dos Estados Unidos, com processamento anual em torno de 4,0 MMm<sup>3</sup>/d.



Figura 3.1 – Terminal de Regaseificação, *Elba Island*, *Georgia* - EUA

Fonte: PETROLEUM ECONOMIST (2004)

Atualmente, o gás natural tem 11% de participação na matriz de energia primária do Japão e as importações por navios GNL suprem 95% desta matriz. No ano de 2003, o país possuía 23 terminais de importação e regaseificação de GNL em funcionamento (Tabela 3.2) (MARQUES, 2007).

**Tabela 3.2 – Terminais de Importação de GNL no Japão em outubro de 2003**

TERMINAIS	ESTOCAGEM (m³)	MOVIMENTAÇÃO (x 10 <sup>6</sup> t/ano)
CHITA KYODO	300.000	8,0
CHITA	640.000	12,0
FUKUOKA	70.000	0,6
FUTSU	860.000	16
HATSUKAICHI	170.000	0,4
HIGASHI-OHGISHIMA	540.000	14,7
HIMEJI	520.000	8,3
HIMEJI-JOINT	1.440.000	4,0
KAGOSHIMA	36.000	0,1
KAWAGOE	480.000	7,7
NEGISHI	1.250.000	13,6
NIIGATA	720.000	17,1
OHGISHIMA	600.000	5,1
SENBOKU I	180.000	2,5
SENBOKU II	1.510.000	13,1
SHIN-MINATO	80.000	8,0
OITA	460.000	5,1
SODEGAURA	2.660.000	27,7
SODESHI	174.300	6,4
TOBATA	480.000	6,4
YANAI	480.000	2,4
YOKKAICHI LNG CENTRE	320.000	8,8
YOKKAICHI WORKS	160.000	0,6

Fonte: EIA (2003 *apud* Marques, 2007)

Durante os anos 90, as preocupações com a capacidade de suprimento de GNL dos projetos de liquefação em operação começaram a se tornar recorrentes, voltando-se as atenções do mercado para a possibilidade de expansão dessas plantas. Naquele momento, começou-se a pensar no desenvolvimento de novas plantas, em novos países, sujeitas as novas reservas de gás (plantas *greenfield*), entre elas as plantas da Ilha de Sakhalin (Rússia), da Austrália e da Malásia.

Apesar de possuir um tamanho inferior ao do mercado asiático, o mercado europeu apresentou baixo crescimento durante os primeiros anos da década de 90, já o mercado norte-americano apresentava uma demanda relativamente pequena e inconstante, porém com algum crescimento das importações de GNL. Ambos os mercados fomentavam discussões sobre o desenvolvimento de projetos de liquefação em Trinidad & Tobago e na Nigéria, balizando as decisões de investimentos em potenciais plantas de liquefação.

A partir de meados da década de 90 a indústria do GNL já demonstrava sinais de forte expansão, com projetos de construção e ampliação de plantas de liquefação surgindo em diversos países. No mesmo momento, novos mercados de importação eram criados, com a construção de novos terminais de regaseificação (Japão, Coreia, Turquia, Estados Unidos, entre outros).

Ao final da década de 90 existia um total de 42 plantas de regaseificação, distribuídas entre a Ásia (27), Europa (10) e Américas (5). O Japão possuía 24 destas, concentrando 57% da demanda global de gás natural (REAL, 2005; MARQUES, 2007).

Em 1999, as plantas de liquefação de Trinidad (3,2 Mtpa) e da Nigéria (6,6 Mtpa) entraram em operação e a do Catar (14,9 Mtpa) ampliou sua capacidade instalada. Em 2000, Oman começou a produção de GNL numa planta com capacidade de 7,3 Mtpa, visando o mercado coreano (PETROLEUM ECONOMIST, 2004).

O mercado europeu de GNL teve uma pequena evolução ao longo das últimas décadas, principalmente por ter sido suprido pelos crescentes volumes vindos por gasodutos do Oriente Médio, Rússia e norte da África. Já o mercado dos Estados Unidos não demonstrou nas últimas décadas uma forte demanda pelo GNL, entretanto, nos últimos anos a necessidade de garantir o suprimento interno de gás tem forçado as empresas a avaliarem as novas possibilidades de importação, o que vem acarretando o desenvolvimento de estudos para a instalação de novas plantas de regaseificação (EIA, 2003; GASENERGIA, 2007).

Os países exportadores de gás natural estão concentrados na Ásia, em função da evolução do consumo do mercado japonês e da sua crescente necessidade de importação.

A região com a melhor condição para suprir de GNL o Japão é a formada pelos países do Sudeste asiático, pois devido a proximidade os custos de transporte do produto são reduzidos.

Com o aumento da escala de produção da indústria de GNL e os avanços tecnológicos, os custos para o transporte do produto reduziram-se ao longo do tempo, favorecendo a entrada de novos países na disputa pelo acesso ao mercado japonês.

Os países do Oriente Médio, com a maior concentração de reservas mundiais de gás natural passaram também a suprir o Japão. Os projetos da região encontram-se em constante expansão e, atualmente, os países estão investindo na instalação de novos trens de liquefação, monetizando suas reservas com o aumento de suas produções de GNL, objetivando o atendimento tanto do mercado asiático quanto do europeu.

Os projetos da Nigéria e de Trinidad & Tobago, lançados em 1999, foram desenvolvidos essencialmente para suprir o mercado dos Estados Unidos e da Europa (NIGÉRIA LNG, 2008).

Desta forma, a entrada em operação de plantas de GNL em diversos países contribuiu para o crescimento da produção total de 50,9 bilhões de m<sup>3</sup> em 1985, para 124,4 bilhões de m<sup>3</sup> em 1999 (PETROLEUM ECONOMIST, 2004; REAL, 2005).

De 1999 a 2003 o mercado mundial de GNL cresceu 35,7% e, em 2003 movimentou 168,8 bilhões de m<sup>3</sup>. Esse crescimento foi influenciado principalmente pela entrada em operação de novas plantas de liquefação em Oman, na Malásia, no Catar, em Trinidad e na Nigéria (MARQUES, 2007; NIGÉRIA LNG, 2008).

Ainda em 2003, o mercado asiático consumiu a maior parte da produção mundial de GNL, comprando 113,5 bilhões de m<sup>3</sup>. As importações procederam de quase todos os países produtores, com exceção da Líbia e da Nigéria, sendo que no caso de Trinidad e da Argélia as vendas foram essencialmente de poucos carregamentos de GNL. comercializados em mercados de contratos de curto prazo (*spot*) (PETROLEUM ECONOMIST, 2004; REAL, 2005; MARQUES, 2007).

### **3.2 A Logística de Transporte e Distribuição do GNL no Brasil**

O principal obstáculo para o crescimento do consumo de gás natural no Brasil é a ausência de infra-estrutura logística de transporte e distribuição. Em 2003, a rede principal de transporte de gás natural compreendia uma extensão de 7.700 km, enquanto a rede de distribuição secundária compreendia 7.658 km de ramais, e destes, 74% encontravam-se nos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo (CBIE, 2003).

Diversos setores, como o industrial, o comercial, o residencial e o termelétrico deveriam ser os principais focos da estratégia nacional de massificação do uso do gás natural, principalmente no que diz respeito a logística de distribuição de gás natural como insumo da sua produção. Porém, como os consumidores de gás natural destes setores são importantes economicamente, e se encontram bastante dispersos tanto no ambiente urbano quanto no rural, e a infra-estrutura para supri-los por meio de dutos é bastante onerosa, toda alternativa, eficiente, voltada à diminuição destas desigualdades é viável.

Diante desta deficiência do sistema dutoviário, Santos (2002 *apud* PRAÇA, 2003) propõe que, alternativamente, pequenas unidades de GNL abastecidas por caminhões-tanque implicariam em uma significativa economia de 60% nos custos de distribuição.



O custo da atividade de distribuição, em geral, detêm cerca de 55% do total dos custos logísticos e são compostos basicamente da mão-de-obra, das operações, dos investimentos e da administração.

Bowersox, Closs e Cooper (2006) salienta que o cliente deve ser foco central das atividades organizacionais de qualquer empresa, agregando o valor fundamental da logística, numa base de eficiência de custos e desempenho operacional satisfatório, para atender às necessidades do cliente

Bowersox, Closs e Cooper (2006) ainda relata dois tipos de mercados para os quais as empresas devem planejar a distribuição de produtos: os usuários finais, que utilizam o produto para satisfazer suas necessidades individuais ou criar novos produtos; e os consumidores intermediários que não consomem o produto, mas que o oferecem para a revenda, em geral a outros intermediários ou consumidores finais.

Estes conceitos logísticos aplicados ao caso específico da distribuição de GNL ressaltam vários problemas, além dos inerentes ao produto, pois a viabilidade econômica para a distribuição deste insumo depende de estudos preliminares, como o mapeamento de potenciais clientes, o volume demandado, bem como melhor forma de supri-los.

Logo, a melhor forma de distribuir produtos para clientes que demandam pequenos volumes e encontram-se geograficamente dispersos é implantando sistemas de armazenamento e distribuição para atendê-los. Com esta estratégia obtém-se grandes economias e vantagens logísticas, relativas a estas atividades, com redução direta nos custos.

Diante destas exposições, estima-se que a acessibilidade ao gás natural por clientes localizados fora da área de abrangência dos gasodutos poderia ser garantida a partir da implantação de Projetos e Plantas de Distribuição de GNL, gerando um mercado em localidades que não dispõem de redes de distribuição de gás natural.

Na perspectiva ambiental, estes sistemas de distribuição de GNL permitem que o gás natural seja utilizado em regiões distantes dos grandes centros urbanos, onde se costumam utilizar combustíveis fósseis, carvão, lenha e óleos combustíveis, como fonte de energia nas diversas atividades do setor rural.

Esta estratégia de distribuição permite desenvolver e ampliar o mercado de gás natural para regiões localizadas fora da área de abrangência dos gasodutos, propiciando impactos positivos (econômicos e ambientais) gerados por sua utilização e contribuindo para que o país se beneficie plenamente de todas as vantagens que o seu uso possa acarretar.

No momento em que se promove a expansão do mercado, surge a necessidade de oferta de gás natural forçando a sua produção e, por outro lado, fazendo com que a indústria brasileira de gás desenvolva projetos visando atender a esta demanda, dentre estes estão incluídos os de GNL.

Além do estudo estratégico, um sistema de distribuição de GNL deve, fundamentalmente, ser planejado e estruturado para usar eficientemente o espaço físico no qual se encontra implantado, aliado a um baixo custo operacional. Em função do produto a ser distribuído, o GNL, é imperativo que a planta a ser projetada atenda a todas as características e particularidades do produto, em função dos riscos operacionais envolvidos, priorizando as instalações de armazenagem e de distribuição.

O sistema de distribuição primário de gás natural no Brasil, formado por uma rede principal localizada junto ao litoral, apresenta um grande desequilíbrio geográfico com relação ao suprimento. Analisando-se a malha de gasodutos do Brasil, representada pela Figura 3.2, vê-se que essa rede prioriza o abastecimento das capitais e dos grandes centros consumidores.



Figura 3.2 – Malha de Gasodutos na América do Sul

Fonte: Petrobras (2007)

Esta disposição da malha dutoviária brasileira, promove a segregação das regiões interioranas, importantes do Brasil e com expressiva participação no PIB, quanto a possibilidade de serem supridas com gás natural, ficando excluídas dos benefícios que o gás natural possa promover.

O suprimento de uma quantidade diversificada de consumidores de gás natural é um problema que necessita de soluções complexas, principalmente no que diz respeito a custo e nível de serviço, exigindo por parte dos distribuidores estudos de viabilidade técnico-econômico e de localização para os projetos e as planta a serem implementados nas diversas regiões.

Para que as diretrizes estabelecidas pelos planejadores possam ser cumpridas, exercendo o seu papel de agente do desenvolvimento sustentável no

setor de gás, é essencial que sejam escolhidas, dentre as diversas alternativas existentes, aquelas que impliquem na máxima agregação de valor ao combustível, dispondo de uma base tecnológica suficientemente robusta para incrementar o projeto, a produção e a venda de equipamentos que permitam o uso racional do gás.

Aliado a isso, instrumentos de financiamentos que permitam custear a transformação cultural e as modificações tecnológicas, quebrando os paradigmas criados por parte dos usuários finais, viabilizariam a implantação de tecnologias alternativas de transporte e distribuição de gás natural.

## 4 INFRA-ESTRUTURA E TECNOLOGIA DO TERMINAL DO PECÉM

### 4.1 Infra-estrutura Conceitual para o Projeto Gnl-Pecém

O conceito básico do Projeto GNL-Pecém é de uma solução flexível para recebimento, operação e comercialização de Gás Natural Liquefeito (GNL) no Porto do Pecém, localizado no Ceará a 60 km de Fortaleza. Nessa parte da pesquisa será apresentada uma descrição preliminar dos sistemas, das operações e da infra-estrutura proposta para realização desta atividade.

O Terminal Flexível de GNL no Porto do Pecém é constituído por uma plataforma de operações com braços de transferência de GN, um navio supridor e um navio regaseificador VT2 (*Vessel Type 2*) simetricamente opostos (Figura 4.1), com função de armazenagem e regaseificação e capacidade mínima de armazenamento de 125.000 m<sup>3</sup> GNL.



Figura 4.1 – Terminal Flexível de GNL-Pecém

Fonte: PETROBRAS (2007)

O projeto GNL no Terminal Portuário do Pecém é composto de duas fases distintas. O primeiro cenário considera o início da operação enquanto o VT2 está atracado no berço interno do píer 2, píer destinado a movimentação de granéis líquidos e produtos derivados de petróleo. Nesta fase a operação de VT2 ocorrerá junto às operações de transferência de produtos existentes, ou seja, as operações de transbordo de derivados de petróleo e transferência de GNL serão seletivas.

O segundo cenário considera a realização do Projeto GNL-Pecém no Píer Zero, píer a ser construído em médio prazo destinando definitivamente e exclusivamente às operações de GNL (Píer 0 – Terminal de Gás Natural - TGAN), abrigando, assim, todas as instalações existentes atualmente no Píer 2.

A Figura 4.2 ilustra as distintas fases do Projeto GNL-Pecém e suas notórias interferências estruturais no Terminal Portuário do Pecém.

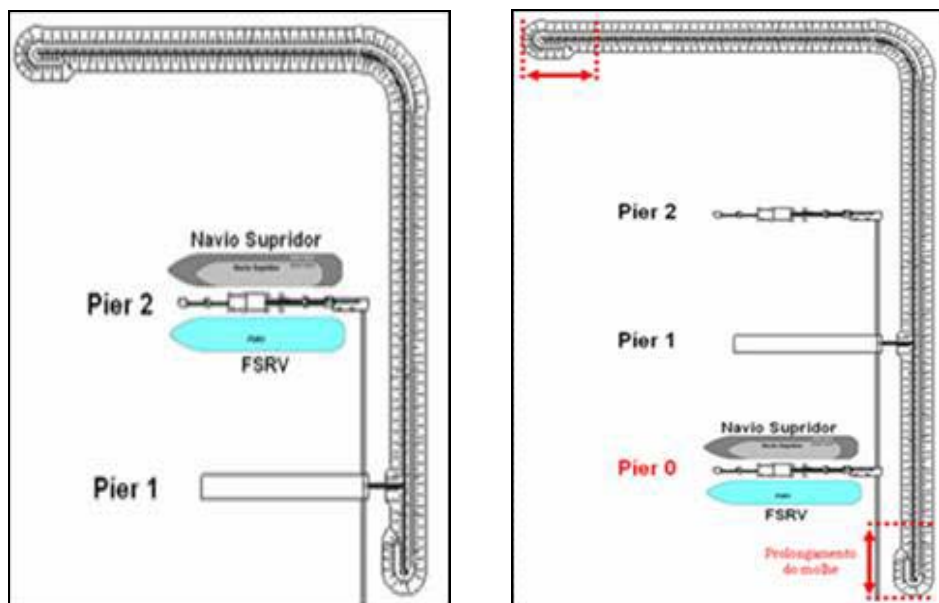


Figura 4.2 – Cenário 1 e Cenário 2 do Projeto GNL – Pecém

Fonte: CEARÁPORTOS (2007)

O Terminal de GNL do Pecém no píer 2 realizará o recebimento, a estocagem e a regaseificação de GNL num navio tipo metaneiro, convertido em unidade flutuante tipo VT2. Esta unidade terá a capacidade de estocagem de GNL entre 125.000 m<sup>3</sup> e 155.000 m<sup>3</sup> e regaseificação de até 7 MMm<sup>3</sup>/d, constituído de sistema de vaporização de tecnologia de *loop* fechado.

O Navio VT2 dispõe de equipamentos para o recebimento de GNL e para a operação de descarga de gás natural à pressão de até 100 kgf/cm<sup>2</sup>. Esta embarcação será posicionada no berço interno do píer 2 do Porto do Pecém e será suprida por navios metaneiros convencionais, que atracarão no berço externo do mesmo píer (Figura 4.3).



Figura 4.3 – Terminal Portuário do Pecém/Plataforma do Píer 2

Fonte: CEARÁPORTOS (2007)

A plataforma de operações do píer 2 contará com 03 braços de descarregamento de GNL, sendo 02 (dois) destinados ao GNL e 01 (um) para retorno de vapor (*boil-off*), posicionados no berço externo. Algumas linhas criogênicas serão instaladas na parte superior da plataforma interligando os dois

berços. O berço interno terá 05 (cinco) braços, sendo três destinados ao carregamento de GNL para o VT2 e dois destinados a descarga de GNC no gasoduto aéreo.

O gás natural regaseificado é injetado na linha aérea *off-shore*, que possui uma extensão de 3 km, em tubulação de aço 20", com pressão de até 100 kgf/cm<sup>2</sup>, dentro do terminal, já o ramal *on-shore*, que interligará o píer 2 a zona retroportuária e ao ramal Pecém-Gasfor, possui a extensão de 20 km e mesmas características de projeto, mas seu trajeto será enterrado.

O *layout* da plataforma com a disposição da atracação pode ser visualizado pela Figura 4.4.

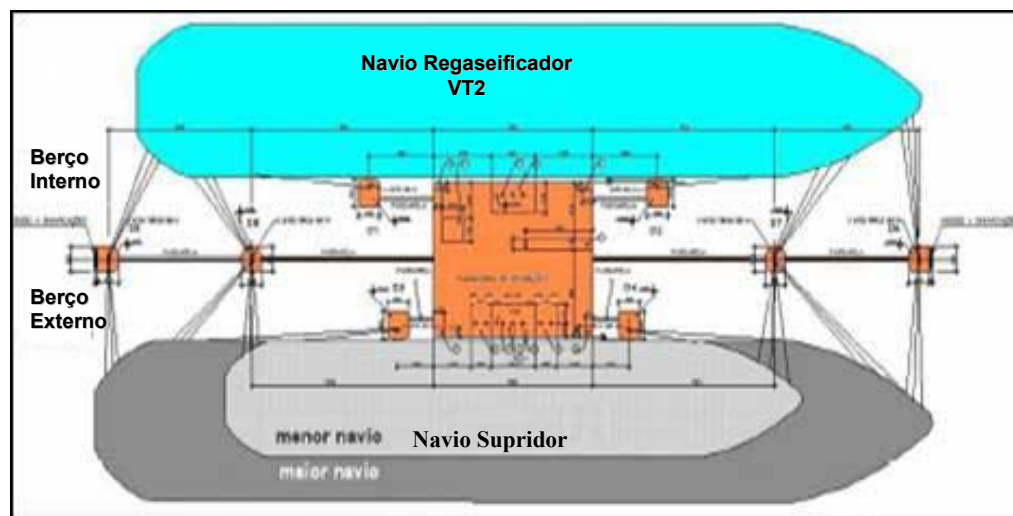


Figura 4.4 – *Layout* da Plataforma do Píer 2

Fonte: PETROBRAS (2007)

Toda a extensão do gasoduto terá instalações de medição e sistemas de controle com capacidade de monitoramento em tempo real. Esse ramal será interligado com o Gasfor em 02 pontos: (i) Na extremidade do Gasfor no Pecém;



(ii) Na Termoceará – Termelétrica localizada no Complexo Industrial e Portuário do Pecém.

#### 4.2 Operação no Terminal

O GNL será fornecido por navios supridores que utilizarão o terminal para descarregá-lo com auxílio de bombas do próprio navio supridor. Após passar pela válvula (*manifold*) do navio supridor, o GNL será transferido pelos braços hidráulicos do píer 2, que estarão conectados às linhas criogênicas, para o VT2. Depois de regaseificado no VT2 o gás natural pressurizado será transferido para o gasoduto aéreo, através de braços de alta pressão.

O sistema transfere GNL para o VT2 a uma vazão máxima de 10.000 m<sup>3</sup>/h, a fim de evitar a sobre-estadia, e o GN pressurizado para a linha existente a uma vazão máxima de 7 MMm<sup>3</sup>/d. A descarga de GN dar-se-á a uma temperatura mínima de 5 °C, a uma pressão de 100 kgf/cm<sup>2</sup> na saída do VT2. A operação de transferência de GN dar-se-á de forma permanente, mesmo durante a transferência de GNL do navio supridor para o VT2.

Toda a operação de regaseificação do GNL será de responsabilidade da tripulação do VT2, que deverá conter um quadro permanente de operadores a bordo. A cada 3 (três) dias de operação e distribuição do GN, a demanda de transferência de GNL por um navio supridor é estimada, para manter o suprimento da malha de gasodutos (PETROBRAS, 2007).

O *layout* da movimentação de gás natural no Terminal de GNL-Pecém pode ser visto na Figura 4.5.

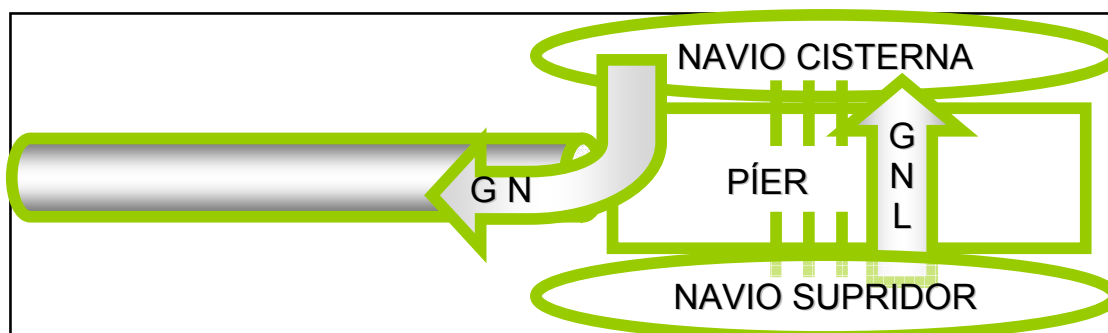


Figura 4.5 – Movimentação de GN no Píer 2

Fonte: PETROBRAS (2007)

O suprimento de GNL será feito por navios com capacidade entre 70.000 m<sup>3</sup> e 210.000 m<sup>3</sup>. Segundo a *GOLAR LNG SHIPS*, com referência as dimensões mínimas e máximas aproximadas, têm-se:

Tabela 4.1 – Características do Navio Supridor

Características	Mínimas	Máximas
<b>Comprimento total (LOA)</b>	235m	315m
<b>Boca moldada</b>	34m	-
<b>Calado moldado</b>	12m	15m
<b>Tonelada de Porte Bruto (TPB)</b>	48.500ton	-
<b>Capacidade de carga</b>	70.000m <sup>3</sup>	210.000m <sup>3</sup>

Fonte: *GOLAR LNG SHIPS* (2008)

## **5 MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO (MDGNL)**

### **5.1 Estudo de Caso das Unidades de Regaseificação - UG`s**

A primeira inserção das operações envolvendo GNL no Brasil ocorreu em 2006 com a parceria entre a Petrobras e a White Martins Gases Industriais Ltda., na construção de uma planta de GNL em Paulínia-SP. A atividade teve início quando a Petrobras Gás S.A. - GASPETRO e a White Martins criaram uma empresa para distribuição de GNL, denominada GNL Gemini Ltda.

A GASPETRO é uma empresa componente do Sistema Petrobras com atividades na cadeia do petróleo e do gás natural atuando principalmente nas atividades de transporte, comercialização e armazenamento de gás natural, sendo a principal detentora da infra-estrutura de transporte do país. Além disso, possui participação em diversas concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado, além de fornecer gás para empreendimentos de geração de energia termelétrica que utilizam o gás natural como fonte energética (PETROBRAS, 2007).

A White Martins Gases Industriais Ltda é uma sociedade de capital limitado pertencente ao Grupo *Praxair Inc.*, de nacionalidade norte-americana, dedicada à produção, comercialização e distribuição de gases atmosféricos (oxigênio, nitrogênio e argônio), gases de processo (dióxido de carbono, hidrogênio, hélio, acetileno e misturas para soldagem) e gases especiais e medicinais. Além disso, a empresa também oferece serviços e sistemas integrados, como de gestão ambiental, além de equipamentos para transporte, armazenamento e aplicação de gases, tais como cilindros de aço de alta pressão, reguladores, bicos, dentre outros relacionados com sua atividade principal.

Com o início das operações em 2006, a GNL Gemini Ltda teve como objetivo suprir o mercado interno, focando principalmente os estados do Mato

Grosso do Sul, de Goiás, o interior de São Paulo, o norte do Paraná e o sul de Minas, além do Distrito Federal, em decorrência do grande interesse demonstrado pelas indústrias em utilizar a tecnologia GNL (White Martins, 2008).

O objetivo do projeto é o atendimento às regiões que não são abastecidas por gasodutos e se baseia em uma tecnologia inédita no país. O investimento inicial da implantação da primeira unidade de gás natural liquefeito (GNL) chegou a US\$ 50 milhões, dos quais cerca de US\$ 27 milhões foram investidos pela White Martins na planta de liquefação localizada em Paulínia.

A planta, construída 100% pela White Martins tem capacidade de liquefação de 380 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural, abastece as distribuidoras estatais, as indústrias e os postos de GNV nas regiões de São Paulo, do Paraná, de Goiás e de Brasília. Dos US\$ 23 milhões restantes utilizados na fase de comercialização, 40% foram arcados pela GASPETRO e 60% pela White Martins (White Martins, 2008).

### **5.1.1 Operação**

O consórcio GNL Gemini é uma sociedade com atuação conjunta na produção, comercialização e distribuição de Gás Natural Liquefeito (GNL).

Na estrutura do consórcio a Petrobras participa fornecendo o gás natural, de sua propriedade, a White Martins atua como proprietária e operadora da planta de liquefação e a GNL Gemini é responsável pela distribuição e comercialização do produto.

O projeto iniciou com uma planta-piloto implantada no município de Paulínia/SP, com capacidade de liquefação de 380 mil m<sup>3</sup> de gás natural por dia. O investimento inicial do projeto foi orçado em US\$ 49,8 milhões, sendo US\$ 26,8 milhões referentes à planta de liquefação, US\$ 8 milhões referentes aos investimentos em transporte e US\$ 15 milhões em instalações de tancagem do produto nos clientes (GASLOCAL, 2008).

Caso haja demanda suficiente para tanto, outras plantas semelhantes poderão ser construídas dentro do raio de ação. A clientela-alvo do empreendimento inclui indústrias, concessionárias estaduais de distribuição de gás natural e postos de abastecimento de Gás Natural Veicular – GNV.

A distribuição do GNL envolve uma logística de suprimento que em nada difere do que a White Martins realiza com a comercialização de outros gases industriais como o oxigênio, nitrogênio e líquidos criogênicos em todo o território nacional. No caso específico do GNL, o gás quando resfriado tem seu volume reduzido, permitindo o seu armazenamento e transporte a qualquer distância (GASPETRO, 2008).

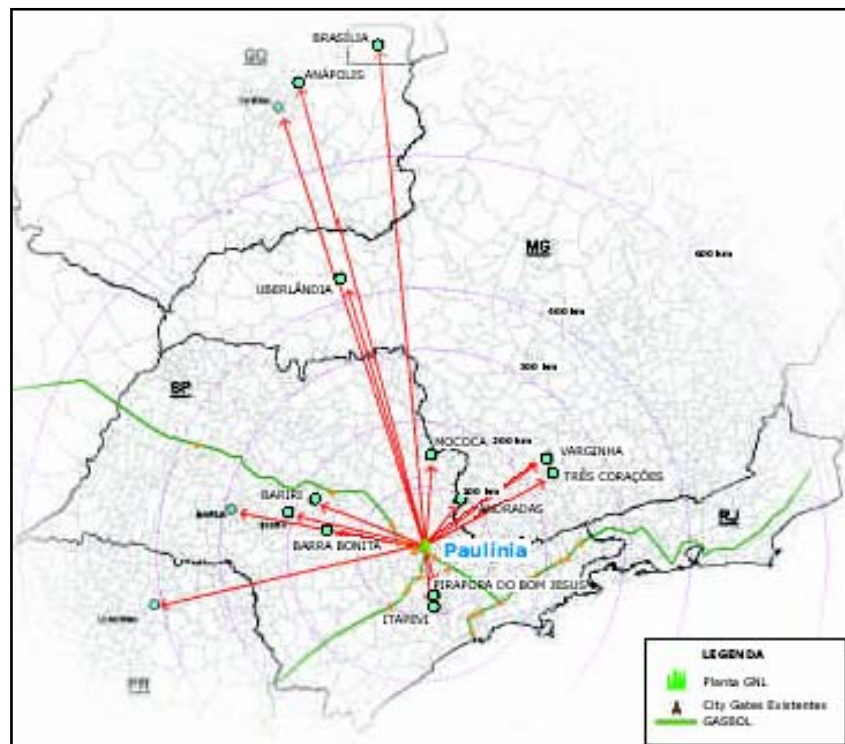


Figura 5.1 – Planta de Distribuição de GNL pela GASLOCAL

Fonte: GASLOCAL (2008)

O Gás Natural Liquefeito é então transportado em caminhões ou em vagões ferroviários equipados com tanques criogênicos até a Unidade de Regaseificação (UG) instalada na área do cliente. Para o recebimento do produto o consumidor necessita de uma infra-estrutura mínima para a sua armazenagem e manipulação, essas instalações são compostas basicamente de um tanque de armazenamento de GNL e de uma unidade de vaporização e esses equipamentos são instalados pela GNL Gemini, normalmente em regime de comodato, sendo cobrada a sua locação.

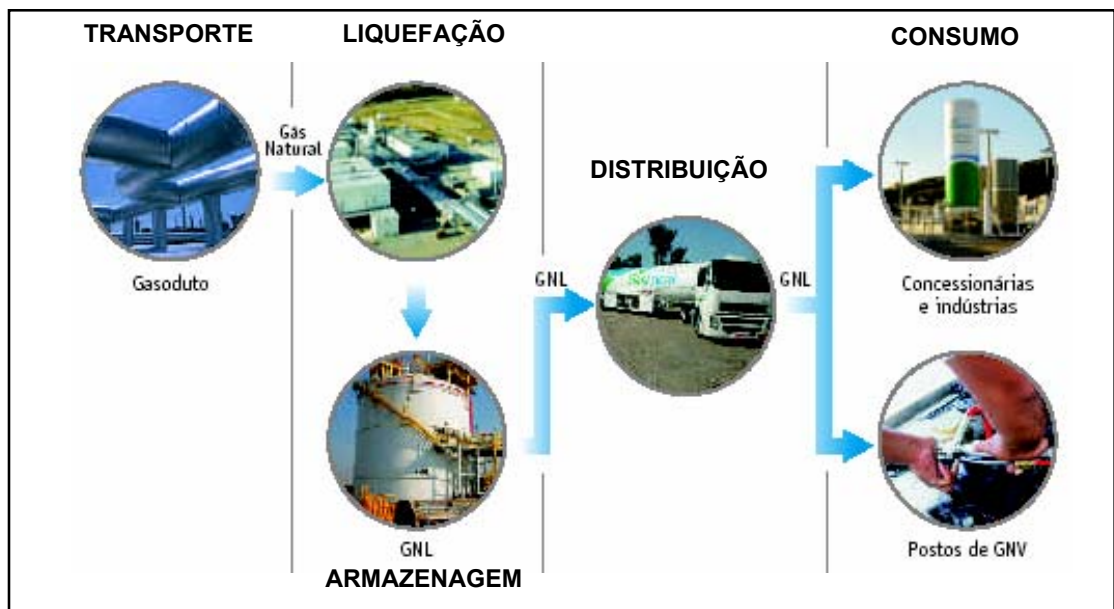


Figura 5.2 – Cadeia do GNL em Paulínia/SP

Fonte: GASLOCAL (2008)

Dentre os equipamentos que compõem uma Unidade de Regaseificação (UG), têm-se, principalmente:

- ✓ tanques criogênicos de armazenagem de GNL;
- ✓ vaporizadores atmosféricos;
- ✓ quadro de regulagem de pressão;

- ✓ medidores de pressão, vazão e temperatura;
- ✓ odorizador;
- ✓ detectores de chama e gás;
- ✓ tubulações e válvulas.

No processo de regaseificação o GNL é submetido a vaporizadores atmosféricos e tem sua pressão regulada para o uso. Após a regaseificação ocorre a injeção de odorante, preparando-o para o consumo final.

Uma vez regaseificado na unidade consumidora, o GNL se comporta como o gás natural comum, servindo como fonte energética às diversas aplicações industriais ou comerciais, conforme já comentado anteriormente.

A introdução dessa nova tecnologia no país, pela *joint-venture*, proporcionou inúmeros benefícios, como a interiorização do gás natural, a capilaridade da oferta do gás e o acesso aos benefícios do gás natural a preços competitivos em comparação aos demais combustíveis, promovendo, também, conhecidas vantagens de sua utilização para o meio ambiente.

Além disso, permite a redução progressiva de importações brasileiras de GLP (gás liquefeito de petróleo) e óleo diesel, pois os consumidores, principalmente industriais, das regiões atendidas tendem gradativamente a utilizar o gás natural como insumo energético.

Segundo a Petrobras (2007), o projeto GNL Gemini representa uma nova alternativa para a ampliação do uso do gás natural na matriz energética, abrindo novos mercados, principalmente nas regiões sem fornecimento do produto, viabilizando as conversões de veículos leves e pesados e possibilitando a geração de empregos (diretos e indiretos) nas regiões mais remotas do país.

Esse novo horizonte de possibilidades tecnológicas e oportunidades de negócios aberto pela parceria do projeto de GNL entre a Petrobras e a White Martins é uma das ações inseridas no Programa de Massificação do Uso de Gás

Natural da Petrobras, que prevê iniciativas para intensificar o desenvolvimento do mercado do energético no Brasil (GASLOCAL, 2008).

### **5.1.2 Levantamento Geográfico**

Para a determinação da dimensão geográfica relevante para uma atuação eficiente do mercado, leva-se em consideração a área na qual a venda dos produtos ou serviços serão efetuados e a quantidade do produto a ser consumido.

No caso do GNL, de acordo com a GNL Gemini, a distribuição do produto a partir da planta de liquefação de Paulínia/SP é viável para um raio de aproximadamente 1.000 km de distância (GASLOCAL, 2008).

Para além dessa distância, o custo de transporte torna o produto excessivamente oneroso, a ponto de perder competitividade diante de outras fontes energéticas, as quais se pretende substituir. Entretanto, outras plantas semelhantes de liquefação de gás natural podem ser construídas em localizações próximas a outras regiões potencialmente consumidoras que não possam ser atendidas pela planta inicial.

Em decorrência das características operacionais levantadas pela empresa, considera-se como relevante para o mercado, toda a área geográfica compreendida por um raio de 1.000 Km a partir da planta de liquefação (GASLOCAL, 2008).

## **5.2 Aplicação do MDGNL**

O Modelo de Distribuição de Gás Natural Liquefeito - MDGNL consiste em estruturar o Terminal de GNL do Porto do Pecém como ponto de partida para a distribuição de GNL, inicialmente, para todo o Estado do Ceará e, a médio e longo



prazo, expandir a sua capacidade instalada até a interligação de uma rede única de gasodutos, inclusive com atendimento a outros Estados.

O objetivo do MDGNL é minimizar o desequilíbrio geográfico e econômico existente no suprimento de gás natural fornecido pela rede dutoviária de distribuição, que possui localização junto ao litoral brasileiro e prioriza as capitais estaduais como visto na Figura 3.2.

A grande vantagem desta estratégia é que o gás natural pode ser transportado a partir de um Terminal de GNL já instalado, evitando a construção de uma planta de liquefação, através de rodovias ou ferrovias até uma Unidade de Regaseificação (UG), estrategicamente localizada em regiões ainda sem acessibilidade ao insumo pelo modal dutoviário.

Na primeira etapa do projeto, o gás natural seria ofertado a sub-regiões com demandas solidamente comprovadas e sob contratos viáveis, através da instalação de UG's de GNL localizadas de forma otimizada para atenderem às demandas de consumidores distribuídos nesta sub-região, minimizando distâncias e possibilitando, conseqüentemente, o menor custo possível de fornecimento.

Esta estratégia, com uma atenção voltada para as instalações de armazenagem e distribuição, minimizaria os custos envolvidos no transporte e na distribuição do gás natural, e promoveria benefícios estratégicos, econômicos, sociais e ambientais, tanto local, quanto regional, contribuindo de forma eficiente para atender aos interesses econômico-sociais e ambientais do Estado do Ceará.

A Figura 5.3 apresenta uma possível configuração geográfica-espacial para o MDGNL no Estado do Ceará.

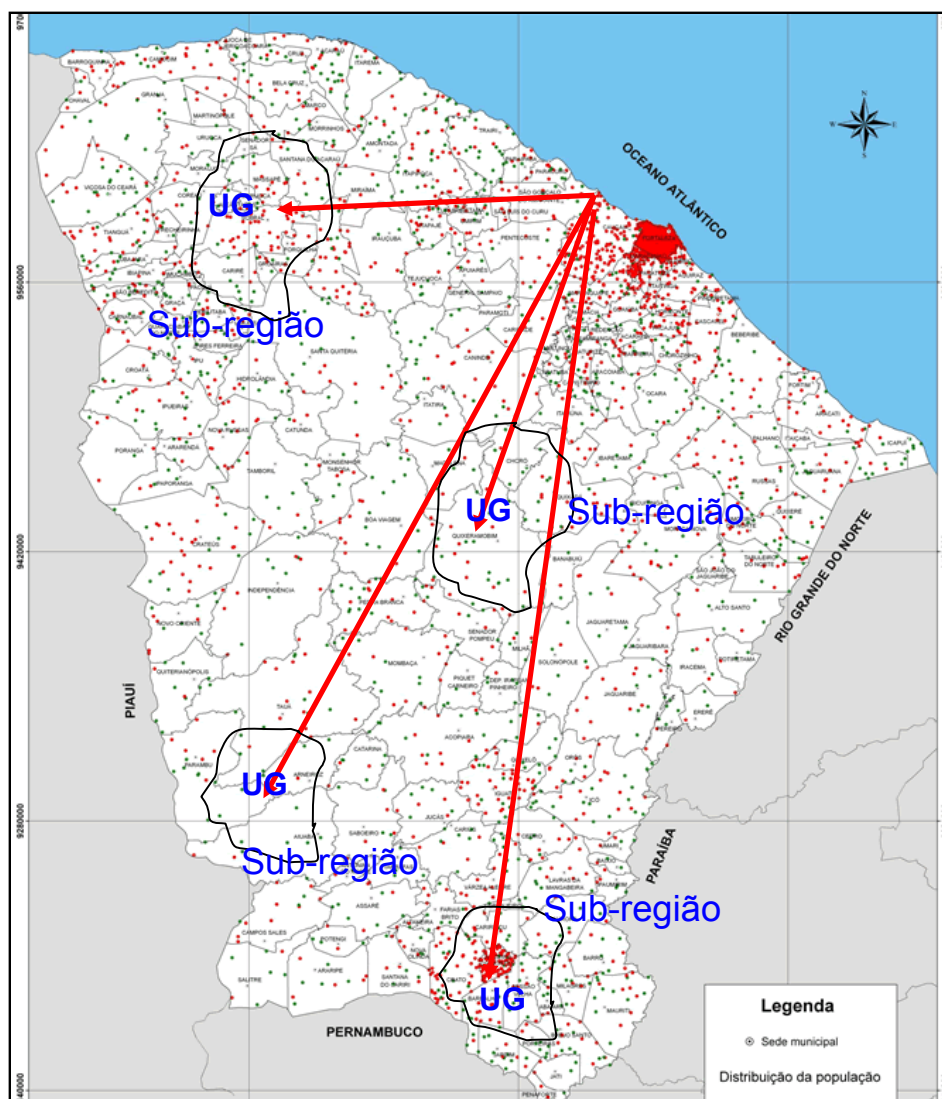


Figura 5.3 – Configuração do MDGNL no Ceará

Desta forma, as regiões interioranas importantes do Ceará que abrigam população superior a 4,0 milhões de habitantes que representam um PIB correspondente a cerca de 28% do total estadual (IPECE, 2006) poderão ser contempladas com os benefícios advindos do gás natural.

Para suprir de gás natural todo o Estado do Ceará, através de dutos, seria necessário implantar uma rede de gasodutos de grande extensão, o que não seria

viável no momento, mesmo com a implantação desta infra-estrutura, ainda seria necessário complementá-la com uma distribuição secundária em redes de gasodutos locais até o consumidor final.

Este projeto tornar-se-ia bastante oneroso devido à necessidade de instalações de grandes extensões de dutos, sendo praticamente inviável de ser desenvolvido no curto e médio prazo.

Na prática, se for considerado que o gasoduto Recife-Caruaru de 120 Km de extensão foi orçado em R\$ 39 milhões (GÁS ENERGIA, 2003), um gasoduto Fortaleza-Cariri, por exemplo, demandaria investimentos superiores a R\$ 200 milhões em 2008, sem contar a construção das redes de distribuição locais (NOBRE JÚNIOR e SUCUPIRA, 2007).

Com relação a melhor estratégia a ser adotada, tanto na implantação do MDGNL quanto no gasoduto convencional, as duas estratégias são de risco, pois exigem estudos de previsão de demandas de gás natural para a região projetada e os investimentos ocorreriam antes de qualquer retorno financeiro.

A grande vantagem do MDGNL é que o projeto tornar-se-ia financeiramente viável com o transporte do gás natural, por meio alternativo, o GNL, para uma sub-região a ser atendida pela Unidade de Regaseificação (UG), estrategicamente localizada para poder efetuar a distribuição local, gerando demandas e possibilitando a futura implantação de uma infra-estrutura definitiva de gasodutos.

Quando a demanda futura justificar a implantação definitiva do gasoduto, uma capacidade instalada de dutos já deverá ter sido operacionalmente implantada na sub-região. A partir daí, o projeto da UG poderá ser desmobilizado para atender a outras sub-regiões, expandindo mercados e fazendo o uso para o qual tem finalidade aquele projeto.

A implantação deste modelo possibilita que diversos potenciais consumidores tenham acesso ao gás natural. Deste modo, indústrias e demais setores localizados à distância do ramal principal de distribuição poderiam optar

por utilizar esta fonte energética. Este plano poderia gerar dividendos de maiores proporções ao Estado do Ceará, visto que estes consumidores só dispõem da eletricidade, do diesel e do GLP como alternativas para seu suprimento energético, que também necessitam ser transportados para as respectivas regiões.

O MDGNL apresenta enorme grau de flexibilidade para suprir de forma econômica as necessidades dos diversos tipos de clientes. Uma de suas principais vantagens é poder utilizar os modais de transporte rodoviário e ferroviário existentes na região, complementares a rede principal de distribuição de gás natural, necessitando simplesmente de uma localização estratégica para as UG's, além da adequação na forma de recebimento do suprimento pelos clientes.

Pela complexidade da distribuição é necessária a abordagem de forma sistêmica, considerando integradamente os potenciais clientes, a serem atendidos pela rede rodoviária e ferroviária existentes, e seu provável crescimento, bem como a área a ser atingida na sub-região, as localizações otimizadas das UG's, visando garantir uma distribuição secundária diversificada, com a possibilidade de serem atendidas as áreas menos densas de consumidores, elevando assim o nível de serviço para a sub-região a custos reduzidos.

É importante ressaltar que esta forma de fornecimento de gás natural não representa uma tentativa de substituir o uso de dutos, mas de antecipar o consumo do gás natural, em regiões desprovidas de gasodutos, complementando-os, para que as suas construções possam ser viabilizadas com antecedência (PANAM, 2004).

Diante da complexidade tecnológica que envolve a implantação de uma infra-estrutura de suprimento e distribuição de GNL e em função do seu alto custo, são fundamentais, para um melhor desempenho do MDGNL, que sejam conhecidos os níveis de eficiência e os custos envolvidos, através de estudos, sejam eles:

- ✓ estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE);
- ✓ estudo de localização das Unidades de Regaseificação – UG's e conseqüentemente a identificação das sub-regiões.

### **5.3 Aplicação da Metodologia EVTE**

Neste projeto estratégico, verifica-se a necessidade de estudos técnico-econômicos que viabilizem o transporte do GNL a grandes e médias distâncias para o atendimento da demanda por gás natural, principalmente para as Regiões de Sobral, do Sertão Central e do Cariri (NOBRE JÚNIOR e SUCUPIRA, 2007).

Para o transporte do GNL do porto do Pecém até as sub-regiões, a serem localizadas, serão utilizados os modais rodoviário e ferroviário até um raio de 1.000 km.

Para viabilizar o transporte de GNL ao interior do Estado do Ceará, faz-se necessário a definição de um consumidor âncora que justifique a implantação da infra-estrutura na sub-região.

Para tornar possível a comercialização de GNL, no Estado do Ceará, o gás natural necessitaria passar pelo processo de liquefação, fato que tornou-se desnecessário mediante a implantação, pela Petrobras, em 2008, do Terminal de GNL no Porto do Pecém, permitindo a sua distribuição sem a instalação de uma planta de liquefação no Estado, minimizando os custos iniciais de implantação do MDGNL.

A figura 5.4 ilustra a cadeia do MDGNL à partir do Porto do Pecém no âmbito do Estado do Ceará.

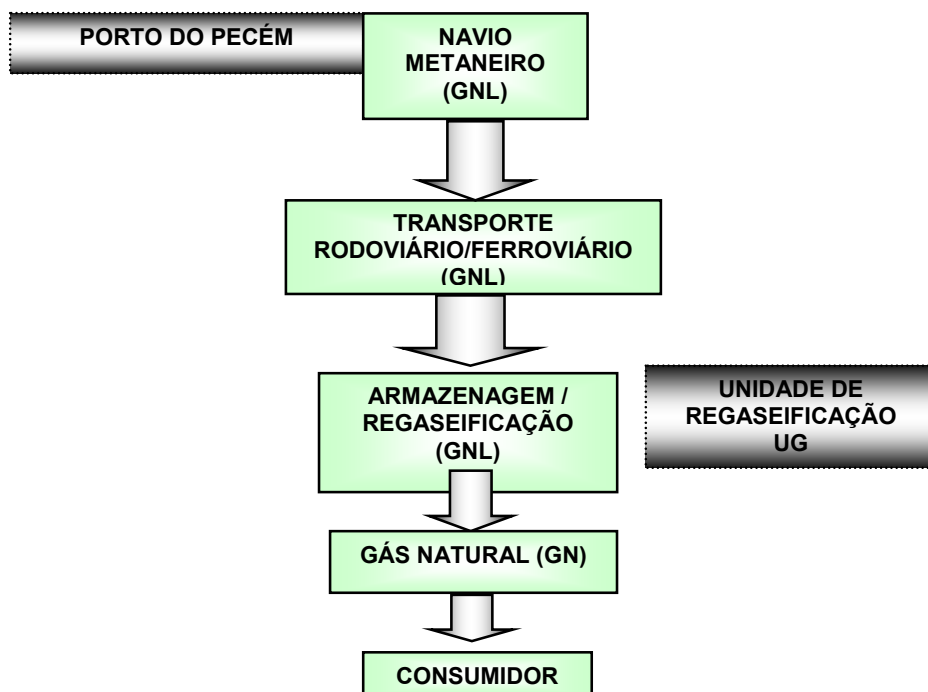


Figura 5.4 – Cadeia do MDGNL no Estado do Ceará

Fonte: Adaptado de Nobre Júnior e Sucupira (2007)

Os investimentos necessários à implementação do MDGNL consistem no planejamento das operações, na construção de instalações físicas e na aquisição de equipamentos que permitam o fornecimento do gás natural de forma segura e contínua.

A viabilidade técnico-econômica do Projeto foi analisada através de fluxo de caixa, aonde foram contabilizados os custos iniciais do investimento, suas receitas em operação, para um período estimado de retorno do investimento de dez anos para serem diluídos de acordo com a duração das depreciações.

Para as simulações do projeto MDGNL, no Estado do Ceará, inicialmente foi estipulado somente a implantação de uma Unidade de Regaseificação (UG), com suprimento pelo modal rodoviário e através de caminhões-tanques.

Os custos dos investimentos foram divididos em duas categorias, custos de projetos e custos de aquisição, apresentados a seguir.

### **5.3.1 Financiamento do Projeto**

Os investimentos necessários à execução das instalações para a distribuição de Gás Natural Liquefeito, poderão ser realizados com recursos públicos ou privados e deverão conter, basicamente, os seguintes itens.

#### **a) Investimentos de Projetos**

Nestes investimentos estão envolvidos os valores de concepção e projeto de engenharia das instalações das infra-estruturas. O investimento de projeto das infra-estruturas é da ordem de R\$ 200.000,00 (GASLOCAL, 2008).

#### **b) Investimentos de Aquisição**

O custo da aquisição de um caminhão-tanque com capacidade de 49.000 litros para transporte de GNL é de R\$ 680.000,00 (CORNITIUS, 2008).

Os custos de aquisição de tanques de armazenagem de GNL, da estação de regaseificação de GNL e da instalação deles, perfaz um total de R\$ 1.160.000,00. Cada tanque possui capacidade para armazenar de 400.000 a 500.000 litros de GNL (GASLOCAL, 2008).

Os custos de aquisição de GNL baseiam-se no volume mensal de gás natural para este projeto que foi estimado em 288.000 m<sup>3</sup> de acordo com a tabela 5.3. Este valor de gás natural corresponde a apenas 480 m<sup>3</sup> de GNL com custo unitário básico de R\$ 190/m<sup>3</sup>, segundo dados da CEARÁPORTOS (2007) e da PETROBRAS (2007), correspondente ao valor da carga do navio, aproximadamente R\$ 24.000.000,00, com capacidade de 125 mil m<sup>3</sup> de GNL.

### c) Capital de Giro

Segundo Rodrigues (2007), o capital de giro é o montante de recursos necessários à movimentação diária da empresa e seu volume determinado pelas características do processo operacional, sendo este indispensável à manutenção do ciclo operacional da empresa.

Para o projeto do MDGNL o capital de giro é de R\$ 300.000,00, valor estimado e contemplado na tabela do fluxo de caixa, que normalmente é utilizado para garantir o pagamento de fornecedores, despesas fixas, custos operacionais e de transporte.

A Tabela 5.1. apresenta os investimentos necessários para o início do projeto.

**Tabela 5.1 – Investimentos Iniciais do MDGNL**

<b>INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS</b>	<b>CUSTO TOTAL (R\$)</b>
PROJETO	200.000,00
AQUISIÇÃO (CAMINHÃO-TANQUE)	680.000,00
(INSTALAÇÕES)	1.160.000,00
(GNL) (mensal)	91.200,00
CAPITAL DE GIRO	300.000,00
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>2.340.000,00</b>

O custo médio estimado dos equipamentos e de suas instalações para a recepção de GNL na unidade consumidora importou em R\$ 1.160.000,00. O custo da instalação da UG é apresentado na Tabela 5.2.



**Tabela 5.2 – Custo de Instalação da UG do MDGNL**

<b>INSTALAÇÕES NECESSÁRIAS</b>	<b>CUSTO TOTAL (R\$)</b>
TANQUE DE ESTOCAGEM	630.000,00
EQUIPAMENTOS	430.000,00
CUSTOS DE INSTALAÇÃO	100.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.160.000,00</b>

Fonte: GASLOCAL (2008)

### **5.3.2 Informações Financeiras**

Para os cálculos deste estudo, as receitas, os salários dos funcionários, os custos gerais, as depreciações e os impostos foram convencionadas.

As receitas anuais no estudo EVTE para a distribuição de GNL são apresentadas na Tabela 5.3, composta pelos seguintes itens:

a) Clientes: O tipo de cliente está de acordo com os que comercialmente são atendidos pela Companhia de Gás Natural do Estado - CEGÁS.

b) Demanda: A demanda, em  $m^3$ /dia, foi estimada de acordo com o histórico de consumo de clientes da Companhia de Gás Natural do Estado - CEGÁS.

c) Demanda x fator de atendimento: Estimou-se o atendimento por caminhão-tanque, realizando duas viagens por semana do Porto do Pecém para a UG. O fator de atendimento representa o percentual de dias onde o caminhão de transporte de GNL opera em uma semana. Neste estudo esta sendo usado o fator 0,285 (correspondente a 2 dias).

d) Valor de venda do gás ( $R\$/m^3$ ): Baseia-se nos valores atuais adotados pela CEGÁS (2008).

Tabela 5.3 – Receitas Anuais

Clientes	Demanda			Valor de Venda Gás (R\$/M³)	Valor Mensal	Valor anual
	Diária (m³/dia)	Mensal (m³/mês)	x Fator (m³/mês)			
HOSPITAL	800	24.000	6.840	R\$ 1,52	R\$ 10.396,80	R\$ 124.761,60
INDÚSTRIA 1	1.600	48.000	13.680	R\$ 0,89	R\$ 12.175,20	R\$ 146.102,40
INDÚSTRIA 2	1.600	48.000	13.680	R\$ 0,89	R\$ 12.175,20	R\$ 146.102,40
INDÚSTRIA 3	1.800	54.000	15.390	R\$ 0,89	R\$ 13.697,10	R\$ 164.365,20
POSTO 1	10.000	300.000	85.500	R\$ 1,03	R\$ 88.065,00	R\$ 1.056.780,00
POSTO 2	15.000	450.000	128.250	R\$ 1,03	R\$ 132.097,50	R\$ 1.585.170,00
COMERCIO 1	700	21.000	5.985	R\$ 1,52	R\$ 9.097,20	R\$ 109.166,40
COMERCIO 2	700	21.000	5.985	R\$ 1,52	R\$ 9.097,20	R\$ 109.166,40
COMERCIO 3	700	21.000	5.985	R\$ 1,52	R\$ 9.097,20	R\$ 109.166,40
COMERCIO 4	700	21.000	5.985	R\$ 1,52	R\$ 9.097,20	R\$ 109.166,40
<b>Total</b>	<b>33.600</b>	<b>1.008.000</b>	<b>287.280</b>	<b>-</b>	<b>R\$ 304.995,60</b>	<b>R\$ 3.659.947,20</b>

Fonte: Silva (2008)

Os salários dos funcionários, descritos na tabela 5.4, são valores baseados nas Companhias de Gás Natural com um percentual extra, por ter que disponibilizar funcionários especializados de Fortaleza para a sub-região instalada.

Tabela 5.4 – Salários dos Funcionários por mês

Funcionários	Salários	Encargos (100%)	Salários e Encargos	Quant.	Valor mensal	Valor anual
Engenheiro	R\$ 4.980,00	R\$ 4.980,00	R\$ 9.960,00	2	R\$ 19.920,00	R\$ 239.040,00
Técnico	R\$ 2.490,00	R\$ 2.490,00	R\$ 4.980,00	5	R\$ 24.900,00	R\$ 298.800,00
Auxiliar de serviço geral	R\$ 830,00	R\$ 830,00	R\$ 1.660,00	1	R\$ 1.660,00	R\$ 19.920,00
Manutenção	R\$ 2.490,00	R\$ 2.490,00	R\$ 4.980,00	5	R\$ 24.900,00	R\$ 298.800,00
Atendimento Público	R\$ 2.490,00	R\$ 2.490,00	R\$ 4.980,00	1	R\$ 4.980,00	R\$ 59.760,00
Pessoal	R\$ 2.490,00	R\$ 2.490,00	R\$ 4.980,00	1	R\$ 4.980,00	R\$ 59.760,00
<b>Total</b>				<b>15</b>	<b>R\$ 81.340,00</b>	<b>R\$ 976.080,00</b>

Fonte: Silva (2008)

Os custos e as despesas consideradas no estudo de EVTE encontram-se apresentadas na Tabela 5.5.

**Tabela 5.5 – Custos Totais, mensal e anual**

<b>Despesas</b>	<b>Valor mensal</b>	<b>Valor anual</b>
Energia elétrica	R\$ 8.000,00	R\$ 96.000,00
Água	R\$ 7.000,00	R\$ 84.000,00
Comunicação	R\$ 9.500,00	R\$ 114.000,00
Outros Gastos	R\$ 13.000,00	R\$ 156.000,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 37.500,00</b>	<b>R\$ 450.000,00</b>

Os custos anuais de transporte importam em R\$ 739.813,66 para a demanda por GNL, na sua distância máxima de transporte, ou seja, 1.000 Km, com movimentação em 2 dias da semana, durante um mês, conforme a tabela 5.6.

**Tabela 5.6 – Custos de Transporte anual**

<b>Distância Máxima de Transporte (km)</b>	<b>Custo do Transporte (US\$ / m<sup>3</sup>)</b>	<b>Volume Transportado (m<sup>3</sup> de GN)</b>	<b>Custo do Transporte de GNL (R\$)</b>
1.000	76,0 <sup>(1)</sup>	3.455.996,54 <sup>(2)</sup>	739.813,66 <sup>(3)</sup>

(1) Adaptado de SILVA (2008) e NOBRE JÚNIOR e SUCUPIRA (2007).

(2) Referente à quantidade de meses x demanda mensal: 12 \* 288.000.

(3) Referente ao custo de transporte x volume de GNL mensal: 76 \* (3.455.996,54 / 600) \* 1,90

♦ Obs.: Neste estudo utilizou-se a cotação do dólar a R\$ 1,90, a época do estudo no mês de agosto/2008.

Os valores das depreciações dos equipamentos dos itens avaliados na metodologia EVTE encontram-se apresentadas na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Depreciação anual

Item	Investimento	Prazo de depreciação	Carga anual de depreciação	Valor anual da depreciação	Valor Residual
Caminhão	R\$ 680.000,00	07 anos	12,6%	R\$ 85.680,00	R\$ 80.000,00
Instalações	R\$ 2.340.000,00	10 anos	10%	R\$ 234.000,00	-
<b>Total</b>				<b>R\$ 319.680,00</b>	

Para calcular os impostos da atividade iniciou-se com a aplicação do imposto de renda que, no Brasil apresenta uma alíquota de 28% para a grande parte das empresas. Compõem-se este percentual em: 13% de uma alíquota de Imposto de Renda da pessoa jurídica (IRPJ); 8% de um adicional sobre excedente de certo limite de lucro; e 7% de alíquota referente à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL (NETO, 2007).

Neste estudo foram considerados 3,25% de PIS/COFINS para os Impostos Federais e 10% de ICMS para os Impostos Estaduais, contemplando inicialmente uma redução das suas taxas para incentivo das atividades (CEGÁS, 2008).

### 5.3.3 Análise da Viabilidade

Na análise de viabilidade do MDGNL são considerados fatores que entram na metodologia EVTE, tais como: TMA, VPL, TIR, Fluxo de Caixa e *Payback*.

Para a análise de viabilidade utilizou-se como referencial teórico a determinação da taxa mínima de atratividade (TMA), estimada a partir das condições nas quais se espera que a empresa atue e definida como sendo uma taxa de juros que indica o mínimo que um investidor está disposto a ganhar ao realizar um investimento, ou então ela indica o máximo que um tomador de decisão pretende ao realizar um financiamento (RODRIGUES, 2007).

Levou-se em consideração o rendimento da poupança de 0,6% ao mês para se atribuir o valor esperado para a taxa mínima de atratividade (TMA) que foi especificada em 12,5% a.a.

O valor presente líquido (VPL) consiste em transferir para o momento atual todas as condições esperadas no fluxo de caixa, descontadas a taxa de juros ou a taxa de desconto.

Neste caso, para a aprovação do investimento é necessário que a VPL seja positiva, indicando que o retorno é superior ao mínimo desejado, obtido pela TMA. No caso de valores de VPL negativos, o projeto torna-se inviável economicamente e  $VPL = 0$  indica que o retorno do investimento é igual à TMA, não sendo indicada sua implementação.

A equação (1) apresenta a expressão que permite calcular o valor presente líquido, na qual VPL representa o valor presente líquido a uma dada taxa  $i$ ,  $n$  é o número de períodos (em anos),  $i$  é a taxa de descontos,  $j$  é o período genérico ( $j = 0$  a  $j = n$ ), percorrendo todo fluxo de caixa,  $FC_j$  é um fluxo genérico para  $t = [0, n]$  que pode ser positivo (receita) ou negativo (custos).

$$VPL = \sum_{j=0}^n FC_j / (1+i)^j \quad (1)$$

Segundo Laponi (2000), quando se calcula o *payback* descontado com o procedimento do valor presente, o método do *payback* descontado aproxima-se do método do valor presente líquido. A grande vantagem da utilização do método VPL em relação ao método do *payback* descontado é que o VPL considera todo o fluxo de caixa e não apenas o instante no tempo em que o saldo acumulado se torna positivo.

A taxa interna de retorno (TIR) é amplamente utilizada como ferramenta de apoio às decisões de investimentos e será utilizada conjuntamente com o VPL proporcionando maior confiabilidade na indicação de viabilidade do MDGNL. A TIR representa a taxa de juros que torna uma série de desembolsos equivalentes na data presente, ou seja, a TIR torna a VPL igual a zero. Se a TIR apresentar

resultado superior à taxa mínima de atratividade (TMA) previamente definida, o investimento é aprovado, caso contrário é rejeitado.

A análise de fluxo de caixa é, segundo Bruni (2003), o ponto principal do processo da tomada de decisão financeira e este, é representado pelo volume de recursos colocados no investimento ou que poderiam ser retirados do investimento ao longo dos anos, até sua vida útil. O fluxo de caixa é o melhor guia para a administração financeira (BRITO, 2003).

O fluxo de caixa registrado no estudo de viabilidade (EVTE) do MDGNL, encontra-se apresentado na Tabela 5.8.

No método *payback*, ao estudar a viabilidade de um investimento, uma das principais premissas assumidas é a definição do prazo máximo tolerado para a recuperação do capital investido. Para se obter o *payback* do investimento do projeto MDGNL basta verificar o tempo necessário para que o saldo do investimento (soma dos fluxos de caixa gerados pelo investimento) seja igual a zero.

Segundo Rodrigues (2007) a expressão que permite calcular o valor do *payback* é a seguinte:

$$Payback_{Médio} = \frac{\textit{investimento}}{\sum \frac{\textit{entrada de caixa}}{\textit{período}}} \quad (2)$$

Tabela 5.8 – Fluxo de Caixa do Projeto MDGNL

Discriminação	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
+ Receitas		RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20	RS 3.659.947,20
- Impostos											
- ICMS/PIS/COFINS(13,25%)		RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00	RS 484.943,00
= Receitas Líquidas		RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20	RS 3.175.004,20
- Totais de Custos		RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66	RS 2.165.893,66
+ Salários		RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00	RS 976.080,00
+ Custos Gerais		RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00	RS 450.000,00
+ Custo de Transporte		RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66	RS 739.813,66
= Lucro Bruto		RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54	RS 1.009.110,54
- Total das depreciações		RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00
+ Caminhão		RS 85.680,00	RS 85.680,00	RS 85.680,00	RS 85.680,00	RS 85.680,00	RS 85.680,00	RS 85.680,00			
+ Instalações		RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00
= LAIR/CSLL		RS 1.328.790,54	RS 1.328.790,54	RS 1.328.790,54	RS 1.328.790,54	RS 1.328.790,54	RS 1.328.790,54	RS 1.328.790,54	RS 1.243.110,54	RS 1.243.110,54	RS 1.243.110,54
- Imposto de Renda e CSLL (28%)		RS 372.061,35	RS 372.061,35	RS 372.061,35	RS 372.061,35	RS 372.061,35	RS 372.061,35	RS 372.061,35	RS 348.070,95	RS 348.070,95	RS 348.070,95
= LLDIR/CSLL		RS 956.729,19	RS 956.729,19	RS 956.729,19	RS 956.729,19	RS 956.729,19	RS 956.729,19	RS 956.729,19	RS 895.039,59	RS 895.039,59	RS 895.039,59
+ Depreciações		RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 319.680,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00	RS 234.000,00
= Fluxo de caixa operacional		RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.129.039,59	RS 1.129.039,59	RS 1.129.039,59
+ Investimento Projeto	(RS 200.000,00)										
+ Investimento caminhão	(RS 680.000,00)							RS 80.000,00			
+ Investimento Instalações GNL	(RS 1.160.000,00)										
Aquisição de GNL		(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)	(RS 1.094.400,00)
+ Capital de Giro	(RS 300.000,00)										RS 300.000,00
= Entrada de caixa	(RS 2.340.000,00)	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.276.409,19	RS 1.356.409,19	RS 1.129.039,59	RS 1.129.039,59	RS 1.429.039,59

#### 5.3.4 Resultados do EVTE

Os resultados obtidos da aplicação da metodologia EVTE são apresentadas a seguir:

- ✓ A taxa mínima de atratividade (TMA) esperada para o empreendimento foi 12,50%;
- ✓ O valor presente líquido (VPL) calculado com desconto do *payback* foi R\$ 2.477.835,36;
- ✓ A taxa interna de retorno (TIR) calculada foi 18,43%;
- ✓ O prazo de recuperação do investimento é de 1,84 anos, conforme o *Payback* Médio.

Como o valor presente líquido (VPL) é positivo e a taxa interna de retorno (TIR) é superior à taxa mínima de atratividade (TMA) o projeto é economicamente viável, salientando-se ainda que todos os valores foram calculados tendo em vista um cenário mais pessimista.

Estes resultados podem servir como base para uma ampla e aprofundada análise técnica-econômica, considerando diversas variáveis e índices, gerando futuramente mais atratividade e viabilidade para o MDGNL.



#### **5.4 Estudo de Localização das UG`s**

O problema de localização de facilidades (PLFC) trata de decisões sobre onde localizar facilidades considerando os usuários ou os clientes que devem ser servidos de forma a otimizar critérios.

O termo “facilidades”, utilizado no sentido geral no problema de otimização, para o projeto MDGNL incluirá as instalações de armazenamento e de regaseificação.

Os critérios a serem otimizados pelo PLFC variam de acordo com a situação do problema e podem estar relacionados com o tempo ou custo de transporte ao cliente, com o nível de serviço (satisfação da demanda), com a localização e potencial de resposta dos competidores e com o número de clientes dentro de uma distância de cobertura pré-estabelecida. Assim, uma definição ótima de localizações das facilidades está restrita à estrutura projetada de rede a ser utilizada pelos clientes.

Logo, é notório o profundo impacto da localização ótima das facilidades sobre uma rede projetada, pois esta ferramenta auxilia os clientes a obterem serviços de várias qualidades possíveis. Existem diversos problemas práticos, em que a localização de facilidades e o projeto de rede estão relacionados, observem a seguir:

a) O Planejamento regional, onde o governo pode considerar simultaneamente a construção de um novo sistema de rodovias bem como a localização das facilidades públicas;

b) O Projeto de redes de telecomunicações, onde existe um compromisso entre a adição de centros ou concentradores (facilidades) e cabos (arcos) para aumentar a capacidade da rede; e

c) O Projeto de redes de transmissão de energia, onde as facilidades são as estações geradoras e as subestações e os arcos são as linhas de transmissão e distribuição.

O MDGNL é o projeto de um sistema de distribuição de gás onde as facilidades são as UG`s e os tanques de armazenagem, e os arcos são os sistemas de transporte rodoviário e ferroviário.

O PLFC aplicar-se-á no MDGNL em duas fases distintas. A primeira etapa será otimizar o suprimento do Terminal de GNL-Pecém às UG`s e na segunda etapa otimizar o atendimento das UG`s aos clientes.

A Figura 5.5 ilustra um posto de GNV abastecido por GNL proveniente de uma planta de liquefação de Paulínia/SP e mostra sua UG, com dois tanques de armazenagem situados próximos ao cliente.



Figura 5.5 – Posto de GNV abastecido com GNL

Fonte: GASLOCAL (2008)

#### **5.4.1 Descrição do Problema de Localização de Facilidades Capacitado - PLFC**

O Problema de Localização de Facilidades Capacitado consiste em projetar uma rede de transporte e determinar o conjunto de localizações de facilidades que minimize o custo total do sistema, formado pelo custo de instalação das facilidades e os custos de transporte aos clientes.

Melkote e Daskin (2001) investigaram o problema de localização de facilidades capacitadas (PLFC) definindo-o como um grafo com custos associados às arestas, ou seja, um conjunto de possíveis localizações de facilidades e seus custos de instalação e um conjunto de clientes com demandas a serem servidas. Isto é, deseja-se instalar um subconjunto de facilidades, associando cada cliente às mesmas, com custo proporcional à demanda e à distância mínima entre cliente e facilidade.

O objetivo do problema é minimizar o custo total da solução, incluindo-se os custos de instalação das facilidades, os custos de associação das demandas às instalações e os custos de conectar as facilidades abertas.

Existem também diversas variantes do PLFC e segundo Nozick (2001) o objetivo das diversas variantes dos modelos de localização são conflitantes, pois enquanto o problema de cobertura tem como principal foco a qualidade de serviço, o problema de localização com custo de instalação fixa tem como objetivo o menor custo possível.

No PLFC os clientes possuem demandas a serem servidas e os conjuntos de potenciais localizações de facilidades e de usuários podem estar contidos ou não no conjunto de vértices do grafo, logo, tornam-se imprescindíveis as formulações de programação linear inteira baseadas em algoritmos de aproximação para esses problemas.

Estas técnicas e ferramentas matemáticas e computacionais consideram questões de transporte, cobertura de mercado e custos fixos de instalação em

uma rede, entretanto, não apreciam outras questões táticas no projeto de uma rede, como suas propriedades de estoques.

Atualmente, os Problemas de Localização aplicam inúmeros fatores, além do custo e distância que interferem no resultado do modelo, estão incluídos também:

- ✓ a localização geográfica em relação aos mercados fornecedores e consumidores;
- ✓ as facilidades do sistema de transporte;
- ✓ a qualidade da infra-estrutura;
- ✓ os custos de instalação, operação, transporte, energia e meio ambiente;
- ✓ a localização dos concorrentes;
- ✓ os incentivos e encargos.

#### **5.4.2 O Modelo Matemático do PLFC Aplicado ao MDGNL**

Com o intuito de aperfeiçoar uma decisão estratégica, a maioria das organizações se utiliza desta ferramenta de pesquisa operacional para estabelecer a localização ótima de unidades, plantas, armazéns, instalações ou qualquer outra facilidade. Esta técnica de pesquisa operacional é utilizada para a determinação de instalações de capacidade de atendimento à demanda onde se busca selecionar unidades potenciais que minimizem o custo fixo para se instalar o serviço, acrescido do custo variável de operação.

Melkote e Daskin (2001) apresentam um modelo de programação linear inteira mista que generaliza o PLFC, no qual a topologia da rede é construída como resultado do modelo.

O PLFC pode ser solucionado associando um conjunto de potenciais instalações  $I = \{1, 2, \dots, m\}$  de custo fixo de instalação dado por  $f_i$  e capacidade de

atendimento  $a_i$  e um conjunto de clientes ou consumidores  $J = \{1, 2, \dots, n\}$  de demanda total dado por  $b_j$ . O custo unitário da facilidade  $i$  ao cliente  $j$  é representado por  $C_{ij}$  e as variáveis do problema são:

$X_{ij} \rightarrow$  Quantidade de produto a ser enviado da facilidade  $i$  ao cliente  $j$ .

$Y_i \rightarrow$  Variável binária que representa a possível instalação da facilidade  $i$ .  
Se instalada  $Y = 1$ , caso contrário  $Y = 0$ .

Então têm-se na equação (3) a representação do modelo matemático para o PLFC com  $m$  instalações capacitadas e  $n$  clientes.

Função objetivo:

$$\text{Min}Z = \sum_{i=1}^m f_i y_i + \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} X_{ij} \quad (3)$$

Sujeito as restrições:

$$\sum_{i=1}^m X_{ij} = b_j \quad \text{para } j = \{1, 2, \dots, n\} \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} \leq a_i y_i \quad \text{para } i = \{1, 2, \dots, m\} \quad (5)$$

$$X_{ij} \geq 0 \quad \text{para } i = \{1, 2, \dots, m\} \text{ e } j = \{1, 2, \dots, n\} \quad (6)$$

$$Y_i \in \{0, 1\} \quad \text{para } i = \{1, 2, \dots, m\} \quad (7)$$

No modelo, a restrição (4) estabelece o atendimento da demanda de cada cliente. A restrição (5) garante que cada facilidade instalada não forneça mais do

que sua capacidade. A restrição (6) estabelece a não-negatividade da demanda dos clientes. A restrição (7) define a instalação das  $m$  facilidades.

Segundo Nozick (2001) os diversos modelos de localização de facilidades com custo fixo apresentam inúmeras aplicações, por exemplo o problema de localização de plataformas *off-shore*.

Em outros casos e na grande maioria, os problemas de localização de facilidades capacitadas focam o desenvolvimento de soluções eficientes que utilizam algoritmos e sistemas computacionais como a Relaxação Lagrangeana (CRISTOPHIDES; BEASLEY, 1983), o Modelo de Localização de Plantas Capacitadas com Demandas Estocásticas (LAPORTE, 2003) e o Algoritmo Genético Construtivo com Mutação Modificada - AGCM (NARCISO; LORENA, 2001).

Estes algoritmos devem ter bons desempenhos e no mínimo devem ser tão bons quanto os melhores já publicados com o objetivo de fornecer resultados de ótima qualidade. O PLCF é um problema de difícil resolução e considerado *NP-Hard* segundo Narciso e Lorena (2001).

O uso combinado de técnicas de Pesquisa Operacional (PO) e Sistemas de Informações Geográficas (SIG) para resolver problemas de localização podem tornar-se bastante difíceis por envolverem grande quantidade de variáveis relacionadas a decisão locacional e de escolhas viáveis que necessitam ser consideradas para a implantação. O trabalho integrado de *softwares* como o *ARCVIEW* criou métodos de representação vetorial dos modelos de rede para o problema de localização de escolas no município de São José dos Campos, SP.

Para o problema de localização considerado, um método heurístico pode ser o procedimento mais apropriado para resolver o modelo proposto, portanto o sucesso dos algoritmos genéticos na resolução de problemas combinatórios os torna fortes candidatos para resolver o problema gerado pelo modelo.

### 5.4.3 Experimentos Computacionais do Modelo

A análise dos aspectos técnicos e econômico-financeiros do projeto foram os principais resultados apresentados no presente capítulo. A avaliação permite elaborar e auxiliar na tomada de decisão relativa à execução do projeto, possibilitando a identificação, através das técnicas otimizadas para locação e implantação de facilidades que satisfaçam os quesitos do decisor.

Na validação do MDGNL convencionamos os valores abaixo para tratarmos o modelo como um problema de locação de facilidades. Apresentou-se a resolução do problema em um exemplo aplicado na região do Cariri, sub-região localizada no sul do estado do Ceará.

Neste exemplo, são representados três locais possíveis para a implantação das Unidades de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (Juazeiro do Norte, Crato e Barbalha).

O modelo definirá quais cidades poderão ser implantadas as Unidades de Regaseificação analisando de forma otimizada todas as condições preponderantes, ou seja, o modelo trará a melhor solução para o problema.

Com efeito de simplificar os cálculos do modelo, estabeleceu-se o seguinte cenário: as localizações possíveis das Unidades de Regaseificação serão situadas na sub-região do Cariri. O projeto, inicialmente, deverá atender a 04 (quatro) empresas importantes da sub-região a partir de 03 (três) cidades, Juazeiro do Norte, Crato e Barbalha, com respectivos custos fixos de instalação estimados na tabela 5.9.

**Tabela 5.9 – Possíveis Unidades de Regaseificação do MDGNL/ Custos Fixos de Instalação**

UG	CUSTO FIXO DE INSTALAÇÃO (R\$)
(1) JUAZEIRO	R\$ 2.000.000,00
(2) CRATO	R\$ 2.300.000,00
(3) BARBALHA	R\$ 2.100.000,00

Nesse experimento do Modelo, atentou-se somente para os custos relevantes a variável distância entre as possíveis Unidades de Regaseificação e as empresas a serem atendidas, cujos valores estão listados na tabela 5.10.

É importante salientar que todo este procedimento está fundamentado nas seguintes hipóteses simplificadoras:

a) A distância entre as UG's e os clientes é representada pela distância percorrida pelos dutos;

b) O custo de distribuição é função direta apenas da distância entre as Unidades de Regaseificação e clientes:

**Tabela 5.10 – Matriz de distâncias das empresas atendidas pelas UG's (km)**

UG	EMPRESA 1	EMPRESA 2	EMPRESA 3	EMPRESA 4
(1) JUAZEIRO	70,00	83,00	76,00	72,00
(2) CRATO	80,00	72,00	80,00	70,00
(3) BARBALHA	74,00	76,00	72,00	73,00

Para efeito de testes computacionais, os valores do modelo, que compõem os custos de transporte e distribuição, foram gerados aleatoriamente, sendo



distribuídos dentro da tabela 5.11. Salienta-se que estes custos são variáveis em função da distância entre as UG`s e seus clientes, dos custos operacionais e dos encargos.

No entanto, sabe-se que, na prática, é necessário incorporar na composição dos custos de distribuição algumas variáveis como a legislação vigente, características físicas e operacionais do sistema e custos referentes a manutenção.

A tabela 5.11 nos fornece o custo total de transporte e distribuição de 1m<sup>3</sup> de Gás Natural de cada Unidade de Regaseificação ao cliente.

O custo de transporte e distribuição de 1 m<sup>3</sup> de GN da Unidade de Regaseificação em Sobral, Juazeiro ou Quixadá (i= 1, 2 ou 3) fora estimado em R\$ 1,0511 transportado numa distância de até 10Km, válido para venda a consumidores de consumo elevado segundo CEGÁS (2008).

Logo, para este caso, o custo de transporte e distribuição, em R\$, é de: 0,10511 x dist (Km).

**Tabela 5.11 – Matriz de custo de transporte de 1m<sup>3</sup> de GN da UG ao cliente (R\$)**

UG	EMPRESA 1	EMPRESA 2	EMPRESA 3	EMPRESA 4	OFERTA DA UG (m <sup>3</sup> )
(1) JUAZEIRO	0,7358	0,8724	0,7989	0,7568	1.000.000
(2) CRATO	0,8409	0,7568	0,8409	0,7358	1.000.000
(3) BARBALHA	0,7778	0,7989	0,7568	0,7673	1.000.000
DEMANDA CLIENTE (m <sup>3</sup> de GN/mês)	350.000	280.000	300.000	300.000	-

Os valores da oferta de gás das UG's, gerados na coluna 6 da tabela 5.11 foram estimados e considerados como constantes. Já os valores de demanda dos clientes, gerados na linha 4 da tabela 5.11, foram estimados aleatoriamente pois tratam-se de quantidades variáveis de acordo com a necessidade de cada cliente. Para este experimento, estes valores foram gerados aleatoriamente, mas numa aplicação real deve-se elaborar estudos de previsão de demanda e um mapeamento geográfico dos clientes e das UG's para uma melhor ajuste do *layout* e dos resultados.

Já na tabela 5.12 têm-se a restrição associada a condição de instalação das facilidades, ou seja, das Unidades de Regaseificação. Essa restrição é representada pela variável  $Y_i$  e pode assumir os seguintes valores. Assim o experimento possui quatro variáveis de instalação ( $Y_1, Y_2, Y_3, Y_4$ ).

**Tabela 5.12 – Restrição de Instalação das UG's**

$Y_i$	CONDIÇÃO QUE DEFINE A INSTALAÇÃO DA UG
1	Se a UG for instalada na cidade "i"
0	Caso contrário, se a UG não for instalada na cidade "i"

Com todos estes dados, o objetivo do problema formulado para o MDGNL é minimizar o custo de instalação das UG's e da distribuição de gás natural aos clientes de forma que não sejam violadas a disponibilidade de oferta de gás em cada UG e a demanda requerida por cada cliente.

Assim, têm-se como uma variável do problema, " $X_{ij}$ ", que é definida pela quantidade de gás natural enviado da UG da cidade "i" a empresa "j", onde  $i = \{1, 2, 3\}$  e  $j = \{1, 2, 3, 4\}$ . É importante salientar que esta variável nunca pode assumir valores negativos, ou seja,  $X_{ij} \geq 0$ .

Logo, o MDGNL busca minimizar o custo total através da seguinte função objetivo:

$$\begin{aligned}
 \text{Min}Z = & (2000000 Y_1 + 2300000 Y_2 + 2100000 Y_3) + \\
 & (0,7358 X_{11} + 0,8724X_{12} + 0,7989X_{13} + 0,7568X_{14}) + \\
 & (0,8409X_{21} + 0,7568X_{22} + 0,8409X_{23} + 0,7358X_{24}) + \quad (8) \\
 & (0,7778X_{31} + 0,7989X_{32} + 0,7568X_{33} + 0,7673X_{34})
 \end{aligned}$$

Além da função objetivo e da restrição de instalação das UG`s, a formulação matemática do problema é composta também das três restrições de oferta, sendo uma restrição para cada UG e quatro restrições de demanda, uma para cada cliente.

Estas diversas restrições aumentam a complexidade do problema que é função do número de clientes e das UG`s existentes. À seguir, têm-se as três restrições de disponibilidade de oferta das UG`s, com função de limitar a distribuição de gás de cada facilidade a ser instalada.

$$\begin{aligned}
 X_{11} + X_{12} + X_{13} + X_{14} & \leq 1000000Y_1 \\
 X_{21} + X_{22} + X_{23} + X_{24} & \leq 1000000Y_2 \\
 X_{31} + X_{32} + X_{33} + X_{34} & \leq 1000000Y_3
 \end{aligned} \quad (9)$$

Já as restrições de demanda são dadas pelas seguintes quatro equações e tem por finalidade atender a demanda de cada cliente existente.

$$\begin{aligned}
 X_{11} + X_{21} + X_{31} &= 350000 \\
 X_{12} + X_{22} + X_{32} &= 280000 \\
 X_{13} + X_{23} + X_{33} &= 300000 \\
 X_{14} + X_{24} + X_{34} &= 300000
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

Para resolver o problema foi utilizada uma versão demonstrativa do software LINGO 10.0, disponibilizada no site. No Anexo 2 é mostrado o resultado final para o MDGNL, sendo que as principais informações aparecem destacadas. O valor da função objetivo é de R\$ 5.035.302,00, representando o custo total para suprir os clientes consumidores. O software realizou neste cálculo 106 iterações.

No Anexo 2, também estão listadas todas as variáveis do problema, com seus respectivos valores e custos. Os custos são utilizados para análises mais aprofundadas do resultado. As variáveis binárias  $Y_i$  definem a instalação ou não da UG. Portanto, serão implantadas as UG's nas cidades que correspondem a variáveis binárias de valor 1. Neste caso, foram selecionadas as variáveis  $Y_1$  e  $Y_3$  que correspondem, respectivamente, as cidades de Juazeiro do Norte e Barbalha.

Assim, o custo total de instalação é dado pelo somatório dos custos de implantação de  $Y_1$  e  $Y_3$  mostrados na Tabela 5.9, resultando num valor de R\$ 4.100.000,00. Por conseqüência, o custo total de distribuição pode ser calculado pela diferença entre o custo total e o custo de implantação, resultando num valor de R\$ 935.302,00.

No Anexo 2, também visualizam-se os valores atribuídos às variáveis de distribuição, " $X_{ij}$ ", que representam a quantidade de gás natural fornecida. Como exemplo, ressalta-se que o valor associado à variável  $X_{11}$ , em destaque,

representa a quantidade de gás natural ofertada pela UG 1 (Juazeiro do Norte) para o cliente 1 (Empresa 1). Desta forma é possível saber quais clientes serão abastecidos por quais UG's.

Assim, o resultado do problema prevê a instalação das UG's em Juazeiro do Norte e Barbalha, sendo que a UG 1 atende as empresas 1 e 4, e a UG 3 atende as empresas 2 e 3.

A análise dos resultados obtidos neste teste mostra que esta solução está mais influenciada pelos custos de instalação do que pelos custos de distribuição, pois os custos de instalação representam cerca de 20% do custo total.

Uma característica interessante é que todos os clientes foram atendidos somente por uma única UG. Fato este que pode acontecer, devido o consumo estimado dos clientes serem relativamente baixos comparados com a capacidade de oferta das UG's. Em certos casos, pode ocorrer de o cliente ser suprido por mais de um fornecedor.

Outro aspecto interessante, na análise do resultado, é que o leitor pode suspeitar de algumas inconsistências aparentes. Um exemplo disto é que a Empresa 2, embora possua um menor custo de distribuição em relação a UG 2 - Crato (R\$ 0,7568), é suprido pela UG 3 – Barbalha, com um custo unitário de R\$ 0,7989. No entanto, este fato é resultado da abordagem completa do problema, envolvendo todas as restrições conjuntamente.

A análise isolada, como esta que foi citada acima, implica em conclusões equivocadas, daí a necessidade da abordagem sistêmica do problema com a finalidade de obtenção de resultados mais refinados e próximos da realidade.

## 6 CONCLUSÕES

Neste trabalho discutiu-se a necessidade de desenvolver o mercado de GNL no Brasil e foram apresentados os meios para expandi-lo.

A descoberta, por parte da Petrobras, de novas reservas de gás natural em áreas ainda não exploradas permite aumentar as opções de oferta do insumo, possibilitando a redução da dependência brasileira em relação ao gás internacional importado, principalmente oriundos da América do Sul.

O MDGNL apresenta-se como uma estratégia para a estruturação de novos centros de consumo, sob um novo conceito de cadeia do gás natural no Estado do Ceará. Cabendo ao planejamento estratégico do Estado a identificação de projetos âncoras que viabilizem investimentos, pesquisas e desenvolvimento da cadeia do GNL.

A formação de parcerias visando a transferência de conhecimentos tecnológicos para a exploração do modelo é fundamental, visto que as técnicas aplicadas de forma isolada em diversas áreas e setores da ciência e da economia, necessitam serem executadas de forma sistêmica e interativa no MDGNL.

O MDGNL une técnicas, como acessórios funcionais, para produzir resultados mais refinados e consistentes em prol do desenvolvimento do sistema de distribuição de gás natural às regiões fora da área de abrangência dos gasodutos.

O modelo apresenta como vantagem os seguintes indicadores:

- planejamento estratégico da infra-estrutura e organização bem definidas;

- viabilidade econômica comprovada;
- fundamentação otimizada do sistema de localização;
- utilização de tecnologias pioneiras e mundialmente eficientes.

Estes indicadores permitem avaliar o MDGNL como muito satisfatório no que diz respeito as vantagens competitivas necessárias a sua sustentabilidade no mercado.

A opção pelo modelo prevê a construção de unidades de regaseificação que abastecerão de gás natural todo o Estado do Ceará ou até mesmo estados vizinhos.

Após o recebimento de GNL no Terminal Portuário do Pecém, a partir de dezembro de 2008, o GNL poderia ser disponibilizado para ser distribuído por modais rodoviário e ferroviário até as UG's, localizadas de forma otimizada, para a regaseificação e a distribuição aos potenciais mercados consumidores.

Pode-se depreender deste Estudo, que os potenciais consumidores de gás natural, no Estado do Ceará e na Região Nordeste, irão ter assegurado, caso o projeto MDGNL venha a se concretizar, o retorno financeiro, econômico e tecnológico da ampliação da infra-estrutura de transporte de gás natural, proporcionando assim o desenvolvimento do mercado interno e diminuindo as distorções existentes no atendimento pelo modelo de distribuição dutoviário atual.

Ressalta-se que o problema da distribuição do gás natural pode ser dividido em três casos particulares, dependendo das infra-estruturas existentes. O primeiro problema trata do estudo de implantação de Unidades de Regaseificação de GNL. Outro problema é a implantação das redes de transporte e distribuição secundária de gás natural. Num estágio mais avançado, visualiza-se a consideração conjunta

de UG`s e redes de distribuição de gás natural sejam elas dutoviárias ou alternativas.

A resolução do MDGNL para o exemplo aplicado na sub-região do Cariri proporcionou resultados bastantes satisfatórios, visto que a solução ótima foi encontrada para o cenário elaborado.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E. **Economia do gás natural**. Apostila Didática Mimeo. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

ALMEIDA, E.; BUENO, S.; SELLES, V. **Os obstáculos aos investimentos na rede de distribuição de gás natural no Brasil**. X Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2004.

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2007**. Agência Nacional do Petróleo, 2007.

**ATLANTIC LNG**. Disponível em: <<http://www.atlanticlng.com>>. Acesso em 10 de maio de 2008.

BENBRIK A.; RIGHI M.; ELAHOUEL, A. **Effects of the radiative transfer of the vapor phase on the boil-off rates**. National Institut of Hydrocarbons, Boumerdes, Algéria, 2008.

BONELLO, F. **O uso veicular do gás natural em grandes centros urbanos**. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

BOWERSOX, D.; CLOSS, D.; COOPER, M. B. **Gestão logística de cadeias de suprimentos**. Editora Bookman. Porto Alegre, 2006.

BP. **BRITISH PETROLEUM**. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 03 de julho de 2007.

**BRASIL ENERGIA**. Editora Brasil Energia, Edições Variadas; Rio de Janeiro, 2007.

BRITO, P. **Análise e viabilidade de projetos de investimentos**. Editora Atlas, São Paulo, 2003.

BRUNI, A. **As decisões de investimentos**. Editora Atlas, São Paulo, 2003.

CBIE. Projeto CTPETRO – **Tendências tecnológicas. Gás natural: Dinâmica da indústria no Brasil e tecnologias emergentes de transporte, distribuição e estocagem**. Nota Técnica 10 – Instituto Nacional de Tecnologia. Rio de Janeiro, 2003.

CEARÁPORTOS. Companhia de Integração Portuária do Ceará. **Pesquisa de Informações Administrativas e Operacionais. Projetos de Engenharia: Projeto GNL - Pecém**, Ceará, 2007.

CEGÁS. **Gás natural**. Companhia de Gás do Ceará. Disponível em: <<http://www.cegas.com.br>> Acesso em: 27 abr. 2008.

CORNITIUS, T. **Medium-scale liquefaction technology**. SYNGÁS Refiner. Global Forum – Flaring Reduction & Gás Utilization. 2008.

CRISTOPHIDES, N.; BEASLEY, J.E. **Extensions to a Lagrangian relaxation approach for the capacitated warehouse location problem**. European Journal of Operational Research, 1983.

EIA, Energy Information Administration. **The global liquefied natural gas market: status & outlook**. U.S. Department of Energy, 2003.

GASENERGIA. **Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br>>. Acesso em: 07 de junho de 2007.

GASLOCAL. **GNL**. Disponível em: <<http://www.gaslocal.com.br>>. Acesso em: 10 de maio de 2008.

GASPETRO. **Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 10 de maio de 2008.

GOLAR LNG SHIPS. **Navios de GNL**. Disponível em: <<http://www.golarlng.com>>. Acesso em: 10 de junho de 2008.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. **Livro branco do GNV**. Primeira Edição, Comitê de GNV, Rio de Janeiro, 2006.

IPECE. **Anuário estatístico do Ceará 2006**. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará Disponível em: <<http://www.ipece.ce.gov.br>>. Acesso em: 05 de maio de 2008.

LAPORTE, G. **Models and exact solutions for a class of stochastic location-routing problems**. European Journal of Operational Research, 2003.

LAPPONI, J. C. **Projetos de investimento: construção e avaliação do fluxo de caixa: modelos em Excel**. Lapponi Treinamentos e Editora, São Paulo, 2000.

MARQUES, E. W. V. **A aplicação das novas tecnologias para produção de GNL no Brasil**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, USP, São Paulo, 2007.

MELKOTE, S.; DASKIN, M. **Capacitated facility location/network design problems**. European Journal of Operational Research, 2001.

MORAES, J. E. **O gás natural e a indústria**. Confederação Nacional da Indústria. Rio de Janeiro, 1989.

MOURA, N. **Impactos das composições típicas do GNL regaseificado**. 1º Seminário Internacional de GNL, PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2007.

NARCISO, M. G.; LORENA, L. A. N. **Uso de algoritmos genéticos em problemas de localização capacitada para alocação de recursos no campo e na cidade**. Campinas, 2001.

NETO, A. A. **Finanças corporativas e valor**. 3ª Edição. Editora Atlas. São Paulo. 2007.

**NIGERIA LNG**. Disponível em: <<http://www.nlng.com>>. Acesso em 12 de maio de 2008.

NOBRE JÚNIOR, E. F.; SUCUPIRA, M. L. L. **Estudo de viabilidade técnico econômica para o transporte de GNL para a região do Cariri**, Grupo de Modelagem de Redes de Infra-estruturas, Universidade Federal do Ceará – UFC, Fortaleza, 2007.

NOZICK, L. K.; TURNQUIST, M. A. **Inventory, transportation, service quality and the location of distribution centers**. European Journal of Operational Research, 2001.

PANAM. **Anais do Congresso Pan-americano de engenharia de trânsito e transporte**. Centro de Tecnologias do Gás, CTGÁS, Natal, 2004.

**PETROBRAS**. Petróleo Brasileiro S.A. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em 22 de novembro de 2007.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. **Planejamento estratégico para o período 2003-2007**. Estratégia Corporativa do Rio de Janeiro, 2003.

PETROLEUM ECONOMIST. **Fundamentals of the world gas industry**. Petroleum Economist Ltd, First Edition, 2002.

PETROLEUM ECONOMIST. **LNG Evolution & development wallchart 2004**. Londres, The Petroleum Economist Ltd, 2004.

PINTO JÚNIOR, H.; SILVEIRA, J. **Aspectos teóricos de regulação econômica: controle de preços**. Nota Técnica ANP 004. Rio de Janeiro, 1999.

PRAÇA, E.R. **Distribuição de gás natural no Brasil: Um enfoque crítico e de minimização de custos**. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Transportes, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2003.

REAL, R. V. **Fatores condicionantes ao desenvolvimento de projeto de GNL para o Cone Sul: uma alternativa para a monetização das reservas de gás da região.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2005.

RECHELO N., C. A. **GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos: oportunidades, ameaças e mitos.** Universidade de São Paulo, USP, São Paulo, 2004.

RODRIGUES, F.H. **Engenharia econômica.** Engenharia de Produção Mecânica. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2007.

SANTOS. E. M. **Gás natural – estratégias para uma energia nova no Brasil.** Editora Annablume, Primeira edição, Rio de Janeiro, 2002.

SILVA, P. M. **Modelo de transporte em rede com restrições de capacidade: estudo de alternativas na área de influência do gasoduto Bolívia Brasil.** COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.

SILVA, V. S. da. **Análise multicritério e de viabilidade técnico-econômica das alternativas de transporte de gás natural para a microrregião do Cariri no Estado do Ceará.** Monografia de graduação. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2008.

TERZIAN, P. **Le gaz naturel: Perspectives pour 2010-2020 (disponibilités, contraintes et dépendences).** Commissariat Général du Plan. Paris, 1998.

THOMAS, **Fundamentos de engenharia de petróleo.** Ed. Interciência, Rio de Janeiro, PETROBRAS, 2001

TRANSPETRO. **Transporte de GNL.** Petrobras Transporte S.A. Disponível em: <<http://www.transpetro.com.br>>. Acesso em 22 de maio de 2008.

WHITE MARTINS. **GNL.** Disponível em: <<http://www.whitemartins.com.br>>. Acesso em: 05 de maio de 2008.

# ANEXOS

## ANEXO 1 – MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA

### FUNÇÃO OBJETIVO

$$\begin{aligned} \text{Min} = & 2000000*Y1+2300000*Y2+2100000*Y3+0.7358*X11+0.8724*X12 \\ & +0.7989*X13+0.7568*X14+0.8409*X21+0.7568*X22+0.8409*X23 \\ & +0.7358*X24+0.7778*X31+0.7989*X32+0.7568*X33+0.7673*X34; \end{aligned}$$

### RESTRICÇÕES DE OFERTA

$$\begin{aligned} x11+x12+x13+x14 & \leq 1000000*y1; \\ x21+x22+x23+x24 & \leq 1000000*y2; \\ x31+x32+x33+x34 & \leq 1000000*y3; \end{aligned}$$

### RESTRICÇÕES DE DEMANDA

$$\begin{aligned} x11+x21+x31 & = 350000; \\ x12+x22+x32 & = 280000; \\ x13+x23+x33 & = 300000; \\ x14+x24+x34 & = 300000; \end{aligned}$$

### CONDIÇÃO DE NÃO NEGATIVIDADE DAS VARIÁVEIS

$$\begin{aligned} x11 & \geq 0; \\ x12 & \geq 0; \\ x13 & \geq 0; \\ x14 & \geq 0; \\ x21 & \geq 0; \\ x22 & \geq 0; \\ x23 & \geq 0; \\ x24 & \geq 0; \\ x31 & \geq 0; \\ x32 & \geq 0; \\ x33 & \geq 0; \\ x34 & \geq 0; \end{aligned}$$

### DEFINIÇÃO DE VARIÁVEIS BINÁRIAS

$$\begin{aligned} @\text{BIN}(y1); \\ @\text{BIN}(y2); \\ @\text{BIN}(y3); \\ @\text{GIN}(x11); \\ @\text{GIN}(x12); \\ @\text{GIN}(x13); \\ @\text{GIN}(x14); \\ @\text{GIN}(x21); \end{aligned}$$

[@GIN\(x22\);](#)  
[@GIN\(x23\);](#)  
[@GIN\(x24\);](#)  
[@GIN\(x31\);](#)  
[@GIN\(x32\);](#)  
[@GIN\(x33\);](#)  
[@GIN\(x34\);](#)

## ANEXO 2 – RESULTADO DA MODELAGEM DO PROBLEMA

Global optimal solution found

Objective value:	5035302
Extended solver steps:	0
Total solver iterations:	106

Variable	Value	Reduced Cost
Y1	1.000000	2000000
Y2	0.000000	2300000
Y3	1.000000	2100000
X11	350000.0	0.7358000
X12	0.000000	0.8724000
X13	0.000000	0.7989000
X14	300000.0	0.7568000
X21	0.000000	0.8409000
X22	0.000000	0.7568000
X23	0.000000	0.8409000
X24	0.000000	0.7358000
X31	0.000000	0.7778000
X32	280000.0	0.7989000
X33	300000.0	0.7568000
X34	0.000000	0.7673000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	5035302	-1.000000
2	350000.0	0.000000
3	0.000000	0.000000
4	420000.0	0.000000
5	0.000000	0.000000
6	0.000000	0.000000
7	0.000000	0.000000
8	0.000000	0.000000
9	350000.0	0.000000
10	0.000000	0.000000
11	0.000000	0.000000
12	300000.0	0.000000
13	0.000000	0.000000
14	0.000000	0.000000
15	0.000000	0.000000
16	0.000000	0.000000
17	0.000000	0.000000
18	280000.0	0.000000
19	300000.0	0.000000
20	0.000000	0.000000