

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo serão contextualizados os cenários internacional e doméstico de energia. Desenvolve-se uma apresentação de toda a cadeia de suprimentos dos combustíveis alvos do estudo e discorre-se sobre alguns estudos de casos semelhantes encontrados na literatura pesquisada.

2.1 Definições

Para melhor desenvolvimento dos temas que se deseja abordar, faz-se necessário definir alguns conceitos relacionados ao estudo:

Gás Natural (GN): Gás de origem mineral constituído por hidrocarbonetos de baixo peso molecular (basicamente metano). O GN é extraído de poços associado ao petróleo ou em poços isentos de petróleo. Após extraído dos poços de produção, o GN passa por unidades que ajustam sua composição e características físico-químicas às especificações próprias a sua comercialização. Em dutos, o GN é geralmente fornecido a pressão de 1,333 bar e a uma temperatura de 20 °C. O GN também pode sofrer uma compressão e ser comercializado em cilindros (volume reduzido em 200 vezes em relação a pressão ambiente); em tais condições o produto é normalmente conhecido como Gás Natural Comprimido (GNC).

Gás Natural Liquefeito (GNL): Através de refrigeração a -161 °C, o GN é liquefeito e seu volume reduzido em 600 vezes em relação ao seu estado em condições ambiente. O líquido obtido por este processo, denominado GNL, pode ser transportado por grandes distâncias desde que condicionado apropriadamente.

Óleo Combustível (OC): Derivado de Petróleo obtido dentre as frações mais pesadas da torre de destilação atmosférica.

2.2 Energia no mundo

O cenário energético mundial encontra-se em momento de especial destaque. A questão da confiabilidade de suprimento de energia a preços competitivos está pautada nas agendas dos mais altos níveis de empresas e governos do mundo. Constantemente, eventos como guerras, acidentes ambientais, mudanças de rumo político e alterações meteorológicas fazem com que o equilíbrio de oferta versus demanda se desestabilize, levando à insegurança tanto para produtores de energia (ou combustíveis) e consumidores.

Conforme Yergin (2006), o termo segurança energética surgiu na década de 1970 com mais de um sentido. Para os países predominantemente consumidores, a expressão possui a conotação de garantia de suprimento de fontes energéticas necessárias à sua demanda; naturalmente a mesma expressão para países exportadores possui o sentido inverso, ou seja, segurança da demanda e acesso aos mercados e consumidores garantindo suas receitas. O trabalho detalha a importância da segurança energética para diversas regiões realçando a importância crescente do Gás Natural no contexto energético em relação ao petróleo. O autor aponta para o fato de que todo o sistema deve incorporar a nova realidade mundial estendendo o conceito de segurança para toda a infra-estrutura e cadeia de suprimentos das fontes de energia. Além disso, o autor indica que em 15 anos o volume de petróleo comercializado por oceanos deve aumentar em 75% e o volume de GNL transportado no mesmo período deve triplicar e alerta para eventuais gargalos para este aumento de demanda logística.

Foss (2005) compara a histórica globalidade do mercado de óleo versus o regional mercado de GN. A autora alerta para a necessidade de investimento em tecnologia tanto na ponta de consumo quanto na produção e destaca a importância do GNL como potencial agente desta integração.

Stoppard (2006) apresentou a importância a ser desempenhada pelo GNL no contexto da segurança energética. O autor reportou que

após quarenta anos de efetiva existência, o mercado de GNL passa por um período de crescimento drástico, conduzindo a um inédito mercado interligado global de gás. O paradigma que se quebra dizia que o custo para transporte de GN por longas distâncias seria sempre alto demais. Há algum tempo este custo, por exemplo na rota Golfo Pérsico–Golfo do México, chegava a sete vezes ao custo de transporte de quantidade equivalente de petróleo. Por isso mesmo a barreira da distância física impedia a formação de um mercado global, tal qual já existente para outras *commodities* como petróleo, ouro, café e cobre. Segundo o mesmo autor, as estatísticas de comércio internacional mostram que, em 2004, 48% de todo comércio de óleos ocorreu por transporte oceânico enquanto, neste mesmo ano, apenas 7% do comércio de GN ocorreu desta forma (sendo mais de um terço em entregas para o Japão). Neste cenário de fragmentação, o preço do gás era irrelevante de um mercado para outro. A partir da viabilização em larga escala da liquefação do GN, o GNL transportado em condições criogênicas pode ser levado desde uma planta de liquefação até qualquer destino que possua facilidade de regaseificação, onde o gás retorna ao seu estado original e torna-se apto para consumo. Os custos (planta de liquefação, regaseificação e transporte criogênico) são significantes, porém há espaço para retorno. Stoppard (2006) exemplificou com o dado de que um único típico navio transportador de GNL é capaz de transportar 5% de todo o consumo diário de GN dos Estados Unidos.

Conforme citado no Capítulo 1 deste trabalho, para efeito de simplificação, não consideraremos mais uma importante fonte de energia, o carvão. Embora já exista tecnologia que permita uma queima com baixa emissão de poluentes, grande parte dos consumidores deste combustível ainda é responsável por emissões de gases causadores de efeito estufa e chuva ácida. O Brasil possui produção limitada de carvão, concentrada principalmente no Sul do país. O principal consumidor de carvão do país é a indústria siderúrgica, onde o carvão atua não apenas como energético, mas também como fonte de carbono para produção de aço e demais processos metalúrgicos.

As chamadas energias alternativas (biocombustíveis, eólica, solar etc) ganharam principal atenção a partir das altas do petróleo na década de 1970 e início da década de 1980. Tais possibilidades ainda continuam em foco, entretanto, estudos como o da ExxonMobil de previsão energética global (ExxonMobil, 2005) mostram que o crescimento dos combustíveis alternativos na matriz energética não deverá ser significativo pelo menos até 2030. Portanto, alinhado com a introdução do presente trabalho, as fontes de energia nuclear, hidroelétrica, biomassa, eólica e solar não serão abordados nesta dissertação. A Figura 2.1 ilustra uma previsão de que como se dividirá a matriz energética nas próximas décadas. Nota-se que, ainda que energias alternativas como solar e eólica tenham grande perspectiva de crescimento, os principais combustíveis continuarão sendo os derivados de petróleo, o Gás Natural e o carvão.

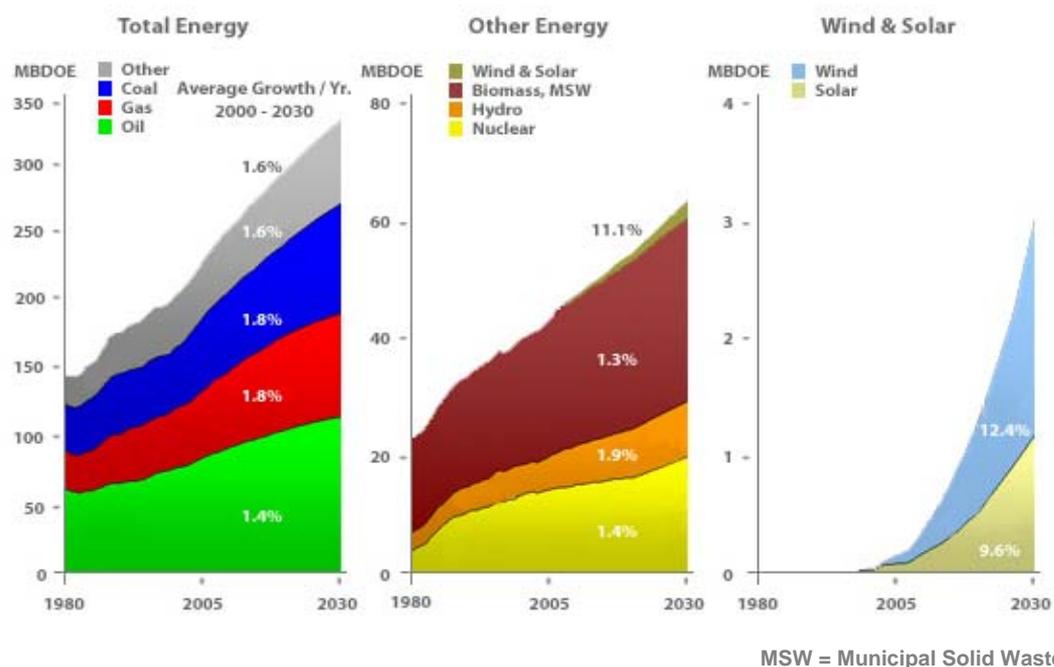


Figura 2.1 – Previsão de Matriz Energética Mundial até 2030
Fonte: ExxonMobil, 2005

2.3 Gás Natural no Mundo

Dado o foco deste trabalho em estudar uma alternativa de consumo utilizando o Gás Natural como fonte de energia, faz-se necessária apresentar um pouco mais sobre seu mercado, produção e transporte.

2.3.1 Mercado

O mercado de Gás Natural é um mercado bastante maduro em boa parte dos países desenvolvidos e tem crescente importância em países em desenvolvimento. Alguns eventos contribuem para o ganho de importância do GN: novas exigências ambientais (o GN é um combustível mais limpo que OC e carvões); e descoberta de novos campos abundantes em GN tornando seu preço competitivo frente aos demais combustíveis.

Em um primeiro momento o GN era um combustível viável apenas para consumidores instalados próximo a campos de produção deste combustível. Alguns gasodutos de grandes distâncias chegaram a ser construídos, mas estes servem a uma quantidade limitada de mercados consumidores que apresentem volume de demanda que viabilize tal investimento. Neste contexto, a tecnologia de GNL vem atender mercados não supridos por gasodutos e que apresentem escala suficiente para investimento na liquefação, transporte e regaseificação. Os Estados Unidos, alguns países Europeus e, destacadamente, o Japão construíram boa parte de sua matriz energética usando desta tecnologia. Seus principais fornecedores são Indonésia, Líbia, Argélia, Trinidad & Tobago e Nigéria. Nos próximos anos diversos países aumentarão suas capacidades de liquefação de GN estendendo significativamente as opções de fornecedores (Real, 2005).

O Mercado de GNL existe há 40 anos, porém em toda sua história jamais apresentou crescimento tão pronunciado. Tal crescimento aponta

para a criação de um mercado realmente globalizado, onde origem e destino do produto podem ser quaisquer pontos do planeta.

O primeiro transporte de GNL através de oceanos ocorreu no final da década de 1950 entre os Estados Unidos e a Inglaterra. Mas a primeira planta comercial de produção de GNL foi instalada na Argélia com o objetivo de atendimento ao mercado europeu (principalmente, França e Inglaterra). Em geral os contratos de fornecimento eram firmados com prazos de 15 a 20 anos.

Na década de 1960, o Japão entrou fortemente no mercado abordando potenciais fornecedores no Oriente Médio, Rússia (extremo leste) e Alaska (Real, 2005)..

Já na década de 1970, o mercado de GNL sofreu significativa expansão, principalmente com a entrada dos produtores na Líbia, Indonésia e Brunei. Do outro lado, o destino principal do GNL crescia especialmente em direção ao Japão, Espanha e Estados Unidos. No final desta mesma década começaram a vencer os primeiros contratos de longo prazo, conduzindo a disputas internacionais de preço e quebras de contrato (Real, 2005).

Foi na década de 1980 que o mercado europeu deu sinais de desaceleração. Enquanto isso o Japão mantinha seu agressivo ritmo de crescimento, chegando a representar 72% de toda a demanda mundial. Neste cenário, importantes produtores entraram com vigor na produção de GNL, com destaque o Catar e a Nigéria. Também nesta década, verificou-se pela primeira vez a ruptura dos preços de gás em relação ao petróleo (Real, 2005).

Nos anos 1990, os asiáticos continuaram a puxar o mercado mundial, com o mercado japonês respondendo por 60% de toda sua demanda. A participação japonesa na cadeia de suprimentos do GNL se moveu de simples consumidor para participação direta nas empresas de liquefação, transporte e regaseificação. Estados Unidos e Europa seguiam com crescimento de demanda e novos terminais de regaseificação entraram em operação. Ao final do século, operavam em todo o mundo 42 plantas de regaseificação, sendo 27 na Ásia (24 apenas no Japão), 10 na Europa e 5 nas Américas (Real, 2005).

As Figuras 2.2 e 2.3 ajudam a ilustrar os movimentos de venda e consumo de GNL por continentes até o final da década de 1990.

As tabelas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 apresentam dados atuais de demanda de GNL e capacidade de liquefação por região.

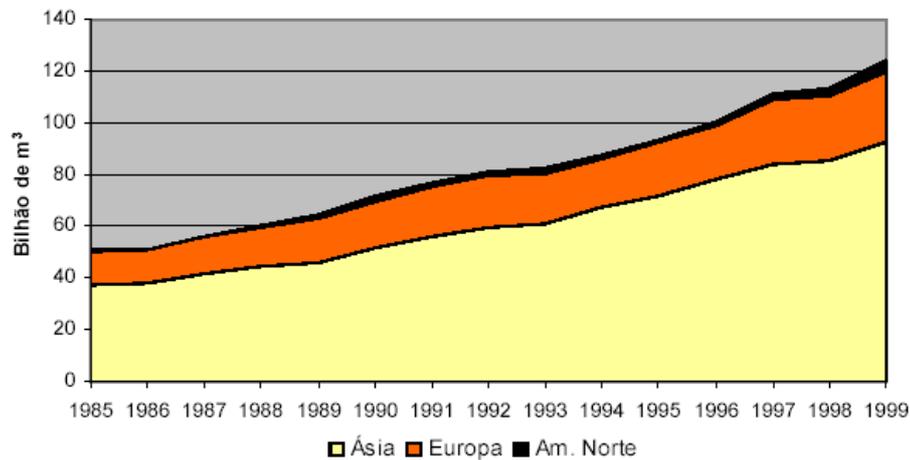


Figura 2.2 – Importações de GNL por Continente
Fonte: Petroleum Economist, citado por Real, 2005

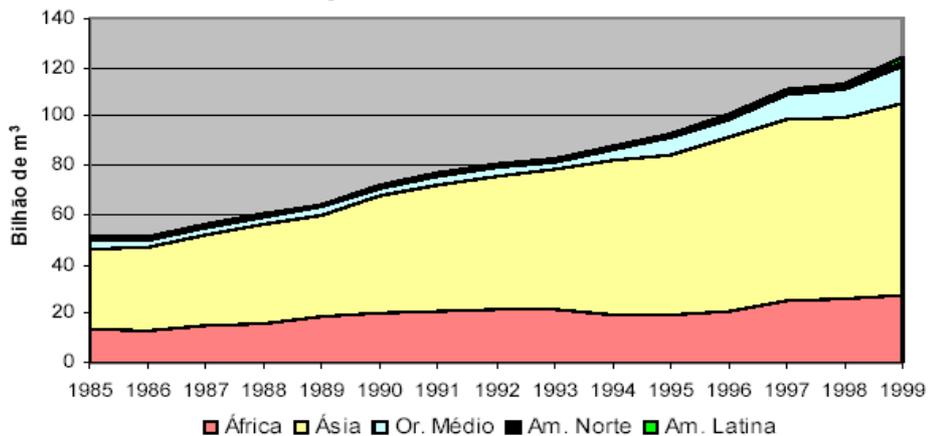


Figura 2.3 – Exportações de GNL por Continente
Fonte: Petroleum Economist, citado por Real, 2005

Tabela 2.1 – Demanda de GNL por Continente, Capacidade de Liquefação e Transporte
Fonte: CERA, 2006b

Year-on-year World LNG Growth					
Region	2007	2006	2005	2007 on 2006	2006 on 2005
				(percent)	
<i>Imports</i>					
Asia	102,4	96,3	91,1	6,3	5,7
Europe	46,5	44,0	37,3	5,5	17,9
Americas	26,8	18,7	13,7	43,6	36,5
Total	175,6	159,0	142,1	10,4	11,9
<i>Liquefaction Capacity</i>	177,0	168,4	145,8	5,1	15,5
<i>LNG Shipping</i>					
Number	260	224	190	16,1	17,9
Capacity (MMcm)	28,5	24,5	21,5	16,4	14,1

Tabela 2.2 – Demanda GNL, Capacidade Liquefação e Capacidade de Transporte
Fonte: CERA, 2006b

	LNG Demand (million tons)														
	2002 Year	2003 Year	2004 Year	2005				2006				2007 Year	2008 Year		
				Q1	Q2	Q3	Q4	Year	Q1	Q2	Q3	Q4	Year		
<i>Atlantic Basin</i>															
Belgium	2,7	2,6	2,3	0,5	0,5	0,4	0,7	2,1	0,8	0,5	0,4	0,8	2,4	2,4	3,1
Dominican Republic	0,0	0,3	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,4	0,1	0,2	0,2	0,1	0,6	0,6	0,6
France	10,6	9,0	7,8	2,5	2,6	2,2	2,3	9,6	2,7	2,5	2,4	3,0	10,6	11,2	11,3
Greece	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,4
Italy	2,4	2,5	2,1	0,6	0,8	0,5	0,2	2,1	0,7	0,6	0,6	0,7	2,6	2,6	5,3
Mexico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	1,0	3,0	3,8
Portugal	0,3	0,4	0,7	0,3	0,4	0,3	0,4	1,4	0,4	0,6	0,6	0,6	2,1	2,4	2,6
Puerto Rico	0,4	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,1	0,2	0,2	0,1	0,6	0,6	0,6
Spain	9,4	11,5	13,6	4,7	4,0	4,4	4,6	17,7	5,4	4,5	4,4	5,3	19,6	21,2	22,2
Turkey	3,7	3,5	3,2	1,2	0,7	0,7	1,0	3,5	1,1	0,7	0,7	0,9	3,4	3,4	3,6
United Kingdom	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,4	0,7	0,8	0,6	0,9	3,0	3,4	10,4
United States	4,7	10,4	13,5	3,2	3,3	3,1	3,8	13,3	2,4	4,2	5,4	4,6	16,5	22,5	35,1
Subtotal	34,6	41,2	44,2	13,3	12,6	11,9	13,7	51,5	14,6	14,7	15,6	17,8	62,7	73,7	99,0
<i>Pacific Basin</i>															
China	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	2,6	3,2
India	0,0	0,0	1,6	0,6	1,2	1,2	1,0	4,0	1,5	1,5	1,6	1,8	6,4	7,2	8,0
Japan	53,9	59,1	57,0	15,6	13,6	15,0	13,8	58,0	15,6	13,2	15,4	14,6	58,8	60,1	61,5
South Korea	17,8	19,4	22,2	7,1	4,2	4,0	6,8	22,0	7,6	4,5	3,7	6,8	22,6	23,7	24,1
Taiwan	5,4	5,7	6,8	1,2	1,9	2,2	1,9	7,2	1,5	2,2	2,3	1,8	7,8	8,6	9,1
Subtotal	77,1	84,2	87,6	24,5	20,8	22,4	23,4	91,1	26,2	21,4	23,0	25,8	96,3	102,2	105,9
World Total	111,7	125,5	131,8	37,8	33,4	34,2	37,1	142,5	40,8	36,0	38,7	43,6	159,0	175,9	204,9

Tabela 2.3 – Demanda de GNL por país

Fonte: CERA, 2006b

Global LNG Balance, 2003–2008											
(million tons)											
	2004		2005		2006		2007		2008		
	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2	
<i>Imports</i>											
Atlantic Basin	22,2	22,1	25,7	25,4	29,3	33,4	35,7	37,5	46,6	52,5	
Pacific Basin	43,0	44,6	45,3	45,8	47,5	48,6	50,7	51,5	52,5	54,9	
Total	65,2	66,7	71,0	71,1	76,8	82,0	86,4	89,0	99,2	107,4	
<i>Liquefaction Capacity</i>											
Atlantic Basin	19,4	20,2	22,2	23,8	28,3	31,9	33,1	35,7	39,5	41,6	
Pacific Basin	45,6	49,0	50,3	49,5	52,9	55,4	52,9	55,4	63,5	72,3	
Total	65,0	69,2	72,4	73,3	81,1	87,3	86,0	91,0	103,0	113,9	
<i>Global Capacity Utilization (percent)</i>											
	100,4	96,5	98,0	97,0	94,7	93,9	100,6	97,7	96,3	94,3	
<i>Shipping</i>											
Capacity (MMcm)	18,4	19,7	21,0	22,0	23,7	25,3	27,6	29,5	33,6	36,0	
Load* (MMcm)	16,0	16,7	17,4	17,6	18,7	20,7	22,5	23,4	26,8	30,9	
Redundancy (percent)	14,8	18,1	20,6	25,3	26,6	22,4	22,3	26,1	25,5	16,5	

Tabela 2.4 – Resumo de Capacidade Global de Liquefação

Fonte: CERA, 2006b

CERA's LNG Project Inventory—Liquefaction Capacity Summary*				
(million tons per year)				
	Existing	Committed	Potential	Total
Pacific Basin	70,1	26,7	68,4	165,2
Middle East	42,3	59,0	28,6	129,9
Atlantic Basin	66,3	14,2	176,0	256,5
Total	178,7	99,9	273	551,6
Total (Bcf per day)	23,6	13,2	36,0	72,8

Tabela 2.5 – Países Produtores de GNL para mercado do Atlântico

Fonte: BP (2004), IEA (2004), EIA (2004), citados por Real, 2005

	Argélia	Catar	Libia	Nigéria	Trinidad	Oman
Reservas provadas (TCF)	159,7	909,6	46,4	176,4	26,0	33,4
Produção de GN (MMm3/d)	226,8	84,4	17,5	52,6	67,9	45,2
R/P (anos)	54,6	836,3	205,2	260,1	29,7	57,3
Capacidade de LNG (mtpa)	22,0	19,6	2,3	8,9	9,9	6,6
Vendas Atlântico 2003 (mtpa)	20,3	1,6	0,5	8,6	8,6	0,4
Vendas Atlântico/Totais	99,2%	11,8%	100,0%	100,0%	99,3%	6,1%
Participação no Mercado do Atl.	50,2%	4,1%	1,4%	21,3%	21,4%	1,0%
Início de Operação	1964	1997	1970	1999	1999	2000
Principais empresas	Sonatrach	Qatar Petroleum + ExxonMobil	NOC	NNPC + Shell	BP + BG + Repsol	Gov. Omam + Shell + Total
Principais mercados	França, Espanha, Turquia, Itália e EUA.	Japão e Coréia do Sul	Espanha	Espanha, Itália, EUA e Turquia.	EUA	Japão e Coréia do Sul

A Tabela 2.5 apresenta os dados de reserva e produção estimada dos países com maior probabilidade de fornecimento de GNL para consumidores no Oceano Atlântico.

O custo para esta integração de mercado tardia em comparação ao óleo, se deve ao elevado custo de transporte de gás. Em 2004, 48% do petróleo mundial e 15% do carvão foi transportado por via marítima. Para o GN, apenas 7% de seu volume seguiu por este modal, sendo mais de um terço deste volume comercializado apenas para o Japão. Neste cenário, de pouca interação entre diferentes origens e destinos de GN, os preços do insumo em um mercado eram irrelevantes para qualquer outro mercado.

A importância da flexibilidade com relação à infra-estrutura na origem e destino do GN é comentada em um dos documentos publicados pelo IEA (IEA, 2002). O mesmo artigo explora questões de regulamentação em alguns países e aponta tendências para o consumo em três regiões do globo (Pacífico, América do Norte e Europa). O mesmo instituto, através de artigo específico sobre o segurança de abastecimento de GN (IEA, 2004) apresenta a importância dos governos dos países alvo de estudo na regulamentação de cada etapa da cadeia de suprimentos do GN. O estudo deixa claro que o nível de dependência do GNL continuará a ser crescente nos países, dobrando de volume até 2030 (especificamente para o seguimento de geração de energia a previsão de que a demanda vai triplicar). A redução no custo de implementação e expansão de alguns projetos também é citada como um fator de aceleração da disponibilidade do GNL.

Os significativos investimentos, tanto para produção e exportação quanto para recebimento e armazenagem de GNL, trarão pela primeira vez a dinâmica global ao mercado de GN como um todo.

Jensen (2003) discorre exatamente sobre este movimento de transformação do mercado de GNL do modelo altamente estruturado, com contratos de longo prazo com baixo risco para o típico mercado de commodity. Contratos de longo prazo, porém, devem continuar prevalecendo, especialmente para os compradores do pacífico onde a dependência do GNL é grande. Conforme apresenta o autor, o maior

investimento na cadeia de suprimentos do GNL concentra-se na exploração e liquefação do Gás.

Na América do Sul, como mostra o documento do IEA (2003) o crescimento de importância do Gás Natural se dá em diversas frentes: construção de gasodutos, projetos de plantas de regaseificação e liquefação de GNL, usinas termoelétricas a partir de GN e, evidentemente, exploração de produção do gás. O artigo faz uma abordagem individualizada para alguns países (Brasil, Bolívia, Argentina e Venezuela) contextualizando o cenário de oferta, demanda e político de cada região. A atração ao capital privado para investimento é apontado como um fator chave para amplo desenvolvimento do grande potencial existente tanto em consumo quanto em demanda.

Conforme demonstrado em Real (2005), o consumo de Gás Natural em todo o Cone Sul ainda é muito baixo se comparado com países desenvolvidos.

Não há no Brasil uma planta de regaseificação instalada que permita a importação de GNL. A única planta de liquefação instalada no Brasil pertence à GásLocal e tem com objetivo distribuição para menores clientes. Um pouco mais sobre este empreendimento será apresentado no capítulo 2.3.3.

2.3.2 Produção

Localizado em rochas porosas no subsolo, o Gás Natural é um combustível fóssil produto do acúmulo de energia solar em materiais orgânicos em decomposição (CTGÁS, 2006). Quando acompanhados de petróleo, denomina-se o gás como Gás Natural associado. De uma forma geral, a operação de extração e seus custos não variam muito na operação de poços associados ou não associados.

A partir de uma reserva já estudada, onde a presença de GN já fora prevista e sua viabilidade comercial comprovada, perfuram-se os poços para extração do gás (NaturalGas, 2004a). O GN extraído, no entanto, ainda não possui exatamente a mesma composição daquele

utilizado pelo consumidor final. É comum que o gás esteja associado com outros compostos e gases, principalmente hidrocarbonetos mais pesados e água. Desta forma, após a retirada do GN de seus depósitos originais, alguns processos de separação são empregados até que se obtenha o produto com composição mais próxima possível ao metano puro. Destacam-se no processamento do GN as etapas de retirada de óleo e condensado, remoção de água, separação de líquidos de Gás Natural e remoção de enxofre e dióxido de carbono (NaturalGas, 2004b).

A presença de impurezas e, conseqüentemente, a composição exata do GN sempre variará dependendo da origem do produto e da tecnologia empregada em sua extração e processamento. Em geral, o GN é composto 90% de metano com menores percentuais de etano, propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular que podem chegar à faixa do C12.

2.3.3 Transporte

Os principais meios de transporte do Gás Natural de seu ponto de origem até seu local de consumo são: gasodutos (em seu estado natural), navios criogênicos (sob forma liquefeita) e derivados (sob a forma de compostos derivados líquidos ou sólidos) (CTGÁS, 2006).

Naturalmente a decisão de utilização de cada modal de transporte depende de custos e recursos disponíveis nos pontos de oferta e consumo. Assim mesmo, encontram-se na literatura gráficos como demonstrado na Figura 2.4, que pretendem de uma maneira geral comparar os custos de cada modalidade de transporte e indicar o mais adequado entre gasodutos ou GNL. Uma característica importante a ser notada neste estudo é a pequena variação do custo de transporte do GNL a medida que aumenta a distância a ser percorrida. No caso de gasodutos, ao contrário, esta diferença é bastante acentuada. Portanto, era de se esperar que quão mais longe esteja o ponto de consumo do ponto de origem, menor a probabilidade de competitividade do gasoduto versus o GNL.

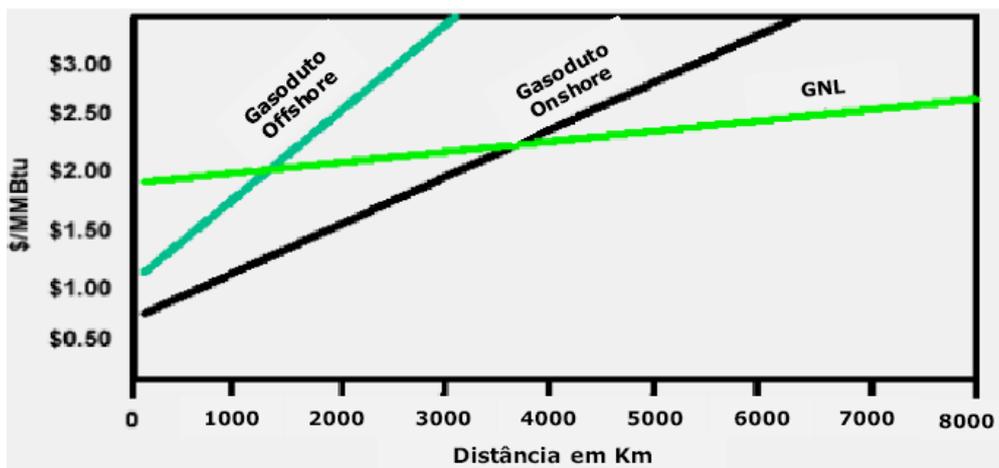


Figura 2.4 – Comparação de Custos para transporte de GN
 Fonte: Institute of Gas Technology, citado por Real, 2005

O transporte por gasodutos é o meio de transporte mais utilizado e consiste em movimentar o GN por tubulações especialmente construídas para este fim. O termo gasoduto nada mais é do que uma denominação específica para dutos especialmente construídos para o transporte de Gás Natural. Em geral, os gasodutos tem diâmetro que variam de 6 a 48 polegadas (NaturalGas, 2004c). Siderúrgicas especializadas produzem os dutos basicamente através duas técnicas: para maiores diâmetros (de 20 a 48 polegadas) folhas de metal são dobradas em um molde tubular, onde as extremidades se encontram fechando o duto de lado a lado; para menores diâmetros (< 20 polegadas), os dutos são produzidos em altas temperaturas com a retirada por pressão das camadas internas de barras metálicas com diâmetro igual ao duto que se deseja produzir. Para ambos os casos o gasoduto recebe um revestimento que protegerá sua estrutura de ações erosivas e corrosão.

Através de compressores dispostos na entrada do sistema, o GN é introduzido nos dutos e conduzido ao seu destino. Para manutenção da pressão ao longo do gasoduto são necessárias estações de compressão ao longo de sua extensão de forma a restabelecer a pressão necessária ao movimento e reduzida pelo atrito. A pressão inicial, logo após a estação de compressão, pode chegar a 150 kg/cm^2 e se reduzir até 30 kg/cm^2 antes da próxima estação. Usualmente as estações de compressão distam de 60 a 600 km, a distância depende da potência de

cada compressor, diâmetro do gasoduto e fluxo estimado de transporte naquele trecho. Além de turbinas ou motores para pressurização do gás, usualmente as estações de compressão contêm separadores de líquido, similares aos utilizados na estação de processamento do GN. Embora o GN transportado em gasodutos seja considerado “seco”, é comum que haja alguma condensação de água ou hidrocarboneto durante o trânsito.

Válvulas e medidores também são componentes instalados no percurso de gasodutos. As primeiras são utilizadas para eventuais necessidades de interrupção (planejada ou emergencial) de fluxo no gasoduto. Os medidores garantem monitoramento do fluxo de GN aos operadores do duto.

A construção e instalação de gasodutos basicamente é um processo dividido em: definição do traçado do gasoduto, obtenção das licenças de instalação, limpeza e retirada dos obstáculos do percurso, escavamento de trincheiras com 5 a 6 pés de profundidade (exceção de locais pavimentados ou sob leitos aquáticos), colocação dos dutos e interligação. Todo o sistema é então enchido com água e submetido a pressões superiores à pressão prevista para a operação regular do sistema.

Grande parte da operação dos gasodutos pode ser feita remotamente através de estações de controle.

O custo total da instalação de gasodutos varia de acordo com as características naturais e urbanas da região onde planeja-se implementá-lo. Relevo, acidentes geográficos, leitos fluviais e ocupação humana são alguns exemplos de fatores que contribuem para a complexidade e, conseqüentemente, custo do projeto. Ainda assim, usualmente utiliza-se uma correlação que refletiria de forma simplificada os custos de instalação de um gasoduto. Este custo em unidade que representa o produto do comprimento do gasoduto pelo seu diâmetro variaria de 15 a 25 dólares por metro.polegada.

A segunda modalidade de transporte de GN apresentada ocorre através da liquefação do GN, conseqüência do resfriamento do mesmo a menos 161 °C. O GNL é então transportado em condições criogênicas. Por ser um transporte naturalmente mais caro do que o dutoviário, este

processo normalmente só é viável para transporte em localidades distantes das fontes produtoras de GN e para volumes relativamente grandes. Em alguns casos a baixa temperatura do GNL pode ser utilizada na origem em processos de troca térmica agregando mais algum valor a esta opção de transporte.

Esta tecnologia foi inicialmente desenvolvida na primeira metade do século XX com o objetivo de extrair o gás hélio do ar (Dantas, 2006). Posteriormente esta tecnologia foi empregada para armazenamento de gás em espaços menores do que os que seriam necessários para armazenamento em suas condições naturais.

Para o transporte criogênico de grandes volumes são utilizados os navios metaneiros de grande capacidade. Para pequenas distâncias carretas rodoviárias são capazes de fazer a distribuição até consumidores finais em um processo muitas vezes conhecido como gasoduto virtual, uma vez que abastece regiões não irrigadas com GN canalizado. No Brasil, a GásLocal, *joint venture* entre Petrobras e White Martins mencionada anteriormente, é a pioneira na distribuição de GNL (ABGNV). O investimento total do empreendimento foi da ordem de US\$ 51 milhões. O negócio consiste em liquefazer o GN disponível por modal dutoviário em Paulínea (proveniente predominantemente da Bolívia) e transportá-lo em carretas com tanques criogênicos até os clientes finais. Na ponta do consumidor deve haver uma planta de regaseificação que leva o GN ora liquefeito novamente às condições normais de consumo. Com planta de liquefação localizada em Paulínea (SP) a empresa já abastece diversos consumidores nos estados de SP, MG, PR e GO. Esta estrutura de negócio atende aqueles clientes com demanda grande o suficiente que justifique o investimento em plantas de regaseificação em suas localidades. Em geral o produto é viável para consumidores localizados dentro de um raio de 1000 km da planta. A planta tem operado com capacidade total e já existem planos de negócio para ampliação da capacidade de produção da planta de liquefação da GásLocal.

Conforme Costa (2005), algumas vantagens do transporte via GNL são:

- Produto com maior grau de pureza, uma vez que o processo de liquefação reduz ainda mais a presença de impurezas como água, enxofre, oxigênio, dióxido de carbono e hidrocarbonetos de maior peso molecular.
- Melhor alternativa para locais distantes de fontes de GN para os quais a construção de gasodutos tende a ser inviável.
- Criação de mercado mundial e integrado de GN tornando o produto de diversas origens onde exista abundância disponível para diversos destinos deficitários.

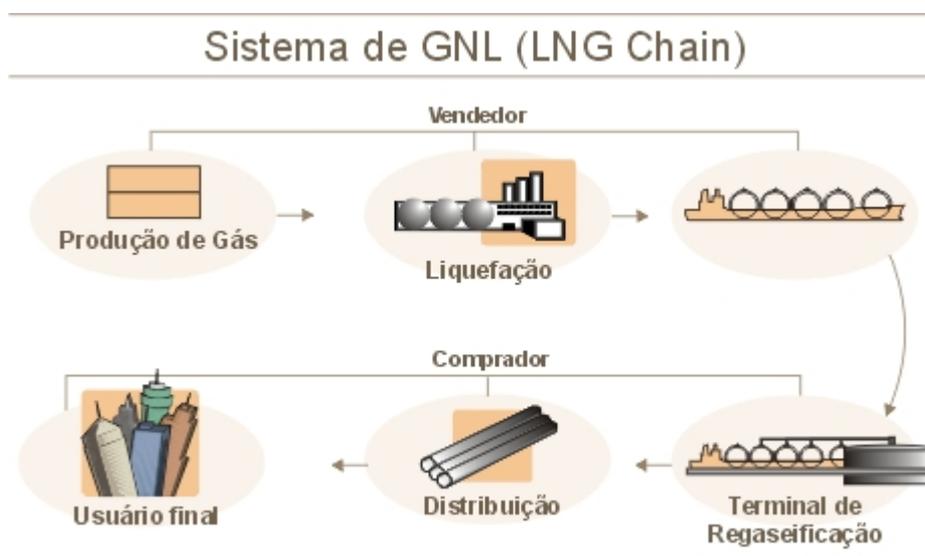


Figura 2.5 – Cadeia de Suprimento do GNL
Fonte: Dantas, 2006

Conforme apresenta a Figura 2.5, a cadeia de suprimentos do GNL consiste na: produção do gás, liquefação, transporte marítimo, regaseificação e distribuição para consumidor final.

Por ser considerado um empreendimento com alto custo logístico Dantas (2006) sugeriu que uma fonte de GN que se proponha a iniciar uma cadeia de GNL não pode ter um custo de produção maior de que US\$ 1,00 / milhão de Btu. Portanto, fontes de GN em águas profundas tendem, devido a seus altos custos, a menor viabilidade na cadeia do GNL.

Encontrada uma fonte viável de produção de GNL deve-se investir em uma planta de liquefação. Nesta planta o GN deverá ser conduzido de

seu estado gasoso para seu estado líquido através de um processo de resfriamento a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$. Neste ponto, o produto terá uma redução de volume da ordem de 600 em relação ao volume do GN em seu estado natural. No processo de tomada de decisão do local de instalação da planta deve-se buscar local próximo a um terminal marítimo com calado de pelo menos 14 metros em baía abrigada. Da mesma forma deve-se buscar local próximo a campos produtores de GN. A planta em si consiste em uma unidade de tratamento com conjunto de trocadores de calor e tanques de armazenagem. Na unidade de tratamento removem-se as principais impurezas do GN, tais como gás carbônico, enxofre, nitrogênio, mercúrio, água e frações de hidrocarboneto de maior peso molecular. Dependendo da origem e qualidade do GN, das frações mais pesadas consegue-se separar quantidade significativa de propano e butano (GLP) que pode ser reinjetado no processo para maximização da unidade ou comercializado diretamente.

Os trocadores de calor, responsáveis efetivos pela liquefação, funcionam em geral em conjuntos seriados (*LNG trains*), onde um gás refrigerante (na maioria das vezes o próprio metano com etano e propano) é submetido a alta pressão e em seguida rapidamente expandido. Neste processo o gás refrigerante recebe calor do GN a ser liquefeito até o ponto de liquefação do segundo.

Já liquefeito, o GNL é armazenado em tanques criogênicos, ou seja, capazes de mantê-lo na temperatura de $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, o que garante seu estado líquido até o momento do embarque. Segundo Dantas (2006), o investimento em uma unidade de liquefação incluindo instalações portuárias tem apresentado grande variação de custo nos últimos anos. Esta variação deve-se a entrada de novas tecnologias no mercado e pelo incremento de demanda recente. Ainda assim um valor comumente utilizado como referência indica custos na ordem US\$ 275 por tonelada de capacidade anual de liquefação e embarque.

Para o transporte do GNL das unidades liquefação aos terminais de regaseificação no destino, os navios de GNL (comumente conhecidos como navios metaneiros) possuem tancagem com paredes recobertas em isolamentos tais que o produto seja capaz de manter-se a temperatura de

liquefação durante o transcurso sem necessidade de refrigeração. Ainda assim, é natural uma perda da ordem de 0,1% ao dia, mesmo nos navios de GNL mais modernos. O GNL pode ainda ser usado como combustível do próprio navio e uma parte do produto permanece no tanque, mesmo após a chegada no porto de destino para facilitar a manutenção das baixas temperaturas dos tanques criogênicos.

Basicamente existem dois tipos de navios para transporte de GNL. O cargueiro tipo *Moss Rosenberg* possui tanques de forma esférica, enquanto o tipo membrana (ou *Technigaz*) possui tanques com geometria similar aos petroleiros convencionais. Não nota-se diferença significativa no custo de construção de um tipo de navio ou outro. Encontram-se em operação e construção ambos os tipos. O custo de referência de um navio metaneiro com capacidade de 125 a 145 mil metros cúbicos é de aproximadamente US\$ 175 milhões.

Em todo o mundo, encontram-se em operação 206 navios de GNL (EIA, 2003). A grande maioria possui capacidade entre 125 a 145 mil metros cúbicos, entretanto alguns mais novos chegam a 153 mil metros cúbicos enquanto os mais antigos possuem capacidade de transporte de 25 a 90 mil metros cúbicos. Conforme Cho et al., 2005, já estão em construção navios que terão capacidade superior a 200 mil metros cúbicos, trazendo redução de custo unitário no transporte.

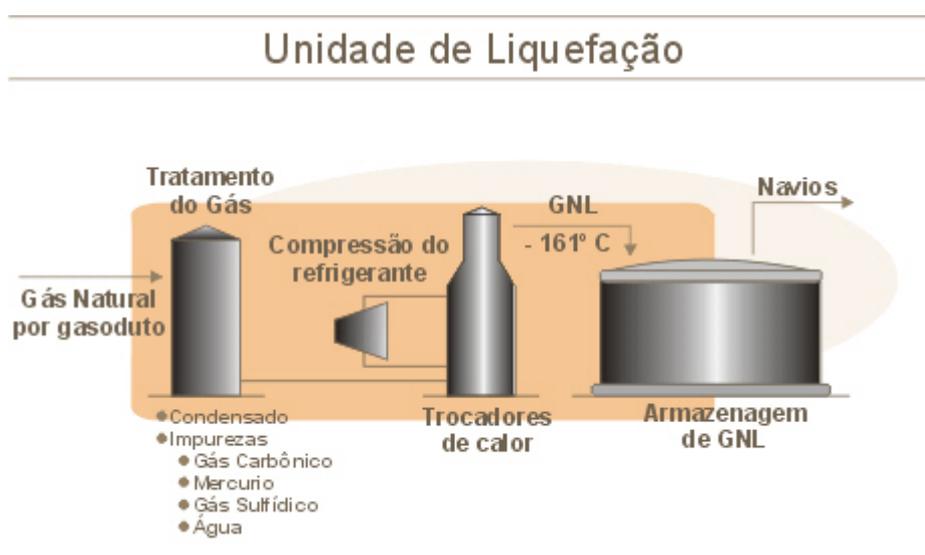


Figura 2.6 – Processo de Liquefação do Gás Natural
Fonte: Dantas, 2006

Dantas (2006) reportou que no local de recebimento do GNL no porto de destino devem existir instalações apropriadas para a descarga e regaseificação do produto.

O terminal de regaseificação, ilustrado na Figura 2.6, como pode ser chamado todo o sistema portuário mais a planta de regaseificação propriamente dita, deve estar situados próximo do ponto de consumo, em baía abrigada e com calado de pelo menos 14 metros de profundidade.

O terminal é composto fundamentalmente de tanques de estocagem e unidades regaseificadoras.

A capacidade dos tanques de estocagem em geral é um pouco maior do que a capacidade dos navios que usualmente nele descarregam. Em alguns casos, quando o terminal tem função de pulmão de estoque protegendo o consumidor de variações abruptas de demanda, os tanques podem ter capacidade muitas vezes maior do que a capacidade dos navios que os abastecem.

A estrutura dos tanques de estocagem é similar a dos tanques criogênicos instalados nos navios metaneiros. As paredes dos tanques criogênicos possuem diversas camadas com material isolante e são armadas em estrutura metálica ou de concreto (ARUP). Membranas e aços especiais, além de barreiras de vapor d'água, também podem constituir as paredes dos tanques, cujas geometrias mais utilizadas são esférica ou cilíndrica.

O processo de regaseificação ocorre por troca térmica em trocadores de calor. Usualmente utiliza-se como fluido de aquecimento a água do mar ou correntes quentes de unidades industriais próximas ao terminal. Utiliza-se com especial frequência vapor d'água gerado em unidades termelétricas.

Na regaseificação do Gás Natural Liquefeito existe ainda a possibilidade de aproveitamento da força motriz de sua expansão para acionamento de turbinas geradoras de energia elétrica e utilização do frio liberado para processos que o demandem.

Terminais de regaseificação têm seus custos de instalação naturalmente relacionados a sua capacidade de armazenagem. Como referência tem-se um terminal na Turquia projetado para armazenar

255 mil metros cúbicos, cujo custo de implementação foi de US\$ 250 milhões (Dantas, 2006).

A Figura 2.7 apresenta um fluxograma de processo simplificado de uma planta de regaseificação.

Uma nova alternativa logística para a importação de GNL sem necessidade de investimentos robustos em regaseificação por parte do consumidor é a utilização de navios tanque de GNL que possuem equipamentos vaporizadores para a entrega do produto já no estado gasoso. Pelo menos três destes navios encontram-se em operação, cada um com capacidade de transporte de 138 milhões de metros cúbicos (Excelerate Energy, 2007). O pequeno número de navios existentes com esta característica gera incerteza de oferta ao consumidor que se proponha a utilizar este tipo de cadeia de suprimentos. Em geral, estes navios pertencem a uma das pontas da cadeia (fornecedor ou cliente) e fecham contratos de longo prazo com a outra ponta. Portanto, uma decisão responsável para investimento em estrutura que conte com esta tecnologia passa certamente por abordagem de longo prazo na contratação do navio ou até mesmo investimento direto em sua construção. Chan et al. (2004) apontaram como custo de referência para este investimento o valor de US\$ 400 milhões para um navio com capacidade entre 600 a 900 milhões de pés cúbicos por dia.

A terceira alternativa de transporte de GN constitui-se na verdade em transferir compostos derivados. Desta forma, resolve-se o problema do eventual produtor que deseja escoar seu material, mas não é uma alternativa para o consumidor que necessita consumir GN. Neste cenário destaca-se a produção de metanol a partir do GN. Como exemplo pode-se citar a produção de metanol no extremo sul do Chile com exportações para o mercado norte-americano, onde o combustível é largamente utilizado. Trinidad e Tobago e Venezuela são países com operação similar. Mais recentemente estabelece-se também a tecnologia produção de combustíveis líquidos convencionais (gasolina, querosene e óleo diesel), tendo como matéria-prima o Gás Natural. A tecnologia, conhecida como GTL (*Gas to Liquid*) gera grande expectativa pela viabilização de

aproveitamento do GN na produção de combustíveis com alta demanda no cenário mundial.

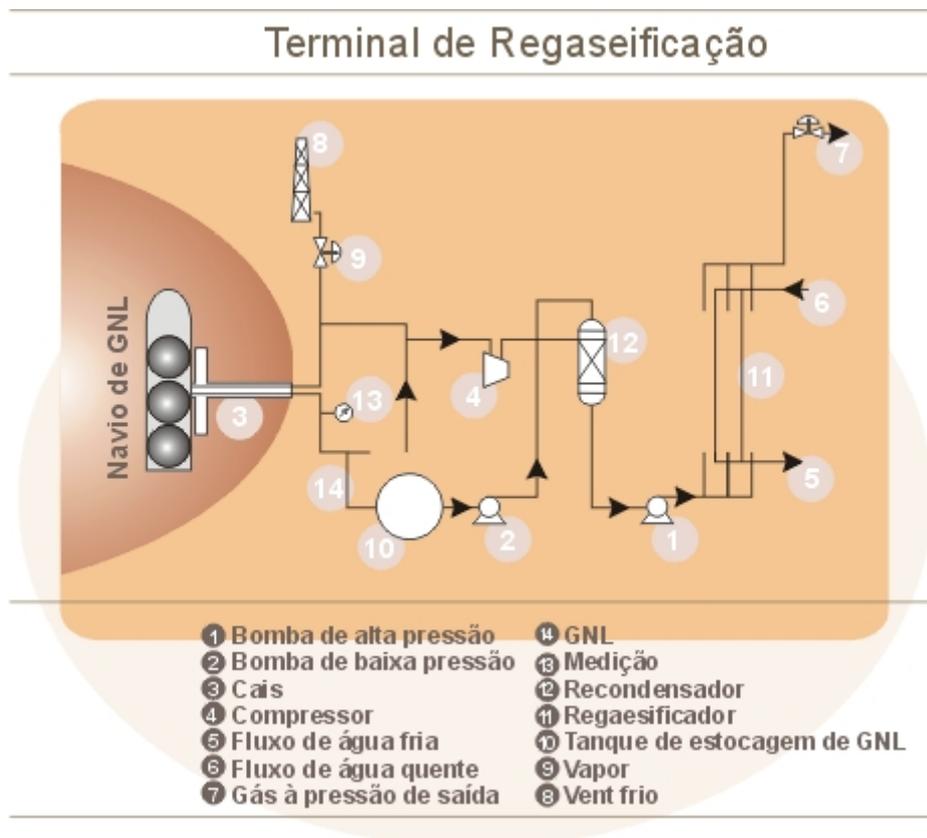


Figura 2.7 – Processo de Regaseificação do GNL
Fonte: Dantas, 2006

Comparações sobre a eficiência no transporte de Gás Natural estão disponíveis em bibliografia acadêmica. Lee (1999) propôs uma metodologia de alcance internacional para comparação no transporte de Gás Natural. A pesquisa considerou transporte através de GNL e por gasodutos e contou com fatores políticos, de mercado e regulatórios conforme vigência em cada país estudado.

Uma outra tecnologia em estudo para transporte de Gás Natural é a utilização de Hidratos de Gás. Sua principal fortaleza, em relação ao GNL, é a menor demanda de investimento inicial no projeto. O processo consiste, que envolve reações químicas do metano com água e trocas de calor é capaz de reduzir o volume de armazenagem do GN em 170 vezes (Javanmardi, 2005). Embora amplamente estudado há alguns

anos, o uso comercial ainda é restrito a projetos pilotos e espera-se um desenvolvimento de tecnologias de seu uso nos próximos anos.

2.4

GN no Brasil

A matriz energética brasileira é fortemente baseada em derivados de petróleo, recursos hídricos com potencial eletro-gerador, álcool e lenha/carvão vegetal. Com importância crescente, o GN em 2003 ocupava apenas o quinto lugar na matriz energética brasileira, com 7,6%.

A Figura 2.8 apresenta a evolução da matriz energética do Brasil até 2006.

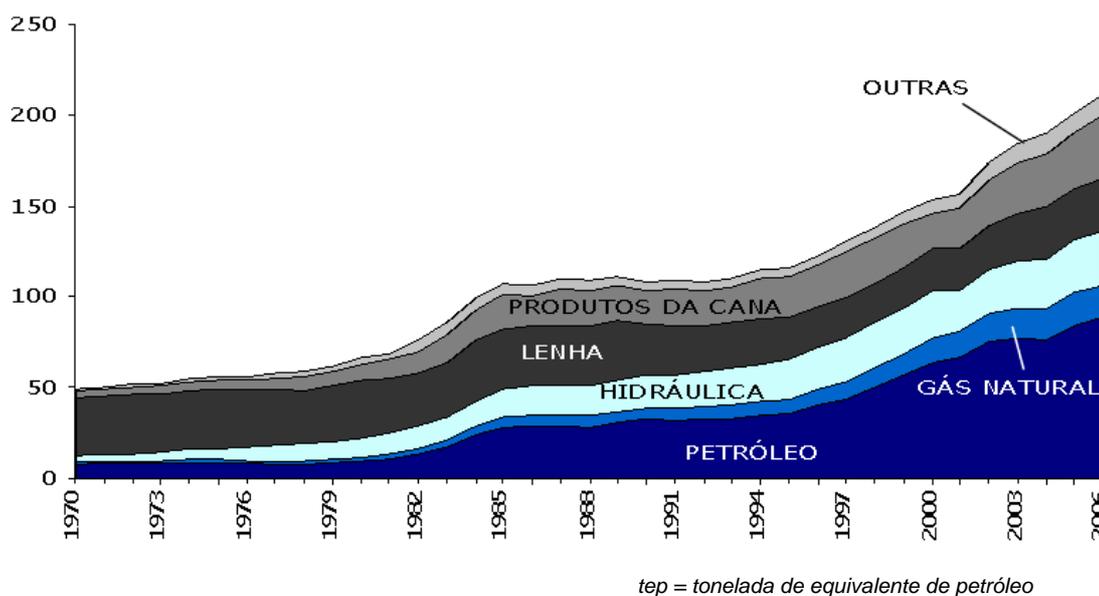


Figura 2.8 – Matriz Energética Brasileira

Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN), 2007 - MME

Nota-se o crescente aumento da dependência do GN para a matriz energética brasileira - estima-se que em 2007 situe-se entre 9 e 10% (DIEESE, 2007). A oferta nacional por este combustível nos últimos anos não acompanha sua demanda refletindo-se na escalada de importação do gás boliviano, conforme demonstra a Figura 2.9.

Outro fator importante na contextualização do mercado nacional de GN diz respeito à concentração de oferta em apenas alguns estados do

litoral brasileiro e um ponto de produção na floresta amazônica. A Tabela 2.6 apresenta a produção de GN por estado.

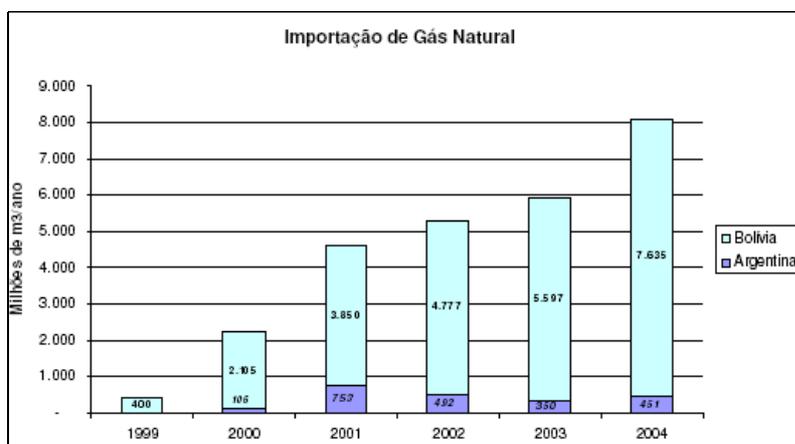


Figura 2.9 – Evolução da Importação de Gás Natural no Brasil.
Fonte: EPE, 2005.

Tabela 2.6 – Produção de GN por Unidade Federativa no Brasil
Fonte: EPE, 2005

Gás natural	Produção total outubro		
	equivalente dia (mil m³)	Produção total outubro (mil m³)	Acumulado 12 meses (mil m³)
Alagoas	3.173	95.176	1.182.060
Amazonas	10.351	310.541	3.636.424
Bahia	5.067	151.999	1.990.127
Ceará	265	7.946	113.169
Espirito Santo	1.419	42.577	525.846
Paraná	197	5.913	67.405
Rio de Janeiro	22.775	683.263	7.724.534
Rio Grande do Norte	3.684	110.509	1.344.909
São Paulo	1.013	30.377	370.764
Sergipe	1.929	57.858	630.854
BRASIL - produção	49.872	1.496.159	17.586.092
BRASIL - rejeição	9.014	270.432	3.141.689
BRASIL - queima e perdas	5.472	164.148	2.423.774
BRASIL - consumo próprio E&P	7.999	239.973	2.387.005
BRASIL - GN disponível	27.387	821.606	9.633.623

O consumo de GN é predominantemente industrial, conforme ilustra a Tabela 2.7. Entretanto, a demanda de gás para geração de energia elétrica em tempos de baixos níveis nos reservatórios de hidroelétricas pode sofrer significativo incremento comprometendo inclusive a oferta para os demais segmentos de consumo.

No Brasil, o GN está disponível em volume crescente em suas principais regiões industriais. As principais fontes do GN são a Bacia de Campos e a Bolívia. Recentemente, novas descobertas de GN na Bacia de Campos e na Bacia de Santos mostram cenários de importante

aumento da oferta deste gás produzido no Brasil. O GN proveniente da Bolívia em um primeiro momento era adquirido a preços extremamente baixos, viabilizando diversos projetos de consumo de GN nas regiões Sul e Sudeste do Brasil. Há pouco tempo, o preço do GN boliviano atingiu patamares mais elevados trazendo inquietação para alguns investidores. O momento de maior tensão passou e hoje existe um ambiente de otimismo com relação à continuidade de fornecimento deste combustível abundante na Bolívia. Entretanto, mudanças de direcionamento político nos dois países ainda mantêm ambiente de cautela.

Tabela 2.7 – Consumo de GN no Brasil por segmento
Fonte: EPE, 2005

Vendas de Gás das Distribuidoras por Segmento em Outubro de 2005 (Mil m3/dia)									
Distribuidora	UF	TOTAL	Industrial	Automotivo	Residencial	Comercial	Co-geração	Geração Elétrica	
CEGAS	CE	661	251	190	-	-	-	29	190
POTIGAS	RN	353	165	185	-	-	1	-	1
PBGAS	PB	287	192	95	-	-	-	-	-
COPERGAS	PE	3.022	705	194	-	-	1	31	2.091
ALGAS	AL	435	334	96	2	3	-	-	-
SERGAS	SE	236	148	87	-	-	-	-	-
BAHIAGAS	BA	3.493	2.399	246	1	25	822	-	-
GASMIG	MG	2.206	1.166	274	-	-	19	-	748
MS GAS	MS	1.815	8	29	-	-	1	-	1.777
PETROBRAS DISTRIBUIDORAS	ES	1.013	894	115	1	3	-	-	-
CEG	RJ	6.019	1.978	1.900	330	186	217	-	1.408
CEG RIO	RJ	4.603	2.288	310	4	3	-	-	1.998
GASNATURAL	SP	975	888	63	11	12	-	-	-
GAS BRASILIANO	SP	340	322	17	1	1	-	-	-
COMGAS	SP	12.333	9.476	1.301	332	277	587	-	360
COMPAGAS	PR	587	379	67	1	3	136	-	-
SCGAS	SC	1.358	1.113	240	-	5	-	-	-
SULGAS	RS	3.918	743	165	-	8	198	-	2.804
TOTAL =		43.654	23.449	5.574	683	548	2.020		11.377

Enfim, de uma maneira geral, pode-se dizer que a indústria do Sul e Sudeste do país possui um razoável equilíbrio de oferta e demanda no que se refere ao fornecimento de GN. Ocasionalmente, a crescente demanda supera a oferta gerando instabilidade que não deverá preocupar no longo prazo.

Um fato que não será explorado neste trabalho, mas que deve ser mencionado, é a preocupação quanto ao fornecimento de energia elétrica. A produção de energia elétrica no Brasil é predominantemente dependente de hidroelétricas que por sua vez dependem da ocorrência de atividade pluviométrica para manutenção de reservatórios de água em níveis que garantam abastecimento adequado. Há alguns anos este equilíbrio foi abalado gerando necessidade de racionamento emergencial

de energia, o que por consequência afetou a toda atividade industrial e comercial brasileira. Desde então, o governo brasileiro, através do Ministério de Minas e Energia, passou a tratar o assunto com especial atenção, tomando algumas medidas importantes no sentido de garantia de oferta de energia elétrica. A medida que possui maior interface com este trabalho é a que estabelece a prioridade de fornecimento de GN às termoelétricas em caso de baixa atividade pluviométrica. Com isso, caso os níveis dos reservatórios das hidroelétricas estejam muito baixos, pode-se ter um significativo re-direcionamento da oferta de GN para geração de energia elétrica, reduzindo sua disponibilidade para a atividade industrial e de transporte.

No Nordeste, o GN está disponível abastecendo os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Ceará. Existem projetos para expansão da rede de gasodutos levando o GN até o Piauí e Maranhão. Evidências destes projetos datadas de 1997 foram identificadas com planos de conclusão em 2 anos. Entretanto, embora existam diversos anúncios de retomada do projeto, não há com segurança perspectiva de implementação em curto prazo.

No Norte, o GN está disponível em Urucu (AM) e é levado por gasoduto até Manaus. Existem projetos de expansão para levar este gasoduto até Porto Velho.

Diversos outros projetos de expansão e interligação de gasodutos estão em diferentes etapas de implementação. Alguns encontram-se em estágio bastante inicial de estudo, enquanto outros encontram-se em vias de entrar em operação. Destacam-se nestes projetos o GASENE e GASUN. O primeiro visa interligar os campos de produção da Bacia de Campos e do Espírito Santo aos gasodutos do Nordeste em trajeto costeiro. O segundo prevê a criação de um ramal a partir do GASBOL no Mato Grosso do Sul e São Paulo que cortará o Centro-Oeste. A previsão, segundo o portal GásEnergia, é que todos os gasodutos brasileiros estarão interligados até 2037.

2.5 Óleo Combustível

O Óleo Combustível derivado de petróleo, também chamado Óleo Combustível pesado ou Óleo Combustível residual, é a parte remanescente da destilação das frações do petróleo, designadas de modo geral como frações pesadas, obtidas em vários processos de refino. A composição dos óleos combustíveis depende não só do petróleo que os originou, como também do tipo de processo e misturas que sofreram nas refinarias, de modo que pode-se atender às várias exigências do mercado consumidor numa ampla faixa de viscosidade.

Sobre o OC, verifica-se um grande e, aparentemente, irreversível movimento no sentido de diminuição de sua produção. Os principais fatores para este movimento são:

- Ambiental: o Óleo Combustível contém elementos como enxofre e vanádio e sua queima, dependendo das condições industriais, pode gerar emissões de gases poluentes na atmosfera.
- Operacional no processo de queima: por ser um óleo viscoso e com impurezas que não queimam adequadamente, comparada ao GN a queima do OC demanda custos adicionais de operação devido à necessidade de manutenção regular nos equipamentos de queima.
- Maximização da produção de combustíveis leves e coque verde de petróleo (CVP): para maximização da produção de produtos de maior valor agregado, o parque nacional de refino tem investimentos previstos para alteração de seus esquemas de refino através de maior aproveitamento das frações leves nos combustíveis leves (como gasolina, querosene de aviação e óleo diesel) e frações pesadas no CVP.

A Figura 2.10 apresenta um quadro com resumo de um esquema de refino com suas principais operações unitárias e correntes de saída.

No Brasil, são observados importantes investimentos em pelo menos quatro refinarias da Petrobras na criação ou expansão de

unidades de coqueamento que diminuirão a oferta do OC e aumentarão a disponibilidade de CVP. Muitas dessas conversões já estão ocorrendo, tendo-se notado impacto no mercado já no ano de 2007. Este fato pode vir a contribuir para aumento do preço do OC e maiores dificuldades na logística de seu fornecimento, uma vez que algumas refinarias com localização próxima aos centros industriais não mais conseguirão suprir toda sua antiga demanda. Por outro lado, deve ser considerado que os consumidores industriais já apresentam há algum tempo acelerado movimento de migração de OC para GN, com isso, é possível que a redução de oferta não faça mais do que acompanhar a redução de demanda e, neste caso, tanto o efeito de preço quanto o de logística não afetariam significativamente aos consumidores que continuam com o OC.

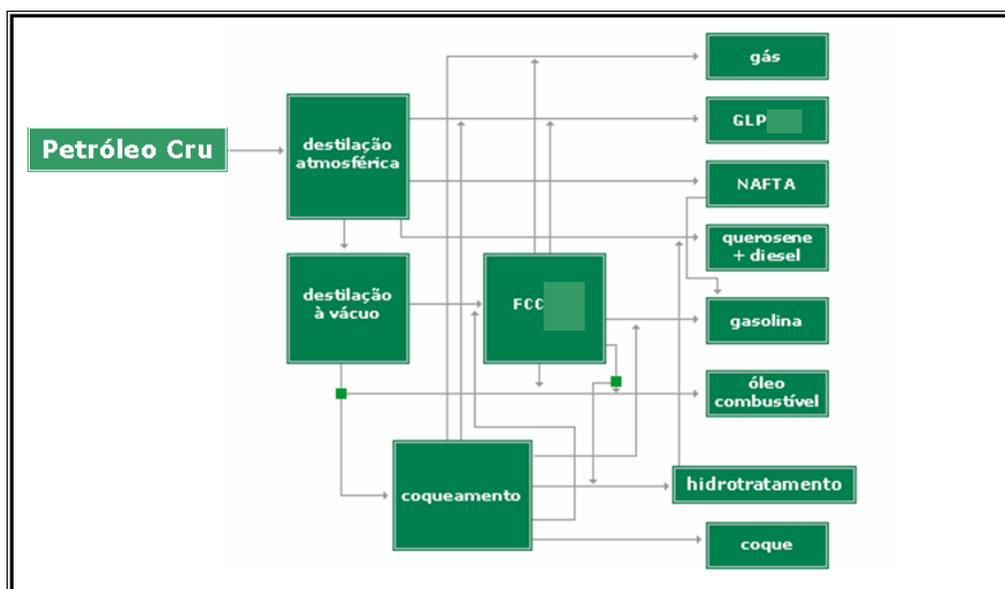


Figura 2.10 – Esquema geral de Refino de Petróleo
Fonte: ANP, 2004

2.6 Estudos de caso

Nenhum artigo com a mesma estruturação proposta por este foi encontrado. Entretanto alguns autores abordaram o tema com objetivos que contribuem para o entendimento do assunto e suas condições de contorno. Abaixo apresentam-se os resumos dos temas abordados em

alguns destes trabalhos consultados durante a etapa de revisão bibliográfica.

2.6.1

LNG como estratégia para desenvolvimento do mercado de gás

Neto e Sauer (2006) reportaram a viabilidade de investimento em infra-estrutura de GNL como meio de interligar o potencial excedente de oferta de GN na região Sudeste brasileiro à carência do gás nas regiões Norte e Nordeste e, eventualmente, exportar GNL para outros consumidores no Atlântico. Após uma análise do mercado mundial de GNL, os autores fizeram uma análise do investimento que incluiria plantas de liquefação no Estado do Rio de Janeiro, estrutura portuária adequada, afretamento de navios metaneiros, plantas de regaseificação no Nordeste e todos os custos operacionais associados. Neste cenário, devido à vulnerabilidade do preço do Gás Natural no mercado internacional, o estudo concluiu que o investimento na interligação via gasodutos teria menores riscos associados.

2.6.2

Planta de regaseificação na Califórnia

Chan et al. (2004) avaliaram as diferentes alternativas na implementação de um terminal de recebimento e regaseificação do GN. O trabalho teve grande ênfase em questões ambientais e impactos à comunidade no que diz respeito aos aspectos socioeconômicos e de segurança. A partir de três soluções propostas, cada cenário foi avaliado com relação aos aspectos mais relevantes identificados pelos autores. Finalmente, foi apresentada a solução mais adequada com relação a cada uma das condições de contorno do problema, sem contudo, indicar afirmativamente a melhor solução.

2.6.3

Impacto ambiental na substituição do OC pelo GN em Paulínia

Morais (2002) reportou o impacto ambiental da substituição do OC pelo GN pelos consumidores da região de Paulínea no interior de São Paulo. Através de dados e projeções sobre os impactos na qualidade do ar pela queima de cada um dos combustíveis, o autor mostrou que, no que se refere à emissão de dióxido de enxofre, a diferença de concentração do poluente no ar é bastante relevante, porém é pouco relevante para o dióxido de nitrogênio.

2.6.4

Mercado nordestino de GN

Possivelmente o trabalho encontrado com mais sinergia com esta dissertação tenha sido o artigo de Maculan e Silva Jr. (2006). Neste trabalho, os autores fizeram uma análise do balanço de oferta e demanda de Gás Natural na região nordeste do Brasil, comprovando seu efetivo *déficit* e, portanto, recomendando o investimento em infra-estrutura para importação de GNL.

Na argumentação utilizada pelos autores, destaca-se a projeção de redução drástica de disponibilidade em todos os estados nordestinos até 2015. O artigo demonstra ainda que, até este mesmo ano, a demanda terá crescido em mais de 50% e a oferta sofrerá importante diminuição devido a curta vida de alguns campos e declínio de produção de outros.

O trabalho ainda apresenta os indicadores de análise de investimento no projeto demonstrando sua viabilidade em no máximo 10 anos.

2.6.5

Fatores condicionantes ao desenvolvimento de projeto de GNL para o Cone Sul

Analogamente ao objeto deste projeto, Real (2005) reportou o cenário e condições para instalação de plantas de produção de GNL na região do Cone Sul (Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai).

Através de uma análise de oferta e consumo de gás nestes países e observação sobre os movimentos globais de GNL, o autor demonstrou quais são os fatores necessários para a viabilização de projetos de liquefação na região.