

## 5 Configuração Proposta

Neste capítulo apresentam-se as soluções energéticas propostas para as plantas industriais descritas no Capítulo 4. Embora com características e demandas energéticas diferentes, a configuração proposta para ambas as plantas é semelhante, pois estuda-se a utilização de Gás Natural a partir de GNL como fonte de suprimento de energia para os processos industriais. Assim, dada a similaridade em relação às soluções propostas, pode-se iniciar este capítulo com os comentários que são pertinentes às propostas de ambas as plantas.

Basicamente, a configuração proposta consiste em substituir a matriz energética através da utilização do Gás Natural como combustível ao invés do Óleo Combustível e do Carvão (Planta 1) e em substituição apenas ao OC (Planta 2).

Não há gasoduto próximo a quaisquer das plantas industriais. Alguns projetos já foram estudados para investimento em infra-estrutura dutoviária que levaria GN às regiões em questão, entretanto nenhum projeto firme está em andamento, o que nos permite assumir que em espaço menor ou igual a 10 anos não haverá GN canalizado disponível para abastecimento destas unidades industriais.

Logo, a viabilização de GN por modal dutoviária não será objeto de estudo deste trabalho. Desta forma, a alternativa para viabilização de substituição de OC por GN seria através de recebimento de Gás Natural Liquefeito.

O projeto consistiria em investimentos nos terminais marítimos para recebimento, armazenamento e regaseificação do GNL; construção de gasodutos dos terminais marítimos até as plantas industriais; e, substituições ou adaptações dos atuais calcinadores, caldeiras e queimadores de OC e carvão por equipamentos adequados à queima de GN.

O Gás Natural deverá ser proveniente de quaisquer dos atuais produtores de GN no Atlântico com estrutura para liquefação e oferta de

GNL. A oferta de GNL assim se projeta para os próximos anos (Tabela 5.1):

Tabela 5.1 – Capacidade Global de Liquefação  
Fonte: Cera (2006a)

The CERA Global Liquefaction Capacity Inventory*									
	(million tons per year)*								
	1990	2000	2004	2006	2008	2010	2012	2015	2020
<i>North America</i>									
United States	1,2	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
<b>Subtotal North America</b>	<b>1,2</b>	<b>1,4</b>							
<i>Europe</i>									
Norway	—	—	—	—	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Russia	—	—	—	—	—	4,0	11,5	41,5	51,5
<b>Subtotal Europe</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>	<b>8,0</b>	<b>15,5</b>	<b>45,5</b>	<b>55,5</b>
<i>Latin America</i>									
Trinidad	0,0	3,0	9,9	14,7	15,1	17,7	20,3	20,3	20,3
Bolivia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0
Brazil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
Peru	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Venezuela	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4	14,4	14,4
<b>Subtotal Latin America</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>	<b>9,9</b>	<b>14,7</b>	<b>16,1</b>	<b>21,7</b>	<b>36,7</b>	<b>38,7</b>	<b>50,7</b>
<i>Africa</i>									
Algeria	19,7	20,3	19,9	20,1	21,6	28,1	28,1	28,1	28,1
Angola	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	8,6	11,2	11,2
Egypt	0,0	0,0	0,0	12,2	12,2	20,8	20,8	20,8	20,8
Equatorial Guinea	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	3,6	3,6	7,2	7,2
Libya	0,7	0,7	0,7	0,7	2,0	3,2	3,2	3,2	3,2
Nigeria	0,0	4,6	9,9	16,2	22,2	37,2	67,7	74,0	82,2
<b>Subtotal Africa</b>	<b>20,4</b>	<b>25,6</b>	<b>30,5</b>	<b>49,2</b>	<b>61,5</b>	<b>94,4</b>	<b>132,0</b>	<b>144,4</b>	<b>156,2</b>
<i>Middle East</i>									
Abu Dhabi	2,3	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Iran	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,0	28,6	28,6	28,6
Oman	0,0	4,0	7,3	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Qatar	0,0	12,3	18,3	25,6	42,0	69,3	77,1	77,1	77,1
Yemen	—	—	—	—	—	6,7	6,7	6,7	6,7
<b>Subtotal Middle East</b>	<b>2,3</b>	<b>22,0</b>	<b>31,3</b>	<b>42,3</b>	<b>58,7</b>	<b>106,7</b>	<b>129,1</b>	<b>129,1</b>	<b>129,1</b>
<i>Asia-Pacific</i>									
Australia	3,9	7,5	10,0	15,1	17,8	37,0	54,0	66,5	71,5
Brunei	5,4	7,2	7,2	7,2	7,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Indonesia	25,6	30,6	29,1	23,6	24,3	29,7	32,4	34,9	34,9
Malaysia	6,2	15,4	21,1	22,2	22,8	23,5	23,5	23,5	23,5
Russia	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	9,6	14,4	14,4	14,4
<b>Subtotal Asia-Pacific</b>	<b>41,1</b>	<b>60,7</b>	<b>67,4</b>	<b>68,1</b>	<b>76,9</b>	<b>111,0</b>	<b>135,5</b>	<b>150,5</b>	<b>155,5</b>
<b>Global Total</b>	<b>65,0</b>	<b>112,7</b>	<b>140,4</b>	<b>175,7</b>	<b>217,6</b>	<b>343,2</b>	<b>450,2</b>	<b>509,6</b>	<b>548,4</b>
<b>Atlantic Basin**</b>	<b>20,4</b>	<b>28,6</b>	<b>40,4</b>	<b>63,9</b>	<b>79,6</b>	<b>120,1</b>	<b>180,2</b>	<b>224,6</b>	<b>251,4</b>
<b>Pacific Basin***</b>	<b>44,6</b>	<b>84,1</b>	<b>100,1</b>	<b>111,8</b>	<b>138,0</b>	<b>223,1</b>	<b>270,0</b>	<b>285,0</b>	<b>297,0</b>
<b>OPEC</b>	<b>48,3</b>	<b>74,2</b>	<b>83,6</b>	<b>91,9</b>	<b>117,7</b>	<b>187,2</b>	<b>255,2</b>	<b>265,9</b>	<b>274,2</b>
<b>Non-OPEC</b>	<b>16,7</b>	<b>38,5</b>	<b>56,9</b>	<b>83,8</b>	<b>99,9</b>	<b>156,0</b>	<b>195,0</b>	<b>243,7</b>	<b>274,2</b>
<b>OPEC Share of LNG (percent)</b>	<b>74</b>	<b>66</b>	<b>60</b>	<b>52</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>57</b>	<b>52</b>	<b>50</b>

Source: Cambridge Energy Research Associates.  
 Note: The LNG gas outlook is included in the global gas outlook.  
 \*Includes LNG projects that are existing and/or under expansion, and plausible future projects.  
 \*\*West of Suez (includes Mediterranean).  
 \*\*\*East of Suez (includes Middle East).  
 Last Update: May 2006  
 Spring 2006 CERA Global LNG Watch: Progress in the Face of Adversity.

Pelo pronunciado aumento de oferta e pela proximidade, Trinidad e Tobago desponta como principal candidato a origem do GNL para a planta em estudo. Países da costa oeste africana, como Argélia, Nigéria e, em breve, Angola, também seriam possíveis fornecedores do insumo.

A Figura 5.1 apresenta aquelas que seriam as rotas mais prováveis para fornecimento de cada um dos combustíveis estudados.

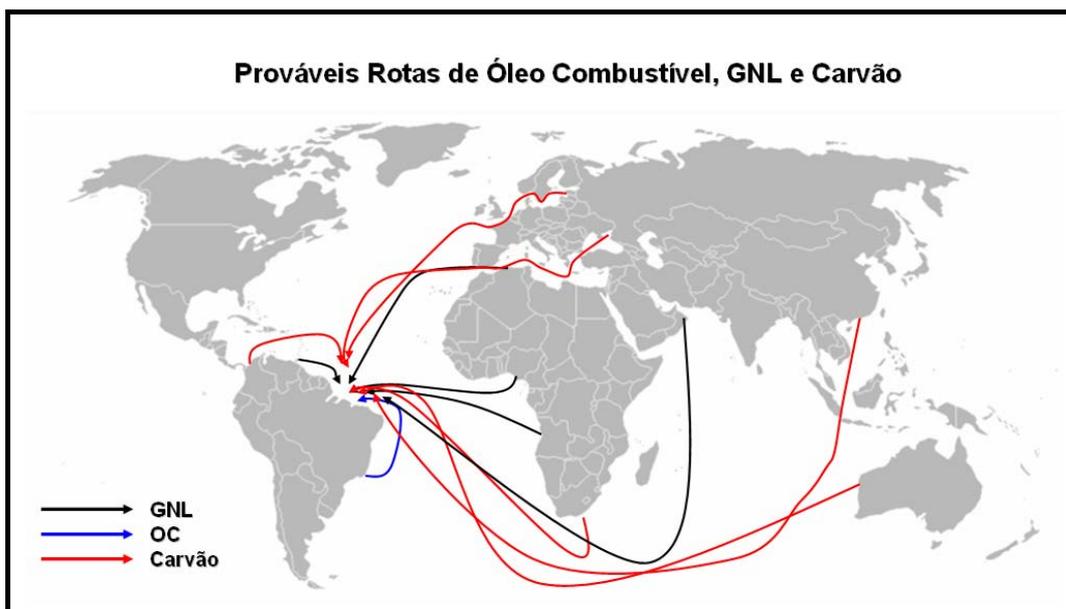


Figura 5.1 – Prováveis Rotas de Combustíveis para Plantas 1 e 2

É importante mencionar que qualquer projeto que tenha como premissa o abastecimento via GNL deve se iniciar pela contratação deste insumo. Tal afirmação se justifica pelo grande aquecimento deste mercado, projetando incerteza de disponibilidade e preços no longo prazo para aqueles não cobertos por contratos. Os preços no mercado *spot* de GNL são significativamente maiores que o preço do insumo contratado em acordos de longo prazo.

A logística do GNL se iniciaria nos campos de produção do GN em Trinidad e Tobago, de onde o gás natural é extraído, passa por etapas de pré-processamento e processamento e é em seguida transportado para uma das 4 plantas de liquefação do país, também conhecidas como trens de liquefação. Conforme o portal da Atlantic LNG, as plantas, cuja capacidade total de liquefação é de 14,8 milhões de toneladas por ano, foram construídas entre os anos de 1999 e 2005 e têm operado no máximo de suas capacidades desde seus *start-ups*. O trem 4 (uma planta de liquefação de GN também é conhecida como “trem de liquefação”), mais recente, é responsável pela produção anual de 5,2 milhões de toneladas por ano, o que o torna individualmente o maior produtor de GNL no mundo. O complexo, que além dos trens de liquefação abriga 4

tanques criogênicos e os terminais de carregamento marítimo, ocupa uma área de 84 hectares e é apresentado na Figuras 5.2.



Figura 5.2 – Planta e Terminal de Liquefação Atlantic LNG  
Fonte: Atlantic LNG

O carregamento de GNL ocorre no porto de Fortin localizado no mesmo complexo industrial que as plantas de liquefação. O porto possui berços que permitem o carregamento de navios de até 145 000 m<sup>3</sup> de GNL a uma taxa de carregamento é de 10 000 m<sup>3</sup>/h (Atlantic LNG).

Embora existam alguns navios que façam entregas fracionadas de GNL aos seus clientes, ainda é mais usual que o frete seja contratado para transporte do volume total de um navio de um único ponto de origem até um único ponto de destino. Para o cenário proposto, aparentemente a opção de entrega fracionada poderia se viabilizar para as Plantas 1 e 2. Entretanto, como estamos analisando os casos individualmente, conservadoramente manter-se-á a premissa de que a entrega seria com carga fechada. Eventualmente, sendo os dois projetos comprovadamente viáveis, poderia se estudar uma oportunidade de redução de custo com o fracionamento da entrega.

Desta forma, dado que a demanda de energia da Planta 1 é de 21,544 btu x 10<sup>12</sup> por ano e da Planta 2 de 3,413 btu x 10<sup>12</sup> por ano, e que o poder calorífico do GN é de 34 125 btu/m<sup>3</sup>, seriam necessários aproximadamente 7,26 navios por ano para abastecimento da Planta 1 e 1,14 navios por ano para a Planta 2.

## 5.1 Logística proposta para Planta 1

Conforme mencionado acima, alguns importantes investimentos se fazem necessários para viabilização de recebimento de GNL na Planta 1 e em seu terminal marítimo.

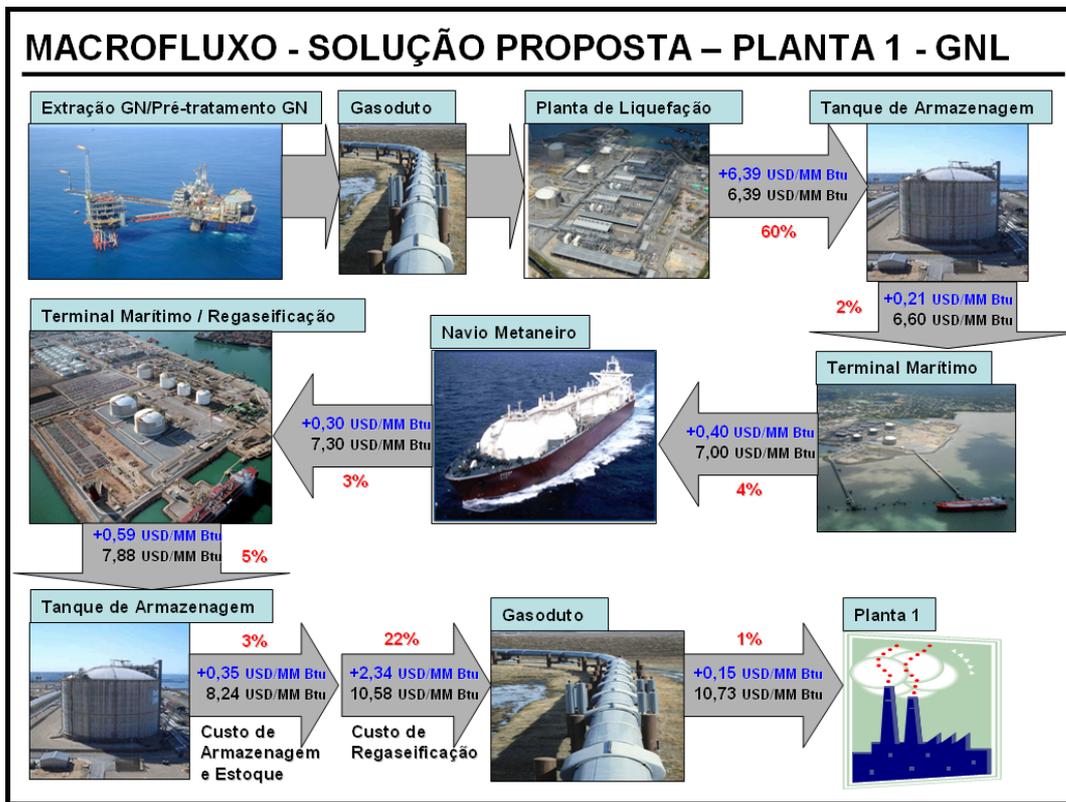


Figura 5.3 – Macrofluxo Cadeia de Suprimento de GNL para Planta 1

Seguindo o fluxo do material, apresentado na Figura 5.3, o primeiro investimento seria naturalmente no cais, berços e pátio do terminal marítimo. Dutos com revestimento, válvulas e bombas especiais deveriam ser instalados para descarga do líquido em condições criogênicas. Estes dutos ligarão os tanques do navio aos tanques criogênicos de armazenamento de GNL em terra. Desta forma, uma área apropriada deve estar disponível para instalação destes tanques. O terreno deve ser preferencialmente plano, localizar-se o mais próximo possível do cais e a uma distância segura de edifícios, comunidades e outras plantas industriais. São comercializados tanques criogênicos ideais para este armazenamento de GNL com capacidades que variam de 10 000 a 200 000 m<sup>3</sup> (LNG Tank Technology, 2007). Principalmente pela necessidade

de manutenção bastante regular destes tanques, com o objetivo de se garantir uma operação sem interrupções, recomenda-se projetar uma área de estocagem com pelo menos dois tanques criogênicos. Também recomenda-se que a capacidade de armazenagem seja pelo menos 50% maior do que a demanda atualmente requerida. Isto permite maior segurança e flexibilidade operacional e prepara a instalações para eventuais aumentos de demanda inicialmente não previstos. Desta forma, dado que:

- A demanda seria de 2,834 milhões de metros cúbicos de GNL por ano.
- Os navios chegarão em média com 145 000 m<sup>3</sup> em intervalos de 19 dias.
- O estoque de segurança seria de 13,1 dias (102 mil metros cúbicos).

Pode-se dizer que o estoque máximo projetado para área de armazenamento seria de 247 000 m<sup>3</sup>. Aplicando-se os 50% de folga operacional, deve-se projetar um parque de tanques com capacidade para armazenagem de 370 500 m<sup>3</sup>. Sendo os tanques de 70 000 a 140 000 m<sup>3</sup>, seriam necessários de 3 a 5 tanques.

Uma área adequada para instalação destes tanques deveria ter aproximadamente 15 000 m<sup>2</sup>. Um terreno de propriedade do governo do estado onde localiza-se a planta está disponível a aproximadamente 1 000 m do cais do porto e a 9 km da planta industrial. O terreno é livre de acidentes geográficos e tem como vizinhos pátios de granel sólidos que atendem ao porto e um outro terreno cujas características e dimensões são adequadas para a instalação de uma planta de regaseificação de GNL.

Tendo-se a estrutura para recebimento e armazenagem do GNL, deve-se partir para o dimensionamento da planta de regaseificação. Como mencionado, a planta de regaseificação seria instalada ao lado dos tanques criogênicos onde o GNL descarregado ficaria armazenado.

A construção de uma planta de regaseificação demanda uma área de aproximadamente 50 000 m<sup>2</sup> e sua instalação em geral leva de 18 a 48 meses (não considerando tempo de obtenção de licenças legais). Da

mesma forma que para o parque de tanques, o projeto da planta deve prever um excedente de capacidade da ordem de 50%. Logo, se a demanda de GN é de 1 700 milhões de metros cúbicos por ano, a planta deveria estar preparada para produzir pelo menos 2 550 milhões de metros cúbicos por ano.

Devido à característica do GNL de ocupar um volume até 600 vezes menor do que o GN, é bastante natural entender que o estoque estará todo na forma do produto liquefeito, sendo o processo de regaseificação utilizado apenas no instante anterior à transferência do produto para consumo. Portanto, o gasoduto transportará o GN da planta de regaseificação diretamente para um terminal de distribuição na planta que terá como função direcionar o gás para cada um dos equipamentos que os consome (7 calcinadores e 6 caldeiras) e gerenciar pequenas variações de demanda.

Este terminal, também chamado de *City Gate*, possui conjunto de válvulas, medidores e bombas que controlam vazão e pressão do gás proveniente da planta de regaseificação e através dos quais e direciona-se mais ou menos gás para cada equipamento.

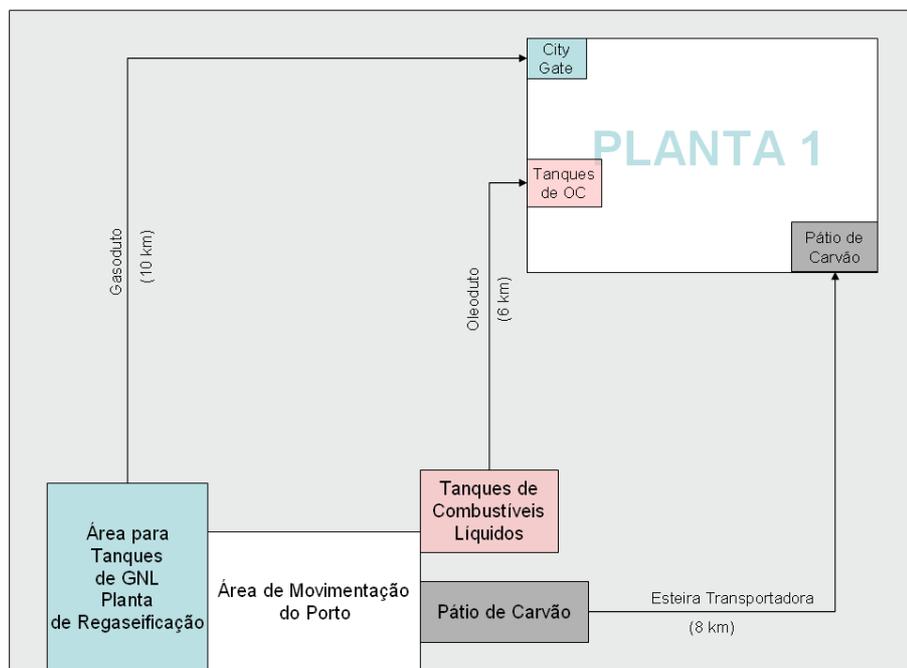
Finalmente, em cada um dos equipamentos, são necessários investimentos para conversão de tecnologia de queima que permita a queima do GN para a geração da energia requerida. Sempre que tecnicamente possível, deve-se optar pela implementação das conversões de forma a permitir o consumo o GN sem impedir a utilização do combustível anteriormente utilizado. Com a possibilidade de alimentação de diferentes combustíveis, ganha-se principalmente com a alternativa de contingência em caso de escassez do combustível principal e segurança contra eventuais flutuações de preços dos combustíveis. Muitas vezes as conversões podem ser aplicadas com partes modulares, de forma que a mudança de operação do combustível principal para o alternativo possa ser feita através de uma simples troca do kit de queima (operação rápida e de baixo impacto operacional). Em outros casos, a mudança de combustível requer complexas alterações de *setup* e longos períodos de ajuste até que se estabilize a chama com o combustível entrante (operação lenta com grande impacto para a produção). Ainda,

em alguns casos pode-se conseguir até mesmo adaptar equipamentos de combustão de forma que estes sejam capazes de queimar mais de um combustível ao mesmo tempo. Muitas vezes esta opção não é tecnicamente viável.

Conforme Morais (2002), o OC comparado com o GN apresenta maiores níveis de emissões de gases causadores do efeito estufa. Portanto este é um aspecto qualitativo a ser levado em conta neste estudo.

No aspecto operacional, o OC apresenta um poder calorífico médio de 9 500 kcal/kg enquanto o GN usualmente gera em sua queima energia equivalente a 8 600 kcal/m<sup>3</sup>. Durante a queima, por tratar-se líquido viscoso e relativamente heterogêneo, o OC gera algum resíduo de queima o que pode conduzir a redução de performance dos queimadores e demanda manutenções mais regulares. O GN, principalmente o GN obtido da regaseificação do GNL, possui elevado grau de pureza, aumentando a regularidade da combustão e reduzindo a necessidade de manutenção do equipamento de queima.

O layout da estrutura para recebimento dos combustíveis ficaria da seguinte forma (Figura 5.4):



Observação: Layout ilustrativo - não necessariamente respeitando proporções de escala.

Figura 5.4 – Layout Planta 1

## 5.2 Configuração Proposta para Planta 2

Assim como mencionado para a Planta 1, não há projeto de curto prazo que preveja disponibilidade de Gás natural canalizado na localidade da Planta 2. Assim, a configuração proposta passa pelo estudo da logística de fornecimento via GNL.

Todos os aspectos acima mencionados qualitativamente na comparação entre o OC e o GNL são igualmente válidos para a Planta 2.

No que se refere a estrutura para recebimento do GNL, dado que a demanda na Planta 2 é significativamente menor do que na Planta 1, as diferenças principais estariam no dimensionamento da infra-estrutura.

Dada uma demanda de GNL de 193 mil metros cúbicos por ano, um navio de 145 000 m<sup>3</sup> a cada 9 meses supriria a demanda desta planta. Certamente um cenário com navios menores e maior frequência produziria um cenário mais competitivo, devido a redução do custo de estoque médio. Entretanto, não há abundância de navios metaneiros de menor porte (EIA, 2003), portanto um cenário conservador deveria considerar transporte com navios cuja capacidade varia de 135 000 a 145 000 m<sup>3</sup>.

Para um estoque de segurança de 11,5 dias após o recebimento do navio, o volume de estoque chegaria a 151 000 m<sup>3</sup>. Aplicando-se os mesmo 50% de margem de segurança, chega-se a mesma tancagem requerida de 226 600 m<sup>3</sup>, ou seja, de 2 a 4 tanques de 70 000 a 140 000 m<sup>3</sup>. Portanto, ainda que a demanda seja significativamente menor, dado o tamanho de lote disponível, as capacidades de armazenagem das Plantas 1 e 2 seriam parecidas.

A primeira diferença entre os projetos estaria na capacidade de regaseificação das plantas. Dada uma menor demanda de GN na Planta 2, a capacidade de regaseificação (já adicionados os mesmos 50%), seria produção de 150 milhões de metros cúbicos de GN por ano.

Outra diferença entre os projetos está no comprimento dos gasodutos. Devido a maior proximidade da planta, o gasoduto que levará o GN até a planta teria 2 km.

A estrutura de *City Gate* já na Planta 2 tem a função de distribuir o gás para os 60 queimadores que fornecem calor direto à processo produtivo.

A Figura 5.5 apresenta o fluxo de movimentação do GN desde sua extração até consumo na planta 2.

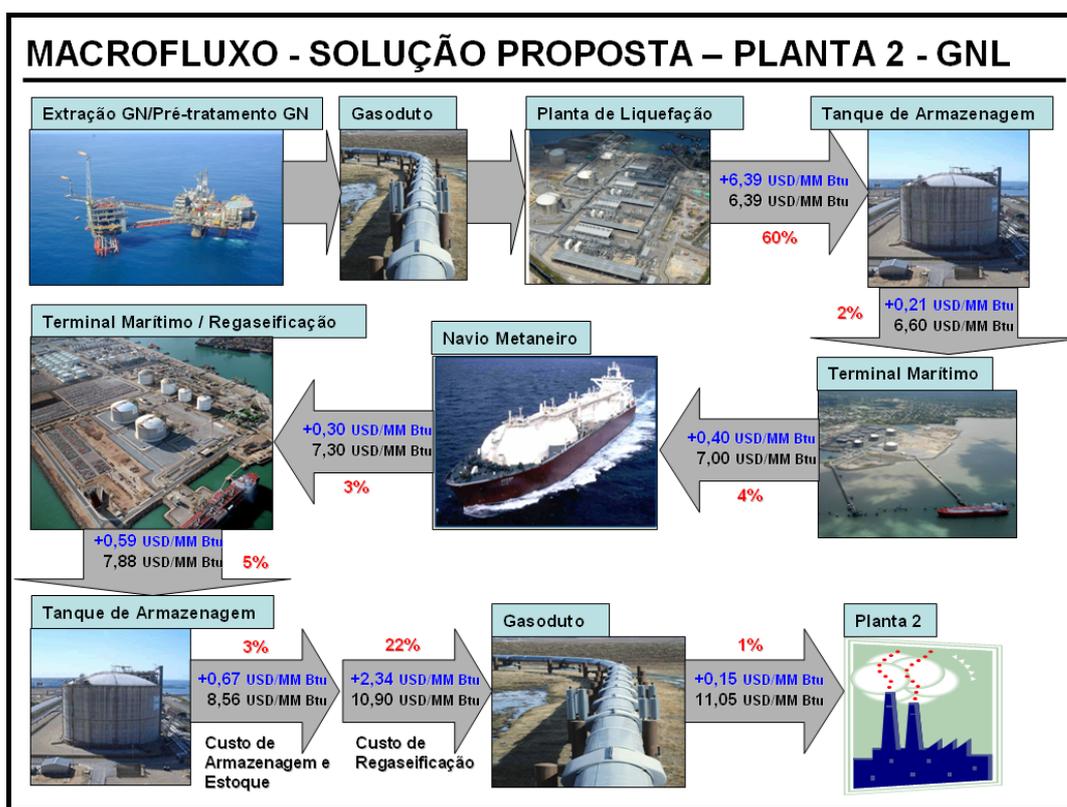


Figura 5.5 – Macrofluxo Cadeia de Suprimento de GNL para Planta 2

A Figura 5.6 apresenta o layout da estrutura para recebimento dos combustíveis para a Planta 2.

### 5.3

#### Configuração de Logística de GNL integrada para Plantas 1 e 2

A terceira configuração proposta consiste em uma alternativa logística de fornecimento integrado para as Plantas 1 e 2. Desta forma, possibilita-se uma alternativa com menores tamanhos de lote por unidade, aumento de freqüência média de recebimentos e diminuição dos estoques médios.

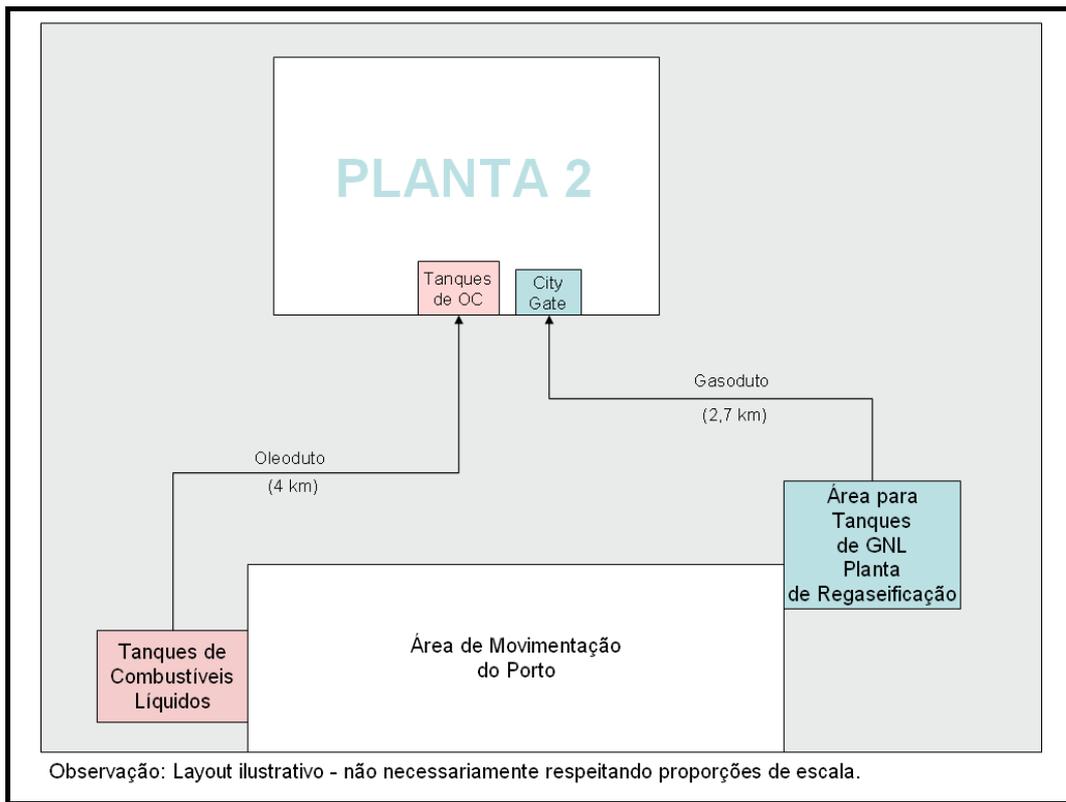


Figura 5.6 – Layout Planta 2

Tais alterações na logística terão efeitos no custo de fornecimento de GNL para cada Planta. O cálculo desta solução integrada (detalhado nos Apêndices deste trabalho) foi realizado da mesma maneira que as soluções individuais propostas para cada planta, porém considerando-se as seguintes variações:

- Redução de custo de estoque.
- Redução de custo de armazenagem.
- Aumento de custo com operações de recebimento.

Como apresentado a seguir, o balanço destas alterações logísticas apresentará redução nos custos totais de aquisição para ambas as Plantas. Os benefícios são especialmente relevantes para a Planta 2, dado que esta possui demanda 14,7 vezes menor do que a Planta 1.

Para determinação da distribuição de volumes para cada navio por Planta foram construídos cenários com indicação de diferentes números de navios por ano para cada destino.

Para análise destes cenários foram estabelecidas algumas importantes premissas.

- Mesmo considerando a redução do estoque médio de ambas as plantas, não aplica-se oportunidade de redução em Investimento em Infra-estrutura portuária, dutoviária e da Planta de Regaseificação.
- Todos navios viajam sem frete morto, ou seja, transportando toda sua capacidade de carga.
- As únicas variáveis alteradas por esta avaliação de sinergia foram:
  - Tamanho de lote: pela necessidade de divisão de volumes de cada carregamento entre as Plantas.
  - Números de navios para cada Planta: para planejamento de distribuição de cargas.
  - Lead times: devido ao tempo adicional de descarga no primeiro destino e viagem entre plantas.
  - Estoque de segurança: devido à alteração de lead times.
  - Estoque médio: pela alteração do estoque de segurança e do tamanho de lote.
- Por critério de localização geográfica, a primeira parada ocorrerá sempre na Planta 1. Com isto o lead time para entrega na Planta 1 não sofrerá qualquer alteração e o lead time de entrega para a Planta 2 terá o acréscimo de 1 dia mais o tempo necessário para descarga do volume de entrega na primeira unidade.
- 80% dos custos de operação de recebimento de GNL são diretamente proporcionais ao volume descarregado. Isso significa que 20% dos custos de recebimento são fixos para cada recebimento de navio, independentemente do volume movimentado em cada operação.
- Os custos de armazenagem foram calculados com variação linear em relação aos estoques médios de cada cenário.
- A distribuição ótima de volumes por navio para cada destino e o número de navios que faria parada em cada planta foram determinados por observação da curva montada a partir de 6

cenários arbitrariamente escolhidos. O ponto ótimo foi aquele que apresentou menor custo total de aquisição de GNL para ambas as plantas.

A Tabela 5.2 apresenta o resumo dos resultados obtidos para cada cenário e a Figura 5.7 ajuda na visualização do ponto ótimo.

Tabela 5.2 – Cenários de Logística de GNL integrada para Plantas 1 e 2

Cenários	(navios por ano)			m <sup>3</sup> de GNL		Custo Total GNL (MM USD)		
	Navios apenas para Planta 1	Navios apenas para Planta 2	Navios para Planta 1 e 2	Volume por Navio para Planta 1	Volume por Navio para Planta 2	Planta 1	Planta 2	Total
A	19,55	1,33	-	-	-	629,50	43,75	673,24
B	18,88	-	2,00	48.351,16	96.656,98	629,42	43,32	672,74
C	14,88	-	6,00	112.783,72	32.218,99	629,42	43,70	673,12
D	9,88	-	11,00	127.427,48	17.574,00	629,42	45,21	674,64
E	3,88	-	17,00	133.629,55	11.371,41	629,42	47,21	676,64
F	-	-	20,88	135.742,45	9.258,33	629,42	48,53	677,96

O cenário A corresponde aos custos obtidos conforme capítulos 5.1 e 5.2 deste trabalho, ou seja, nenhum navio fazendo entrega nas duas Plantas. O cenário F corresponde à logística de entrega em que todos os navios sempre passam pelos dois destinos. Os cenários B, C, D e E são intermediários, alguns navios entregando apenas para a Planta 1 e outros fazendo parada nos dois portos. Dada a diferença de demandas das Plantas não faria sentido um cenário intermediário com alguns navios fazendo parada apenas na Planta 2 e outros navios entregando em ambas. Conforme demonstra a Figura 5.7, o cenário Ótimo foi obtido pelo menor valor de custo total com aquisição de GNL obtido na curva que mostra sua variação de acordo com o número de navios compartilhados.

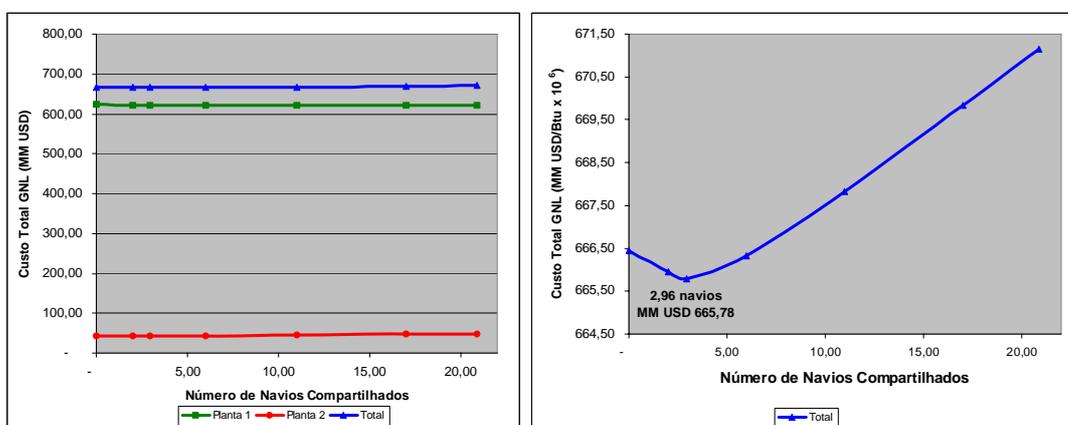


Figura 5.7 – Cenários de Logística de GNL integrada para Plantas 1 e 2

Conclui-se com esta análise que os ganhos com a sinergia na logística de entrega de GNL para as Plantas 1 e 2 seriam marginais para a Planta 1 (0,012% de redução de custos) e pouco expressivos para a Planta 2 (1,34% de redução de custos). Este pequeno ganho demonstra que, nos casos estudados, o aumento dos custos de descarga compensa fortemente a redução de custos de armazenagem e estoque.

Principalmente para a Planta 2, um fator não quantificável não considerado na alternativa de logística integrada seria o acesso a preços mais competitivos de GNL por aumento significativo de escala de volume.

## 5.4

### Custos das Configurações Propostas

As Tabelas 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam os principais custos das configurações propostas para as Plantas 1 e 2.

#### Planta 1

Tabela 5.3 – Custos com Fornecimento de GNL para Planta 1

Custos GNL	USD/m <sup>3</sup>	USD/(Btu x 10 <sup>6</sup> )
Produto na Planta de Liquefação	0,2389	7,00
Frete Marítimo (inclui Seguro e taxas portuárias)	0,0067	0,20
Operação de Recebimento	0,0200	0,59
Custo de Estoque	0,0020	0,06
Armazenagem (inclusive energia)	0,0100	0,29
Custo de Transporte do Porto à Planta de Regaseificação	0,0010	0,03
Operação de Regaseificação	0,0800	2,34
Transporte Planta de Regaseificação ao Pto de Consumo	0,0050	0,15
Perdas no Transporte	0,0026	0,08
<b>Custo TOTAL do GNL =</b>	<b>0,3662</b>	<b>10,73</b>

## Planta 2

Tabela 5.4 – Custos com Fornecimento de GNL para Planta 2

Custos GNL	USD/m <sup>3</sup>	USD/(Btu x 10 <sup>6</sup> )
Produto na Planta de Liquefação	0,2389	7,00
Frete Marítimo (inclui Seguro e taxas portuárias)	0,0067	0,20
Operação de Recebimento	0,0200	0,59
Custo de Estoque	0,0130	0,38
Armazenagem (inclusive energia)	0,0100	0,29
Custo de Transporte do Porto à Planta de Regaseificação	0,0010	0,03
Operação de Regaseificação	0,0800	2,34
Transporte Planta de Regaseificação ao Pto de Consumo	0,0050	0,15
Perdas no Transporte	0,0026	0,08
<b>Custo TOTAL do GNL =</b>	<b>0,3772</b>	<b>11,05</b>

## Planta 1

Tabela 5.5 – Custos com Fornecimento de GNL para Planta 1 com integração logística

Custos GNL	USD/m <sup>3</sup>	USD/(Btu x 10 <sup>6</sup> )
Produto na Planta de Liquefação	0,2389	7,00
Frete Marítimo (inclui Seguro e taxas portuárias)	0,0067	0,20
Operação de Recebimento	0,0203	0,59
Custo de Estoque	0,0019	0,06
Armazenagem (inclusive energia)	0,0097	0,29
Custo de Transporte do Porto à Planta de Regaseificação	0,0010	0,03
Operação de Regaseificação	0,0800	2,34
Transporte Planta de Regaseificação ao Pto de Consumo	0,0050	0,15
Perdas no Transporte	0,0026	0,08
<b>Custo TOTAL do GNL =</b>	<b>0,3661</b>	<b>10,73</b>

## Planta 2

Tabela 5.6 – Custos com Fornecimento de GNL para Planta 2 com integração logística

Custos GNL	USD/m <sup>3</sup>	USD/(Btu x 10 <sup>6</sup> )
Produto na Planta de Liquefação	0,2389	7,00
Frete Marítimo (inclui Seguro e taxas portuárias)	0,0078	0,23
Operação de Recebimento	0,0249	0,73
Custo de Estoque	0,0065	0,19
Armazenagem (inclusive energia)	0,0049	0,14
Custo de Transporte do Porto à Planta de Regaseificação	0,0010	0,03
Operação de Regaseificação	0,0800	2,34
Transporte Planta de Regaseificação ao Pto de Consumo	0,0050	0,15
Perdas no Transporte	0,0031	0,09
<b>Custo TOTAL do GNL =</b>	<b>0,3721</b>	<b>10,90</b>

Da mesma forma que observado ao final do capítulo 4, nenhum dos custos apresentados nas tabelas 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 pode ser classificado como completamente fixo. Alguns dos custos (como custos de armazenagem e frete) têm importantes frações fixas e poderiam ser classificados como preponderantemente fixos. Todos os demais custos são definitivamente variáveis.

Para todos os cenários estudados, demonstra-se que as soluções propostas são viáveis e tendem a trazer benefícios econômicos para as Plantas.

A solução que otimiza a logística de entrega de GNL apresenta menores custos que as soluções de carga dedicada para cada Planta. Entretanto, os benefícios econômicos são relativamente pequenos para um aumento de complexidade logística significativo. Por exemplo, em situações comuns de variação de consumo em qualquer das plantas, a reprogramação de cargas se limitaria a alteração de datas de carregamento dos navios na origem. Com a logística integrada, estas decisões teriam que considerar também as necessidades da outra Planta consumidora podendo gerar requisições conflituosas e custos adicionais não planejados.

Os apêndices I, II e III deste trabalho contêm a memória de cálculo dos custos acima.