

FATORES CONDICIONANTES AO DESENVOLVIMENTO DE PROJETO DE GNL
PARA O CONE SUL: UMA ALTERNATIVA PARA A MONETIZAÇÃO DAS
RESERVAS DE GÁS DA REGIÃO

Rodrigo Valle Real

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida, Ph.D.

Prof.^a Suzana Kahn Ribeiro, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
ABRIL DE 2005

REAL, RODRIGO VALLE

Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento de Projeto de GNL para o Cone Sul: Uma Alternativa para a Monetização das Reservas de Gás da Região.

[Rio de Janeiro] 2005

VIII, 133 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Gás Natural Liquefeito; 2. Gás Natural;
3. Cone Sul; 4. Estruturação de Projetos.

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A toda minha família.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, ao meu irmão e à minha namorada, sou muito orgulhoso de tê-los na minha vida. Pelo apoio, incentivo, alegria, carinho e tudo mais que vocês fazem e representam para mim.

Aos professores e profissionais da COPPE e do PPE, que estiveram junto durante toda a trajetória do curso de mestrado e que, sem eles, nada disso seria possível. Em especial ao Prof. Roberto Schaeffer, impulsionador do andamento dessa dissertação.

Aos grandes amigos de turma que surgiram durante os anos de curso que, tenho certeza, estaremos sempre próximos nas nossas carreiras profissionais.

Aos professores do Grupo de Energia da UFRJ, que me auxiliaram no início da minha carreira na área de energia, me incentivando e cultivando o conhecimento, em especial ao Prof. Edmar de Almeida, membro integrante dessa banca.

Aos amigos da Área Internacional da Petrobras pela oportunidade de ser parte integrante da maior empresa de energia da América do Sul, pela amizade e suporte a esse trabalho.

Aos meus grandes amigos pelo apoio, alegria e compreensão.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

FATORES CONDICIONANTES AO DESENVOLVIMENTO DE PROJETO DE GNL
PARA O CONE SUL: UMA ALTERNATIVA PARA A MONETIZAÇÃO DAS
RESERVAS DE GÁS DA REGIÃO

Rodrigo Valle Real

Abril/2005

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O crescimento do mercado de gás natural na América do Norte e Europa, e a queda de produtividade dos campos locais têm fomentado o surgimento de novas fontes de suprimento energético para essas regiões.

Com a aplicação da tecnologia de liquefação, o gás pode ser transportado desde regiões distantes até o mercado, aproximando as reservas aos centros de consumo. Assim, países da África, Oriente Médio, Ásia e Caribe construíram unidades de liquefação de gás natural, possibilitando-os a atingirem novos mercados.

O Cone Sul possui um volume de reservas de gás elevado. A instalação de uma planta de liquefação de gás no Cone Sul representaria a ampliação do mercado potencial das reservas da região, capacitando a sua comercialização além das fronteiras do continente, para os mercados americano e europeu.

Assim, este trabalho avalia o potencial para o desenvolvimento de uma planta de liquefação de GNL no Cone Sul, determinando os fatores condicionantes à implementação com sucesso de um projeto para a região.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

CONDITIONING FACTORS TO THE DEVELOPMENT OF A LNG PLANT IN THE
SOUTHERN CONE: AN ALTERNATIVE WAY TO MONETIZE REGIONAL GAS
RESERVES

Rodrigo Valle Real

April/2005

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Increasing natural gas demand in North America and Europe, and the fall of productivity of the local gas fields, have stimulated the development of new energy supply sources for those regions.

With the application of the gas liquefaction technology, natural gas can be transported from distant regions to the market, approaching the reserves to the centers of consumption. Thus, countries of Africa, Middle East, Asia and the Caribbean have built natural gas liquefaction plants, making it possible to reach new markets.

The Southern Cone has large volume of gas reserves. The installation of a liquefaction plant in the Southern Cone would represent the enlargement of the potential market for the reserves of the region, making it capable to commercialize them beyond the borders of the continent, to the European and American markets.

This work evaluates the potential for the development of a gas liquefaction plant in the Southern Cone, establishing conditional factors to the successful implementation of a project in the region.

ÍNDICE ANALÍTICO

INTRODUÇÃO.....	9
1 INDÚSTRIA E MERCADO DE GNL	12
1.1 INDÚSTRIA DE GNL	12
1.1.1 GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)	12
1.1.2 CADEIA DE PRODUÇÃO.....	11
1.2 HISTÓRICO E EVOLUÇÃO DO GNL	18
1.3 MERCADO DO ATLÂNTICO	25
1.3.1 MERCADOS CONSUMIDORES	25
1.3.2 PROJETOS DE LIQUEFAÇÃO DE GÁS	37
1.3.3 PRINCIPAIS ATORES.....	40
1.4 ASPECTOS ECONÔMICOS DO GNL.....	43
1.4.1 FORNECEDORES	43
1.4.2 SUBSTITUTOS	45
1.4.3 MERCADO CONSUMIDOR	45
1.4.4 NOVOS PROJETOS	48
1.4.5 CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA	49
2 PROJETOS DE LIQUEFAÇÃO DE GÁS NATURAL.....	51
2.1 AGENTES E OS PROJETOS	51
2.1.1 ESTRUTURA DE PROJETOS DE GNL	51
2.1.2 INTERESSES DOS "STAKEHOLDERS"	54
2.2 PROJETOS DE GNL	63
2.2.1 ATLANTIC LNG - TRINIDAD & TOBAGO	63
2.2.2 NIGERIA LNG	69
2.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE OS PROJETOS DE GNL	78
2.3.1 ESTRUTURA DE PROJETOS	78
2.3.2 EVIDÊNCIAS DOS PROJETOS	83
3 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL DO CONE SUL.....	89
3.1 STATUS DA INDÚSTRIA DE GÁS NO CONE SUL	89
3.1.1 RESERVAS E PRODUÇÃO DE GÁS	89
3.1.2 SISTEMA DE TRANSPORTE.....	91
3.1.3 MERCADOS	94
3.1.4 TENDÊNCIAS	100
3.2 AGENTES.....	104
3.2.1 EMPRESAS	105
3.2.2 GOVERNOS	108

4 CONDICIONANTES PARA PROJETO DE GNL NO CONE SUL	113
4.1 OFERTA DE GÁS.....	113
4.2 MERCADO DE GNL.....	117
4.3 ESTRUTURA E AGENTES PARTICIPANTES	120
 CONCLUSÃO	 130
BIBLIOGRAFIA.....	136

INTRODUÇÃO

A região do Cone Sul, composta pelos países da Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai, possui uma grande diversidade de recursos energéticos como: grande potencial hídrico e representativas reservas de gás natural e petróleo. Entretanto, no caso do gás natural, atualmente o mercado consumidor possui uma magnitude bem inferior ao das suas reservas, com um indicador reservas produção de 25 anos.

Em se comparando com outros mercados maduros de gás natural, como o dos Estados Unidos e o europeu, o volume de consumo no Cone Sul é bem reduzido, 196,4 MMm³/d em 2003, sendo inferior ao de alguns países como Alemanha e Itália. Em contraposição, as reservas de gás nas principais regiões consumidoras estão se esgotando e os esforços exploratórios não tem conseguido descobrir reservas suficientes para manter o fornecimento de gás por muito tempo, como é o caso dos Estados Unidos, onde as atuais reservas são capazes de fornecer gás por não mais do que 10 anos.

Questões ambientais acerca da emissão de poluentes e aquecimento global estão em voga tanto no continente Europeu, quanto nos Estados Unidos. Nesse sentido, o uso do gás natural representa um ponto positivo para ajudar a sanar esta problemática ambiental. Por ser um combustível com menores níveis de emissão de poluentes, e com tecnologias de uso menos agressivas ao meio ambiente, as perspectivas de mercado indicam a expansão do consumo do gás natural nesses mercados.

Como forma de transportar grandes volumes de gás natural a mercados distantes, a tecnologia de gás natural liquefeito (GNL) permite realizar esse transporte a um custo condizente com os preços pagos no consumo final. Essa tecnologia envolve vultosos investimentos em E&P, processamento, liquefação e transporte marítimo do gás. Nos últimos anos surgiram avanços tecnológicos, assim como ganhos de escala que conseguiram reduzir o custo do GNL para o transporte de gás a grandes distâncias.

Assim, através da tecnologia do GNL, regiões com grandes volumes de reservas de gás, mas que não tenham acesso a mercados consumidores, podem ampliar suas possibilidades de comercialização e o potencial de mercado. Atualmente, países como Indonésia, Líbia, Argélia, Nigéria e Trinidad & Tobago utilizam-se dessa tecnologia para comercializar o gás para os mercados distantes do Japão, Europa e Estados Unidos.

No caso dos países do Cone Sul, a monetização do gás natural (produção das reservas para venda), através da comercialização via GNL para mercados distantes na Europa e Estados Unidos, surge como uma grande oportunidade de desenvolvimento econômico regional. De forma existem alternativas tecnológicas para o aproveitamento dessas reservas, entre elas a produção de diesel pelo processo Gas-to-Liquids (GTL), a intensificação e ampliação do mercado regional do Cone Sul. Entretanto, este não será o objeto dessa dissertação.

O objetivo desse trabalho é avaliar a possibilidade de desenvolvimento de uma planta de liquefação de GNL para a indústria de gás natural do Cone Sul. Para realizar essa avaliação, será necessário apresentar projetos de plantas de GNL que alcançaram sucesso, de onde serão retiradas lições para serem aplicadas em um projeto similar no Cone Sul.

O trabalho está estruturado em quatro capítulos e a conclusão.

O primeiro capítulo disserta sobre a indústria e o mercado de GNL, analisando o seu status atual, as características econômicas e os principais pontos relativos ao mercado de GNL do Atlântico. O mercado do Atlântico é o principal mercado a ser atingido por projetos de GNL localizados no Cone Sul, tendo em vista a proximidade geográfica, principalmente.

O segundo capítulo apresenta dois projetos de GNL que atendem o mercado do Atlântico, e que tiveram sucesso no seu desenvolvimento. Esses dois projetos, o Atlantic LNG em Trinidad & Tobago e o Nigéria LNG na Nigéria, resultaram em projetos economicamente viáveis e lucrativos. Ambos localizam-se em países com grandes volumes de reservas de gás, porém com mercados internos pouco desenvolvidos e sem capacidade de absorção de toda a produção. Dessa forma, o uso da tecnologia de GNL amplia o mercado para esses países, monetizando as reservas e gerando desenvolvimento econômico.

A apresentação dos casos contará com a análise das motivações e interesses dos agentes envolvidos no desenvolvimento dos projetos. O importante é avaliar de que forma os interesses dos agentes foram atingidos, fator que propiciou o avanço e o sucesso dos projetos. Esse capítulo também irá avaliar a estruturação desses projetos, como eles foram inseridos no mercado, suas vantagens e fraquezas. Dessa forma, o resultado esperado do capítulo será balizar o raciocínio acerca do potencial de desenvolvimento e da melhor forma de estruturação de projeto similar no Cone Sul, capaz de adequar o desenvolvimento dos projetos de GNL ao alcance das expectativas das partes interessadas.

O terceiro capítulo expõe as condições atuais de estruturação da indústria de gás natural no Cone Sul, detalhando também os agentes envolvidos e a dinâmica de mercado.

O quarto capítulo é o resultado da adequação das condições do mercado de gás natural do Cone Sul aos fatores condicionantes analisados e apresentados ao longo do trabalho. Ou seja, o objetivo é aplicar a metodologia desenvolvida no capítulo 2, às condições da indústria de gás natural do Cone Sul, apresentadas no capítulo 3. Buscar-se-á analisar as visões e perspectivas de cada agente envolvido no desenvolvimento do projeto, avaliando as eventuais necessidades e próximos passos para se desenvolver o projeto com sucesso para a região.

Por último a conclusão irá revisitar os principais pontos apresentados ao longo do trabalho, concluindo acerca da viabilidade do projeto no Cone Sul.

CAPÍTULO 1 – INDÚSTRIA E MERCADO DE GNL

O objetivo do capítulo é fornecer a base técnica sobre o Gás Natural Liquefeito (GNL). Ele está estruturado de maneira a apresentar as condições da indústria e do mercado de GNL no mundo, abordando de forma mais específica o mercado do Atlântico, foco do trabalho. No último tópico será feita uma breve análise das características econômicas do GNL e de seus mercados.

1.1) Indústria de GNL

1.1.1) Gás Natural Liquefeito (GNL)

O gás natural (GN) é uma fonte energética de importância global, sendo utilizado de diversas formas, tanto como insumo energético quanto não energético. No ano de 2003, o GN representou 24% do total de energia primária consumida no planeta.¹

A indústria petroquímica usa o GN como fonte de matérias-primas, sendo base para a produção de plásticos, fertilizantes, borracha sintética e outros produtos. O setor industrial tem grande representatividade na demanda do GN, sendo que a inserção do energético se dá, principalmente, através de competição via preços com outros concorrentes energéticos (óleo combustível e diesel, principalmente). Além disso, seu uso como combustível em usinas termelétricas a ciclo-combinado difundiu-se bastante durante as últimas décadas, principalmente em função dos menores custos e da maior eficiência e flexibilidade da tecnologia de geração com turbinas a gás.

A tecnologia de usinas de geração elétrica com turbinas a gás proporciona vantagens se comparada às tradicionais geradoras a óleo, carvão e nuclear. Essas vantagens dizem respeito principalmente à eficiência térmica na geração, à redução no nível de emissões, menores custos de capital e prazo de construção.² A associação com turbina a vapor possibilita a formação de um ciclo combinado gás e vapor, com um rendimento energético superior.

Os mercados comercial e doméstico também são representativos, sendo o gás utilizado principalmente para aquecimento de água e ambientes fechados, assim como para cocção. O GN também atinge diretamente o consumidor final através do seu uso veicular. O mercado do Gás Natural Veicular (GNV) tem se ampliado de forma

¹ BP, 2004.

² COLPIER & CORNLAND, 2002.

significativa ao longo dos últimos anos, impulsionado principalmente pelas vantagens ambientais apresentadas pela tecnologia de uso do produto e pela crescente necessidade de consumo de combustíveis automotivos mais limpos.

No ano de 2004, a frota mundial de carros movidos a gás natural veicular era superior a 3,6 milhões de veículos. A maior frota é a da Argentina, seguida da brasileira. O número de veículos desses dois países, somado à frota do Paquistão e da Itália, representa mais de 80% do total mundial.³

As reservas de gás estão espalhadas por diversos países no mundo, e as tecnologias de uso proporcionam o seu consumo, seja como fonte energética ou como matéria-prima não energética, de diferentes formas.

O seu transporte é geralmente feito mediante o uso de gasodutos, que conectam o campo produtor aos centros de consumo. Entretanto, em função da distância, da tecnologia disponível e do volume a ser transportado, a utilização de gasodutos não é a opção mais economicamente viável para o transporte do gás natural.

Uma forma alternativa para o transporte do gás é através da sua liquefação, na qual resfriando-o a temperaturas abaixo da sua temperatura de vaporização, obtém-se uma redução de volume de cerca de 600 vezes, tornando-o mais prático para o armazenamento e transporte via barcos especiais, barcaças ou outros tipos de tanques. Na tabela 1.1, abaixo, são observados os fatores de conversão do GNL em gás natural BTU e Barris de óleo equivalente.

Tabela 1.1 – Fatores de Conversão do GNL

1 Milhão de ton de GNL	48.700	MMscf de GN	Milhão de pés cúbicos de gás natural
	1.380	MMm ³ de GN	Milhão de m ³ de gás natural
	52.000.000	MMBTU	Milhão de BTU
	8,60	MMboe	Milhão de barris de óleo equivalente

Fonte: Petroleum Economist, 2001b.

Além disso, o gás natural, composto basicamente de metano, possui também alguma concentração de água, enxofre, nitrogênio e dióxido de carbono. Entretanto, quando liquefeito à temperatura de -162 graus Celsius, consegue-se remover as demais partes, deixando o líquido resultante do processo com uma composição essencialmente de metano. O GNL torna-se, então, um líquido claro, incolor e inodoro,

³ IANGV, 2004.

cujas características físico-químicas o deixam não inflamável e não explosivo. Essas condições tornam factível o armazenamento e o transporte do combustível.

A liquefação do gás natural para o transporte é uma das diversas alternativas para conectar reservas de gás aos mercados. Outras alternativas incluem gasodutos ou a conversão do GNL em metanol ou diesel GTL. Para a maior parte das reservas, a opção do GNL é uma escolha para as situações onde os mercados e as reservas estão separadas por grandes distâncias e por oceanos extensos, tornando o GNL economicamente prático, sob determinadas situações, para empregar navios carregadores capazes de transportar o gás ao mercado. De acordo com o gráfico abaixo, o custo de transporte do gás natural através do GNL torna-se menor do que por gasoduto quando as distâncias superam 4 mil km, conforme demonstrado no gráfico 1.1.

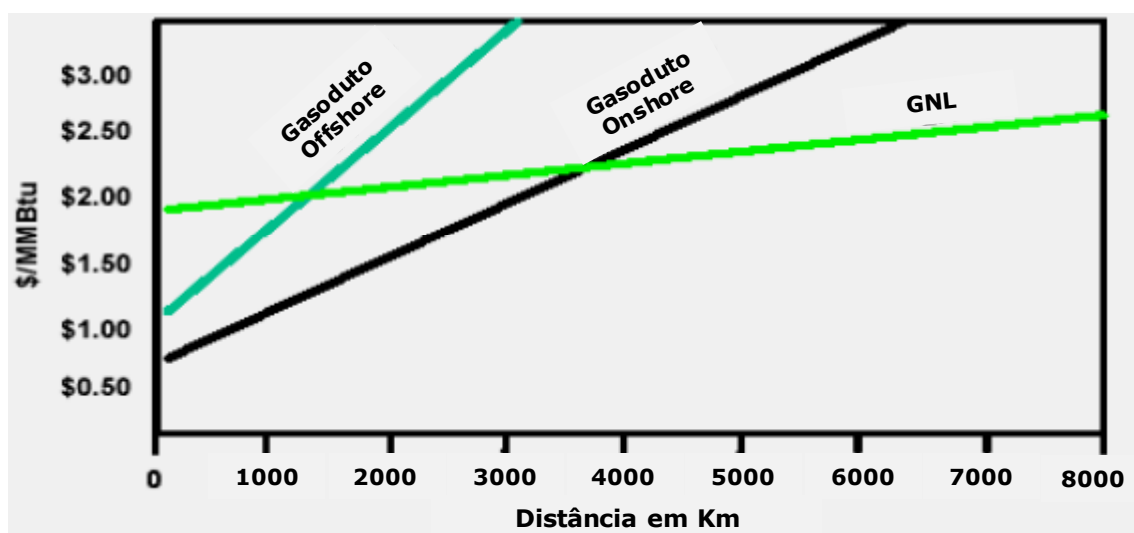


Gráfico 1.1 – Comparação dos Custos de Transporte do GN

Fonte: Institute of Gas Technology, 2005.

1.1.2) Cadeia de produção

A cadeia de produção do GNL se divide em quatro etapas: exploração e produção (E&P) e processamento do gás, liquefação do gás, transporte ("shipping") e regaseificação (regas).

A - Produção do GN

O gás natural liquefeito (GNL) nada mais é do que o gás natural (GN) resfriado a uma determinada temperatura que o torna líquido. Por isso, o processo produtivo do

GNL começa pela produção do próprio GN, com as atividades de exploração e produção (E&P).

É nessa fase da cadeia de produção do GN que está a interconexão com a indústria do petróleo. Nos reservatórios que armazenam o gás, há normalmente acumulações de petróleo, dizendo-se que o gás está “associado” ao petróleo. Deste modo, os esforços de pesquisas geológicas para se localizar esses campos, assim como as tecnologias de perfuração, desenvolvimento e exploração podem ser compatibilizadas entre as duas indústrias. Entretanto, podem haver campos onde se encontre pouco ou nenhum óleo, de modo que torne viável apenas a exploração do gás. Nesse caso este seria um reservatório de GN não associado ao petróleo⁴.

O processo de exploração divide-se em pesquisa geológica e geofísica, e perfuração. Na fase de pesquisas é feita a análise das estruturas rochosas e do subsolo da região onde se está procurando petróleo e/ou gás, permitindo selecionar os locais de perfuração. Já a perfuração faz parte da comprovação da existência dos compostos (óleo e/ou gás) e de sua viabilidade econômica de exploração posterior.

Após a descoberta de um reservatório, e da análise da viabilidade econômica do campo, parte-se para o processo de produção. Com características e tecnologias similares, a prospecção de petróleo e de GN são desenvolvidas em conjunto, de maneira que se propicia a produção dos dois compostos. Durante a produção do GN, também ocorre o processo de purificação primária do gás, no qual se separam os líquidos (água e outros), materiais particulados e contaminantes (enxofre), de forma a deixar o GN próprio para o transporte à unidade de processamento.

B - Liquefação do GN

A planta de liquefação de gás natural é a principal etapa da cadeia de produção do GNL. Nela reduz-se a temperatura do gás natural a -162° C, que está abaixo do ponto de vaporização do metano. Assim, o gás metano torna-se líquido e com seu volume reduzindo a 1/600 do volume original.

Ela é normalmente construída em locais costeiros, em baías, para que facilite o escoamento da produção por navios. É necessário também que esteja próxima aos campos produtores de GN, pois o seu custo de transporte via gasodutos é também representativo e, dependendo da distância a ser percorrida até a planta, pode onerar

⁴ Reservatórios de GN associado são aqueles onde existe uma grande participação de óleo, ou seja, é aquele em que o gás está presente em associação com um grande volume de óleo. O GN está presente em todos os tipos de reservatório, podendo estes ter pouco óleo (gás não associado) ou muito (gás associado).

os custos globais do projeto.

As instalações que compõem a planta de liquefação são: uma unidade de tratamento de gás (UPGN), um conjunto de trocadores de calor e tanques de armazenagem para o GNL.

A instalação de uma unidade de tratamento de gás torna-se necessária caso o gás não tenha sido previamente processado. As Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) têm como função a separação dos componentes comerciais, assim como padronizar a composição do produto adequando-o ao consumo final e ao processo de liquefação. Com esses objetivos o gás é então desidratado (retirando-se o vapor d'água) e fracionado, de forma que sejam separados os hidrocarbonetos: gás processado ou seco (essencialmente metano), etano, GLP (propano e butano) e componentes C_5+ (principalmente gasolina natural). Dessa forma o gás natural processado é levado à etapa de liquefação.

A liquefação é realizada com o uso de diversas etapas de refrigeração. Esse processo, tem princípio similar ao de um refrigerador doméstico. Um gás refrigerante extrai o calor do GN 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 GN circula até que atinja a temperatura de -162°C . Existem diferentes tipos de trocadores de calor, que são estruturados como “trens”; entretanto, o principal deles é o que utiliza o propano como gás refrigerante primário, levando o GN a -30°C , e nitrogênio e outros hidrocarbonetos como refrigerante secundário, chegando-se assim abaixo da temperatura de vaporização.

A tecnologia que utiliza o propano como gás refrigerante inicial é a mais comumente utilizada e ganhou o mercado ao longo da evolução e difusão do GNL no mercado mundial. Diversos avanços tecnológicos foram feitos ao longo dos últimos 30 anos, principalmente no que diz respeito às turbinas de compressão dos refrigerantes, que representam grande parte do custo operacional das plantas. A busca por turbinas mais eficientes, potentes e ambientalmente aceitáveis foi essencial para se atingir o atual nível de inserção do GNL no mercado e na redução dos custos de liquefação e processamento.

A principal tecnologia aplicada na liquefação do gás é a C3/MR, da americana Air Products and Chemicals Inc.. Além dessa existe a conhecida como Cascata Otimizada, da americana Phillips Petroleum, que utiliza a refrigeração do gás em ciclos

com diversos gases refrigerantes. Outra tecnologia é a MFCP, da norueguesa Statoil e da alemã Linde.⁵

O GN já liquefeito é então armazenado em tanques que o mantém refrigerado na temperatura de liquefação, até o momento do embarque. Essas instalações devem possuir sistemas de compressão e re-liquefação para recuperar volumes de gás que escapam da estocagem. A capacidade de armazenamento é calculada com base nas previsões de embarque de navios tanqueiros e da capacidade de produção da planta. Já no terminal existe um conector que liga aos navios tanqueiros, realizando a transferência do GNL desde os tanques de armazenagem.

C - Transporte do GNL (Shipping)

Para realizar o transporte do GNL entre as plantas de liquefação e regaseificação, são utilizados navios especialmente construídos para o armazenamento do gás em sua forma líquida. Dispõem de grandes reservatórios capazes de manter a temperatura do gás durante o transporte. Nesse processo ocorrem perdas, que podem variar de 1% a 3% do volume inicial, dependendo da distância a ser percorrida, além do próprio consumo de gás que é empregado como combustível para o navio.

Como exposto na figura 1.1, abaixo, existem dois tipos de navios transportadores de GNL: os que armazenam o gás em tanques esféricos e os que possuem tanques nas posições longitudinais, sendo que os custos entre os dois tipos são similares tanto na construção quanto na operação.

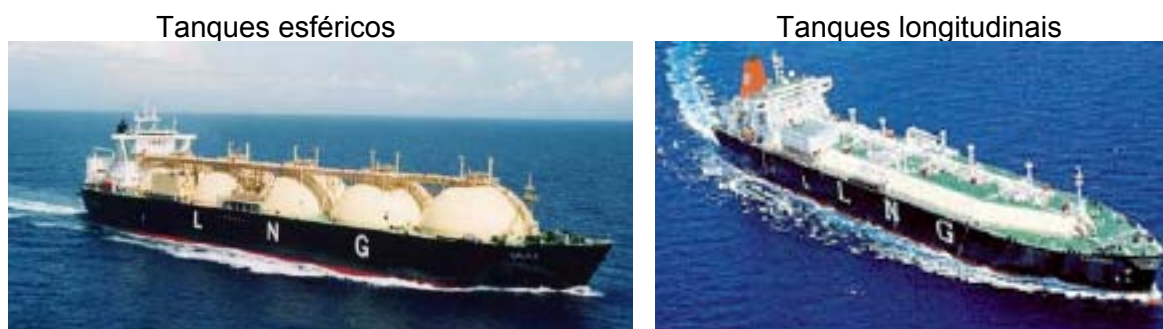


Figura 1.1 – Navios Tanqueiros

Fonte: Nigéria LNG (2004) e Atlantic LNG (2004)

A capacidade dos navios tanqueiros atualmente em operação é, em média, de 130 mil m³. Entretanto, a capacidade dos navios varia em função da distância existente na rota que eles normalmente percorrem. Navios com maior capacidade

⁵ Ver Petroleum Economist, 2001.

garantem maior escala no transporte, gerando potenciais ganhos de custo unitário. Isso ocorre principalmente para transporte em grandes distâncias. Porém, há a necessidade de outros investimentos em logística, principalmente na ampliação da capacidade de armazenamento. Um outro contraponto é de que navios de maior capacidade dependem de portos com capacidade de recebê-los.⁶

Em função de sua grande representatividade para a indústria mundial de GNL, o Japão concentra grande parte dos estaleiros que constroem esses tipos de navios, sendo que atualmente estaleiros europeus e coreanos também atuam nesse ramo. As principais empresas produtoras são as coreanas e japonesas, principalmente a Daewoo Shipbuilding, Hyundai Heavy Industries, Mitsui Engineering & Shipbuilding, Samsung Heavy Industries, Kawasaki Shipbuilding e Mitsubishi Heavy Industries.⁷

Além de navios, o GNL pode também ser transportado por pequenos tanques, através de caminhões. Esses carregamentos são geralmente utilizados para suprir demandas de pico, temporárias ou isoladas, quando o custo de desenvolvimento de um gasoduto torna a oferta do gás demasiado onerosa.

D - Regaseificação do GN (Regas)

As plantas de regaseificação localizam-se geralmente próximas ao centro de consumo do gás natural, e recebem os navios tanqueiros em terminais especialmente construídos para eles. As plantas são formadas por tanques de estocagem do GNL e de trocadores de calor.

1.2) Histórico e Evolução do GNL

Mediante o uso de uma tecnologia desenvolvida no início do século XX para a liquefação do gás hélio, industriais norte-americanos conseguiram armazenar gás natural para suprir as oscilações sazonais da demanda do energético, durante a década de 40. 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.⁸

Em 1959, 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

⁶ Ver Petroleum Economist, 2001.

⁷ MORITA, 2003

⁸ Petroleum Economist, 2004.

foz do Rio Tamisa. A travessia segura do navio e da carga marcou a abertura do estágio inicial do transporte comercial de GNL.

O GNL mostrou-se uma alternativa capaz de 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 35 trilhões de pés cúbicos (TCF).

Deu-se início efetivamente ao desenvolvimento da indústria do GNL. O primeiro contrato fechado por essa planta foi com a Inglaterra, que contratou 1 mtpa (milhão de tonelada por ano) por um prazo de 15 anos. Posteriormente, a França assinou contrato similar também com a Argélia, até então única produtora comercial.

Para o desenvolvimento do projeto, foi necessário o envolvimento de empresas francesas presentes na produção do gás na Argélia, de empresas donas da tecnologia de liquefação, do governo argelino que garantiu o financiamento do Banco Mundial para o investimento na planta, de empresas especializadas no transporte de gás por navios-tanqueiros e das empresas compradoras do GNL na Inglaterra e na França.

Em 1967, iniciou-se o desenvolvimento de um projeto de liquefação no Alaska visando o mercado japonês, que apresentava crescimento e necessidade de novas fontes energéticas. Por contar com o desenvolvimento de novas tecnologias para o transporte do gás, o projeto chegou a ser postergado pelos compradores japoneses (Tokyo Gás e Tokyo Eletric 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. Líbia, Indonésia e 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 Japão, Espanha e Estados Unidos. Em 1975, cerca de 25 projetos de GNL estavam em discussão ao redor do planeta, com oito já em operação.

Em 1979, encerrou-se o primeiro contrato de longo prazo, firmado entre Argélia e Inglaterra. 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. O mercado europeu parecia não crescer mais da maneira como se mostrou alguns anos antes,

pois novos projetos de importação de gás por gasodutos da Rússia e da África para a Europa continental mantinham a estabilidade na relação oferta x demanda de gás nesses mercados.

Apesar disso, o mercado asiático mantinha o crescimento, e projetos na Austrália, Indonésia, Oriente Médio e Malásia supriam cada vez mais o mercado japonês, que em 1984 representava 72% da demanda mundial.

Até então o preço do GNL acompanhava a evolução do preço do petróleo cotado no mercado internacional. Entretanto, em 1986, a produção argelina começou a ser cotada com uma fórmula que não levava em consideração o preço do petróleo. A segregação ocorreu no mesmo ano em que o petróleo vivenciou o seu contra-choque nos preços internacionais.

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 Índia, 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 pelo país produtor.

Na década de 90, os mercados asiáticos demonstravam o fôlego para crescimento da demanda de GNL. Como mostrado no gráfico 1.2, as importações japonesas cresciam a uma taxa de 4,9% aa., o que torna hoje o mercado japonês o principal mercado internacional do produto, representando 60% da demanda total. Esse crescimento acelerado fomentou 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 shipping e nas plantas de regas. Atualmente, o gás natural tem 11% de participação na matriz de energia primária do Japão e as importações por navios suprem 95% da demanda.⁹ No ano 2000, o país possuía 24 terminais de regaseificação de gás natural em funcionamento.

⁹ LAM, 2000.

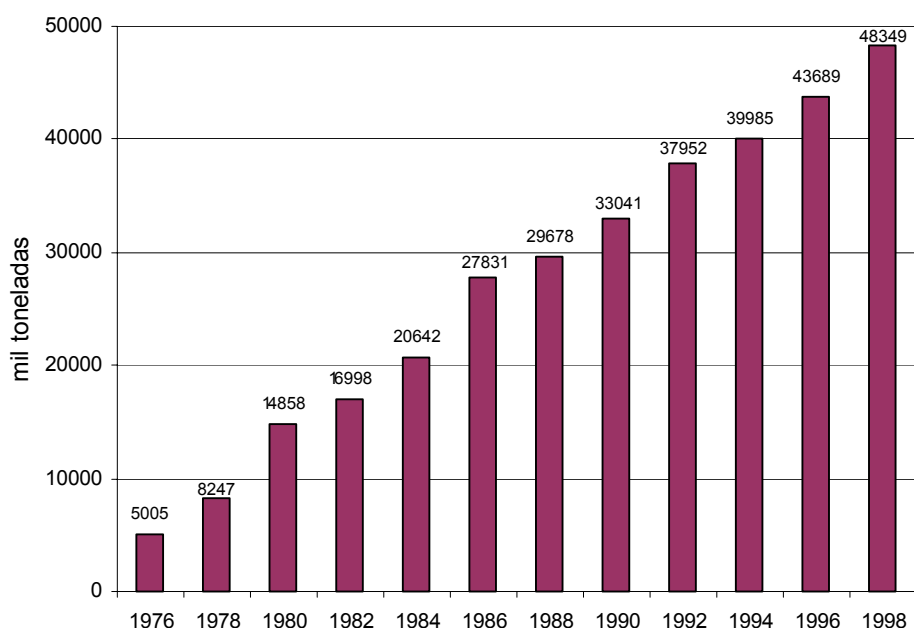


Gráfico 1.2: Evolução das Importações de GNL do Japão

Fonte: Tokyo Gas, 1999.

Durante os anos 90, começaram a se tornar recorrentes as preocupações com a capacidade de suprimento de GNL dos projetos de liquefação em operação e na possibilidade de expansão dessas plantas. Nesse momento, começou-se a se pensar sobre o desenvolvimento de novas plantas, em novos países e sujeitas a novas reservas de gás (plantas “greenfield”), entre elas a planta da Ilha de Sakhalin (Rússia), na Austrália e na Malásia.

Apesar de possuir um tamanho inferior ao do mercado asiático, o mercado europeu apresentou leve crescimento durante os primeiros anos da década de 90. O mercado norte-americano apresentava demanda uma demanda relativamente pequena¹⁰ e inconstante, porém com algum crescimento das importações de cargas. Ambos esses 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 já demonstrava sinais de forte expansão, com projetos de construção e ampliação de plantas de liquefação surgindo em diversos países. Ao mesmo momento, novos mercados de importação eram criados, com a construção de novos terminais de regas (Japão, Coreia, Turquia, Estados Unidos, entre outros).

Ao final da década de 90 existia um total de 42 plantas de regas distribuídas

¹⁰ 1,8% do mercado mundial em 1990. Ver Petroleum Economist, 2004.

entre a Ásia (27), Europa (10) e Américas (5). O Japão possuía 24 destas, concentrando a 57% da demanda global. Como mostrado no gráfico 1.3, o mercado asiático era o principal em 1999, com uma demanda de 92,1 bilhão de m³/ano, ou 74% do mercado global.

Em 1999, três plantas de liquefação entraram e/ou ampliaram sua operação: Trinidad (3.2 mtpa), Catar (14.3 mtpa) e Nigéria (5.9 mtpa). Em abril de 2000, Oman começou a produção com uma planta com capacidade de 6.6 mtpa, visando o mercado coreano.

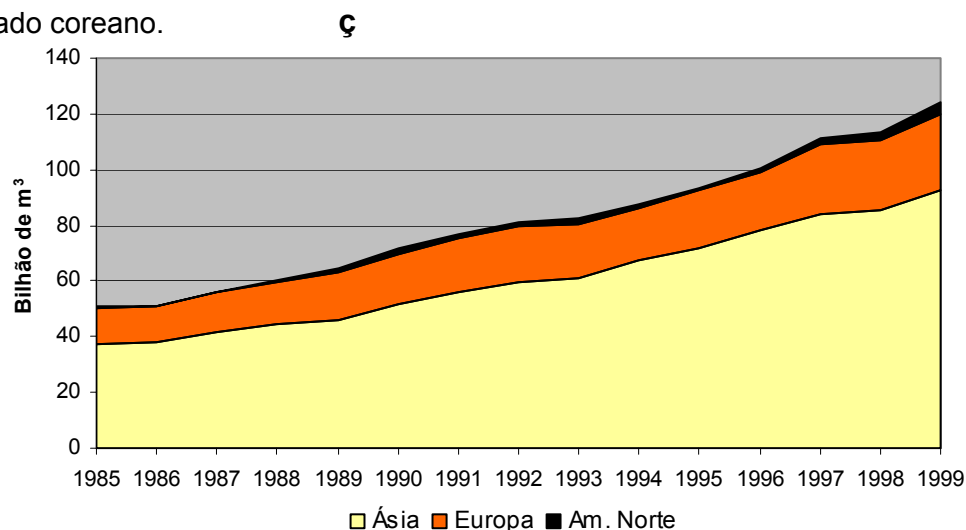


Gráfico 1.3: Importações de GNL por Continente

Fonte: Petroleum Economist, 2001a.

O gráfico 1.3, acima, expõe a evolução dos mercados. Nele percebe-se que o mercado de GNL na Ásia teve uma grande evolução nos 15 últimos anos do século passado. O mercado europeu de GNL teve apenas uma pequena evolução, principalmente porque o mercado de gás natural foi 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 avaliar as novas possibilidades de importação, o que acarreta no desenvolvimento de estudos para a instalação de novas plantas de regas.

Os países exportadores estão concentrados na Ásia: Indonésia, Brunei e Malásia, principalmente. Em função da evolução do mercado japonês de GN e da crescente necessidade de importação, as regiões com melhores condições para suprir de GNL ao Japão eram os países do Sudeste asiático, pois a proximidade reduz os custos de transporte do produto. Essa expansão dos países asiáticos pode ser observada no Gráfico 1.4, onde é notado o crescimento das exportações de GNL desde esses países.

Com o aumento da escala na indústria de GNL e avanços tecnológicos, os custos para o transporte do produto reduziram-se ao longo do tempo. Isso favoreceu 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 para monetizar suas reservas tanto no mercado asiático, quanto o europeu.

Já os projetos de exportação localizados no norte da África garantiram o suprimento dos países do Mar Mediterrâneo, e tiveram sua expansão condicionada à evolução do mercado nos países europeus, que, como citado acima, não demonstraram grande expansão nos fins do século passado.

Nigéria e Trinidad & Tobago, projetos recém lançados em 1999, foram desenvolvidos essencialmente para suprir o mercado do Oceano Atlântico (Estados Unidos e Europa). Esses projetos serão mais detalhados quando abordados no capítulo 2.

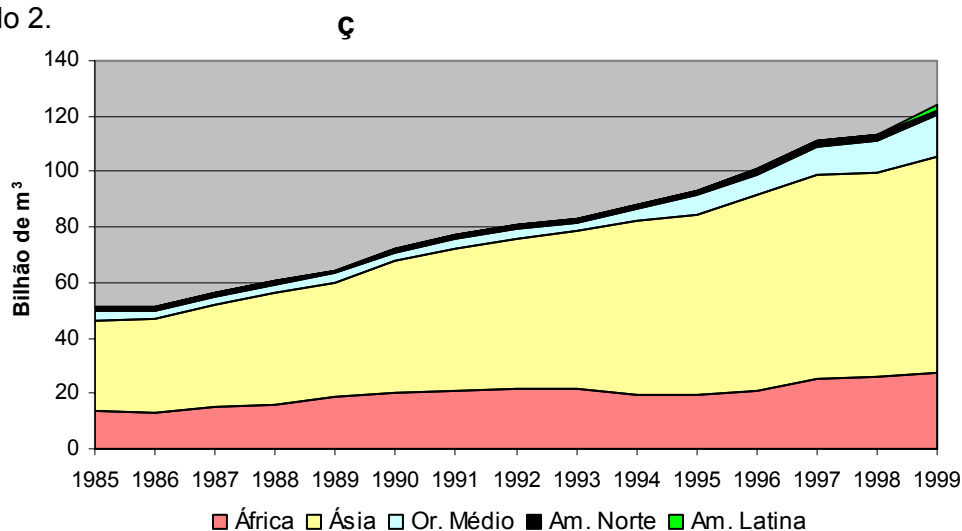


Gráfico 1.4: Exportações de GNL por Continente

Fonte: Petroleum Economist, 2001a.

Assim, a entrada em operação de plantas em diversos países contribuiu para o crescimento da produção total de 50,9 bilhões de m³ em 1985, para 124,4 bilhões de m³ em 1999.

Nos últimos quatro anos, o mercado mundial de GNL cresceu 35,7% e, em 2003 movimentou 168,8 bilhões de m³. Esse crescimento foi influenciado principalmente pela entrada em operação de novas plantas de liquefação no Oman, Malásia (3º trem), Catar, Trinidad (2º e 3º trens) e Nigéria (3º trem). Como exposto no Gráfico 5, pode-se ver que a principal região produtora de GNL, em 2003, foi o Sudeste Asiático, representando 47% da produção, seguida do Oriente Médio (21%) e

do Norte da África (17%).

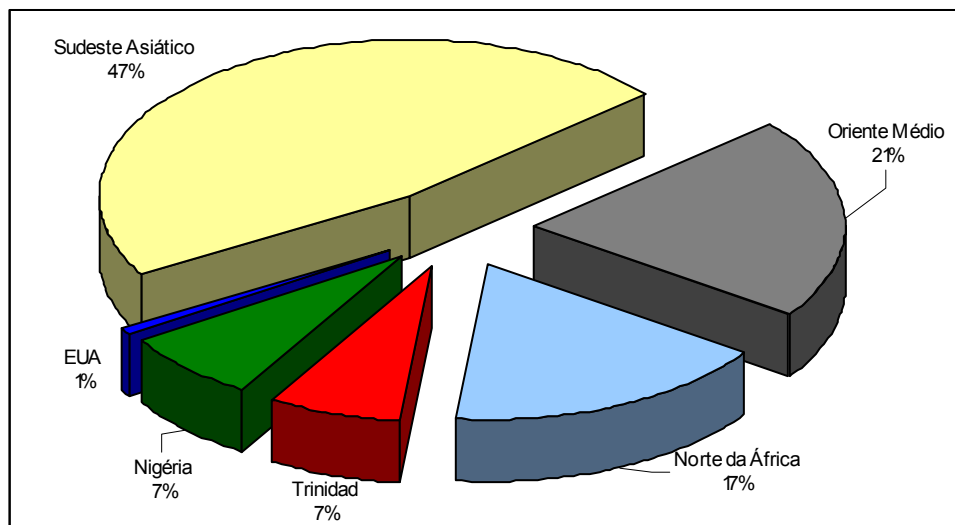


Gráfico 1.5: Produção de GNL por Região em 2003

Fonte: BP, 2004.

Em 2003, o mercado asiático consumiu a maior parte da produção mundial de GNL, comprando 113.5 bilhões de m³. As importações procederam de quase todos os países produtores, em 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 no mercado spot. A Tabela 1.2 abaixo resume a situação do mercado mundial em 2003.

Tabela 1.2: Situação do Mercado Mundial de GNL em 2003

		Exportadores												TOTAL Importações
Importadores	Bilhão de m ³	EUA	Trinidad	Oman	Catar	EAU	Argélia	Líbia	Nigéria	Austrália	Brunei	Indonésia	Malásia	
	EUA		10,71	0,24	0,39		1,51		1,42				0,08	14,35
	Am. Central		1,04											1,04
	Bélgica						3,15							3,15
	França						9,2		0,67					9,87
	Grécia						0,55							0,55
	Itália						2,02		3,5					5,52
	Portugal								0,85					0,85
	Espanha		0,08	0,32	1,87	0,24	7,48	0,75	4,22	0,08				15,04
	Turquia						3,86		1,13					4,99
	Ásia	1,64	0,08	8,65	16,93	6,87	0,23			10,44	9,67	35,66	23,31	113,48
TOTAL Exportações		1,64	11,91	9,21	19,19	7,11	28	0,75	11,79	10,52	9,67	35,66	23,39	168,84

Fonte: BP, 2004.

1.3) Mercado do Atlântico

Com o objetivo de analisar o potencial de desenvolvimento de projetos de liquefação de gás no Cone Sul, a definição dos mercados potenciais é essencial para estudar a viabilidade de implantação de um projeto.

Nesse sentido, o principal mercado potencial para o GNL do Cone Sul é o mercado do Atlântico, composto basicamente pela costa leste dos Estados Unidos e pelos países da Europa Ocidental. Atualmente diversos projetos de plantas de regaseificação de GNL existem na região (Estados Unidos, Portugal, Espanha, França e Bélgica).

Estes países possuem necessidades crescentes por energia e, entre as diversas fontes, pelo gás natural. Neste tópico será feito o detalhamento das condições atuais de consumo e produção de GN nos países, avaliando-se as características e projeções em cada um.

A fim de suprir esse mercado, plantas de liquefação foram desenvolvidas em países com volumes expressivos de reservas de gás natural, visando a exportação do energético a esses países.

1.3.1) Mercados consumidores

A- América do Norte

A América do Norte representa o principal mercado mundial de gás natural, concentrando quase 30% do consumo mundial em 2003¹¹. Este consumo está concentrado nos Estados Unidos, que consome 1,725 MM m³/d de gás. O Canadá e o México, que apesar de terem uma demanda bem inferior à americana são também mercados de grande relevância em escala mundial, consumindo 240 e 125 MMm³/d, respectivamente.

Apesar dessa grande participação no consumo mundial, as reservas provadas de gás natural da América do Norte não são muito representativas quando comparadas a outras regiões do planeta, como o Oriente Médio e a Ásia. Suas reservas são de 258 TCF, representando apenas 4.2% do volume mundial de reservas.¹²

Atualmente, com o elevado nível de consumo da região (2.100 MMm³/d) e com uma capacidade de importação de gás natural limitada, a produção de gás da região

¹¹ BP, 2004.

¹² BP, 2004.

supre praticamente a totalidade do mercado. Assim, calcula-se que as reservas atuais sejam capazes de garantir o suprimento do nível de produção atual por não mais de 9,5 anos, caso não se encontrem novos reservatórios.

Tabela 1.3 – Produção e Reservas de GN na América do Norte

		EUA	Canadá	México
Reservas provadas	TCF	184,78	58,74	14,68
Produção	MMm ³ /d	1505,48	494,52	99,73
Importações	MMm ³ /d	304,96	21,42	24,66
Estados Unidos		-	21,42	24,66
Canadá		270,14	-	
México				-
GNL*		34,82		
Consumo	MMm ³ /d	1725,48	239,45	124,38
R/P	anos	9,53	9,22	11,43

* Importações e Exportações

Fonte: BP, 2004.

Em 2003, a comercialização de gás entre os países da região foi de 316 MMm³/d de gás, e o principal fluxo foi o de exportações de 270 MMm³/d do Canadá para os Estados Unidos, além de exportação de 25 MMm³/d dos Estados Unidos ao México. A tabela 1.3, acima, resume a situação da indústria de gás na América do Norte.

Hoje, a América do Norte produz aproximadamente todo o gás natural que consome. De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), espera-se que a produção de GN na região não consiga seguir a expansão da demanda.

Com produção concentrada no Golfo do México (Texas e Louisiana), os Estados Unidos são o segundo maior produtor mundial de gás natural, atrás apenas da Rússia. Apesar disso, como citado acima, as reservas provadas não são suficientes para manter o atual nível de produção por mais de uma década. O Governo norte-americano, através do Serviço de Gerenciamento de Minérios (MMS), faz a promoção de rodadas de licitação de áreas exploratórias. O objetivo é expandir a produção de gás no país, inclusive com a concessão de benefícios fiscais e redução de royalties para a produção de gás natural¹³. Mas apesar dos esforços, o governo americano espera que a produção interna cresça a uma taxa de apenas 0,8% ao ano, insuficiente para suprir as necessidades do mercado consumidor.

¹³ Petroleum Intelligence Weekly, 2004.

Com relação às previsões de demanda no mercado americano, o consumo de gás para a geração elétrica deve aumentar 34%, enquanto que para o setor industrial deve crescer 16% até 2010.¹⁴

O Canadá produz mais gás do que efetivamente consome e prevê-se que isso se mantenha para as próximas décadas, entretanto, a quantidade de produção disponível para a exportação deve diminuir, principalmente em função do baixo crescimento esperado de sua produção (0,5% ao ano) em relação ao consumo para os próximos anos (2,2% ao ano). Além disso, a província canadense de Alberta (principal produtora do país) deve passar a utilizar o gás para incrementar a produção de petróleo, reduzindo assim, o volume disponível de gás para comercialização.

No México, a situação não é diferente, a demanda de gás natural está projetada para crescer numa taxa anual 3,9% até 2025, enquanto que a produção deve crescer 2% ao ano. Para incentivar o aumento da produção nacional e reduzir as necessidades de importação de gás natural, o governo mexicano vem estimulando atividades de exploração e produção de gás. O Governo lançou um plano estratégico para o gás natural que pretendia iniciar a licitação de áreas a empresas privadas estrangeiras. Essas licitações se dão sob a forma de Contratos de Serviços Múltiplos (MSCs), no qual as empresas recebem pela operação do campo, destinando toda a produção de gás à estatal PEMEX sob um preço estabelecido. Em 2004, ocorreu a primeira rodada de licitações de MSCs, tendo como empresas vencedoras a Repsol e a Petrobras, que deverão iniciar as atividades de exploração em 2005.

Outros pontos incluídos no Plano Estratégico para o Gás são: a redução da queima de gás, licitação de áreas para instalação de terminais de regas de GNL e o apoio a investimentos de infra-estrutura relacionada a gás.

O crescimento da demanda por gás natural, tanto nos Estados Unidos como no México, se deve principalmente ao aumento da utilização do gás na geração de energia elétrica e ao crescimento do consumo industrial. De acordo com a Comisión de Regulación de Energía (CRE) do México, o consumo de GN para geração elétrica deve triplicar até 2010, para 127 MMm³/d.¹⁵

Um dos fatores principais para o aumento do consumo do gás no segmento industrial e elétrico é o crescimento contínuo das preocupações com o meio ambiente. Pressões ambientalistas pela utilização de combustíveis menos poluentes têm levado

¹⁴ EIA, 2004.

¹⁵ CRE, 2004.

os países desenvolvidos a substituir o consumo de óleo combustível e carvão por fontes energéticas mais limpas, como o gás natural e combustíveis renováveis.

Com esses cenários de pequena expansão da produção regional de GN, projeta-se que para 2010 a diferença entre a produção e o consumo da região esperados seja de aproximadamente 155 MMm³/d de gás e, em 2020, esse desajuste chegue a quase 400 MMm³/d de gás. Assim, realmente será necessário se desenvolver crescentes importações de GNL de outras regiões para conseguir suprir essa demanda.¹⁶

Até 2001, os Estados Unidos possuíam somente dois terminais de regaseificação de GNL: Everett em Massachusetts e Lake Charles na Louisiana. Quando os preços do gás natural no mercado interno atingiram o patamar de US\$ 10 por mil pés cúbicos no inverno de 2001, começaram estudos para avaliar a reabertura dos terminais de Cove Point em Maryland e Elba Island na Geórgia, além da avaliação de novos projetos de terminais.

Atualmente os Estados Unidos contam com quatro terminais de regaseificação de GNL, todos localizados na Costa Leste do país, como exposto na Figura 1.2 abaixo. A capacidade total de importação dos terminais é de quase 70 MMm³/d de gás.

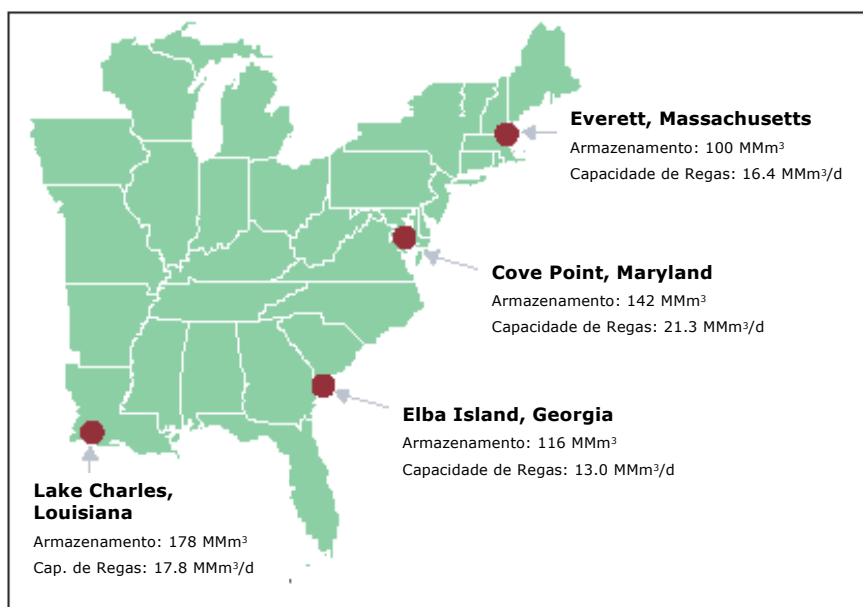


Figura 1.2 – Terminais de Regas nos EUA

Fonte: EIA, 2004.

Cove Point, Maryland: O terminal foi reaberto em julho de 2003, depois de ficar inativo por duas décadas. Sua capacidade de regaseificação de 21,3 MMm³/d

¹⁶ EIA, 2004.

(5,7 mtpa) de gás está totalmente contratada com as empresas Shell, BP e Statoil. Recentemente foi divulgado o interesse na expansão do terminal, com o objetivo de dobrar a capacidade de regas e ampliar a capacidade de armazenamento em 200 MMm³. Em 2003, o terminal de Cove Point recebeu uma média de 4,4 MMm³/d de gás, porém, analisando apenas os dias em operação, esse volume é superior a 9,0 MMm³/d.

Elba Island, Georgia: Reativado em 2001, é o menor terminal atualmente em operação nos Estados Unidos. Inicialmente, a capacidade de regaseificação estava contratada com a Elpaso, entretanto após negociação a BG adquiriu a capacidade, iniciando o suprimento de GNL vindo das suas plantas do projeto Atlantic LNG em Trinidad & Tobago. Além da capacidade atual, está prevista a ampliação do terminal, com o aumento da capacidade de regas em 10,0 MMm³/d, em 2005. Em 2003, o terminal de Elba Island recebeu uma média de 3,6 MMm³/d de gás.

Everett, Massachussets: Com capacidade de regaseificação de 16,4 MMm³/d de gás, o terminal tem sua capacidade contratada à Tractebel e as cargas entregues são em maioria providas do projeto Atlantic LNG. Em função de sua localização próxima à cidade de Boston, os elevados níveis de segurança requeridos limitam a capacidade de operação do terminal a níveis inferiores da capacidade nominal. Em 2003, o terminal de Elba Island recebeu uma média de 12,6 MMm³/d de gás.

Lake Charles, Louisiana: Com toda sua capacidade de regas de 17,8 MMm³/d contratada à BG, o terminal de Lake Charles recebeu em 2003 uma média de 19,4 MMm³/d, acima da sua capacidade nominal. Várias das cargas de GNL importadas são advindas de contratos de curto prazo, sendo que os principais projetos supridores são o Atlantic LNG de Trinidad & Tobago e os projetos da Argélia, Malásia, Nigéria, Oman e Catar. Atualmente, o terminal encontra-se em expansão para atingir a capacidade de liquefação de 34 MMm³/d em 2006.

Como mostrado nos gráficos 1.6 e 1.7 abaixo, o volume de importações de GNL no mercado americano evoluiu muito nos últimos quatro anos. Como mostrado no gráfico 1.7, o volume de importações de GNL nos EUA em 2003, cresceu 122% sobre o volume do ano anterior, chegando a quase 40 MMm³/d de gás, em função das crescentes necessidades de suprimento de gás do país.

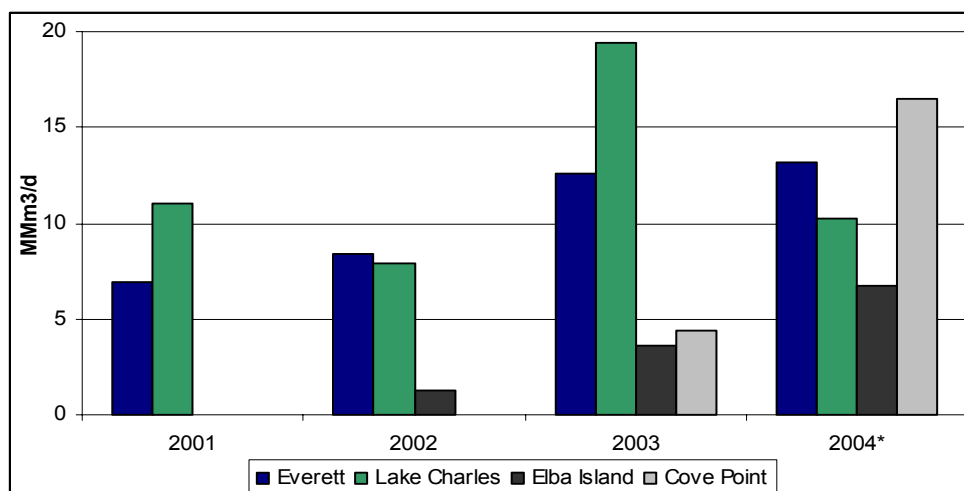


Gráfico 1.6 – Evolução das importações de GNL por Terminal

Fonte: World Gas Intelligence, 2004

Além dos terminais atualmente existentes, diversos projetos foram apresentados às entidades governamentais dos Estados Unidos e do México, com o objetivo de instalar terminais.

Em dezembro de 2003, havia 32 propostas de empresas privadas solicitando licenças para a construção de novos terminais de regaseificação de GNL na América do Norte, tanto para suprir o mercado dos Estados Unidos, quanto o México. Desses, 21 projetos têm localização nos Estados Unidos, 6 no México (sendo 4 na Baja Califórnia), 2 no Canadá e 3 nas Bahamas.¹⁷

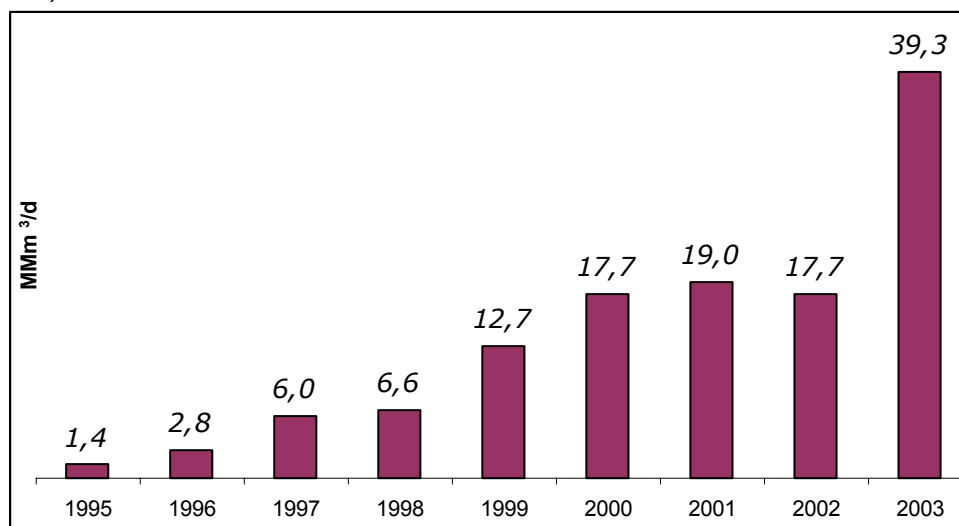


Gráfico 1.7 – Evolução das importações de GNL nos EUA

Fonte: BP, 2004.

Caso todas as plantas projetadas para os Estados Unidos estivessem em operação, a capacidade de regaseificação seria ampliada em 650 MMm³/d de gás.

¹⁷ EIA, 2004.

Detalhamento maior sobre os projetos sua localização podem ser observados na Tabela 1.4 e na Figura 1.3 a seguir.

Entretanto, principalmente na Califórnia, alguns entraves institucionais envolvendo entidades e comunidades locais, vêm impondo restrições ao avanço dos projetos, impedindo assim que eles venham a se realizar. O principal ponto diz respeito à construção de plantas de regaseificação próximas a comunidades habitadas, mesmo em pequenas cidades. Essas comunidades se queixam da poluição ambiental e de riscos inerentes à operação da planta, como explosão, vazamentos, aumento do tráfego de navios na região, etc. Apesar de oferecer pouco risco às comunidades vizinhas, a percepção do risco operacional das plantas de regas por algumas comunidades fez surgir movimentos como o NIMBY e o BANANA¹⁸.

Tabela 1.4 – Propostas de Terminais de Regas na Am. do Norte em dez/2003

<i>Projeto</i>	<i>Proprietários</i>	<i>Localização</i>	<i>Início</i>	<i>Capacidade</i>
West Coast				
Terminal GNL Mar Adentro de B.C.	Chevron/Texaco	Baja California, Mexico (offshore)	2007	21
Tijuana Regional Energy Center	Marathon/Golar LNG/Grupo GGS	Baja California, Mexico	2006	21
Sound Energy Solutions	Mitsubishi	Long Beach, California	2007	20
Terminal LNG de Baja California	Shell	Baja California, Mexico	2007	28
Energia Costa Azul LNG	Sempra Energy	Baja California, Mexico	2007	28
Crystal	Crystal Energy	Oxnard, California (offshore)	2006	17
Tractebel Mexico	Tractebel	Lazaro Cardenas, Mexico	2007	14
Cabrillo Port LNG	BHP Billiton	Oxnard, California (offshore)	2008	43
Florida/Bahamas				
Ocean Express LNG	AES	Ocean Cay, Bahamas	2006	24
Freeport	El Paso	Freeport Grand Island, Bahamas	2007	14
Calypso	Tractebel Bahamas LNG	Freeport Grand Cayman, Bahamas	2007	24
Gulf Coast				
ExxonMobil LNG	ExxonMobil	Quintana Island, Texas	2007	28
Sabine Pass/Cheniere	Cheniere	Sabine Pass, Texas	2008	56
Port Pelican	Chevron/Texaco	Louisiana (offshore)	2007	45
Cameron LNG	Sempra Energy	Hackberry, Louisiana	2007	43
Altamira	Shell	Altamira, Mexico	2004	14
Corpus Christi LNG	Cheniere Energy	Corpus Christi, Texas	2008	56
ExxonMobil/Sabine Pass LNG	ExxonMobil	Sabine Pass, Texas	2008	28
Liberty	HNG Storage/Conversion Gas	Cameron, Louisiana	2007	84
Main Pass Energy Hub	Freeport-McMoran Sulphur	Gulf of Mexico (offshore)	2006	43
Gulf Landing	Shell	West Cameron, Louisiana (offshore)	2008-2009	28
Vermilion 179	Conversion Gas Imports	Louisiana	2008	28
Mobile Bay LNG	ExxonMobil	Mobile Bay, Alabama	2008	28
Freeport LNG	Freeport, Cheniere, Contango	Freeport, Texas	2006	43
Energy Bridge	El Paso	Floating Dock (offshore)	2005	14
East Coast				
Canaport	Irving Oil/Chevron/Texaco	Canaport, New Brunswick, Canada	2006	14
Weaver's Cove	Poten	Fall River, Massachusetts	2007	11
Access Northeast Energy	Access Northeast Energy	Bearhead, Nova Scotia, Canada	2008	14
Fairwinds LNG	TransCanada, ConocoPhillips	Harpwell, Maine	2009	14
Providence LNG	Keyspan, BG LNG Services	Providence, Rhode Island	2005	14
Crown Landing	BP	Logan Township, New Jersey	2008	34
Somerset LNG	Somerset LNG	Somerset, Massachusetts	2007	15

Fonte: EIA, 2004.

¹⁸ NIMBY, em inglês “Not in my backyard”, que em português significa “Não no meu quintal” e, BANANA, em inglês “Build absolutely nothing anywhere near anything”, que em português significa “Construa absolutamente nada, em qualquer lugar próximo a nada”.

Em função disso, projetos que embora não estejam localizados nos Estados Unidos, estão sendo desenvolvidos em regiões próximas à fronteira a fim de atingir não somente o mercado local, como também o americano. Dessa forma a empresa que realiza o projeto consegue sobrepor as restritas condições ambientais e de aceitação comunitária impostas por alguns Estados americanos.

Esse é o caso dos projetos com localização prevista para a Baja Califórnia, que visam não somente atingir o mercado no Noroeste mexicano, como também a Califórnia. O mesmo acontece com os projetos do Canadá, que integram a rede de gasodutos do Nordeste americano, e das Bahamas, que se conectariam aos EUA através de gasoduto submarinos a ser construído.

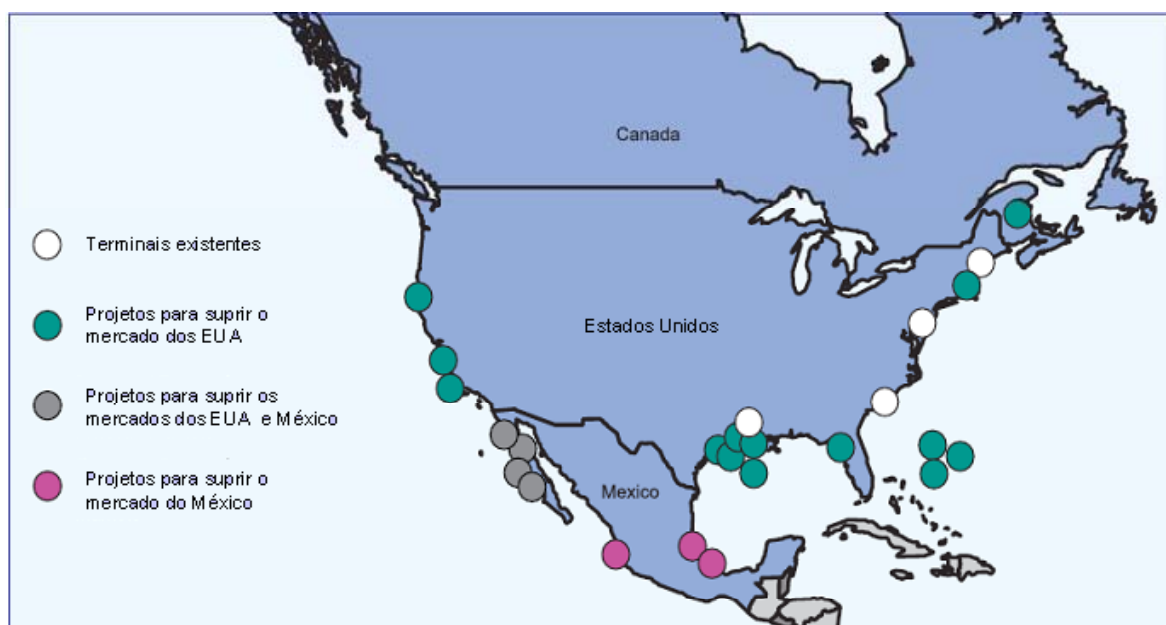


Figura 1.3 – Terminais de Regas nos EUA

Fonte: EIA, 2004.

Apesar de existirem diversos projetos, talvez o fator principal para garantir a viabilidade de implantação dessas plantas seja o preço do gás no mercado. Por ser o principal mercado mundial, o mercado norte-americano baliza os preços do gás para o continente. O principal preço de referência para o GNL é o preço praticado no Henry Hub, cotado e negociado na NYMEX¹⁹.

O GNL importado compete diretamente com o preço do gás natural produzido localmente, sendo que o preço do Henry Hub baliza os contratos de curto-prazo. Por isso, as transações de GNL são expostas a um nível significativo de risco, dado o elevado grau de volatilidade do preço do gás no mercado americano.

¹⁹ NYMEX é a bolsa de mercadorias de Nova Iorque.

Em função do crescimento da demanda de gás natural e da baixa flexibilidade para aumento da oferta de gás no curto-médio prazo, esse preço tem subido ao longo dos últimos anos e atualmente se encontra no patamar de US\$ 5,00/MMBTU, conforme identificado no Gráfico 1.7. Em julho de 2004, o MMBTU de gás no Henry Hub estava cotado a US\$ 5,95²⁰. Entretanto esse preço esteve influenciado pela pressão do mercado sobre a escassez de oferta de gás no curto prazo.

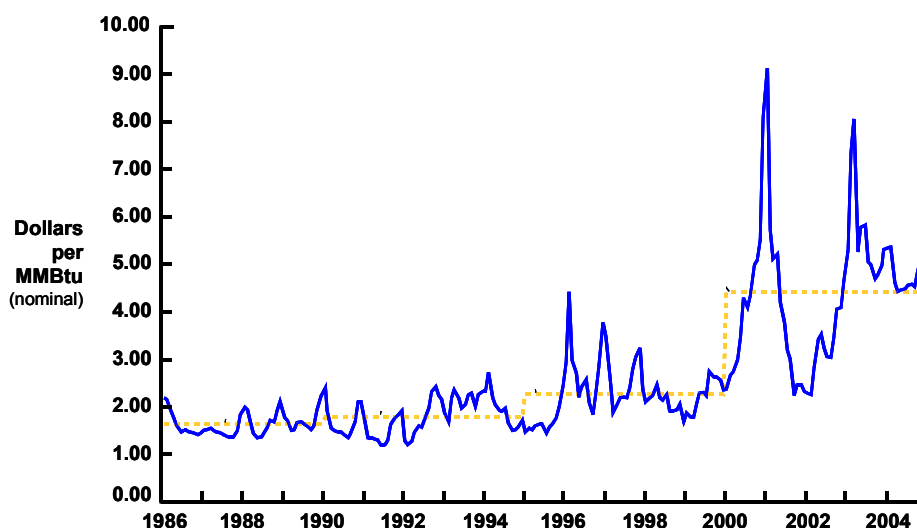


Gráfico 1.7 – Evolução do preço Henry Hub

Fonte: CERA, 2004.

Os preços atuais elevados e as perspectivas de expansão de mercado, tanto nos Estados Unidos como no México, geram oportunidade para a instalação de novos terminais de regaseificação, sendo que alguns devem estar em operação em daqui a alguns anos. Assim, projeta-se que os preços do gás em Henry Hub mantenham-se no atual patamar entre US\$ 4-5/MMBTU. Como mostrado no gráfico 1.8, prevê-se que para 2015 o preço do gás natural importado pelos Estados Unidos esteja no patamar de US\$ 4,59/MMBTU.²¹

²⁰ World Gas Intelligence, 2004.

²¹ EIA, 2004. Esse preço do gás natural importado em 2015 é a média do preço do gás proveniente do Canadá e por GNL, sendo cada fonte responsável por 50% do volume importado.

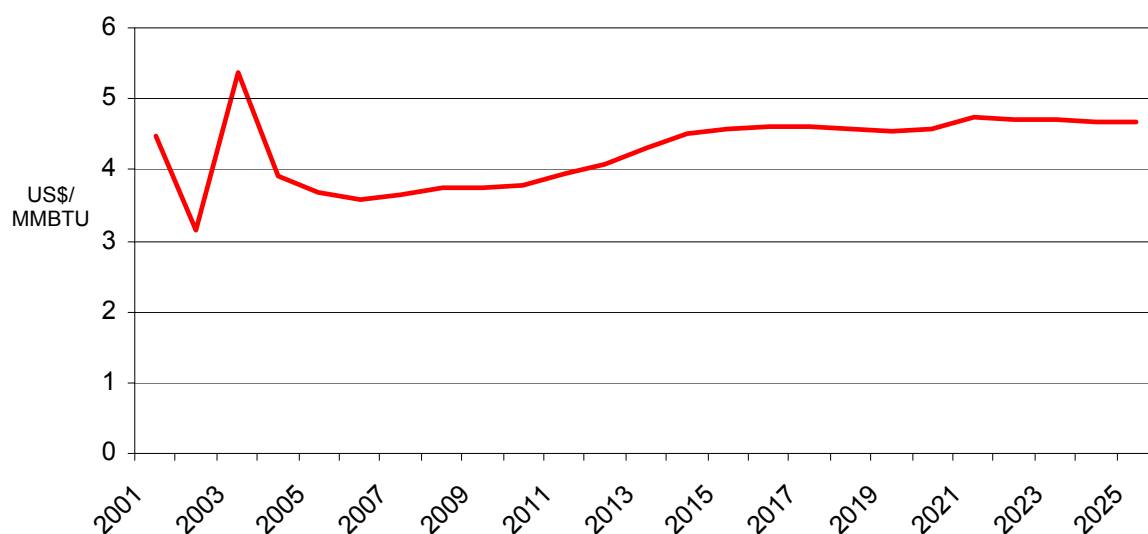


Gráfico 1.8 – Projeção do preço do gás importado pelos EUA

Fonte: EIA, 2004.

B- Europa

A Europa Ocidental é uma região com grande demanda por gás natural. Em 2003, somando-se o consumo do Reino Unido, Alemanha, Itália, França, Países Baixos e países Ibéricos verifica-se um consumo superior a 1000 MMm³/d. Os principais dados a respeito da indústria de GN na Europa e suas fontes de suprimento estão resumidas na Tabela 1.5.

Para suprir essa demanda a produção atual nesses países se aproxima a apenas 530 MMm³/d, sendo os principais produtores o Reino Unido (281 MMm³/d), a Holanda (159 MMm³/d), a Alemanha (48 MMm³/d) e a Itália (38 MMm³/d). Somadas as reservas provadas dos quatro países o volume total é 96 TCF de gás, com um indicador Reservas/Produção de 21 anos.

O restante da oferta de gás para esses países é importado via gasoduto desde a Noruega, Rússia e Argélia, e via GNL principalmente da Argélia e Nigéria.

Tabela 1.5 – Características dos mercados europeus

	Espanha	Itália	França	Bélgica	Alemanha	Portugal	Reino Unido
Consumo de GN (MMm ³ /d)	65,2	196,4	120,0	43,8	234,2	8,2	261,1
Produção de GN (MMm ³ /d)	-	37,5	-	-	48,5	-	281,4
Reservas provadas (TCF)	-	7,8	-	-	7,3	-	22,2
R/P (anos)	-	16,1	-	-	11,7	-	6,1
IMPORTAÇÃO (MMm³/d)							
Via Gasoduto	23,8	153,2	87,1	40,1	237,7	6,8	20,6
Via GNL	41,2	15,1	27,0	8,6	-	2,3	-

Exportação (MMm ³ /d)			2,1	4,4	28,3		41,6
Principais supridores							
Via Gasoduto	Argélia e Noruega	Argélia, Rússia, Holanda e Noruega.	Noruega, Rússia e Holanda.	Holanda e Noruega	Rússia, Noruega e Holanda.	Argélia	Noruega
Via GNL	Argélia, Nigéria, Catar e Líbia.	Argélia e Nigéria	Argélia e Nigéria	Argélia	-	Nigéria	-

Fonte: BP (2004), IEA (2004), EIA (2004).

De acordo com o EIA (2004), o gás natural deve ser o combustível com maior taxa de crescimento da demanda nos próximos anos, cerca de 2% anual.

A Alemanha é hoje o segundo principal mercado de gás na Europa Ocidental e produz apenas 20% do gás que consome, sendo os demais volumes importados da Rússia, Noruega e Holanda, países grandes produtores. Apesar de não participar atualmente do mercado de GNL do Atlântico, as previsões de crescimento da demanda, em função da substituição da geração nuclear por geração térmica a gás promete estimular o crescimento das importações alemãs. Assim é possível que nos próximos anos a Alemanha inicie o desenvolvimento de projetos de GNL a fim de garantir suprimento a preços de mercado.

O Reino Unido é o principal produtor de gás da Europa Ocidental (261 MMm³/d), com seus campos concentrados no Mar do Norte atualmente em declínio de produção.

A França, Espanha, Itália e Portugal, possuem uma produção de gás pouco representativa e, atualmente, importam 24% do gás através de GNL. Portugal e Espanha, por terem um mercado de gás recente são os que apresentam maiores taxas de crescimento, que nos últimos anos foi superior a 15% em ambos os países.²²

De maneira geral, os mercados residencial e industrial de gás na Europa não demonstra grandes previsões de expansão. Em contraposição, as previsões para o consumo de gás para geração de eletricidade indicam um forte crescimento. Isso se deve em parte às turbinas de geração a gás que, em operação de ciclo combinado possuem elevada eficiência energética, produzindo energia a um custo baixo.

Porém, o principal fator para a expansão esperada do consumo de gás no segmento termelétrico decorre das crescentes pressões ambientais existentes hoje em todo o Mundo e, com mais ênfase na Europa. A ratificação do Protocolo de Kyoto pelos países da União Européia demonstra a forte preocupação do continente com a sustentabilidade do planeta. Junto a isso, o desenvolvimento do mercado de créditos

²² EIA, 2004.

de carbono também favorece o interesse das empresas e do setor público na utilização de tecnologias menos poluentes.

Assim, a fim de reduzir os níveis de emissões atmosféricas dos gases de efeito estufa, como citado no texto do Protocolo, os países da União Europeia estão buscando modificar a matriz de geração elétrica, retirando de operação usinas a carvão e óleo diesel para implementar usinas a gás natural e fontes renováveis.

Além da Noruega e da Holanda, que já se encontram na Europa Ocidental, atualmente a Rússia é maior fornecedor de gás natural a região, seguida do Norte da África. O gás africano é entregue via gasodutos para a Itália, Espanha e Portugal, assim também como via GNL para os diversos terminais de regas.

A dependência da Europa Ocidental por importações de gás natural de outras regiões tem crescido nos últimos anos, desde que o consumo começou superar a produção em meados da década de 70. As importações se iniciaram com GNL da Argélia e da Líbia e através de gasodutos, da Rússia (até então URSS).

Atualmente, os principais fornecedores de GNL para o mercado europeu são a Argélia e a Nigéria que, em 2003, exportaram 66% e 26% do gás liquefeito entregue nos terminais europeus, respectivamente.

A Europa Ocidental conta atualmente com 10 plantas de regaseificação de GNL em operação: 4 na Espanha, 2 na França e uma na Bélgica, Grécia, Itália e Portugal. A capacidade das dez plantas somadas é superior a 155 MMm³/d. Além dessas, outras 3 encontram-se em construção. Detalhes e a localização dessas plantas estão destacados na Figura 1.4 e na Tabela 1.6, abaixo.



Figura 1.4 – Localização dos Terminais de GNL na Europa

Fonte: EIA, 2004.

Na Europa, os preços do GNL são relacionados aos preços dos combustíveis concorrentes, como o óleo de combustível. Entretanto, o GNL está se aproximando às tendências de variação do preço do gás no mercado spot europeu, cotado nos principais centros de consumo e distribuição (“hubs”), da mesma forma que no mercado americano. O principal hub europeu é Zeebrugge na Bélgica. Em julho de 2004 o preço do gás natural estava cotado a US\$ 3,77/MMBTU nesses “hubs”.²³

Tabela 1.6 – Terminais de Regas de GNL na Europa

	TERMINAL	Início de Operação	Capacidade (mtpa)	Empresas
Bélgica	Zeebrugge	1987	4,0	Fluxys LNG
França	Fos-sur-Mer	1972	1,9	Gas de France
	Montoir-de-Bretagne	1980	4,2	Gas de France
Grécia	Revythoussa	2000	1,6	DEPA
Itália	Panigaglia	1971	3,5	Snam
Portugal	Sines	2003	4,0	Galp
Espanha	Barcelona	1968	4,5	Enagas
	Cartagena	1989	1,3	Enagas
	Huelva	1988	2,4	Enagas
	Bilbao	2003	5,0	BP + Iberdrola + Repsol

Fonte: EIA, 2004.

Assim, os contratos de compra de GNL de curto prazo seguem essas tarifas referenciais como base para determinação de seus preços.

Em função das perspectivas de expansão de demanda, já estão em expansão três das quatro plantas na Espanha, além de outras duas novas plantas, adicionando 41,0 MMm³/d à capacidade de importação de GNL da Espanha, até 2007. Além disso, prevê-se a instalação de uma planta na Inglaterra, com capacidade de regas de 12,5 MMm³/d.

1.3.2) Projetos de Liquefação de gás

O mercado de GNL do Atlântico, atualmente composto basicamente pelos Estados Unidos e Europa, é abastecido por países produtores localizados no Oceano Atlântico e no Mar Mediterrâneo, não tendo ainda os países do Oriente Médio demonstrado grande presença. Em 2003 esses países representaram 94% das vendas de GNL, enquanto que Catar, Oman, Emirados Árabes Unidos, Austrália e Malásia foram responsáveis pelo resto.

O principal país fornecedor de gás é a Argélia, que em 2003 comercializou 20,9 mtpa, mais de 50% do consumo de GNL desse mercado. O país conta com quatro

²³ Petroleum Intelligence Weekly, 2004.

plantas de liquefação, com uma capacidade total de 22 mtpa, equivalente a 82 MMm³/d de gás natural²⁴. O desenvolvimento da indústria do gás na Argélia é resultado da participação do Governo, através da empresa Sonatrach, que participa da composição acionária das plantas de liquefação, como das exportações de gás via gasodutos para a Espanha e Portugal. Com 160 TCF de reservas provadas de gás e perspectivas de reservas para 55 anos, o país promove licitações de área e participa da exploração, buscando expandir os investimentos.

O segundo principal produtor de GNL para o mercado do Atlântico é Trinidad & Tobago, que conta atualmente com 3 trens em operação, com capacidade de 9,9 mtpa. O país vendeu para o mercado do Atlântico 8,6 mtpa em 2003, representando 21,4% das vendas, que foram direcionadas principalmente para os Estados Unidos²⁵. O projeto foi desenvolvido pelas empresas BP, BG, Repsol e Tractebel, em conjunto com a empresa estatal de Trinidad & Tobago, e entrou em operação em 1999 com o nome de Atlantic LNG. Para suprir esse projeto, a produção de gás em reservatórios offshore do país foi desenvolvida pelos sócios do projeto e, atualmente o país conta com apenas 26 TCF de reservas, um volume bem inferior em se comparando com os demais fornecedores de GNL no mercado.

Outro grande fornecedor de GNL para esse mercado é a Nigéria, que em 2003 comercializou 21,3% das vendas no mercado do Atlântico²⁶. O projeto Nigéria LNG entrou em operação em 1999, com a participação de empresas privadas como a Shell e a empresa estatal nigeriana NNPC. Atualmente no país se estão desenvolvendo novos projetos de liquefação de gás, com o objetivo de monetizar os 176 TCF de reservas.

²⁴ Em janeiro de 2004 ocorreu um acidente na planta de liquefação de Skikda, na Argélia. Uma explosão do sistema de aquecimento de água matou 27 pessoas e feriu 70. Um quarto da capacidade de produção de GNL do país foi destruído. O impacto sobre os preços do mercado do Atlântico não foi representativo, pois o volume produzido era comercializado em contratos de longo prazo com a França, e, como os campos de produção não foram afetados, a comercialização do gás para a Europa foi desviada para os gasodutos que cruzam o Mar Mediterrâneo para a Espanha e Itália. (Petroleum Intelligence Weekly, 2004)

²⁵ BP, 2004.

²⁶ BP, 2004.

Tabela 1.7 – Países produtores de GNL para o mercado do Atlântico

	Argélia	Catar	Líbia	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

Fonte: BP (2004), IEA (2004), EIA (2004).

Esses três países são os principais supridores do mercado de GNL do Atlântico, concentrando 93% das vendas.

Conforme será descrito no capítulo 2, os projetos podem ser estruturados de diversas formas, com as atividades de produção do gás, transporte, liquefação, shipping, comercialização e regaseificação separadas em diferentes agentes e empresas. Dessa maneira, um projeto de liquefação recebe, nos contratos de comercialização, um preço netback. Esse preço é calculado com base no preço do gás no mercado final, descontando-se os custos de regaseificação e transporte. Dessa maneira, o preço netback deve ser capaz de cobrir os custos de armazenamento, liquefação, transporte e produção do gás.

Como se observa na tabela 1.8 abaixo, os projetos que obtêm maior margem na comercialização spot do GNL para o mercado do Atlântico são os de Trinidad, Argélia e Nigéria. No caso, descontados os custos de transporte e de regaseificação no mercado dos Estados Unidos, os três projetos recebem em média US\$ 5,19/MMBTU de gás, liquefeito e entregue na embarcação.

Tabela 1.8 - Comparação do Preço Netback do GNL

Junho/2004							
(Netbacks em \$/MMBtu)	EUA/ Lake Charles	EUA / Elba Island	EUA / Cove Point	EUA / Everett	Espanha/ Huelva	Bélgica/ Zeebrugge	Japão/ Sodegaura
Exportadores							
Catar	3.86	3.51	4.44	4.53	3.42	2.73	3.81
Oman	3.99	3.63	4.56	4.64	3.53	2.84	3.92
Trinidad	5.09	5.56	5.55	5.56	3.93	3.29	2.82
Argélia	4.73	5.28	5.32	5.40	4.34	3.55	2.78
Nigéria	4.54	5.04	5.08	5.14	3.86	3.19	3.17

Fonte: World Gas Intelligence, 2004.

Atualmente, a demanda do mercado é suficientemente suprida por esses produtores. Entretanto, com os elevados preços praticados e as previsões de expansão do consumo nos Estados Unidos, México e Europa Ocidental, existe a necessidade de ampliar a capacidade de liquefação de gás. Assim, diversas empresas e governos estão se articulando com o objetivo de desenvolver projetos de liquefação.

O Egito conta com reservas provadas de 62 TCF de gás e está construindo uma planta para fornecer GNL principalmente para o mercado europeu²⁷. Esse projeto está sendo desenvolvido pela BG a um custo total estimado de US\$ 1,9 bilhão, e deverá ter a capacidade de 7,2 mtpa de liquefação em dois trens, a partir de 2005. Além desse, a BP, a Unión Fenosa e a estatal EGPC estão desenvolvendo um novo projeto que tem como base as reservas de gás da BP no Egito. Essa nova planta tem inicialmente o mercado espanhol como seu principal viabilizador.

A Noruega também está buscando no GNL uma forma de monetizar suas reservas provadas de gás (87 TCF). Com uma localização bem próxima à Europa Ocidental Continental, empresas e o governo buscam no Projeto de Snohvit colocar o gás no mercado americano²⁸, francês e espanhol. A estatal Statoil e a Total são as empresas participantes do projeto. A planta terá uma capacidade de liquefazer 15,5 MMm³/d de gás, ou 4,2 mtpa de GNL, com início de operação previsto para 2006.

1.3.3) Principais Atores

O mercado do Atlântico apresenta um grande crescimento nos últimos anos. A participação dos agentes no desenvolvimento dos projetos e do mercado demonstra o compromisso com a expansão da indústria do GNL. Os agentes são essencialmente as empresas produtoras, os países exportadores e os países importadores.

Os projetos de exportação atualmente em operação na região contam com a participação de diversas empresas. Algumas delas atuam de forma integrada, em outros elos da cadeia de valor do gás natural, principalmente na produção e comercialização de gás.

As empresas do setor elétrico também têm se direcionado para a integração com a indústria de gás. A conexão tecnológica entre as duas indústrias, expressada pelas turbinas a gás, vem expandido o mercado consumidor do gás natural nos

²⁷ BP (2004) e Petroleum Intelligence Weekly (2004).

²⁸ Em novembro de 2002 a Statoil comprou um terço dos direitos à capacidade de regaseificação no Terminal de Cove Point, em Maryland – Estados Unidos, por um prazo de 20 anos.

principais mercados em crescimento na região do Atlântico, principalmente os Estados Unidos e a Europa.

As empresas petroleiras que atuam na região procuram oportunidades de negócio para monetizarem suas reservas. Porém, as incertezas de preços e mercados que envolvem os países, principalmente da África e da América Latina, têm as forçado buscar através do GNL a capacidade necessária para monetizar suas reservas em mercados mais distantes.

Os principais projetos de exportação de GNL atuantes no mercado do Atlântico em 2003 foram o Nigéria LNG, o Atlantic LNG e as plantas de liquefação na Argélia, concentrando mais de 90% das vendas. As empresas participantes desses projetos são essencialmente as empresas petroleiras produtoras do gás em cada país, e as empresas dos estatais locais, conforme listado na Tabela 1.9.

Tabela 1.9 – Empresas Sócias dos Projetos

PAÍS	EMPRESAS
Trinidad & Tobago	BP, BG, Tractebel, Repsol e NGC.
Nigéria	NNPC, Shell, Total e Agip.
Argélia	Sonatrach

Fonte: BP, 2004.

Algumas dessas empresas atuam também como comercializadoras do GNL, arcando com o risco de mercado, e inclusive operando uma arbitragem entre os seus diversos contratos de compra e venda de GNL entre os países produtores e consumidores.

Os projetos de liquefação de gás baseados na bacia do Atlântico tiveram como fator gerador de estabilidade no caixa, contratos de fornecimento de longo prazo. Através desses contratos a rentabilidade da planta estaria de certo modo assegurada, porém isso será mais detalhado no próximo capítulo.

Em função disso, algumas empresas detêm esses contratos, porém na forma de compradoras do GNL das plantas (“offtakers”), comercializando-o aos mercados finais. Através de um portfólio de contratos de compra, essas empresas podem arbitrar o destino das cargas em função dos preços e das margens a serem auferidas.

As principais empresas atuantes atualmente como comercializadoras de GNL no mercado do Atlântico são a BG e a Tractebel. Com contratos de compra de GNL das plantas em operação e com capacidade contratada nos terminais de

regaseificação nos Estados Unidos e Europa, essas empresas conseguem capturar margens de receita ao longo de toda a cadeia de valor.

Os países exportadores de GNL, detentores das reservas de gás, atuam diretamente no desenvolvimento dos projetos. Participando através do desenvolvimento do arcabouço sócio-político favorável e da entrada com suas empresas estatais na composição acionária dos empreendimentos, os Governos atuam no sentido do desenvolvimento da indústria do GNL.

Os principais países atuantes no mercado de GNL no Atlântico são Nigéria, Trinidad e Argélia. Esses países produzem mais de 350 MMm³/d de gás e exportam quase toda sua produção aos consumidores dos Estados Unidos e da Europa.

As perspectivas de expansão do consumo de gás natural têm gerado expectativas no surgimento de novos projetos de liquefação nos países da região. Países com grandes reservas de gás não comercializadas (Angola, Bolívia, Brasil, Egito, Guiné Equatorial, Noruega, Peru e Venezuela), são exportadores em potencial, a partir do desenvolvimento de uma planta de liquefação.

Projetos já foram estruturados para alguns desses países:

- Bolívia (Pacific LNG): projeto regrediu em função de inviabilidade econômica e distúrbios sociais e políticos no país;
- Egito: liderada pela BG uma planta está em construção no país e estará em operação até o final de 2005. Seu mercado potencial é o europeu (Itália e França) e o americano;
- Peru (Camisea): o aproveitamento do campo de gás de Camisea foi iniciado em meados de 2003, com o suprimento à capital do país, Lima. A exportação por GNL ainda depende da capacidade financeira das empresas sócias e de um mercado consumidor de longo prazo;
- Noruega (Snohvit LNG): a companhia estatal Statoil está finalizando a construção do projeto que promete entrar em operação em 2006. Com capacidade de produção superior a 15 MMm³/d de gás em forma de GNL, sua comercialização focará nos Estados Unidos, Espanha e França;
- Guiné Equatorial: projeto desenvolvido pela estatal petrolífera e pela americana Marathon Oil, com operação a ser iniciada em 2007, com capacidade de produção de 3,4 mtpa, já comercializada com a BG em contrato de longo prazo (17 anos).

Os países importadores de GNL são a razão do crescimento do mercado do Atlântico nos últimos anos. As necessidades de consumo energético têm fomentado maiores projeções para expansão da demanda, assim como o crescimento dos preços do gás. Conseqüentemente, dadas essas condições de mercado, a viabilização de diversos projetos de liquefação tem sido alcançada.

Como citado ao longo desse item 1.3, os principais mercados para o GNL na região do Atlântico são os Estados Unidos e a Europa, que por concentrarem a maior parte da demanda, são mercados precificadores do produto.

Além disso, outros países também estão indo buscar no gás natural uma fonte energética eficiente e confiável para o seu desenvolvimento econômico. Nesse sentido, a instalação de terminais de regas de GNL é capaz de garantir o fornecimento de energia ao mercado. As projeções para o crescimento do consumo no México, Caribe, Portugal e Inglaterra, expõem a expansão da participação do gás natural nas matrizes energéticas desses países.

1.4) Aspectos econômicos do GNL

Após descrever a indústria e o mercado de GNL, cabe agora analisar a estrutura da indústria e suas características econômicas. Com base em PORTER (1986), a análise se baliza nas cinco principais forças determinantes da estrutura e concorrência em qualquer indústria: fornecedores, substitutos, mercado consumidor, potenciais entrantes (novos projetos) e concorrência.

1.4.1) Fornecedores

Em toda a cadeia do GNL, o contato com os fornecedores é muito importante para a melhor operação do projeto. Entretanto, eles não se resumem apenas aos produtores do gás natural. Os fornecedores de tecnologias são capazes de colocarem em operação o estado da arte, gerando benefícios de custos e investimentos.

Os investimentos no desenvolvimento da cadeia de produção do GNL são agrupados geralmente em torno de quatro categorias principais e, em todas elas, melhores tecnologias têm proporcionado a redução dos investimentos.

Conforme comentado no início do capítulo, a atividade da produção de GN representa cerca de 15-20% dos custos totais, mas declinando com os avanços na tecnologia de E&P. A planta de liquefação do GN, incluindo o tratamento do gás, a liquefação, a recuperação de GLP, o carregamento do GNL e o armazenamento,

representa 30-45% do custo total. Os custos do transporte do GNL, que representam de 10-30% do total, tiveram declínio com a redução nos custos da construção dos navios tanqueiros. O terminal de recepção do GNL é a etapa mais barata da cadeia do GNL e, dependendo da escala de processamento e armazenamento, seu investimento varia de US\$100 milhões a \$400 milhões.

Os custos de cada elemento da corrente do GNL podem variar extensamente dependendo da natureza das reservas do gás, a posição do campo de gás, localização das plantas de liquefação e regaseificação, a tecnologia aplicada em cada posição e a distância até o mercado.

Os mercados de tecnologias utilizadas no processo produtivo do GNL são bastante concentrados. Tanto no segmento de tecnologias de transporte, quanto nas tecnologias de liquefação, a maior concentração proporciona um maior poder de negociação às empresas atuantes.

O investimento na planta de liquefação (US\$/ton) tem declinado ao longo dos últimos anos, principalmente devido à maior escala de produção dos trens, da modularização e padronização dos equipamentos, e de melhorias nas características das turbinas utilizadas para compressão dos fluidos refrigerantes. Isso também tem influenciado na redução do poder de mercado dos fornecedores de tecnologia.

Em função da tecnologia e da escala dos navios, os custos de transporte têm se reduzido tanto na construção, quanto nos custos operacionais de frete. Esse processo cria uma maior dinâmica à movimentação de cargas, reduzindo as barreiras aos projetos mais distantes dos mercados consumidores e, com isso, as vantagens competitivas das plantas mais próximas ao mercado.

Assim, como pode ser avaliado no Gráfico 1.9, o número de navios tanqueiros também se expandiu nos últimos anos, atingindo quase 150 ao total²⁹. Com as perspectivas de crescimento do fluxo internacional de GNL, são esperados um crescimento nas vendas de navios e uma maior atividade das empresas construtoras, principalmente as coreanas e japonesas.

Com relação ao fornecimento de gás natural para os projetos, ele é realizado na grande maioria das plantas, pelas mesmas empresas que empreendem o projeto de liquefação. Os custos de exploração e produção são repassados aos projetos como forma de remunerar a extração do recurso mineral. Por isso, não se é percebido no mercado de GNL o poder de negociação dos fornecedores do gás.

²⁹ SEMPLE, 2003.

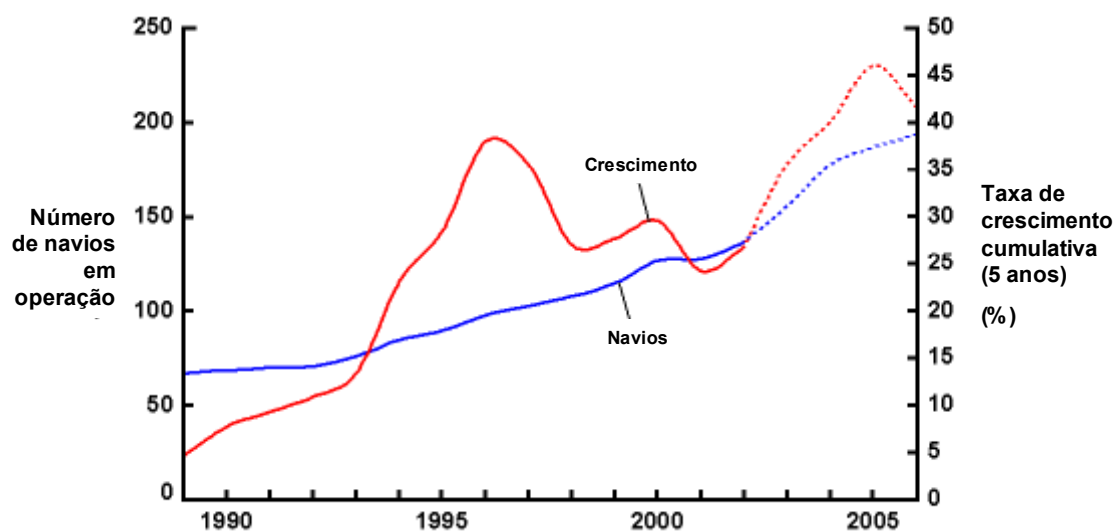


Gráfico 1.9 – Frota de Navios de GNL

Fonte: SEMPLÉ, 2003

O nível de fornecimento de gás tem como seus principais fatores restritivos as características do campo produtor e a infra-estrutura logística na região.

1.4.2) Substitutos

O gás natural é utilizado de diversas formas em seus mercados consumidores, sendo que os principais são o industrial, o de geração elétrica e o residencial, principalmente em países de clima frio. Seus principais concorrentes são o GLP, a lenha, o diesel e o óleo combustível. No mercado veicular, o gás é um dos substitutos da gasolina.

A competitividade do gás natural nesses mercados se dá, principalmente, via preços relativos com os dos concorrentes energéticos, nos mercados onde atua. Os níveis de paridade dos preços entre os energéticos irá determinar grande parte das escolhas dos consumidores, em todos os segmentos de mercado (residencial, comercial, industrial e GNV). Entretanto, a inflexibilidade de equipamentos industriais e domésticos inviabiliza a livre conversibilidade energética no consumo.

Com relação à competitividade do GNL no mercado de gás natural, os produtores locais vêem no GNL um competidor com padrões de custo e preços mais elevados. Por isso os preços do mercado tendem a se aproximar do padrão de importação, fomentando a busca pelo aumento da produção de gás local.

Os preços de venda do GNL são calculados no modelo de “netback”, no qual se descontam os custos da cadeia de valor (distribuição, regaseificação e transporte

do gás) e se define a margem final de retorno ao produtor. Assim, procura-se garantir a competitividade do GN no mercado final, com a rentabilidade do produtor aberta à flutuação. Por causa desse movimento, a oscilação dos preços dos mercados finais rebate no valor recebido pelos produtores.

Além disso, com as perspectivas de expansão dos mercados importadores e a possibilidade de entrada de projetos concorrentes, a utilização da precificação “netback” é importante para a competitividade do projeto.

1.4.3) Mercado consumidor

O mercado mundial de GNL está fortemente concentrado na Ásia (Japão e Coreia do Sul), sendo que os Estados Unidos e Europa ainda são pouco representativos no total, porém nos últimos anos têm crescido suas demandas de importação, principalmente para geração de energia elétrica.

Com relação aos mercados americano e europeu, esse aumento da demanda por gás natural fomenta o surgimento de novos projetos de plantas de regaseificação. Aliado a isso, a restrição ao aumento da oferta de gás natural tem estimulado a expansão do GNL como fonte de suprimento. Para isso, diversos terminais estão sendo planejados, como descritos no item 1.3.

A existência de diversos terminais de regas, proporciona uma maior flexibilidade à capacidade de distribuição do GNL, podendo vendê-lo a diversas regiões, ao contrário dos gasodutos. Além disso, com o desenvolvimento de novas tecnologias, os custos de regaseificação têm se reduzido, incentivando o surgimento de novos projetos de terminais.

Com essa proliferação de terminais de regaseificação, os comercializadores de GNL se capacitam a realizar arbitragem nas cargas. Através da comparação dos preços entre os terminais de regas e da movimentação dos navios entre os portos de carregamento e descarregamento, os comercializadores conseguem absorver ganhos de mercado, assim como melhor gerenciar seus custos operacionais de frete.

Nesse sentido, as localidades onde a demanda por GNL é bastante elevada tendem a possuir maior representatividade para a indústria. Estes centros de concentração (“hubs”), tornam-se referência na precificação do mercado. O Henry Hub (Estados Unidos) e o porto de Zeebrugge (Bélgica) são os principais “hubs” dos mercados americano e europeu, respectivamente.

Apesar desses hubs balizarem os preços do gás natural nos mercados, a importação de GNL pode seguir regras distintas, dependendo das cláusulas de preço e prazo dos contratos de compra do produto.

No início do desenvolvimento da indústria do GNL, os elevados custos e investimentos resultaram em um modelo de negócio com contratos de longo prazo e cláusulas de “take-or-pay” com preços fixados. Esses contratos limitavam os impactos da volatilidade do preço do petróleo nos contratos de gás e no desenvolvimento do negócio, garantindo uma maior previsibilidade nos fluxos de receitas dos projetos de liquefação.

Entretanto, a indústria evoluiu além desse modelo. A redução de custo tecnológico tornou possível que as empresas obtivessem financiamento para a construção das plantas, sem contratos de longo prazo.

Como citado, os preços de venda do GNL são calculados na forma de “netback”. Por isso, a oscilação dos preços dos mercados finais é tão importante para o desenvolvimento e o sucesso das plantas de GNL.

Por depender diretamente das condições de preço e volume de demanda, existe um grande risco de mercado que é repassado ao preço ao projeto da planta de liquefação. Esse risco é mitigado pelos produtores através de contratos de longo prazo e pela adoção de um agente comercializador, que faz a compra do GNL na entrada da planta de regas e incorre com os riscos de mercado.

Em um mercado onde os riscos são altos, o gerenciamento dos contratos de GNL torna-se bastante importante. Esse gerenciamento vai variar de acordo com os objetivos do agente comprador do produto, adequando os contratos à realidade e características dos mercados consumidores do produto final, principalmente sobre preços, volumes e prazos.

Contratos com prazos mais longos são comumente adotados pelas empresas distribuidoras locais de gás que, assim, garantem o suprimento de recursos. Já os contratos de curto prazo (spot) são residuais, utilizando capacidades não contratadas de liquefação e regaseificação e da logística de transporte. Esse tipo de contrato é mais focado no suprimento de pequenos déficits às geradoras de energia elétrica.

Na bacia do Atlântico, alguns projetos de importação estão encontrando nos contratos de curto prazo (spot), gás necessário para seu suprimento. A desregulação dos mercados de gás e da eletricidade em muitos dos países importadores de GNL, impacta na competitividade dos geradores de eletricidade. Estes compradores do gás não podem se comprometer com os contratos de longo-prazo, inflexíveis.

Os preços do mercado americano (US\$ 5,75/MMBTU) e no europeu (US\$ 3,80/MMBTU)³⁰, mostram uma grande disparidade. Essa diferença, de cerca de US\$ 2,00/MMBTU, deve-se em grande parte à maior capacidade, do continente europeu, de suprimento de gás de outras fontes que não apenas o GNL. O mercado europeu recebe gás da Rússia, Argélia, Noruega e GNL de diversos países, enquanto que os Estados Unidos, recebem gás do Canadá e tem forte dependência pela expansão das importações de GNL.

Com a previsão de entrada em operação de novos terminais de regaseificação nos Estados Unidos, as projeções quanto ao comportamento do preço do gás natural no mercado norte americano são de manutenção do elevado patamar. Enquanto isso, as projeções para o preço no mercado europeu são de acompanhamento dos padrões de preços do GNL.

1.4.4) Novos Projetos

O mercado asiático já possui diversos produtores de GNL focados nele (Indonésia, Austrália, Malásia) e, por isso, as barreiras à entrada de novos ofertantes tornam-se maiores, dada a escala de produção e a localização geográfica próxima ao mercado consumidor.

No caso do mercado do Atlântico, a janela de oportunidade para a viabilização de projetos de GNL é maior para os países localizados próximos ao Oceano Atlântico, dados os menores custos de transporte e ao alto potencial de expansão do mercado de GNL nos Estados Unidos e na Europa. Alguns projetos estão sendo estruturados visando esse mercado: Nigéria e Trinidad & Tobago (ambos para expansão), Egito, Noruega e Angola.

Esses novos projetos de exportação de GNL dependem da existência de condições favoráveis de mercado e de preços para se viabilizarem.

O gás é um produto com elevado custo de armazenamento e, por isso, a produção deve se dar no mesmo nível do seu consumo. Nesse sentido, o crescimento dos mercados consumidores viabiliza a colocação da produção de gás natural. Com o advento do GNL, há uma maior flexibilidade para o direcionamento da produção, aumentando o mercado potencial das reservas remotas, facilitando o acesso a novos mercados.

³⁰ Petroleum Intelligence Weekly, 2004.

Além disso, em função dos elevados investimentos necessários para a estruturação da cadeia de valor do GNL, o mercado deve ser o mais bem projetado possível, de maneira a reduzir perdas no projeto.

A questão do preço do gás natural no mercado também é muito importante. Um preço elevado no mercado final de gás natural garante a viabilidade econômica dos projetos de liquefação, na medida em que paga os custos de transporte e regaseificação e remunera o produtor.

Oscilações no preço do gás no mercado final refletem principalmente nos valores dos contratos de curto prazo de compra de GNL, que exprimem mais rapidamente as variações nas cotações do mercado. Com o crescimento do número de transações spots o retorno dos projetos irá oscilar cada vez mais, reduzindo a previsibilidade dos fluxos de receitas dos projetos. Isso pode se tornar uma barreira às condições de financiamento dos novos projetos.

1.4.5) Concorrência na Indústria

A concorrência entre projetos se dá na medida em que as demandas por gás natural a serem geradas no médio prazo levem ao incremento do mercado de GNL. A partir do momento em que a demanda de gás natural nos mercados, como por exemplo nos Estados Unidos, se elevem a uma determinada taxa, as condições de fornecimento de gás através de gasoduto tornam-se restritas. A partir daí faz-se necessária a importação através de GNL. E é nessa brecha de mercado a ser criada no futuro que os projetos competem entre si, para determinar aquele com melhores condições de preço e entrega do produto.

Logo, o atendimento desse mercado por um ou outro projeto de liquefação já é uma forma de competição, antes mesmo de estes entrarem em operação ou serem aprovados. Nesse sentido, a realização de boas previsões de mercado é importante para não se formarem distorções na estrutura financeiras e, conseqüentemente, na viabilização do projeto.

Os interesses de cada um dos competidores esbarram, então, nas condições de competitividade em que o projeto da planta de GNL se inclui no contexto do mercado. Ou seja, a maneira como o planta se insere no mercado (volumes, preços e contratos assinados) define o impacto que ele gera sobre a atuação dos concorrentes.

A produção de GNL ainda é restrita a poucos países produtores e a instalação de novas plantas de liquefação não se faz economicamente viável em regiões com

pequenos volumes de produção de gás. Assim, aqueles projetos que contam com capacidade de ampliação dos trens e reservas de gás para serem comercializadas, possuem maior margem de influência nos preços de venda ao mercado, ou seja, conseguem manejar os custos e preços de forma a garantir a colocação do produto no mercado.

Então, aqueles projetos que contam com maiores reservas e/ou maior número de trens, possuem vantagens competitivas, tendo em vista principalmente sua escala de produção e seu poder mercado comparativo aos produtores de menor porte. Dessa forma, quanto maior o projeto, independente de sua localização, a sua capacidade de manipulação das margens e preços de mercado é capaz de garantir a colocação de seu produto no mercado.

A competição direta entre projetos de liquefação se dá no âmbito do mercado spot de GNL. Como descrito ao longo deste capítulo, atualmente esse mercado conta com um pequeno volume de cargas comercializadas em relação ao total, porém as perspectivas de expansão são grandes, principalmente nos Estados Unidos. É nesse nicho que algumas empresas comercializadoras atuam no sentido de gerenciarem a movimentação das cargas e contratos, arbitrando no mercado

Para garantir uma boa colocação do produto nesse mercado, os projetos devem focar-se nos ganhos de gerenciamento, custos e escala na produção.

Os ganhos de escopo também são importantes. A presença de líquidos associados no gás pode substancialmente realçar o valor econômico do projeto, pois o valor dos líquidos e condensados separados na boca do poço é bastante elevado.

Neste capítulo foi apresentado o histórico e a evolução da indústria de GNL, o funcionamento dos principais mercados e a dinâmica dos países do mercado do Atlântico. Cabe agora analisar o desenvolvimento e a estruturação de duas grandes plantas de liquefação (Nigéria LNG e Atlantic LNG), que suprem grande parte da demanda de GNL do mercado do Atlântico. Essa análise se dará no próximo capítulo.

CAPÍTULO 2 – PROJETOS DE LIQUEFAÇÃO DE GÁS NATURAL

Esse capítulo 2 discorrerá a respeito dos projetos de plantas de liquefação de gás, e buscará avaliar os principais fatores de sucesso dos projetos atualmente existentes.

Nesse sentido, o capítulo detalhará a forma de estruturação e relacionamento do projeto com as partes envolvidas, apresentando os interesses de cada uma delas. Atingir o equilíbrio desses interesses é importante para o fechamento das negociações e o avanço do empreendimento.

Com esse embasamento, a análise irá focar em dois casos de sucesso, de forma a propiciar parâmetros de comparação e análise mais adiante no trabalho.

2.1) Agentes e os Projetos

Esse item avaliará a estrutura dos projetos, detalhando os interesses dos agentes envolvidos na cadeia.

2.1.1) Estrutura de Projetos de GNL

Como citado no capítulo 1, a cadeia produtiva de GNL é segmentada em diversas etapas, sendo que ao longo desse trajeto são necessários volumosos investimentos, envolvendo inúmeros riscos.

Diversos agentes estão envolvidos no desenvolvimento de cada etapa dessa cadeia, sendo que cada um deles tem seu papel e seus interesses no negócio do GNL.

Existem os agentes responsáveis pela implementação dos projetos e dos elos da cadeia, incluindo a participação nos investimentos e na construção das instalações. São alguns desses agentes: os produtores de gás, os comercializadores, transportador, EPC planta de liquefação e o transportador.

Também fazem parte da indústria aqueles agentes que participam de forma indireta, através da regulamentação, organização e estruturação da indústria. As agências reguladoras, Governos, sociedade, trabalhadores e concorrentes do GNL são alguns desses agentes.

Para que o gás natural seja disponibilizado no seu mercado final, ele deve ser transportado por navios tanqueiros. Mas para que essa etapa de transporte se viabilize

é necessário que os interesses dos agentes envolvidos ao longo da cadeia de produção do GNL estejam satisfeitos ou, ao menos, compatibilizados entre si, de forma que os investimentos e as ações sejam tomados para desenvolver a estrutura da cadeia. Ao longo desse capítulo estarão detalhados todos os agentes e seus principais interesses no desenvolvimento da indústria.

Com relação aos riscos do negócio, grande parte desses é derivada das incertezas nas premissas utilizadas na valoração do projeto, antes mesmo da sua entrada em operação. As principais incertezas ocorrem sobre os preços e volumes dos produtos e insumos.

No caso dos preços de venda do GNL da planta, tão importante para o desenvolvimento e o sucesso do projeto, são calculados no modelo de “netback”. Por isso, a oscilação dos preços dos mercados finais rebate no valor recebido pelos produtores. Esse risco é mitigado através de contratos de longo prazo, ou através de mecanismos contratuais entre agentes presentes na cadeia de produção (comercializador, transportador, etc), que serão detalhados ainda nesse capítulo.

Já no caso dos volumes de venda, contratos com cláusula do tipo “take-or-pay”, comuns em contratos de fornecimento de gás natural e energia elétrica, exprimem a quota mínima a qual o comprador assume pagar ao produtor, independentemente de ter solicitado ou não tal quota. Dessa maneira, o produtor é capaz de receber um valor mínimo, o qual deve remunerar grande parte dos custos fixos e operacionais fixos da planta, independente da entrega do produto. Logo, a ressalva e mitigação com relação aos riscos de mercado estão feitas e registradas em contratos.

Normalmente os projetos de GNL, por estarem inseridos no meio da cadeia produtiva do gás, costumam acertar essas cláusulas de “take-or-pay” tanto para os contratos de venda de produtos quanto para os contratos de compra de insumos. Isso se deve às solicitações dos produtores de gás, que buscam manter uma rentabilidade mínima à sua capacidade de produção.

Além dos riscos de preços e volumes, riscos envolvendo a realização das obras de construção e os investimentos, assim como riscos financeiros e cambiais também são incorridos pelo projeto e mitigados de forma a proporcionar a segurança operacional.

A forma comumente utilizada em projetos de GNL para a mitigação desses riscos é a estruturação do projeto como um Project Finance, isolando os riscos da área

foco de atuação do empreendimento, tornando-o auto-sustentável financeira e operacionalmente.

O Project Finance é uma forma de estruturação de projetos na qual a captação de recursos para financiar o investimento de capital é baseada na capacidade financeira do projeto isoladamente. Esse isolamento se dá através da formação de uma estrutura jurídica legalmente independente, financiada para o investimento em ativos de capital com propósito específico. Assim, mostra-se na figura 2.1 abaixo.

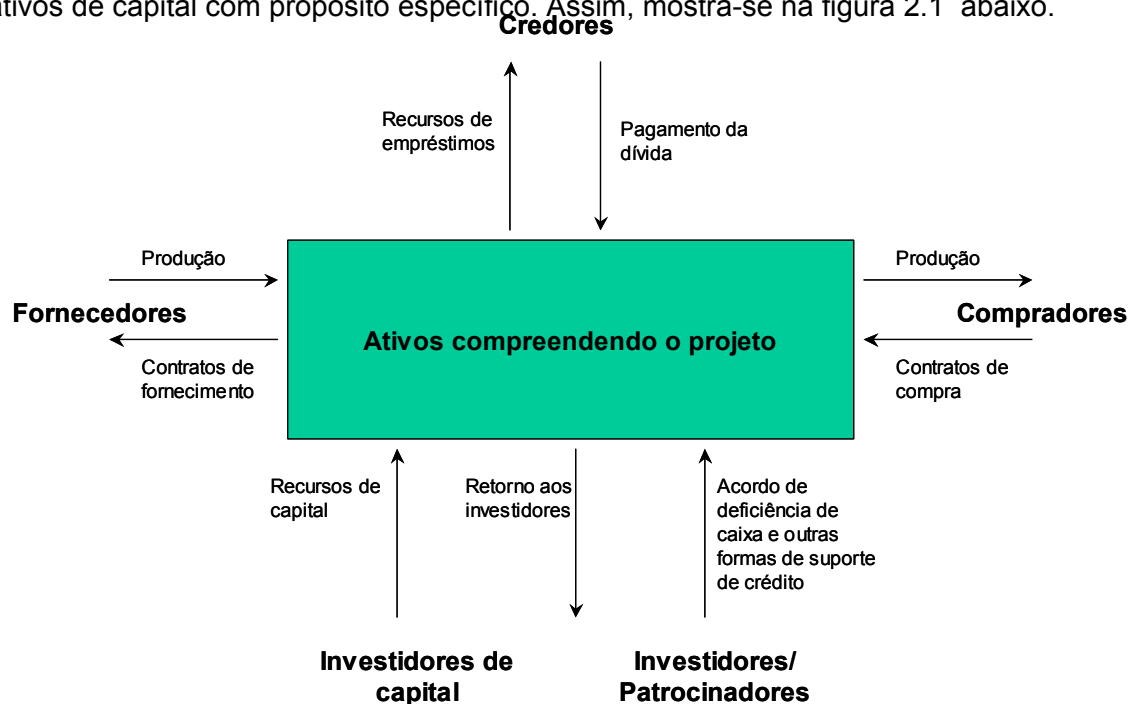


Figura 2.1 – ESTRUTURA PADRÃO DE UM PROJECT FINANCE

Fonte: FINNERTY (1999)

Para que a estrutura funcione de maneira eficiente e a um baixo custo financeiro, os investidores de capital requisitam aos empreendedores que firmem contratos de compra de suprimentos e contratos de fornecimento de produtos que capacitem ao projeto ser auto-sustentável e independente financeiramente. Esses contratos podem ser inclusive realizados com empresas sócias daquelas que desenvolvem o projeto, porém, em estruturas jurídicas isoladas o risco financeiro é mitigado e distribuído. Dessa maneira, o custo de capital para o projeto em si reduz-se, estimulando a participação de investidores e patrocinadores aos aportes financeiros de capital.

No caso do GNL, a planta propriamente dita, seria uma estrutura em separado, co-existindo com diversos contratos de compra e venda assinados com as partes interessadas envolvidas no empreendimento.

A vantagem da utilização do Project Finance em projetos de GNL é porque ele é capaz de conseguir um grande volume de capital aos pesados investimentos na planta, com um baixo custo de captação de recursos conseguidos através da mitigação de riscos.

Através da realização de contratos entre o projeto e as várias partes envolvidas, os riscos operacionais do negócio são alocados e distribuídos a essas partes, junto com o retorno financeiro a ser gerado com o desenvolvimento da planta. Os contratos envolvem o fornecimento de gás natural para o processamento e liquefação, contratos de venda e comercialização da produção de GNL, contratos de serviços de transporte em navios e equipamentos, contratos de construção, entre outros. A Figura 2.2 abaixo exemplifica a aplicação do Project Finance para o GNL.

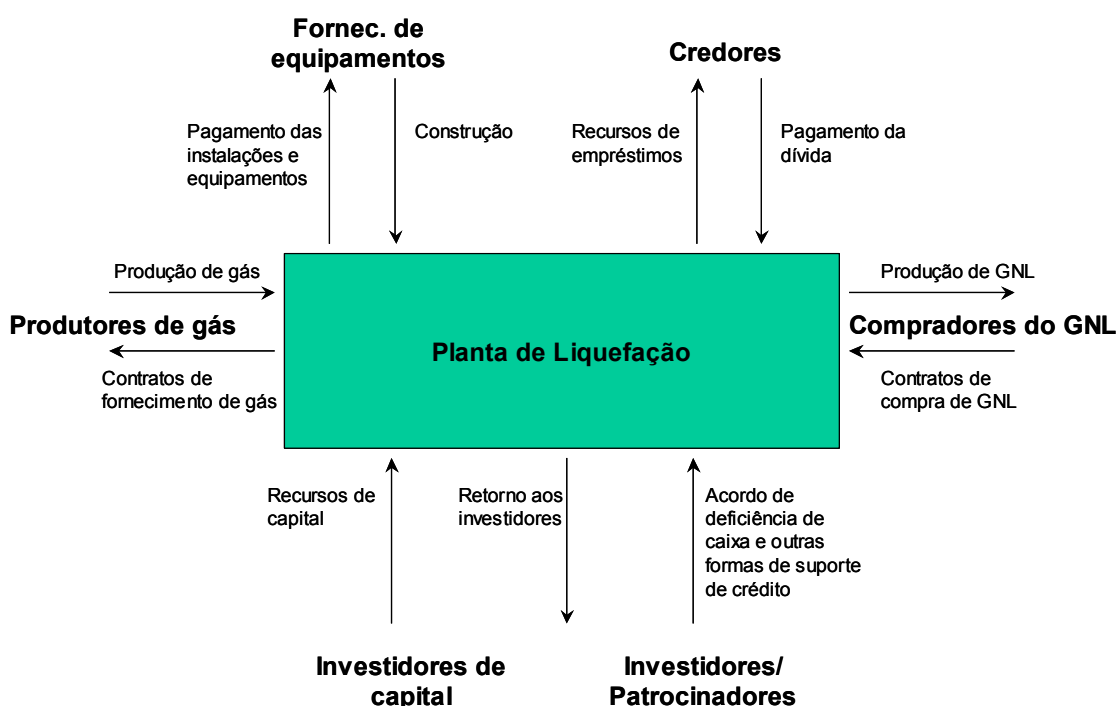


Figura 2.2 – ESTRUTURA DO PROJECT FINANCE APLICADA AO GNL

Fonte: Elaboração própria.

2.1.2) Interesses dos “Stakeholders”

Determinada a estrutura básica dos projetos de GNL e as motivações para a sua formação em diversas estruturas jurídicas isoladas, cabe agora detalhar quais são os interesses de cada uma dessas partes interessadas. Abaixo estarão detalhados os agentes.

- Produtores do GN

Os reservatórios de gás podem estar associados ou não ao petróleo. Quando as reservas de gás estão associadas ao petróleo, geralmente a produção de petróleo é o foco, do ponto de vista econômico. Com isso, para maximizar a produção de óleo, extraem-se mais hidrocarbonetos do reservatório, conseqüentemente elevando a produção do gás natural. O gás passa a ser considerado como um subproduto da produção de petróleo.

Existe a necessidade de se garantir a maximização da produção de petróleo, dadas as condições de rentabilidade e liquidez desse mercado. A produção de gás se torna, assim, operação de segunda importância para essas empresas.

Assim, em diversas situações de reservatório, a produção do gás é realizada independente de se ter mercado para o seu consumo. Logo, para se estimular o consumo e o desenvolvimento de projetos e mercado para o gás, o preço cobrado pelo gás é subsidiado pelo petróleo, que embute em seus custos exploratórios a parcela do subproduto.

Com os preços de aquisição do gás mais baratos, e às vezes até negativos, consegue-se desenvolver mercados e projetos para a utilização desse gás, como no caso de alguns projetos de plantas de liquefação.

De qualquer forma, a busca pela comercialização e monetização das reservas de gás natural no mercado é uma constante nas empresas petrolíferas, tendo em vista a busca pelo lucro e pela rentabilidade.

- Comercializador e Transportador do GN

Esses agentes são aqueles responsáveis por levar o gás natural do seu campo produtor até a planta de liquefação. Geralmente são representados pelo próprio produtor do gás, que apropria do gás o disponibiliza ao consumo da planta.

Em função de diferentes estruturas societárias dos campos produtores, a comercialização pode ficar a cargo de apenas um dos produtores, como forma de facilitar a comercialização do gás.

Apesar da estruturação de um projeto de liquefação ter como empresas sócias as mesmas que são produtoras do gás, a existência de agentes isolados de comercialização e transporte do gás faz-se necessária. Isso se dá em função da forma

como o projeto da planta é elaborado e da necessidade de segmentar o risco do projeto, repassando-o a outros agentes da cadeia de produção.

Assim, o interesse desses agentes é de simplesmente garantir que o gás esteja disponível à planta, dentro das condições ótimas e estabelecidas no contrato de compra de gás para liquefação.

- Planta de Liquefação

As empresas acionistas da planta de liquefação devem zelar pelo retorno e lucratividade do projeto e pela melhor operação da planta, garantindo o fornecimento de GNL aos contratos assinados.

Pelo fato de projetos desse tipo serem estruturados com etapas intermediárias e com vários contratos de compra e venda, o risco financeiro da planta é reduzido graças à compra de gás dos produtores e a venda do GNL aos “offtakers” com padrões de preços pré-estabelecidos. Dessa maneira, a gestão operacional da planta passa a ser a principal atenção das empresas, tendo em vista que essa é a forma de captarem maior margem de ganhos na planta.

- Construtor da Planta (EPC) e Fornecedores

Os processos de liquefação e transporte do GNL possuem tecnologias muito específicas e poucas empresas dominam esses conhecimentos. Em função disso, há uma elevada concentração das empresas responsáveis por essas atividades.

Os mercados das tecnologias utilizadas nos processos de liquefação e transporte do GNL são altamente concentrados e oligopolizados. As empresas que neles atuam são capazes de estruturar os custos e preços de seus produtos garantindo, ou não, a estruturação e a viabilidade do projeto. Por isso, é altamente relevante a escolha dos provedores dessas tecnologias.

Com o objetivo de baratear e simplificar a gestão das obras é comum que o empreendedor do projeto realize a contratação de um consórcio construtor para o projeto. Esse consórcio é o responsável pelas etapas de desenvolvimento de engenharia, contratação e construção da planta, inclusive selecionando as tecnologias a serem utilizadas no processo de produção.

A participação do EPC é relevante não somente na etapa de construção, mas também na operação e eventual ampliação da planta. Para isso, a contratação de um

consórcio irá influenciar no sucesso do projeto, caso este seja capaz de suprir os equipamentos e tecnologia a um baixo custo e, se possível, puder contar com a participação de empresas fornecedoras locais. Essa participação é importante para o apoio da sociedade local, conseguido através da geração de empregos.

Assim, o envolvimento dessas empresas fornecedoras no consórcio desenvolvedor do projeto é bastante importante para garantir o suprimento de equipamentos.

Os navios tanqueiros podem ser adquiridos pela própria sociedade dona da planta de liquefação, ou por agentes externos que, dessa forma, arcarão com os custos e riscos do negócio. Esse agente é chamado de “shipper”, ou transportador do GNL.

- Comercializador do GNL – “Offtaker”

Os comercializadores (“offtakers”) são responsáveis pela aquisição do produto na planta de liquefação e pela sua comercialização no mercado consumidor final.

Em função de mecanismos contratuais e distorções de preços entre mercados, esse agente incorre em diversos riscos negociais, relacionados principalmente à dinâmica de evolução dos mercados.

Entretanto, apesar de parecer apenas como um agente atravessador ao longo da cadeia do GNL, o comercializador é extremamente importante para garantir a viabilidade dos projetos e da construção das instalações. Na medida em que esse agente arca com o risco comercial a partir da assinatura de contratos de compra e venda, ele propicia mecanismos de proteção e “hedge” para os demais agentes. Dessa forma, com maiores garantias para a viabilidade econômica do negócio, os investimentos nas plantas de liquefação, regas e nos navios tanqueiros podem ser realizados sob melhores condições de financiamento.

Além disso, através de composições de contratos de compra e venda, os comercializadores podem redirecionar o destino das cargas de GNL para diferentes mercados em função dos níveis de preços e demanda. Como exemplo, a Argélia comercializa sua produção essencialmente para o mercado Europeu através de contratos de longo prazo, porém, em períodos de baixa demanda, a produção pode ser deslocada para venda em contratos de curto prazo, basicamente para os Estados Unidos. Essa movimentação de cargas é conhecida como arbitragem. São realizadas

basicamente pelas empresas comercializadoras que possuem um portfólio de contratos de compra e venda de GNL, entre elas a BG e a Tractebel.

- **Dono da Capacidade de Regaseificação**

O dono da capacidade de regas é responsável pela ocupação da capacidade de regaseificação do terminal de recebimento, tendo ele o direito de uso da planta sob as condições determinadas no contrato com a planta, que indica o volume, o prazo e tarifa do serviço. Além disso, esse agente também tem a possibilidade de comercializar, transferir e ceder essa capacidade a outras empresas.

É normalmente representado pela empresa que vai comercializar o gás no mercado final, para o distribuidor local.

A necessidade de existir esse agente é de que, através de contratos de uso da capacidade da planta, ele garante estabilidade nas receitas e fluxo de caixa da planta de regaseificação. Logo, essa é uma atividade que nasce como mais uma forma de segmentação do risco da planta de regaseificação, que fica exclusivamente concentrada na operação da planta.

- **Comercializador e distribuidor do GN no destino**

Esse agente é responsável pela disponibilização do gás natural ao consumidor final no país importador. Com o crescimento e desenvolvimento dos mercados consumidores de gás, as empresas distribuidoras necessitam de maior previsibilidade e garantias de fornecimento de gás para que elas possam efetuar sua atividade. Dessa maneira, o principal interesse dessas empresas é a garantia de fornecimento de gás às suas atividades. Em países com baixa capacidade de oferta de gás natural, a importação de GNL é alternativa para o mercado.

É comum a participação de grandes empresas distribuidoras de gás em projetos de GNL. Dessa forma, buscam fomentar o desenvolvimento de projetos que assegurem o fornecimento do gás. Além disso, é uma forma de buscar ampliar suas atividades, integrando-se em novas áreas de atuação.

Essas empresas distribuidoras do gás nos mercados consumidores são bastante relevantes na comercialização das cargas de GNL. A viabilização do acesso aos terminais de regas e a determinação dos preços do produto tornam as distribuidoras do gás algo além do simples contato com o mercado.

- **Terminal de Regaseificação**

Assim como o terminal de liquefação, este ativo da cadeia de valor do GNL está amarrada a diversos contratos de compra e venda, que são de essencial importância para assegurar a estabilidade financeira e o planejamento das operações da planta.

Dessa maneira, o risco financeiro da planta é reduzido com a assinatura de contratos de uso da capacidade da planta. Esses contratos estabelecem o volume de capacidade comercializado, as tarifas e o prazo do serviço. Dessa maneira, a gestão operacional da planta passa a ser a principal atenção das empresas, visando elevar a margem de ganho operacional.

- **Governo, Agências e Sociedade do país exportador**

Os Governos e as Agências reguladoras devem buscar estabelecer regras estáveis e transparentes, de modo a estimular o desenvolvimento da indústria do GNL e do próprio país.

Além disso, mesmo sob uma ótica de estímulo ao desenvolvimento, as condições do meio ambiente devem ser preservadas. Nesse sentido, restrições aos níveis de emissões de poluentes e resíduos industriais, e ocupação de terrenos impróprios devem ser tomadas pelos Governos, mediante utilização de mecanismos legais e autoridades competentes. Assim, a busca pela maximização dos ganhos sociais e das riquezas dos recursos naturais, não deve onerar o meio ambiente, nem a renda do consumidor.

Da mesma forma, para estimular os níveis apropriados de exploração e desenvolvimento do país, os governos devem determinar níveis de tarifação correspondentes com suas expectativas e necessidades fiscais.

- **Governo, Agências e Sociedade do país importador**

O Governo do país importador deve definir sua política energética, ou ao menos, ter diretrizes nesse sentido.

Essa política deve refletir o interesse do Estado em garantir as melhores condições energéticas para a expansão da economia do país e para o seu meio ambiente. Nesse sentido, a garantia de fornecimento de energia a longo prazo é motivação estratégica para a expansão da economia de um país.

Nos últimos anos o uso de energias menos poluentes, como o gás natural, tem sido uma crescente, principalmente para o uso termelétrico.

Assim sendo, com a participação do gás natural na matriz energética do país, a atuação das Agências Reguladoras passa a ser muito importante para o desenvolvimento do aparato legislativo e do marco regulatório. Os instrumentos institucionais devem ser capazes de estimular a expansão do uso do gás no país e, conseqüentemente, a importação de GNL, assim como promover preços e tarifas coerentes com as condições econômicas.

- Bancos de financiamento

Os bancos são agentes bastante importantes para a estruturação dos projetos de GNL. A necessidade de elevado volume de capital para a realização dos investimentos na planta e na frota de tanqueiros faz dos bancos de financiamento imprescindíveis para quase todos os projetos do gênero.

Possuem como interesse óbvio a obtenção de ganho financeiro. Através do financiamento de um projeto de liquefação de gás, os bancos buscam a aplicação de seu capital em uma estrutura produtiva que gere caixa, agregando valor ao seu capital, através do pagamento dos juros. Porém, a imposição das restrições aos projetos é correntemente utilizada para deixar os bancos mais seguros da posição tomada, influenciando também nos juros incidentes na operação.

Assim, para que sejam levados a cabo mecanismos de estruturação de financiamento junto aos bancos, e que se permita a viabilidade econômico-financeira do empreendimento, alguns requisitos devem ser atendidos pelo projeto, de maneira a garantir as condições operacionais e a redução dos riscos.

Dessa forma, é de interesse dos bancos credores que a situação dos contratos assinados pela Planta de Liquefação devam favorecer a previsibilidade no planejamento e dar maiores garantias de operacionalização do projeto. Com uma maior capacidade de geração de fluxo de caixa, e com menores riscos, o financiamento torna-se viável a com taxas de crédito menores.

Em função da crescente preocupação com os riscos ambientais e com as multas decorrentes de eventuais vazamentos e/ou prejuízos ambientais, as operações de crédito realizadas para projetos de liquefação tem incluído cláusulas de proteção ao meio ambiente. As principais restrições e observações focam nos vazamentos e emissões, e nos impactos da construção da planta e do porto de carregamento na região envolvida.

- Trabalhadores

Todas as empresas e todos os projetos são nada mais do que um resultado do trabalho de pessoas, trabalhadores, profissionais, que se dedicam para a realização de um bem comum, que é o sucesso do projeto.

Entretanto, como escrito há séculos atrás por Adam Smith em *A Riqueza das Nações*: "Não é da benevolência do açougueiro, do cervejeiro ou do padeiro que esperamos nosso jantar, mas da consideração que eles têm pelo seu próprio interesse".

Nesse trecho, Adam Smith queria dizer que os indivíduos têm por natureza uma qualidade egoísta, e que através dessa busca pelo seu próprio bem estar e com a divisão do trabalho, se alcança o bem estar comum e o crescimento da sociedade.

No caso dos terminais de GNL o mesmo ocorre. Os trabalhadores possuem os seus interesses individuais e, com eles são capazes de promover a construção, a operação e o sucesso do projeto.

A realização do trabalho deve ser em condições máximas de segurança, tendo em vista o risco de explosão das instalações em todas as etapas do processo produtivo. O trabalhador deve gozar de condições de bem-estar e saúde capazes de promover a melhor troca de interesses entre ele e o projeto que o contrata. Da mesma forma, os salários e renda disponibilizados à massa trabalhadora, devem estar coerentes com as condições econômicas do país.

Assim, no cômputo geral, as condições trabalhistas devem ser no mínimo satisfatórias para que as pessoas e a sociedade se sintam interessados no desenvolvimento de um projeto de liquefação. As políticas de recursos humanos e ações sociais devem ser estimuladas para promover a melhor interação empresa-empregado.

- Outros produtores de GN e GNL

Como citado no item 4 do capítulo 1, os interesses de cada um dos competidores esbarram nas condições de competitividade em que o projeto se insere no mercado. Essa competitividade ocorre principalmente em função dos volumes, preços, localização e contratos assinados.

Os aspectos definidos na estruturação do projeto irão impactar a atuação dos concorrentes de formas diversas.

Dessa forma, o interesse dos concorrentes é que se mantenham espaços no mercado, apesar da implantação do projeto. Os contratos assinados podem impactar em sub-mercados distintos, não havendo, assim, choque entre os interesses da planta e os do potencial concorrente, principalmente para os contratos de longo prazo.

Entretanto, caso exista uma correlação entre esses fatores, a competição se dará nas negociações por contratos de venda e preços. No caso do mercado spot, com a disputa por contratos torna-se mais direta, a questão relativa aos custos de transporte, distância ao mercado e volume disponível para comercialização são mais importantes na determinação da competitividade.

- Produtores de energéticos concorrentes

No caso dos concorrentes energéticos, o interesse é de que o gás natural não substitua o seu produto no mercado final.

As características do gás, como combustível industrial e de geração termelétrica o capacitam como potencial substituto de diversas combustíveis, como o diesel, óleo combustível, lenha, etc.

Contudo, além dos aspectos técnicos do gás, que o tornam um forte competidor às fontes atuais, as questões de preço do gás no mercado são de essencial importância, para sua inserção no mercado.

Logo, é de interesse dos concorrentes energéticos que o gás, seja via gasoduto e/ou GNL, atinja o mercado a um custo elevado. Como o custo do GNL é superior aos custos de transporte terrestre via gasodutos, a alternativa de um país em importar GNL faz com que o preço do gás no mercado tenda a atingir um patamar superior. Entretanto, as condições de competitividade e a necessidade de se garantir escala no mercado de gás estimula as distribuidoras locais a investirem no desenvolvimento de mercado e na competição interenergética, via preços.

2.2) Projetos de GNL

2.2.1) Atlantic LNG – Trinidad & Tobago

O PAÍS

O setor de óleo e gás é o principal da economia de Trinidad e Tobago, concentrando a grande maioria dos investimentos e exportações do país. No ano de 1999, o setor petróleo representava 21,5% do PIB do país.³¹

O petróleo e o gás natural correspondem a 80% do consumo de energia primária no país. Sendo que cerca de 80% do petróleo produzido é exportado, e o restante destinado ao consumo local.

No ano de 2003, as reservas provadas de gás do país eram de 26 TCF, com uma produção de 68 MMm³/d.³²

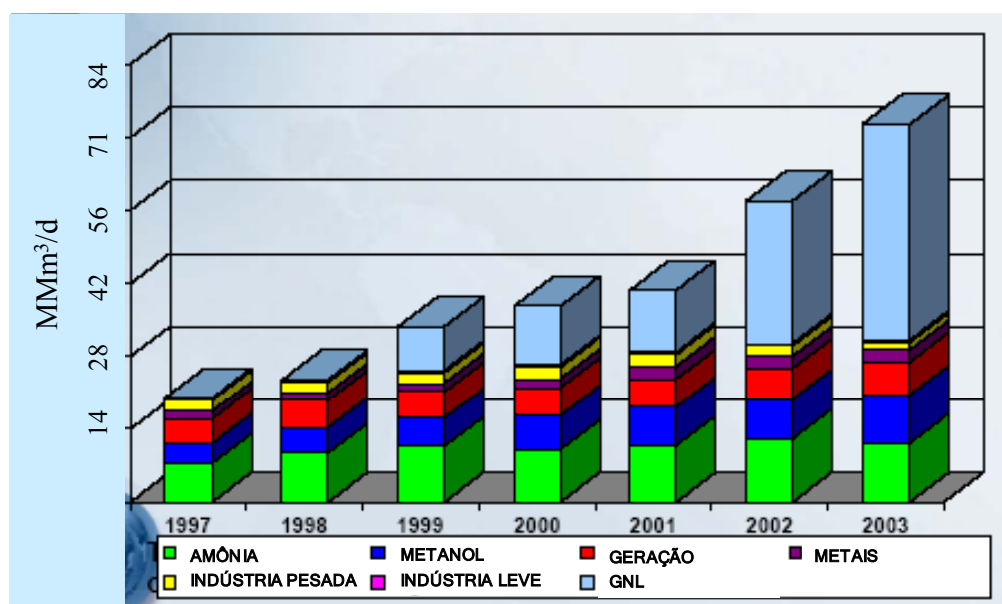


Gráfico 2.1 – Demanda de Gás Natural em Trinidad

Fonte: LOOK-KIN, 2003.

A economia de Trinidad e Tobago é cada vez mais dependente do gás natural. Apesar de ter um consumo interno pequeno, a demanda total é superior a 70 MM m³/d. Como visto no gráfico 2.1 acima, em 2003, o principal consumidor do gás foram as plantas de GNL (57%) e plantas petroquímicas de amônia e metanol (28%).

³¹ JOBITY, 2000.

³² BP, 2004.

O país conta atualmente com 9 plantas de produção de amônia, uma de uréia, 5 de metanol, além de 3 trens de liquefação de gás. Segundo a NGC (Companhia Estatal de Gás Natural de Trinidad & Tobago)³³, se somadas as produções de amônia, metanol e GNL, estas representam 85% da demanda total de gás natural no país. Essas plantas de processamento visam essencialmente o mercado externo, tendo esse relacionamento se iniciado em 1959 com exportações do gás sob forma de amônia.

Apesar do grande aproveitamento da produção, o Governo de Trinidad está interessado em agregar mais valor à produção de gás natural do país, visando os mercados de exportação. Nesse sentido, prevê que em 2005 o país se tornará o maior centro exportador de amônia e metanol do mundo, com uma capacidade de produção de 6,6 MM ton/ano de amônia e 5,2 MM ton/ano de metanol³⁴. Além disso, a estatal NGC participa da estrutura do projeto de liquefação.

Através desses esforços, percebe-se o forte interesse da sociedade local e das entidades governamentais para estimular a monetização das reservas através da agregação de valor ao gás natural dentro do próprio país. Dessa forma, o desenvolvimento de um portfólio de projetos baseados na utilização do gás natural gera benefícios à sociedade e ao país, através da criação de empregos, pagamento de impostos, influxo de divisas de exportação, entre outros ganhos.

A existência de mercados para o gás em Trinidad, mesmo antes da entrada em operação da planta de GNL, promoveu o desenvolvimento de infra-estrutura de transporte de gás no país. A rede de gasodutos existente reduziu os investimentos requeridos para o escoamento da produção direcionada para a planta de liquefação. Além da infra-estrutura, a indústria de gás também se estruturou com algumas normas regulatórias para o setor³⁵.

HISTÓRICO DO PROJETO

Em 1992 foi assinado um memorando de entendimento (MoU) entre a NGC (empresa estatal de Trinidad & Tobago) e a empresa americana Cabot, para avaliar o potencial de gás natural do país e as possibilidades de exportação via GNL. Os estudos de viabilidade se estenderam até 1995, quando a empresa Atlantic LNG foi formada com o objetivo da empresa era desenvolver uma planta liquefação de gás

³³ NGC, 2004.

³⁴ LOOK-KIN, 2003.

³⁵ O Governo de Trinidad & Tobago atua como regulador e investidor na indústria de gás.

natural no Caribe. A companhia foi formada pela NGC e quatro empresas privadas: BP, BG, Repsol, e Cabot³⁶. Na tabela 2.1 mostra-se a composição acionária atual.

Durante o processo de negociação com o Governo de Trinidad, foram concedidos ao projeto benefícios fiscais para os dez primeiros anos do projeto, além de uma série de isenções sobre dividendos e importação de capital e de equipamentos, como forma de garantir melhores condições financeiras ao projeto.

Tabela 2.1 – Participação Acionária no ALNG

Atlantic LNG		
TRENS	1	2 & 3
BP	34,0%	42,5%
BG	26,0%	32,5%
Repsol	20,0%	25,0%
Tractebel	10,0%	-
NCG	10,0%	-

Fonte: Atlantic LNG, 2004

A PLANTA

Após as análises de potencial de mercado, as empresas decidiram investir na construção do 1º trem do Atlantic LNG, que foi projetado para produzir 3 mtpa de GNL e 6 mil bpd de líquidos por ano.

O local escolhido para a construção da planta foi Point Fortin, situado na costa sudoeste da ilha de Trinidad, a maior das duas ilhas do arquipélago. A etapa de construção transcorreu entre 1996 e 1999 e a etapa de construção ficou a cargo da empresa Bechtel, que realizou o serviço com seis meses de avanço e dentro do orçamento previsto.

Na estruturação do projeto, este foi segmentado em diversas etapas (comercialização do gás, produção, transporte e comercialização do GNL) de maneira a reduzir o risco operacional e financeiro da planta.

Através de contratos entre o projeto e as comercializadoras do gás natural, o risco operacional do suprimento de gás é repassado às produtoras. No mesmo contrato são definidas as condições de preços e volumes para entrega, que influenciam nas condições financeiras e de operação da planta.

Da mesma forma, os contratos que envolvem a comercialização e o transporte do GNL também são importantes para a segmentação dos riscos operacionais e

³⁶ A empresa foi posteriormente adquirida pela Tractebel, no ano 2000.

financeiros do projeto. Eles repassam aos “offtakers” os riscos de mercado (preços e volumes de venda) e aos “shippers” os riscos dos investimentos no transporte.

Para o processo de transporte do GNL da planta aos seus mercados consumidores, os navios taqueiros utilizados foram subcontratados.

O contrato de construção da planta, assinado entre a Atlantic LNG e a Bechtel era na modalidade “turn-key”, no qual a Bechtel deveria além de desenvolver o projeto, contratar e construir. Deveria também realizar a operação, manutenção e treinamento de pessoal até que todo o processo de instalação tivesse sido terminado com sucesso, incorrendo nos riscos de eventuais paradas, atrasos ou aumento de custos.

A operação comercial foi iniciada em março de 1999 e a primeira carga foi entregue em abril no terminal de regas de Everett, nos Estados Unidos.

Com boas perspectivas de expansão do mercado, e com a possibilidade de absorção de ganhos de escala, iniciaram-se em 2000 estudos para estruturar a construção dos dois novos trens. O projeto avançou e a construção dos trens 2 e 3 do Atlantic LNG finalizou-se em agosto de 2002 e abril de 2003, respectivamente. Para a ampliação da planta foi contratada a mesma empresa inicialmente contratado na etapa de construção (Bechtel). Dessa maneira conseguiram-se reduzir custos e prazos das obras. Com essa ampliação, a área onde está instalada a planta ainda seria capaz de receber mais três trens de liquefação, até o limite de seis.

O projeto da expansão do Atlantic LNG necessitou de investimentos de US\$ 1,1 bilhão. Cada um dos dois trens foi projetado para produzir 3,3 mtpa de GNL para exportação, e 10 mil bpd de líquidos. Os dois novos trens triplicaram a capacidade de produção e exportação de GNL para 9 mtpa. Além dos trens, também foi instalado mais um tanque de armazenamento de 160 mil m³ e um e um braço de carregamento que se juntará aos três iniciais.

No ano de 2003, com os três trens em operação, o Atlantic LNG forneceu 7% do GNL mundial e 75% do GNL importado pelos Estados Unidos.³⁷

Ao longo de 2004 esteve em construção o trem 4 do Atlantic LNG. Esse trem deverá expandir a capacidade da planta em 5,2 Mtpa, até o final de 2005. Entretanto, alguns problemas trabalhistas ocorreram durante o período, acarretando em greves com os trabalhadores das obras. Como consequência atrasos foram sentidos no projeto, podendo acarretar na postergação da entrada em operação.

³⁷ BP, 2004.



Figura 2.3 – Trens 1, 2 e 3 do Atlantic LNG

Fonte: LOOK-KIN, 2003.

FORNECIMENTO DO GÁS

Existe disponibilidade de reservas de gás no país, porém os campos de produção estão localizados offshore, sendo a maioria com gás natural não associado. As empresas que atuam no segmento de E&P de Trinidad são basicamente aquelas participantes do projeto, sendo a principal a BP.

O suprimento de gás natural necessário para o 1º trem da planta era de 12,7 MMm³/d, totalmente fornecido por campos operados pela BP, e transportados até a planta de liquefação pelos gasodutos da NGC.

A ampliação da planta, com a construção do 2º e 3º trens, elevou o consumo de gás natural em mais 28 MMm³/d, sendo esse suprido por campos operados pela BP (62,5%) e BG (37,5%). O transporte do gás até a planta necessitou de investimento, especificamente no caso da BG, enquanto que a BP utilizaria a rede já existente.

Para a expansão do volume de produção da planta, além dos trens em operação será necessário o desenvolvimento de novas reservas. Isso irá depender do crescimento dos mercados de metanol, uréia e amônia, cujas plantas atualmente respondem por grande parte do consumo de gás natural no país.

COMERCIALIZAÇÃO DO GNL

A comercialização do GNL produzido no 1º trem é realizada sob contratos de longo prazo. A Tractebel comprou 60% do volume produzido pela planta em um período de 20 anos, enquanto que a Repsol, através de suas subsidiárias na Espanha, adquiriram os restantes 40% também em um contrato com o mesmo prazo.

Além de suprir os contratos de longo prazo, o 1º trem da planta era capaz de produzir em sobre capacidade. Esses volumes excedentes passaram a ser comercializados por cargas, em contratos spot. O primeiro carregamento saiu de Trinidad em dezembro de 1999, e já no segundo ano de operações foram disponibilizadas ao mercado mais cinco cargas spot.

A menor distância entre os projetos de GNL até a costa leste americana, confere ao projeto Atlantic LNG uma vantagem competitiva, decorrente dos menores custos de transporte. Nesse sentido, a forte expansão que apresenta o mercado americano (principalmente o mercado spot) promete se transformar em grande oportunidade comercial para o projeto. Atualmente a planta opera com alguns contratos de comercialização no mercado spot para esse mercado.

Já com relação à produção do 2º e 3º trens, sua comercialização estava destinada a contratos de longo prazo com o mercado espanhol (62%) e com o mercado dos Estados Unidos (38%).

PRINCIPAIS PONTOS

Após detalhar cada etapa do processo de estruturação do Atlantic LNG, cabe agora listar os principais pontos levantados acerca do projeto.

Quanto às características da indústria de GN de Trinidad, os principais fatores estimulantes ao desenvolvimento do projeto foram: o fato de existirem reservas de gás não comercializadas, que aguardavam um projeto para monetização; e uma infraestrutura de gasodutos já desenvolvida próxima às principais bacias produtoras, o que reduzia a necessidade de investimentos em dutos.

Com relação ao governo de Trinidad, a sua participação através da estatal NGC e da concessão de incentivos fiscais (redução e isenção de alíquotas tributárias) melhorou a financiabilidade do projeto, na medida em que garantia um suporte do Governo para o financiamento e redução de custos.

Já acerca das características de estruturação do projeto os pontos principais para sua viabilização foram a localização próxima ao mercado dos EUA e a assinatura de contratos de fornecimento de longo-prazo.

Quadro 2.1 - PRINCIPAIS PONTOS ATLANTIC LNG

PAÍS
<ul style="list-style-type: none">- Disponibilidade de reservas de gás não associado, em campos offshore.- Infra-estrutura de gasodutos já desenvolvida.
GOVERNO
<ul style="list-style-type: none">- Governo interessado no projeto, participando através da estatal NGC.- Governo concedeu incentivos fiscais ao projeto.
PROJETO
<ul style="list-style-type: none">- Projeto segmentado, reduzindo riscos.- Foi utilizado o mesmo consórcio nas etapas de construção e ampliação da planta.- Localização próxima aos EUA, conferindo vantagem competitiva.- Empresas atuantes no E&P são as mesmas participantes do projeto, com grandes reservas disponíveis.- Possui contratos de longo prazo e também atua no mercado spot.

2.2.2) Nigéria LNG

O PAÍS

A Nigéria possui uma economia muito dependente do setor petrolífero, sendo que cerca de 90% da pauta de exportações do país é representada por exportações de petróleo cru³⁸. O país apresenta uma economia instável, com ciclos de crescimento oscilando em função do preço do barril de petróleo no mercado mundial. Em função disso, seus 130 milhões de habitantes vivem em um país com grande desigualdade social.

A principal empresa do país é a estatal petrolífera NNPC, que atua em todos os segmentos da indústria de óleo & gás, licenciando e participando de projetos de refino,

³⁸ EIA, 2004.

gasodutos e terminais de liquefação de GNL. A empresa também vem abrindo espaço para entrada de outras petroleiras em projetos de E&P no país. Essa atuação envolve, na maioria dos casos, associação em Joint Venture entre empresas privadas e a NNPC, que participa sempre com participação acionária elevada, porém sem operação.

Com relação ao setor de gás natural, o país é um grande produtor mundial, com significativas reservas não desenvolvidas de gás. Atualmente é o 7º país do mundo em reservas provadas de GN, com reservas estimadas em 176 TCF. Esse volume capacita o país a manter sua produção atual por um período superior a 250 anos. Seus campos de produção de gás são onshore e offshore, porém são em sua maioria de campos de gás natural associado.

Pelo fato da produção de petróleo ser o principal componente da economia nigeriana, a produção do gás associado é viabilizada como forma de garantir a extração do óleo, seguindo assim os mesmos níveis de produção. Entretanto, a demanda doméstica de gás era representada quase que exclusivamente pelo uso no setor petroquímico e na geração termelétrica. Logo, a inexistência de um mercado local capaz de aproveitar e consumir toda a produção faz com que cerca de 75% do gás extraído seja queimado (“flare”) nos próprios campos de produção ou nas plataformas.

Assim, buscando dar maior aproveitamento à produção do gás e viabilizar projetos de maior valor agregado para o país, o governo nigeriano anunciou uma legislação contrária à realização dos processos de queima do gás natural, devendo estes ser eliminados até 2008. Com isso, projetos de liquefação de gás, gas-to-liquids e o desenvolvimento do mercado interno estão na carteira de projetos das empresas petroleiras, que estão atrás de oportunidades para a monetização de suas reservas de gás associado.

Além disso, o governo nigeriano também promoveu outras ações no sentido do desenvolvimento da produção de óleo e gás no país. A redução dos royalties a zero nos campos de exploração offshore deu estímulo à execução de elevados investimentos nas águas profundas do país por diversas empresas petrolíferas, entre elas a Shell, Petrobras, Total e Exxon. Há também o incentivo do governo, através da legislação e regulamentação local, à participação da petrolífera estatal NNPC e de demais empresas nacionais na indústria de petróleo e gás, como forma de estimular o desenvolvimento econômico e a absorção de rendas petrolíferas pelas empresas do país.

Com relação ao NLNG, o Governo e a sociedade nigerianos vêem seus interesses atendidos pelo projeto, já que ele é capaz de gerar renda, empregos e exportações. As exportações são importantes para a geração de saldos comerciais em moeda forte, impactando na situação cambial do país.

HISTÓRICO

Em novembro de 1985, um acordo foi assinado para criar um Comitê para estudar alternativas de monetização do gás do país através do GNL. O Comitê era composto pela NNPC, Shell, Elf e Agip.

A companhia a ser estabelecida deveria comprar e liquefazer o gás natural para a exportação principalmente no mercado do Atlântico (Estados Unidos e Europa). Assim, o objetivo era monetizar as reservas de gás natural da Nigéria e através disso, incentivar a utilização do gás natural associado anteriormente queimado nas plataformas.

O projeto de GNL da Nigéria foi iniciado em 1999 com a implantação da empresa Nigéria LNG. A estrutura do projeto envolvia diversos agentes, segmentados de acordo com as etapas de comercialização do gás, produção do GNL, comercialização e transporte do produto, assim como os construtores. Dessa maneira conseguiu-se segmentar bastante o risco do projeto, facilitando a sua capacidade de financiamento. Apesar disso, os três primeiros trens da planta foram auto-financiados, sendo que os dois seguintes e a frota de navios tanqueiros do projeto contaram com financiamento de US\$ 1 bi garantidos sobre as operações correntes dos 3 trens iniciais da planta.

Atualmente o projeto conta com a seguinte estrutura acionária:

Tabela 2.2 – Participação Acionária no NLNG

Nigeria LNG	
NNPC	49,0%
Shell	25,6%
Elf	15,0%
Agip	10,4%

Fonte: NLGN, 2004

A PLANTA

A planta de liquefação de gás NLNG, mostrada na figura 2.4, fica situada em Finima, em Bonny Island, e sua área permite instalar sete trens de liquefação.

Construída em 1999, tornou-se um dos principais portos exportadores de GNL do mundo.

A primeira parte do projeto, que incluía apenas 2 trens, iniciou operações em agosto de 1999. Em 2002, a planta foi expandida em mais um trem, além da instalação de plantas de processamento de gás, com produção de GLP e líquidos. Enquanto isso, os trabalhos para o desenvolvimento dos trens 4 e 5 iniciaram-se ainda em 1999, tendo o início de operações previsto para 2005.

Em 2003, a produção do NLNG forneceu 7% do GNL mundial³⁹, podendo esta chegar a 13%, quando os cinco trens estiverem em operação.

O projeto básico, com os dois trens iniciais, possuía uma capacidade inicial de liquefação quase 20 MMm³/d de gás natural, comercializando um volume de 5,8 mtpa de GNL ao ano. Além disso, o projeto era capaz de produzir 6 mil barris de condensado.

A construção foi integralmente financiada pelos acionistas do Nigéria LNG. O investimento total na planta inicial, no sistema de transporte e nos navios excedeu US\$ 5 bilhões.

O contrato de construção do projeto foi concedido a um consórcio de quatro companhias: Technip, Snamprogetti, MW Kellogg e Japan Gas Corp. O contrato na modalidade de “turnkey” foi efetivado em dezembro 1995, e a construção iniciou-se em novembro de 1996, somente após as autoridades locais concederem a licença de construção da planta em Bonny Island.

Além da construção da planta, havia a necessidade de se realizarem investimentos na construção da malha de dutos. A inexistência de um mercado significativo para o gás natural anterior ao NLNG, explicava a limitada rede de transporte e distribuição de gás do país.

Finalizada a etapa de construção, a produção iniciou-se em setembro de 1999, sendo a primeira carga de GNL exportada em outubro do mesmo ano, para a empresa italiana ENEL.

A decisão de construção de um terceiro trem foi feita em fevereiro de 1999, e o contrato de ampliação foi concedido ao mesmo consórcio responsável pela construção do projeto inicial. Através da utilização do mesmo consórcio, se conseguiria minimizar o tempo de construção do 3º trem, acelerando o desenvolvimento do projeto e a colocação de novos volumes de GNL no mercado.

³⁹ BP, 2004.

Esse projeto de expansão, que contou com investimentos de US\$ 1,8 bilhão, incluía um terceiro trem de liquefação e instalações de armazenamento e produção de GLP. Com a capacidade desse novo trem, a planta poderia então, produzir 8,7 mtpa de GNL, totalizando 30 MMm³/d de gás.

Além de elevar a capacidade de produção total da planta, o 3º trem era uma necessidade dos produtores do gás. Os dois trens iniciais possuíam especificações técnicas tais, que não os capacitavam para processar apenas gás natural associado. Dada a necessidade dos produtores de gás em elevar a produção de petróleo, foi feita a expansão com a instalação de equipamentos que proporcionassem o processamento de 100% de gás associado. Com isso, elevou-se também a capacidade de produção de GLP em 1000 ton/ano. A construção terminou em novembro de 2002, quando se iniciou a operação.

As perspectivas de crescimento do mercado consumidor de GNL fomentaram, em 1999, o início dos trabalhos de desenvolvimento dos trens 4 e 5 da planta nigeriana. A partir de então foram realizados estudos de mercado, avaliação da capacidade de financiamento e um pré-planejamento. A decisão de investimento no projeto ocorreu em março de 2002, com base na mesma composição acionária dos trens anteriores. Assim como na expansão realizada no 3º trem, a etapa de construção também foi realizada com o mesmo consórcio, visando a redução de custos e prazos para conclusão das obras. A construção se iniciou em abril do mesmo ano e o início das operações está previsto para meados de 2005.

As capacidades do projeto dos trens 4 e 5 garantem a entrega de mais 28 MMm³/d de gás no mercado do Atlântico. Assim, ao final de 2005, o Nigéria LNG terá cinco trens de liquefação em operação, com capacidade de produção de 17 mtpa de GNL, 2,3 mtpa de GLP e 1,0 mtpa de condensado, tornando a planta a 3ª maior do mundo.

A área onde está instalada a planta, possibilita a instalação de mais dois trens de liquefação. Assim, com a possibilidade de capturar maiores ganhos de escala, atualmente está em discussão a instalação de mais dois trens na planta NLNG. As previsões de expansão do mercado da bacia do Atlântico e a necessidade de reduzir ainda mais os níveis de queima de gás têm estimulado as empresas no desenvolvimento dessa ampliação. Além disso, o potencial de ganhos de escala com a instalação desses dois novos trens poderia gerar benefícios à competitividade do NLNG no mercado, dados os ganhos operacionais e tecnológicos com a ampliação da capacidade.



Figura 2.4 – Complexo do Nigéria LNG

Fonte: STEAD, 2003.

FORNECIMENTO DE GÁS

A companhia assinou contratos de longo prazo para fornecimento de gás natural com três empresas sócias do NLNG, são elas: Shell, Total e Agip. Para os dois primeiros trens, serão fornecidos 27,2 MMm³/d de gás, sendo 53,33% da Shell, 23,33% Total e 23,33% da Agip. Com o 3º trem, o volume total sobe para 42 MMm³/d de gás.⁴⁰

A produção do gás é feita em campos operados por cada uma das três empresas, e cada um possui participações de diferentes empresas (incluindo a nigeriana NNPC). O gás depois de processado é então transportado até a planta de GNL de Bonny Island pelo sistema de transporte de gás do próprio NLNG.

A proporção para o fornecimento do gás pelas empresas foi mantida para todos os demais trens planejados.

⁴⁰ NLNG, 2004.

COMERCIALIZAÇÃO DO GNL

A produção de GNL do NLNG, atualmente com três trens de liquefação, é de cerca de 11,8 bilhão de m³/ano, ou 32 MMm³/d de gás natural. Estes volumes foram comercializados com empresas na Espanha, França Portugal, Turquia e Itália com contratos de longo prazo.

A entrega desse gás se dá em três terminais de regas:

- Terminal de Montoir, na França;
- Terminal de Huelva, na Espanha;
- Terminal de Marmara Ereğli, na Turquia.

No início do desenvolvimento do projeto, a assinatura desses contratos de longo prazo para a comercialização do GNL garantiram maior confiabilidade às empresas, na realização dos investimentos.

Além desses contratos de longo prazo, o NLNG comercializa o excedente de produção em contratos de curto prazo, com a venda de cargas spot. Esses contratos visam essencialmente suprir o mercado spot da Europa e dos Estados Unidos.

Em 2003, os principais mercados foram a Espanha, Itália e os Estados Unidos, que concentraram 77% dos carregamentos comercializados pelo NLNG. O fato da Nigéria ser um porto no Oceânico Atlântico, próximo à Europa e ao EUA, garante uma vantagem competitiva. Com as perspectivas de expansão de ambos os mercados, há uma grande oportunidade comercial para os investimentos na expansão da planta.

TRANSPORTE

Para suprir as necessidades do projeto inicial, foram contratados sete navios tanqueiros, com capacidade de armazenamento de 120 a 140 mil m³ de GNL. Desse, seis pertencem ao próprio consórcio NLNG e um pertence à Shell. Além desses, mais três foram adquiridos junto à Hyundai, para transportar a produção do 3º trem.

Recentemente, o NLNG assinou contrato com a Hyundai e Daewoo para construção e fornecimento de oito navios tanqueiros, sendo quatro com cada uma das construtoras. Os navios terão capacidade de 140 mil m³ de GNL, e estarão em operação em 2005 para transportar a produção do quarto e do quinto trens.

Com 18 navios, o NLNG poderá suprir as necessidades das entregas de cargas referentes aos seus contratos, como também poderá fornecer serviços de

transporte para outros produtores, sob a forma de aluguel dos navios. Na Figura 2.5 abaixo se pode visualizar o navio tanqueiro LNG Lagos no terminal de Bonny.



Figura 2.5 – Navio-tanqueiro no terminal do Nigéria LNG

Fonte: STEAD, 2003.

IMPACTO DO PROJETO NO PAÍS

O NLNG é a maior companhia privada da África sub-sahariana, entretanto estima-se que do valor total do investimento no projeto, apenas 10% desse valor representou aquisições em território nigeriano.⁴¹

Durante o processo de construção do projeto inicial foram contratados aproximadamente 18 mil nigerianos, enquanto que na construção do 3º trem foram mais 7 mil pessoas. Um outro impacto positivo sobre a economia do país foi a instalação de diversas empresas de serviços de apoio e a participação de empresas nacionais (entre elas a NNPC) na estruturação de projetos de exploração de gás e na planta de liquefação.

Com uma participação de 49% no projeto Nigéria LNG, através da NNPC, o Governo nigeriano recebe os dividendos da companhia, assim como os royalties e taxas pagas pelas companhias produtoras do gás natural.

Outros benefícios ao país se dão com o desenvolvimento da produção de óleo e gás no país, elevando as receitas de royalties, taxas e dividendos. Ao mesmo momento eleva também a renda e o fluxo de exportações.

As exportações em moeda forte e o aumento de investimentos diretos estrangeiros em dólares, impactam nas condições cambiais do país.

⁴¹ ADENIKINJU, 2003.

PRINCIPAIS PONTOS

Após detalhar cada etapa do processo de estruturação do Nigeria LNG, cabe agora listar os principais pontos levantados acerca do projeto.

Sobre as características da indústria de GN da Nigéria, o principal fator estimulante ao desenvolvimento do projeto foi a disponibilidade de reservas de gás em campos de gás associado, o que permite a monetização dessas reservas como sub-produto do petróleo. Entretanto, o fato de não existir uma infra-estrutura de gasodutos desenvolvida não impediu a desenvolvimento do projeto, tendo em vista os elevado potencial de ganho com a produção do gás e do óleo recuperado com a produção de gás.

Com relação ao governo da Nigéria, a sua participação através da estatal NNPC e da concessão de incentivos fiscais (redução e isenção de alíquotas tributárias) melhorou a financiabilidade do projeto, na medida em que garantia um suporte do Governo para o financiamento e redução de custos.

Quanto às características de estruturação do NLNG, a localização próxima ao mercado dos EUA e da Europa, a assinatura de contratos de fornecimento de longo-prazo e a estrutura elaborada de forma a reduzir os riscos aos investidores foram os pontos principais para sua viabilização.

Quadro 2.2 - PRINCIPAIS PONTOS NIGERIA LNG

PAÍS
<ul style="list-style-type: none">- Disponibilidade de reservas de gás natural em campos de gás associado.- Infra-estrutura de gasodutos não estava desenvolvida até a instalação do NLNG.
GOVERNO
<ul style="list-style-type: none">- Governo concedeu isenção de royalties para campos offshore.- Governo interessado no projeto, participando através da estatal NNPC.
PROJETO
<ul style="list-style-type: none">- Projeto segmentado, reduzindo riscos.- Foi utilizado o mesmo consórcio nas etapas de construção e ampliação da planta.- Localização próxima à Europa e EUA, conferindo vantagem competitiva.

- Empresas atuantes no E&P são as mesmas participantes do projeto, com grandes reservas disponíveis.
- Possui contratos de longo prazo e também atua no mercado spot.
- Auto-financiamento para os 3 primeiros trens.

2.3) Considerações sobre os Projetos de GNL

Ao longo desse capítulo foram abordadas as formas de estruturação de projetos de GNL, e também apresentados dois projetos atualmente em operação. Através do cruzamento das informações apresentadas nesses dois tópicos foi possível inferir algumas considerações a respeito do desenvolvimento de projetos de GNL, principalmente com relação à estruturação destes e aos interesses dos agentes.

2.3.1) Estruturação de Projetos

Como citado no item 2.1, existem diversos agentes envolvidos na indústria de GNL, visando o desenvolvimento de uma planta de liquefação. Com base nos históricos apresentados sobre os projetos Atlantic LNG e Nigéria LNG, foi possível verificar que os agentes se estruturam de maneira segmentada.

Existem agentes considerados *internos* para o desenvolvimento da planta, responsáveis pela direta implementação do projeto e dos elos da cadeia. São aqueles que participam da elaboração e da estruturação do empreendimento, planejando o suprimento de gás, as condições de comercialização, o tamanho da planta, assim como estudando as melhores condições para a estruturação financeira do empreendimento. Os agentes responsáveis pela disponibilização do gás natural à planta (produtor, comercializador e transportador), o Governo do país produtor e o agente comercializador da produção de GNL estão incluídos nessa categoria.

As demais partes interessadas se dividem em três categorias: contratados, externos e do país importador.

Os *agentes contratados* são aqueles que participam efetivamente do projeto, atuando seja na etapa de construção ou na operação da planta. O que os diferencia é o fato de participarem em determinadas etapas do processo produtivo que são concorrenciais, ou seja, existe concorrência nos seus segmentos de atuação e, por isso, podem ser substituídos no processo. Apesar disso não perdem sua relevância e, como todos os demais agentes envolvidos na indústria do GNL, são essenciais para a realização do projeto, podendo inclusive garantir vantagens competitivas a ele.

Como exemplo, para que um determinado projeto avance com normalidade, é comum a contratação de um consórcio para realizar a construção da planta, arcando este com os prazos e responsabilidades das obras. Cabe às empresas empreendedoras do projeto escolher qualquer consórcio, entretanto existem algumas condições que restringem as opções da escolha. As principais restrições dizem respeito às empresas de tecnologias do processo de liquefação que atuam em mercados bastante concentrados. Outro fator restritivo é a escolha de um mesmo consórcio, tanto na etapa de construção, quanto na ampliação da planta, pois gera-se um potencial de redução de custos e prazos das obras.

A participação de outros agentes contratados também é importante. Os trabalhadores são a essência do trabalho. Sua influência pode ser tanto positiva quando da melhor adaptação aos padrões do projeto, como também negativa quando da ocorrência de paralisações e greves⁴². Os bancos de financiamento expressam sua relevância no fornecimento de crédito sob condições propícias ao desenvolvimento e à auto-sustentação do projeto. Os “shippers” são a garantia de fornecimento do produto ao mercado, porém nem sempre são agentes contratados, já que os navios tanqueiros podem também vir a ser de propriedade da própria planta ou não, como nos casos do Atlantic LNG e do Nigéria LNG, respectivamente.

Os *agentes representantes do país importador* são responsáveis por armar a estrutura de recebimento do GNL para o consumo final. O Governo do país, como responsável pela determinação da política energética, e os órgãos reguladores devem propiciar ao ambiente econômico as melhores condições para a implementação do projeto.

A instalação de um terminal de regaseificação de GNL representa para o comercializador e o distribuidor do gás no país importador, assim como para o dono da capacidade de regas, o gás necessário para o desenvolvimento de seus negócios e a continuidade das suas atividades. Nesse sentido, é importante que esses agentes participem como empreendedores na planta de regaseificação. Isso ocorre muito comumente em diversos terminais de regas no Japão e na Europa, onde a instalação de terminais representa a garantia de suprimento das distribuidoras e comercializadoras de gás nessas regiões.

Além disso, a necessidade de se garantir o suprimento de gás natural estimula a participação dos agentes importadores do GNL em empreendimentos de exportação de GNL em outros países. Empresas distribuidoras de gás do Japão e da Coreia

⁴² Ao longo de 2004 ocorreram greves dos trabalhadores nas obras de ampliação do Atlantic LNG, para a construção do trem 4.

participam de projetos de exportação de gás na Ásia, enquanto que a BG e Tractebel, grandes importadores de gás para o mercado norte-americano, participam dos projetos da Nigéria e Trinidad.

Os agentes considerados *externos* são aqueles que não influem diretamente na estruturação do projeto, mas que atuam indiretamente através de medidas que alterem a viabilidade e as barreiras ao desenvolvimento da planta. Os concorrentes e a sociedade fazem parte desse grupo. No caso dos concorrentes, a adoção de uma política de preços recessiva pode influenciar na demanda de gás natural e/ou de GNL para um determinado projeto. Esses concorrentes podem ser tanto outros produtores de GNL como também produtores de energéticos alternativos (energia elétrica, óleo combustível, fontes alternativas, entre outros).

Já no caso da sociedade, a imposição de limites ambientais sobre a instalação de terminais de exportação ou importação de GNL tem sido a principal restrição ao avanço da indústria. Entretanto, seu apoio nos países importadores pelo aumento do consumo do gás, assim como nos países exportadores pelo desenvolvimento do país, são essenciais para a formação de opinião pública favorável a esses projetos e à indústria como um todo.

A figura 2.6 abaixo resume a forma de organização dos agentes, em seus grupos.

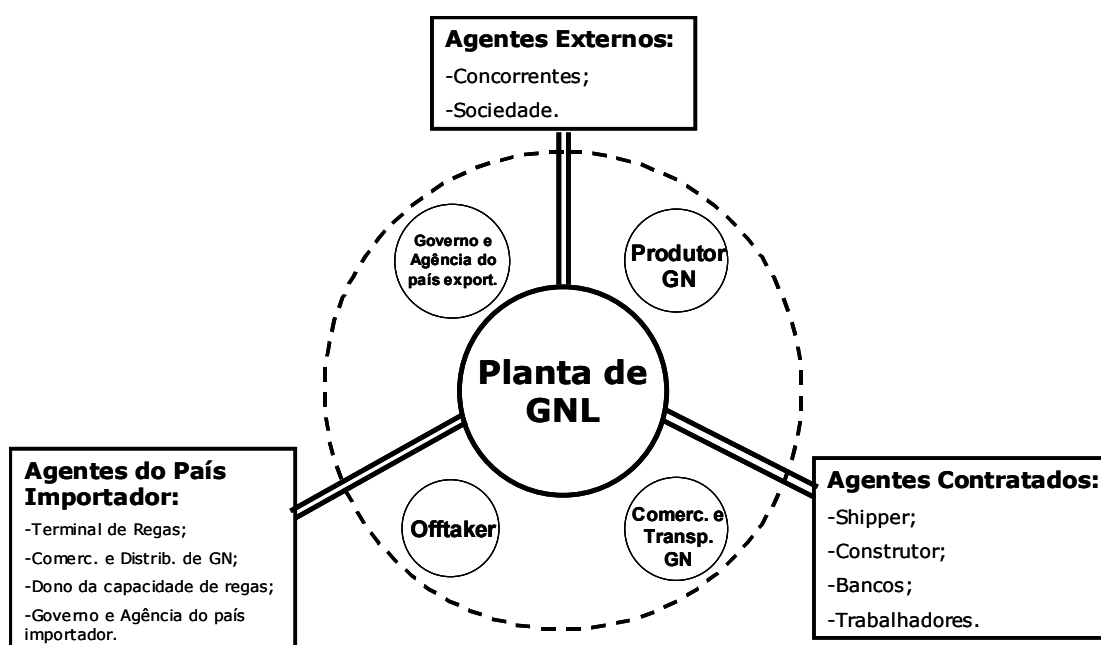


Figura 2.6 – Partes Interessadas

Fonte: Elaboração Própria

Além dessa abordagem, uma outra técnica para se analisar e segmentar a atuação dos agentes é avaliar o potencial para afetar o projeto e o potencial de

colaboração de cada agente para com o projeto. Segundo KARLSEN (2002), esse indicador é capaz de classificar os agentes em quatro categorias que variam de acordo com os potenciais de afetar e colaborar, citados acima. Dessa maneira, consegue-se mensurar a forma como os agentes podem impactar positiva ou negativamente o desenvolvimento de um projeto.

O potencial para afetar expõe a capacidade do agente de restringir ou ameaçar o desenvolvimento de um determinado empreendimento, de forma que a substituição deste por outro agente possa influenciar maior ou menor na continuidade da estruturação do negócio.

O potencial para colaborar expõe a capacidade do agente de agregar positivamente ao longo do desenvolvimento do projeto, de maneira que a sua participação na estruturação do negócio seja essencial para a atividade-fim desse agente.

Adaptando essa metodologia sobre as informações levantadas ao longo desse capítulo, foi possível segmentar os agentes envolvidos na indústria do GNL e, principalmente, como eles se posicionam e se estruturam para o desenvolvimento de um determinado projeto.

Quadro 2.3 – Classificação dos Agentes

		Potencial para AFETAR o Projeto	
		ALTO	BAIXO
Potencial para COLABORAR com o Projeto	ALTO	Agentes internos	Agentes contratados
	BAIXO	Agentes externos	Agentes do país importador

Fonte: Elaboração Própria, adaptação de KARLSEN (2002).

Assim, de acordo com o Quadro 2.3 acima e com base na segmentação preparada anteriormente com os agentes em grupos, verificou-se o seguinte:

- Os agentes internos são responsáveis pelo desenvolvimento e implementação do projeto, de forma que sua participação efetiva, colaborando na estruturação do negócio é essencial para o sucesso do empreendimento. Assim, eles possuem um alto potencial tanto para colaborar, quanto para afetar o projeto, pois caso não realizem suas tarefas ou participem do empreendimento, o desenvolvimento do projeto tenderá ao insucesso;
- Os agentes contratados atuam em alguma etapa específica do projeto, seja na construção ou na operação. São essenciais para o projeto, realizando a efetiva construção e operação do projeto. Porém, são escolhidos pelos agentes empreendedores, dentre outros concorrentes, por isso, sua capacidade de afetar o projeto é inferior, dada seu caráter substituível. Logo, possuem um alto potencial para colaborar e um baixo potencial para afetar o empreendimento;
- Os agentes externos, representados pelos concorrentes e pela sociedade, vêem em um projeto de GNL uma ameaça aos seus negócios e uma nova fonte energética, respectivamente. Porém, a participação desses agentes na estruturação do projeto é bastante reduzida, podendo apenas influenciar nas características do mercado que o envolvem. Possuem alto potencial para afetar e baixo para colaborar;
- Os agentes do país importador, estão interessados apenas em garantir o suprimento de gás natural para o consumo no mercado final e, para isso, o surgimento de novas fontes atende a seus interesses. Nesse sentido, a dinâmica dos mercados locais e os altos investimentos na cadeia tornam distantes o suficiente para não colaborarem na estruturação do projeto. Além disso, a possibilidade de vender o GNL para diversos mercados dá maior flexibilidade aos comercializadores do produto, restringindo a área de influência dos agentes do país importador sobre o projeto de exportação⁴³. Por isso, possuem um baixo potencial tanto para afetar, quanto para colaborar.

Com isso, KARLSEN (2002) ainda comenta a respeito do relacionamento entre o projeto e as categorias de agentes e de que forma eles devem se inter-relacionar, de maneira que a estratégia permita o avance do projeto.

Para garantir a colaboração dos agentes internos, os interesses destes devem convergir com os do projeto, de maneira que a entrada em operação resulte em ganhos para eles. O envolvimento dos agentes contratados no desenvolvimento do

⁴³ Existem exceções a esse caso, como por exemplo, a participação da Tokyo Gás e da Korea Gás em projetos de liquefação na Ásia.

projeto é essencial para garantir a cooperação e o suporte desses às necessidades da planta. Com relação aos agentes externos, o seu caráter não colaborador estimula um comportamento de defesa por parte do projeto. Já com relação aos agentes do país importador, seus interesses devem ser monitorados pelo projeto, assegurando a continuidade e o suprimento desse mercado.

Apesar de representar uma análise detalhada sobre os interesses e os objetivos de cada agente dentro da cadeia de produção do GNL, essa é uma abordagem simplificada da planta de liquefação, ou seja, avalia somente os interesses dos agentes de forma isolada.

A magnitude dos projetos de GNL faz com que as partes interessadas, principalmente as empresas petroleiras, se associem e cooperem umas com as outras. Dessa forma poderão atuar de maneira integrada, em diversos elos da cadeia do GNL, visando o objetivo de ganhar poder de mercado e margem de receita. Assim, a integração vertical é uma estratégia de atuação bastante utilizada por essas empresas. Essa característica está presente em ambos os projetos de GNL analisados nesse capítulo, envolvendo as empresas produtoras de gás natural (BG, BP, Total e Shell).

2.3.2) Evidências dos Projetos

Como analisado ao longo do capítulo, a forma em que o projeto está estruturado irá influir diretamente no sucesso do empreendimento, na sua capacidade de captação de recursos e na flexibilidade operacional da planta. Esses fatores irão determinar a maior ou menor vulnerabilidade do projeto no ambiente de mercado.

A partir da avaliação realizada no item 2.1 sobre os interesses dos agentes e das características dos projetos apresentadas no item 2.2, pode-se projetar de que forma os interesses dos agentes são alcançados. Algumas evidências e aspectos relevantes para a viabilização desses projetos e o sucesso operacional das plantas foram levantados.

A integração é uma estratégia comumente utilizada pelos agentes ao longo da cadeia produtiva do GNL. Essa estratégia representa a ampliação da atuação do agente na cadeia produtiva do produto. As motivações para sua adoção envolvem o melhor controle sobre a oferta de insumos, a redução dos custos de produção, a redução da assimetria de informação e a maior facilidade de gerência da produção final.

Através da integração, as empresas conseguem uma maior acumulação de capital nas diferentes etapas da cadeia produtiva, propiciando uma grande concentração de poder de mercado. Isto pode vir a originar ganhos à empresa integrada, em função da maior capacidade financeira, assim como do seu maior controle de insumos e gerenciamento de incertezas, e na minimização de riscos de mercado.

Assim, as empresas produtoras de gás natural, que vêem mercados restritos nos países onde se encontram suas reservas, encontram na exportação do gás através do GNL a saída para promover a monetização dessas reservas. A integração dessas empresas produtoras de gás como empreendedoras do desenvolvimento do projeto garante um maior poder de negociação e o aumento das margens de receita ao longo da cadeia de produção.

Uma outra oportunidade de se internalizar margens de receita ao longo da cadeia é a integração das atividades da planta de liquefação com o transporte do GNL. Quando a planta possui contratos de venda de longo prazo, existe a necessidade de se assegurar capacidade de transporte do GNL aos mercados finais. A planta pode atuar no segmento de transporte seja pelo arrendamento de longo prazo ou aquisição de navios. Projetos como o NLNG, adquiriram navios tanqueiros para realizar o transporte das cargas à Europa e, dessa maneira, conseguem reduzir custos intermediários na cadeia, elevando tanto sua competitividade no mercado, como sua margem de receita.

Do mesmo modo, as empresas distribuidoras de gás nos mercados consumidores necessitam assegurar o seu fornecimento de gás e reduzir o risco dos preços de compra do produto. Elas podem negociar tarifas acessíveis para o seu suprimento através da formalização de contratos de longo prazo com projetos exportadores. Uma forma de garantir esse suprimento é a participação dessa empresa na cadeia produtiva do GNL também como “offtaker”, de maneira a internalizar ganhos e margens de receita que seriam absorvidas por outras empresas.

Apesar de existirem diversos agentes ao longo da cadeia produtiva do GNL com atividades, objetivos e interesses distintos, a atuação integrada de empresas como diversos agentes é capaz de promover diferentes estratégias de atuação. Dessa forma, a intercalação de riscos e atividades em diversos agentes pode gerar ganhos ao desenvolvimento dos projetos e da indústria.

Outro fator importante para a viabilidade das plantas de liquefação é a participação direta dos Governos dos países exportadores de GNL. Diversos países

detentores de reservas de gás natural, entre eles Nigéria, Trinidad & Tobago e Argélia, vêm na exportação de gás natural algo além da exploração dos seus recursos energéticos. A promoção de investimentos produtivos no país e a geração de empregos e renda também fomentam a participação governamental no empreendimento.

A participação dos Governos na composição acionária dos projetos se dá através de empresas estatais. Como visto nesse capítulo, a NNPC (Nigéria) e a NGC (Trinidad & Tobago) são responsáveis pela atuação governamental no projeto de exportação de GNL em seus países. Em outros projetos de liquefação de gás hoje em operação a participação de empresas governamentais é comum na grande maioria deles, como no caso da Argélia (Sonatrach), Líbia (NOC) e Catar (Qatar Petroleum).

Uma outra forma de atuação dos Governos no sentido de fomentar a exploração e exportação do gás é a concessão de incentivos fiscais para o desenvolvimento da planta de liquefação, fato que ocorreu nos dois projetos analisados no trabalho.

A participação da sociedade é representativa nos países exportadores. As questões relativas ao interesse nacional e à exploração de recursos energéticos por empresas estrangeiras são sempre levantadas quando da exportação de petróleo e gás natural. Nesse sentido a compreensão, o apoio e a participação da sociedade local pelo estímulo ao desenvolvimento de projetos de GNL garantem o suporte social e político para o sucesso do empreendimento. Em países como Trinidad & Tobago e Nigéria, a exploração do gás e a exportação do GNL é aceita pela sociedade que vê uma oportunidade de desenvolvimento econômico ao país. De acordo com o Banco Central de Trinidad & Tobago, a produção relativa ao 1º trem do Atlantic LNG representaria um incremento entre 1,5-2% do PIB do país⁴⁴. Segundo projeções a fase de produção dos três primeiros trens do Nigéria LNG representaria um impacto de 4,3% no PIB⁴⁵.

Os impactos da inexistência desse tipo de apoio demonstrou-se em 2003, quando o povo boliviano se manifestou a respeito de um projeto de exportação de GNL para o mercado norte americano. A repressão ao projeto era forte, tomando as ruas de grande parte do território boliviano. Contava com apoio de camadas políticas de oposição e grande parte da população indígena, originais habitantes da região. Como resultado o Presidente do país renunciou ao cargo e o projeto foi postergado pelas empresas BP, BG e Repsol-YPF, que o capitalizavam.

⁴⁴ JOBITY, 2000.

⁴⁵ ADENIKINJU, 2003.

As preocupações do povo boliviano expressavam a indignação com relação à forma como os interesses da sociedade do país estavam sendo buscados. A princípio, apesar do apoio do Governo ao desenvolvimento do projeto, as condições políticas e econômicas do país e a inocorrência do efetivo suporte do poder público, expuseram a falta de colaboração com a implementação do empreendimento.

Logo, a não colaboração dos interesses sociais e a falta de participação governamental na busca pelos seus interesses, representam riscos à viabilidade da planta.

Como citado no item 2.1, a segmentação do projeto em etapas e a assinatura de contratos intermediários entre as partes envolvidas, auxiliam na diluição dos riscos. Dessa forma conseguem que os riscos operacionais do negócio sejam alocados e distribuídos entre os agentes.

A forma como os agentes irão interagir dentro do projeto, responde pela estrutura. Diferentes maneiras de estruturar o empreendimento gerarão diferentes distribuições de risco entre os agentes do negócio. Em ambos os projetos analisados a estrutura foi segmentada em etapas e contratos foram assinados entre os agentes como forma de diluição dos riscos. Porém, existiram diferenças entre essas formas de segmentação adotadas, já citadas ao longo do trabalho.

Como já comentado, a assinatura de contratos de comercialização de longo prazo possibilita a geração de fluxos de caixa estáveis, auxiliando na viabilização financeira do projeto. Para elevar a margem de ganho da planta, a comercialização de cargas de produção excedentes para contratos de curto-prazo gera maiores vendas e flexibilidade na comercialização.

Um grande impulso às vendas de cargas excedentes é a proximidade das plantas de liquefação aos mercados consumidores em expansão, como os Estados Unidos e a Europa, o que permite a obtenção de vantagens absolutas nos custos de transporte do GNL. Caso esteja próxima ao mercado consumidor, os custos de logística (transporte e armazenamento) são reduzidos, gerando maior margem de ganho e vantagem competitividade ao produto.

Essas vantagens são percebidas na comercialização das cargas de curto prazo, onde a proximidade e os diferenciais de custos mostram-se mais presentes. O Atlantic LNG se apropria dessa vantagem atuando na comercialização spot tanto para o mercado americano quanto europeu.

O dimensionamento original da planta também é relevante à competitividade do projeto no mercado, já que caso exista a possibilidade de ampliação a baixo custo e

disponibilidade de reservas, haverá uma tendência a que o mercado privilegie a expansão da planta à promover a construção de uma nova. Junto a isso, a utilização do mesmo consórcio construtor para realizar a ampliação da planta, é possível reduzir o prazo e o custo das obras.

Por último, uma evidência relevante descoberta na análise foi com relação ao tipo do reservatório do gás para o desenvolvimento dos projetos. Na realidade, o fato do reservatório ser ou não de gás associado nos dois projetos analisados, não demonstrou influência sobre o sucesso dos projetos. Contudo, a questão do volume de reservas mostrou ser o fator importante.

Em um reservatório com um elevado volume de reservas de gás, a escala para a atividade de E&P é elevada, o que reduz os custos de desenvolvimento e produção. Dependendo da estruturação do reservatório (associado ou não associado) e das condições de comercialização e produção do óleo e do gás, a exploração do reservatório é viabilizada. No caso dos campos de gás associado na Nigéria, a necessidade de produzir o óleo incentiva a produção do gás natural, mesmo que este não possua um mercado consumidor efetivo. Já no caso dos campos de Trinidad, as reservas de gás não associado são viabilizadas graças à escala de produção e ao crescimento do mercado de exportação (GNL, amônia e uréia, principalmente).

Quadro 2.4 - PRINCIPAIS PONTOS ANALISADOS NO CAPÍTULO 2

- Integração vertical como estratégia comum, utilizada por diferentes empresas em diversas etapas da cadeia.
- Empresas atuantes no E&P são as mesmas participantes do projeto, com grandes reservas disponíveis.
- Participação dos Governos nos projetos é importante para o desenvolvimento e a estruturação do negócio, devendo ser consolidada através das empresas estatais.
- Concessão de incentivos fiscais pelos Governos é altamente relevante na viabilização financeira do empreendimento.
- Sociedade tanto do país exportador, quanto do importador, deve ser parte integrante, envolvida na aprovação social e legitimação do projeto.
- Volume de reservas deve ser suficiente para gerar ganhos de escala à produção e à planta, independente do tipo do reservatório.
- Segmentação do projeto em etapas, com a mitigação de riscos entre os agentes, é a forma mais utilizada na estruturação dos negócios.
- A contratação a longo prazo é essencial para garantir o fluxo de caixa financeiro

dos projetos. Além disso, o mercado spot (curto prazo) é opção para ganhos na comercialização de cargas excedentes.

- A utilização do mesmo consórcio nas etapas de construção e ampliação é capaz de reduzir os custos e o prazo das obras na planta.

Com base nisso, foi possível que os interesses dos diversos agentes fossem equilibrados e que os projetos avançassem. As particularidades de cada projeto, assim como as características de cada país foram assimiladas em cada caso pelos próprios agentes, no sentido de buscar a ponto ótimo para todas as partes interessadas.

Mais adiante, no capítulo 4, estes aspectos serão utilizados para avaliar a implantação de projetos de GNL na América do Sul. Porém, para isso é necessário descrever as condições da indústria de gás natural na região, o que acontece no capítulo 3.

CAPÍTULO 3 – INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO CONE SUL

Há alguns anos a indústria de gás natural dos países do Cone Sul, mais especificamente Argentina, Bolívia, Brasil e Chile, vem integrando suas atividades e conectando os mercados.

A participação de diversos agentes ao longo da cadeia de produção traz características interessantes à dinâmica econômica da indústria e dos mercados.

Com o objetivo de listar essas principais características, esse capítulo abordará o status atual da indústria de gás nos países do Cone Sul, destacando a participação dos agentes envolvidos ao longo da cadeia de valor.

3.1) Status da Indústria de Gás no Cone Sul

Esse item avaliará a estrutura genérica de projetos de liquefação de gás natural, detalhando os interesses dos agentes envolvidos na cadeia de valor.

3.1.1) Reservas e Produção de Gás

A América do Sul não possui grande representatividade no que tange às suas reservas e produção de gás, se comparada à indústria de gás natural mundial. Em 2003 as reservas provadas do continente eram de 254 TCF, apenas 4,1% do total mundial. Desse percentual mais de 57% está concentrado na Venezuela e 24% nos países do Cone Sul⁴⁶. A Tabela 3.1, abaixo, apresenta as reservas, produção e indicador reservas/produção para os países do Cone Sul, no ano de 2003.

Tabela 3.1 – Reservas e Produção de Gás no Cone Sul

2003	Reservas provadas de GN (TCF)	Produção de GN (MMm ³ /d)	R/P (anos)
Argentina	21,6	138,8	12,1
Bacia Austral	4,9	24,69	15,3
Bacia Cuyana	0,0	0,22	6,3
Bacia Neuquina	1,3	9,83	10,6
Bacia Noroeste	11,0	81,77	10,4
Bacia San Jorge	4,4	22,32	15,3
Bolívia	27,6	24,4	149,2
Brasil	11,9	43,3	21,3
Chile	1,3	-	-

Fonte: ANP, 2004; YPFB, 2004; Secretaria de Energia da Argentina, 2004; CNE, 2004.

⁴⁶ BP, 2004.

Essas reservas não estão dispersas uniformemente entre os países. Bolívia, Argentina e Brasil possuem as principais reservas do Cone Sul, enquanto que os demais países que não possuem reservas, têm suas demandas atendidas por importações dos países vizinhos.

A Bolívia é o país com maior volume de reservas da região, estando os seus campos localizados principalmente no centro-sul do país, nas províncias de Tarija e Santa Cruz. Com 27,3 TCF de reservas provadas, o país possui ainda cerca de 25,0 TCF de reservas prováveis⁴⁷.

O processo de privatização da estatal petrolífera YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) e a reforma setorial iniciada em 1996 abriram o setor aos investimentos de grandes empresas estrangeiras. No setor de E&P boliviano, a concentração é bastante elevada, de modo que cinco empresas, Repsol-YPF, BG, Total, Petrobras e BP, controlam mais de 74% do total de reservas provadas de gás.⁴⁸

Com quatro grandes regiões com reservas de gás (Austral, Neuquina, San Jorge e Noroeste), as reservas provadas da Argentina são de 21,6 TCF, constituindo-se na 2ª maior reserva da região. Entretanto, as necessidades de consumo do mercado argentino fazem com que a produção seja elevada, reduzindo a taxa de Reservas/Produção.

Recentemente o país vem apresentando um grave problema com relação à reprodução das reservas de gás. Os investimentos em exploração de reservatórios reduziram-se após a maxi-desvalorização cambial por que passou a Argentina no início de 2002. Com um volume menor de inversões, não ocorreram novas descobertas e nem se elevaram os níveis de produção, reduzindo, assim, a capacidade de aproveitamento das reservas do país.

Por esse mesmo motivo, atualmente a produção de gás no país está limitada à capacidade máxima dos campos, o que vem impactando os volumes de exportação de gás e, principalmente, o suprimento interno⁴⁹. Em 2004, como forma de sanar parte do problema, foram reativadas as importações de gás da Bolívia.

Além da Repsol, que adquiriu a ex-estatal YPF e atualmente detém 39% das reservas nacionais, outras empresas também estão presentes significativamente na

⁴⁷ YPFB, 2004,

⁴⁸ VILAS-BOAS (2004)

⁴⁹ Em 2004, foram realizados cortes às exportações de gás para o Chile, Uruguai e Brasil.

E&P argentina: a francesa Total, a BP e a Petrobras controlam 7,5%, 11,3% e 7,0% do total de reservas argentinas, respectivamente⁵⁰.

As reservas brasileiras de gás são da ordem de 8,7 TCF, e estão localizadas principalmente no litoral do Estado do Rio de Janeiro, na bacia de Campos (48,6%), e nas reservas de GN em Urucú no Amazonas (20%)⁵¹. Recentemente foi anunciado pela Petrobras potencial exploratório de gás na Bacia de Santos da ordem 14 TCF, porém esse potencial ainda está sendo avaliado pela empresa.

As licitações de blocos exploratórios, promovidas pela ANP a partir do ano 2000, proporcionaram a entrada de algumas empresas no setor de E&P do país. Entretanto, as reservas e a produção de petróleo e gás por outras empresas que não a Petrobras ainda são muito pouco representativas.

3.1.2) Sistema de Transporte

A infra-estrutura de gasodutos do Cone Sul é incipiente, se comparada com as redes de outras regiões onde o mercado é mais desenvolvido, como Estados Unidos e Europa.

A Argentina possui uma indústria de gás centenária. Seus gasodutos foram construídos com a participação do governo ao longo de décadas. No início dos anos 90, essa rede foi segmentada em duas empresas: Transportadora do Gas Del Sur (TGS) e Transportadora do Gas Del Norte (TGN). Ambas foram privatizadas dentro do processo de reforma setorial.

A TGS é atualmente controlada pela Petrobras Energía e pela Enron. Com uma extensão superior a 7400 km, essa rede interliga as reservas de GN no sul da Argentina à capital Buenos Aires. Já a TGN possui em sua composição acionária empresas como a Total, Petronas, Techint e CMS Energy. Esse sistema de 5400 km gasodutos interliga a região norte da Argentina, as fronteiras com a Bolívia e o Chile à capital Buenos Aires.

Além desses, como identificados na Figura 3.2, a Argentina possui alguns gasodutos de exportação para os mercados brasileiro, chileno e uruguaio. A conexão com Uruguaiana (RS) visa abastecer uma usina termelétrica a gás na região, porém existe projeto para estender o duto até Porto Alegre, conectando ao trecho final do Gasoduto Bolívia Brasil. Com o Uruguai são dois gasodutos (Litoral e Cruz Del Sur). A

⁵⁰ Secretaria de Energia da Argentina (2004)

⁵¹ ANP (2004).

exportação para o Chile é feita através de 7 gasodutos: 2 para a região norte (Gasoduto Norandino e Gasoduto do Atacama), que operam com capacidade ociosa atualmente; 2 para a região central que operam com bom nível de ocupação (GasAndes e Gasoduto del Pacífico); e 3 para o extremos sul, nos quais o gás é transportado para plantas de produção de metanol (Methanex).



Figura 3.1 – Infra-estrutura de Gasodutos no Cone Sul (2004)

Fonte: Petrobras, 2004.

Na Bolívia o processo de reforma setorial na década de 90 levou à desestatização da rede de gasodutos, que sob o nome de Transredes S.A. foi adquirida pela Enron e pela Shell. Essa rede se estende por grande parte do território boliviano, porém desde a privatização não houve expansões. Outro gasoduto importante é o Transierra, que possui capacidade de 17 MMm³/d e conecta as reservas de gás do sul do país ao entroncamento com o gasoduto Bolívia-Brasil em Santa Cruz de la Sierra.

As exportações bolivianas de gás são feitas através de três gasodutos. O Bolívia-Brasil (Gasbol) conta com um trecho boliviano (GTB) e um brasileiro (TBG) e é a principal conexão de exportação. O Gasocidente conecta o país a Cuiabá, onde o

gás é consumido para geração termelétrica. Há ainda um pequeno duto desde a província de Tarija para a Argentina, recém reativado com as exportações ao país vizinho.

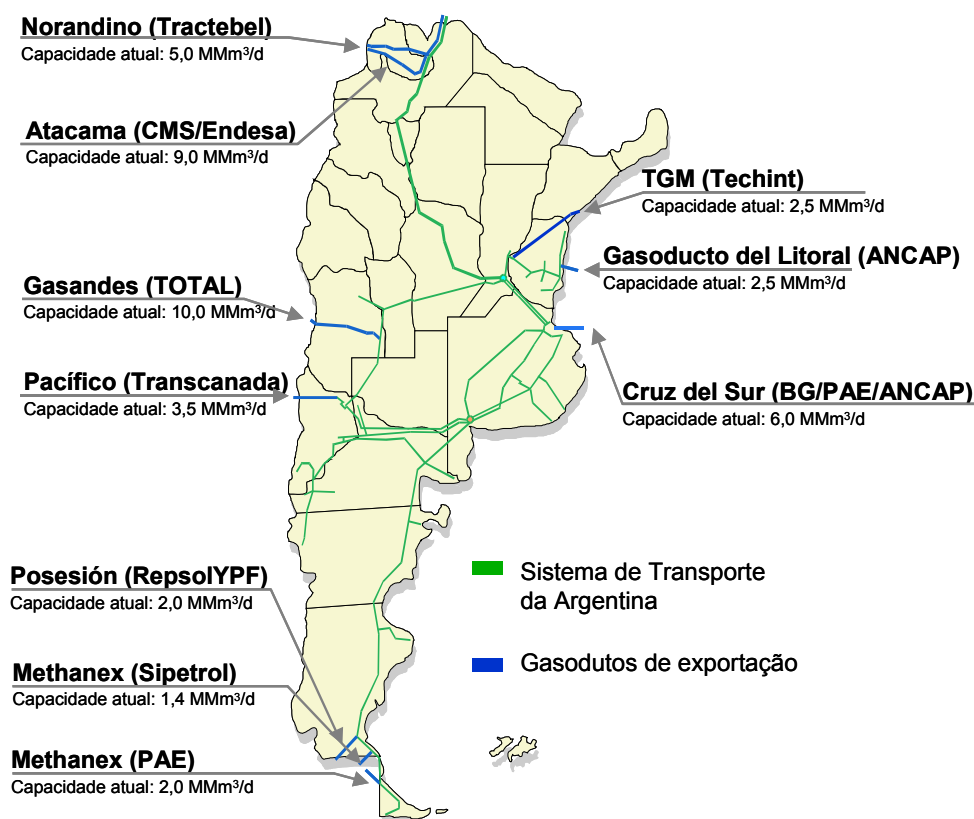


Figura 3.2: Gasodutos de Exportação da Argentina (2004)

Fonte: Vilas-Boas, 2004.

Com relação ao Brasil, uma das principais vias de oferta de gás ao país é o gasoduto Bolívia-Brasil, que com uma extensão de 3150 km é capaz de transportar até 30 MMm³/d de gás desde Santa Cruz de la Sierra (Bolívia) até São Paulo e Porto Alegre. Os demais dutos existentes no país são de propriedade da Petrobras, que os utiliza para suas operações de movimentação de produção, refinarias e comercialização.

A Tabela 3.2, abaixo, resume a situação e os investimentos realizados nos principais dutos de internacionais em operação no Cone Sul.

Tabela 3.2 – Gasodutos Internacionais em Operação no Cone Sul

Países	Informações	Início de Operação	Investimento US\$ MM
Argentina-Chile Gasoduto Magallanes 1	Distância: 83 km, Diâmetro: 10", Capacidade: 2,0 MMm³/d	1997	6.5
Argentina-Chile Gasoduto Gasandes	Dist.: 463 km, Diâmetro: 24", Capacidade: 10,0 MMm³/d	1997	325

Argentina – Uruguai Gasoduto del Litoral	Distância: 26 km, Diâmetro: 10", Capacidade: 1,0 MMm ³ /d	1998	4
Argentina – Chile Gasoduto Atacama	Dist.: 941 km, Diâmetro: 20", Capacidade: 9,0 MMm ³ /d	1999	400
Argentina – Chile Gasoduto Magallanes 2	Dist.: 105 km, Diâmetro: 12", Capacidade: 2,0 MMm ³ /d	1999	30
Argentina – Chile Gasoduto Norandino	Dist.: 1060 km, Diâmetro: 20", Capacidade: 5,0 MMm ³ /d	1999	400
Bolívia – Brasil (Gasbol)	Dist.: 3.069 km, Diâmetro: 32", Capacidade: 30,0 MMm ³ /d	1999	2000
Bolívia – Brasil (Cuiabá)	Dist.: 623 km, Diâmetro: 18", Capacidade: 3,0 MMm ³ /d	1999	100
Argentina – Chile Gasoduto del Pacífico	Dist.: 638 km, Diâmetro: 24", Capacidade: 3.5 MMm ³ /d	1999	430
Argentina – Brasil Gasoduto TGM	Dist.: 450 km, Diâmetro: 24", Capacidade: 2.8 MMm ³ /d	2000	250
Argentina – Bolívia	Distância: 21 km, Diâmetro: 12", Capacidade: 1.2 MMm ³ /d	2001	3
Argentina – Uruguai Gasoduto del Litoral	Distância: 1.3 km, Diâmetro: 12", Capacidade: 2.0 MMm ³ /d	2001	1
Argentina – Uruguai Gasoduto Cruz del Sur	Dist.: 215 km, Diâmetro: 24", Capacidade: 6,0 MMm ³ /d	2002	120
Bolívia-Argentina Gasoduto Yabog	Distância: 12 km, Diâmetro: 24", Capacidade: 6,0 MMm ³ /d	(1972-1999) 2004	0.5

Fonte: VEGA, 2004.

3.1.3) Mercados

Os mercados de gás natural dos países do Cone Sul se encontram em condições de maturidade distintas. O mercado argentino é o mais antigo, com o gás representando quase 50% do consumo de energia primária do país. No Brasil e no Chile, a expansão do mercado se deu recentemente, principalmente com o advento da geração elétrica a gás natural, surgiu no mercado brasileiro em 2000 e, em 2004 representou 22% do consumo nacional de gás⁵². Já nos demais países (Bolívia, Uruguai e Paraguai), as demandas são pequenas, portanto não possuem grande representatividade no total. O Gráfico 3.1 resume a situação das matrizes de energia primária dos países do Cone Sul.

Entretanto, apesar de existir um certo distanciamento entre a idade dos mercados, nos últimos anos tem se desenvolvido um processo de interconexão da infra-estrutura de transporte. Esses gasodutos visam essencialmente à exportação do gás de países produtores a países demandantes, principalmente o Brasil e o Chile.

A Argentina é o principal mercado da região, com um consumo superior a 100 MMm³/d. Como exposto no Gráfico 3.2, os principais usos do gás no país são para a geração elétrica, petroquímica e processamento, além do uso doméstico e veicular. Existe no país uma grande sazonalidade da demanda por gás ao longo do ano, porque

⁵² Petrobras, 2004.

as quedas de temperatura durante o inverno favorecem o consumo do gás para aquecimento de ambientes, principalmente no setor residencial.

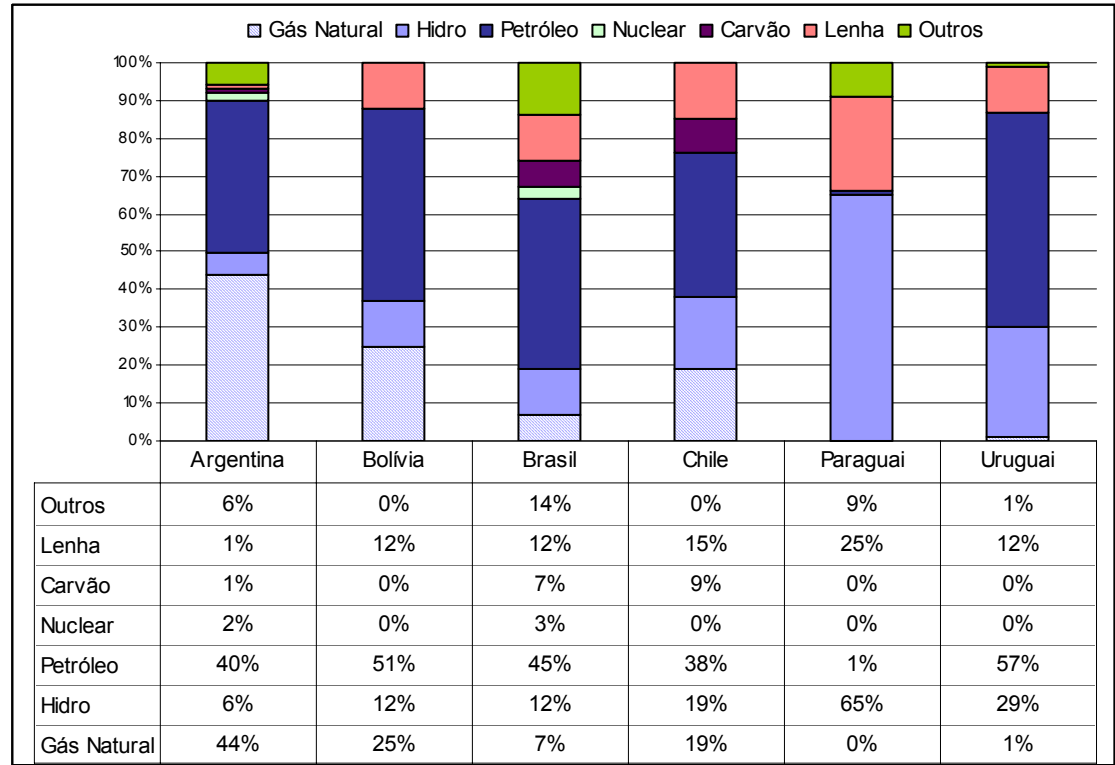


Gráfico 3.1: Consumo de Energia Primária no Cone Sul (%) - 2002

Fonte: Vilas-Boas, 2004.

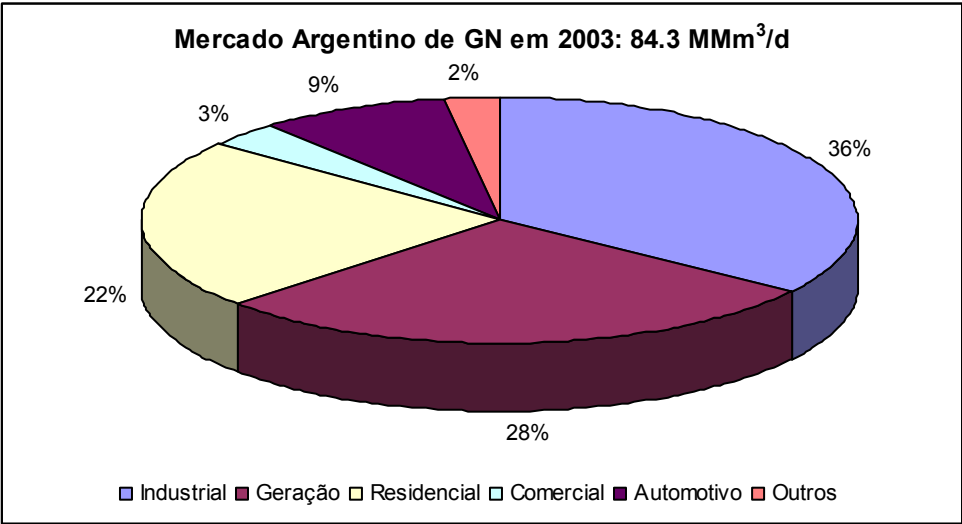


Gráfico 3.2: Principais usos do GN no Mercado Argentino

Fonte: CERA (2004)

Com relação aos preços do gás no país, eles apresentaram forte queda em dólares no ano de 2002, em decorrência da maxi-desvalorização cambial do peso. Com isso, as tarifas de serviços públicos foram “pesificadas”, impactando tanto na redução dos preços em dólares nos mercados finais de gás, como também nas tarifas de serviços de transporte via gasodutos. Como resultado, os projetos de exploração

no país perderam sua rentabilidade, fazendo com que as empresas não realizassem investimentos na ampliação da capacidade de produção de gás, na reprodução das reservas, nem no sistema de transporte.

Assim, em 2004 o país se viu diante de uma crise de abastecimento interno de gás. O governo argentino foi obrigado a tomar uma série de medidas restritivas, visando garantir o suprimento nacional: imposição de limites e licenças de exportação (com eventuais cortes de volumes); retenção de parte das receitas de exportações (retenções de 20% sobre a exportação); acordo com produtores de gás para elevar a tarifa aos consumidores finais (elevar ao patamar anterior à crise até meados de 2006); e a importação de gás natural boliviano (4,0 MMm³/d a partir de maio de 2004, elevando a 6,5 MMm³/d em 2005).

Grande parte da produção de gás Argentina é direcionada para comercialização no Chile. O mercado chileno possui preços superiores aos cobrados na Argentina. Em função disso, há um estímulo às empresas produtoras e comercializadores de gás a fornecerem ao Chile, pois é um mercado com condições mais favoráveis e que proporciona receitas em dólares, e não em pesos argentinos. Atualmente, a demanda de gás é de 19,4 MMm³/d, representando 18% do consumo de energia primária⁵³, e sendo o principal uso do gás para geração de energia elétrica, que representa 36% da matriz de geração⁵⁴.

Apesar de já consumir volumes razoáveis de gás, o mercado chileno de gás é recente, tendo se iniciado após o início das importações da Argentina. Em 2004, com os cortes de gás para exportação da Argentina, o país passou por sérias restrições. Além disso, desavenças territoriais e políticas com a Bolívia⁵⁵ inibiram novos acordos de importação direta das reservas bolivianas.

Além do Chile, outro país dependente das importações de gás da Argentina é o Uruguai. Com a entrada em operação dos gasodutos que interligam a Argentina a Paysandú e Montevideu em 1998 e 2001, respectivamente, promoveu-se o início da indústria de gás natural no país. Entretanto, ainda hoje o mercado ainda é muito pequeno, inferior a 1 MMm³/d.

Os preços do produto no Uruguai são derivados daqueles praticados no mercado argentino, acrescidos dos custos de transporte e importação.

⁵³ CNE (2004).

⁵⁴ CERA (2004).

⁵⁵ A Guerra do Pacífico transcorreu entre 1879 e 1883. Nela, a Bolívia perdeu a parte litorânea do seu território para o Chile.

O Uruguai também sofreu com os cortes de exportações de gás da Argentina. Porém, como o gás é pouco representativo na matriz energética do país, os impactos não foram muito grandes para a sua sustentabilidade energética. O principal choque foi a imposição de restrições ao suprimento de gás para um mercado jovem, que necessita de fontes perenes e confiáveis para se desenvolver.

A Bolívia é o país com maiores reservas do Cone Sul, porém seu mercado interno é restrito ao consumo de duas refinarias com capacidade de processamento de 35 mil bpd cada e um pequeno mercado industrial. O volume consumido é de cerca de 3 MMm³/d de gás. A grande parte da produção do país é exportada a outros mercados.

Em 1996, a estatal petrolífera do país YPFB assinou um contrato de exportação de gás para o Brasil por um período de 20 anos. Como observa-se no Gráfico 3.3 abaixo, a assinatura desse contrato estimulou investimentos, promovendo a expansão da indústria e ampliando o nível de reservas e a capacidade de produção. O contrato prevê a comercialização de até 30 MMm³/d de gás ao Brasil. O hidrocarboneto é produzido por diversas empresas produtoras locais, entre elas a Petrobras Bolívia, Bg, Repsol e Total. Essa produção é agregada pela YPFB que entrega à Petrobras (importadora do produto no Brasil) a totalidade do volume solicitado. No ano de 2004, esse volume foi da ordem de 21 MMm³/d⁵⁶.

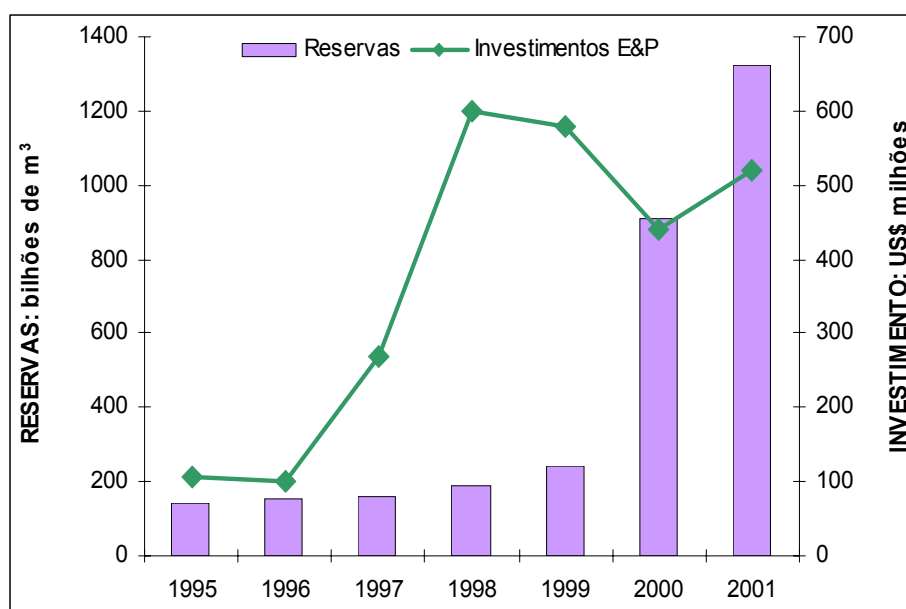


Gráfico 3.3: Reservas de GN e Investimentos na Bolívia

Fonte: Real et alli (2002)

⁵⁶ Petrobras, 2004.

Recentemente, em função da crise de abastecimento de gás no mercado argentino, as exportações bolivianas foram re-iniciadas, com o apoio de empresas petrolíferas (Petrobras e Repsol) e dos governos de ambos os países. A possibilidade de se firmar acordos de fornecimento de longo prazo entre a Bolívia e a Argentina tem sido muito comentada nos periódicos durante 2004.

Os preços praticados na comercialização do gás boliviano são derivados dos acordos internacionais de exportação. Como principal demandante, o preço de importação para o mercado brasileiro possui mais influência no mercado. Ele possui uma fórmula de paridade com óleos combustíveis comercializados no mercado internacional, de maneira a proteger o produto de um efeito substituição via preços.

As reservas disponíveis no país são superiores aos volumes contratados para exportação atualmente. Alguns projetos para o aproveitamento dessas reservas já foram mencionados na mídia, porém até então não foi implementado nenhum grande projeto. Em 2003, a tentativa falha de um projeto de exportação de GNL pela costa do Oceano Pacífico levou à queda do Presidente da Bolívia em função da forte revolta popular contrária ao projeto e às ações do governo. O projeto de uma planta de processamento gás-químico na fronteira com o Brasil também está em discussão, pelos agentes de ambos os governos.

O país possui então um volume de reservas superior às atuais possibilidades de comercialização. Assim, a prospecção de novos projetos e de novas exportações é essencial para a monetização das reservas de gás no mercado, principalmente para Brasil e Argentina. Isto está direcionando cada vez mais a produção nacional de GN para a exportação, tal que o mercado interno ainda é pouco expressivo.

Nesse sentido o Brasil possui grande influência sobre a produção boliviana. A entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil gerou um incremento na oferta de gás para o Brasil, incentivando o desenvolvimento do mercado de gás.

Com um mercado em expansão, as principais forças de demanda do mercado brasileiro de gás ocorrem no setor de refino e processamento, indústria e geração elétrica. O consumo de gás nas faixas residencial, comercial e transportes ainda é pequeno, tendo em vista a baixa capilaridade das redes de distribuição regionais. O Gráfico 3.4 expõe a evolução do consumo de gás no mercado brasileiro, destacando a sua expansão a partir de 1999, ano de início de operação do gasoduto Bolívia-Brasil.

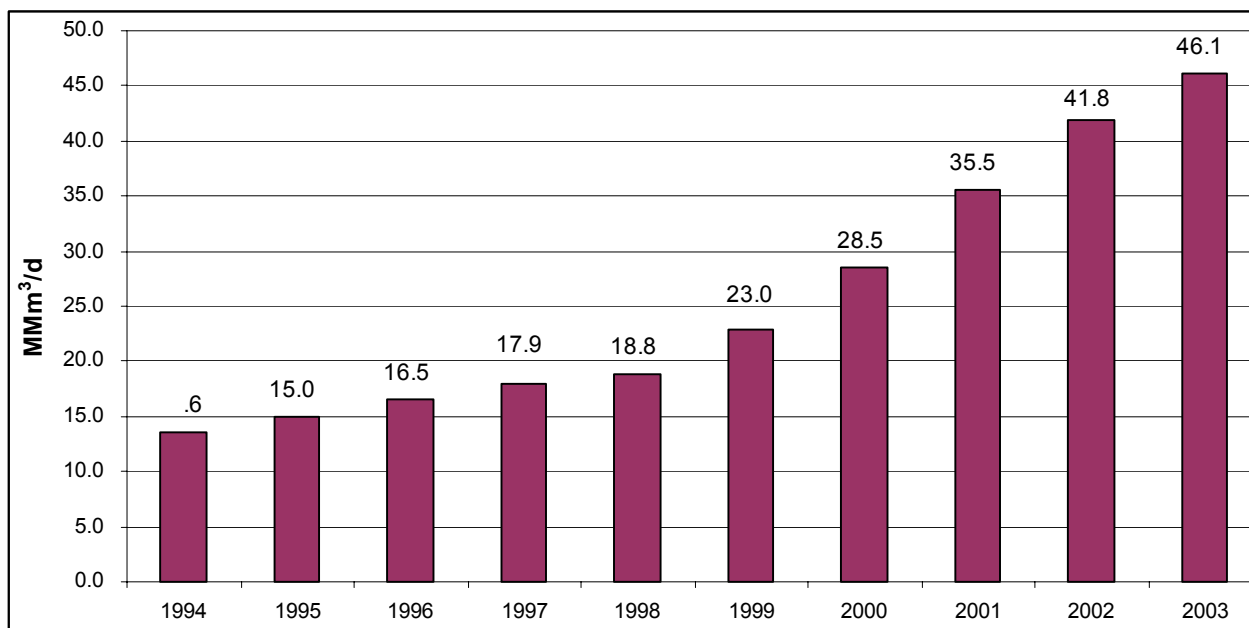


Gráfico 3.4: Evolução do Consumo de GN no Brasil

Fonte: ANP (2004)

Um fator importante no mercado brasileiro de gás é a demanda realizada pelo setor de geração elétrica. A matriz de geração do país é essencialmente hidrelétrica e, dependendo da hidrologia, o nível dos reservatórios das usinas podem não possuir capacidade de geração suficiente para suprir a demanda. Em 2001, em função da restrição da capacidade de geração das usinas hidroelétricas e também na capacidade das linhas de transmissão de eletricidade, o país foi forçado a realizar racionamento da demanda a fim de evitar um corte generalizado no suprimento ao país.

Como um plano contra esse racionamento, foram propostas 49 usinas termelétricas a gás para gerar a energia necessária. Entretanto, as condições não foram favoráveis ao desenvolvimento de todos os projetos. Isso se deu principalmente devido ao restabelecimento de condições para geração da energia hidrelétrica mais barata, e pelas condições de fornecimento de gás insuficientes para garantir a geração.

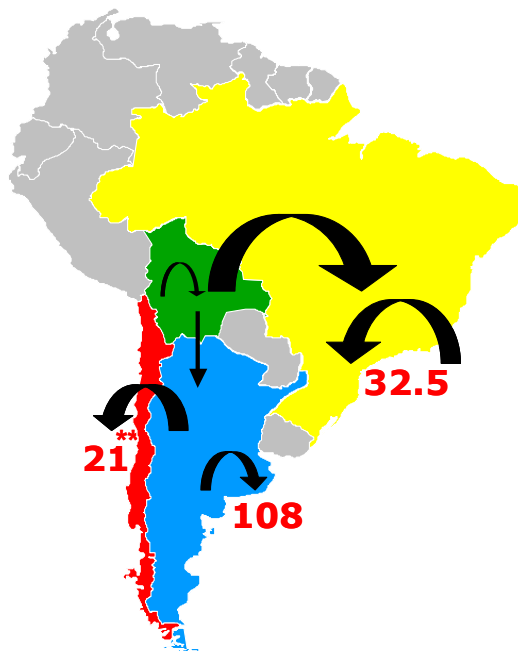
Porém, as termelétricas são uma alternativa a ser sempre analisada no mercado brasileiro como fonte de geração elétrica, dependendo principalmente das condições de preços de mercado, de contratação da energia e do arcabouço regulatório.

Em 2003, e desde 2001, a produção nacional tem respondido por aproximadamente 65% do total consumido e as importações pelos demais 35%⁵⁷. Os preços de comercialização do gás às distribuidoras regionais seguem os custos da commodity do gás e os de transporte nos gasodutos.

3.1.4) Tendências

A integração dos mercados de gás do Cone Sul vem avançando a cada ano. Desde a construção de gasodutos entre os países da região a partir de 1997, o fluxo de gás tem crescido e, atualmente, representam boa parte do mercado. Atualmente o mercado do Cone Sul consome mais de 185 MMm³/d de gás, sendo a Argentina o principal consumidor. No primeiro trimestre do ano de 2004 os fluxos internacionais de comercialização de gás responderam por 23% do total do mercado. A Figura 13 abaixo resume os principais fluxos internacionais na região.

A expansão do mercado brasileiro e chileno, assim como a recuperação do consumo após a crise na Argentina, devem estimular o crescimento da demanda no Cone Sul.



* Exportação iniciou-se em maio/2004.

** Fluxo de exportação anterior aos cortes feitos pelo governo argentino.

Figura 13: Mercado de Gás no Cone Sul (MMm³/d) – 1T/2004

Fonte: Petrobras (2004)

Com relação ao mercado brasileiro, como mostra o Gráfico 15, existe uma perspectiva da Petrobras de expansão do mercado nacional a uma taxa de 13,6% aa

⁵⁷ Dados da ANP (2004). Valores da produção nacional, descontados os volumes de queima, perda e reinjeção de gás.

até 2010. Essa expansão se dará em todos os setores de consumo, principalmente o setor de geração elétrica que promete quadruplicar o consumo de gás nas termelétricas até o final da década.

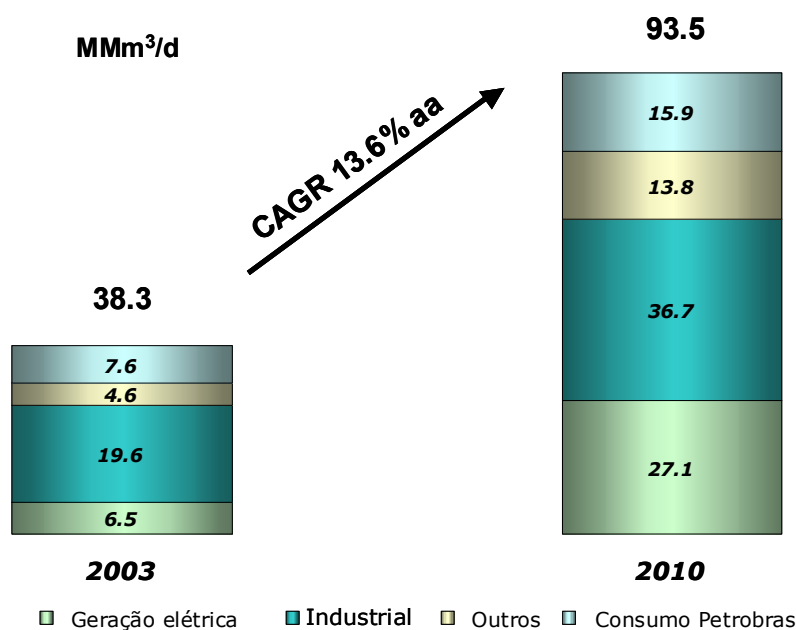


Gráfico 15: Projeção para o Mercado Brasileiro

Fonte: Petrobras (2004)

No mercado do Chile, a expansão do setor de geração elétrica também é o principal fator para o crescimento da demanda de gás. A necessidade de elevar a capacidade de geração no país tem fomentado a instalação de novas usinas. De tal modo, a Comisión Nacional de Energia (CNE) indica que o país necessitaria de uma nova central de 400 MW a cada ano. Assim, prevê-se que o consumo deva chegar a 45 MMm³/d até 2011⁵⁸.

Tendo em vista as restrições às exportações de gás pela Argentina desde 2004, o Chile deve procurar diversificar suas fontes de fornecimento de gás natural além da Argentina, buscando, através do GNL ou de outras formas de energia, o combustível necessário à sua expansão econômica.

Na Argentina, o crescimento do consumo de gás entre 2002 e 2004 foi de 17%, principalmente nos setores de geração elétrica e automotivo, conforme indicado na Tabela 13. Enquanto isso, as exportações que vinham crescendo a cada ano, principalmente para o Chile, passam por revisão após as decisões de cortes do governo.

⁵⁸ Vilas-Boas (2004).

Tabela 13: Evolução recente do Mercado de GN na Argentina

MMm ³ /d	2002	2003	2004	2004/2002
Industrial	26,8	29,3	30,0	11,7%
Geração	21,3	24,0	26,2	22,8%
Residencial	18,2	18,9	19,7	8,3%
Comercial	2,7	2,8	2,9	8,2%
Automotivo	5,6	7,2	8,3	49,3%
Outros	1,9	2,0	2,4	30,7%
TOTAL	76,5	84,3	89,6	17,1%

Fonte: CERA (2004)

Alguns fatores podem intensificar a dinâmica de integração desse mercado:

- O grande volume de reservas na Bolívia;
- As recentes descobertas de gás na Bacia de Santos;
- A queda da capacidade de produção e dos volumes de reservas na Argentina.

A Bolívia é a principal bacia fornecedora para suprir gás à crescente demanda nos mercados do Cone Sul. Com grandes reservas, o seu potencial de centro fornecedor de gás esbarra nas condições políticas, de preços e de infra-estrutura. Segundo Vilas-Boas (2004), a destinação das reservas bolivianas de gás é a principal questão para a evolução do mercado regional, podendo ser comercializadas tanto para o Chile, quanto para o Brasil e a Argentina (dependendo do ritmo de descoberta de reservas), ou inclusive para um projeto de GNL para a exportação do gás aos mercados norte-americano e/ou mexicano.

Em contraponto à grande importância da Bolívia para a indústria de gás na região, estão as descobertas de gás na Bacia de Santos anunciadas em 2004 pela Petrobras. Os volumes inicialmente divulgados foram superiores a 14 TCF de reservas, porém ainda seferão novas avaliações para determinar o volume de reservas efetivamente disponível⁵⁹.

De qualquer maneira, a expectativa do volume de reservas é elevada, e o tempo esperado para o desenvolvimento do campo é de 4 a 8 anos. Isso deve garantir uma nova fonte de suprimento de gás ao Brasil no médio prazo. Entretanto, os campos avaliados são de gás não associado, o que faz com que se tornem economicamente viáveis apenas com a existência de mercado consumidor para o gás. Ou seja, a produção não deverá ser desenvolvida caso o gás não tenha mercado para ser comercializado.

⁵⁹ A Petrobras retificou o volume de gás descoberto na Bacia de Santos bloco BS-400 para aproximadamente 14.8 TCF (419 bilhões de m³). Esta única descoberta efetivamente triplica as reservas de gás comprovadas no país para aproximadamente 21 TCF (600 bilhões de m³), MIELINK (2003).

Atualmente, o mercado brasileiro é suprido pelas fontes internas (Bacia de Campos e Nordeste, principalmente) e pelas importações bolivianas. O incremento necessário para o fornecimento ao crescente mercado pode vir tanto dessas novas reservas descobertas em Santos, quanto da Bolívia (atualmente a Petrobrás importa 21 MMm³/d, abaixo do limite máximo de 30 MMm³/d), ou da Argentina, dependendo da existência de capacidade de transporte.

As perspectivas de desenvolvimento dos mercados potencializam a integração dos mercados de gás entre os países do Cone Sul, favorecendo o desenvolvimento de uma rede de gasodutos que interligue os mercados e as reservas. Nesse sentido, alguns projetos vêm sendo desenvolvidos nos últimos anos, principalmente em direção ao mercado brasileiro.

O Gasoduto Cruz Del Sur já se encontra em operação desde a Argentina até Montevideú. Seu projeto inicial previa estender até Porto Alegre, o que ainda está em avaliação pelos sócios do projeto, dependendo da existência de condições favoráveis de mercado (volumes e preços).

Outro projeto concorrente ao Cruz Del Sur é o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, que se inicia em uma conexão entre Uruguaiana e o sistema de transporte argentino. Esse gasoduto viabilizaria a importação, pelo Brasil, de até 12MMm³/d de gás natural argentino.

A implementação dessa interconexão entre os mercados deve estimular os fluxos intra-regionais. A Bolívia deve projetar-se como “hub” do Cone Sul, pois sendo o principal centro fornecedor de gás da região vai concentrar grande parte do suprimento, direcionando os preços a convergir para uma mesma base.

Todavia, mesmo com o incremento da movimentação e comercialização de gás entre os países, essa convergência deve sofrer restrições e barreiras, principalmente relativas aos arcabouços regulatórios dos países e das condições de preços diferenciadas entre as regiões.

A adoção pelos países do Cone Sul de medidas liberais de abertura e introdução do capital privado promoveu a formação de arcabouços institucionais, regulatórios e estruturas de indústria distintas entre os países. De certa maneira, isso se deveu aos contextos diferentes que se apresentavam em cada país. Alguns anos passados após a implementação das reformas liberais na indústria de gás natural, o

que se vê hoje é um processo de integração ainda dificultado, tendo em vista principalmente por essas disparidades⁶⁰.

Atualmente, a necessidade pela integração regional da indústria vem promovendo a revisão desses arcabouços regulatórios dos setores energéticos do Cone Sul. Existe a expectativa de que, com a adequação e alinhamento das condições de estrutura e da livre-comercialização de gás, seja possível motivar o progresso da integração regional.

Acerca dos preços praticados nos mercados, a Argentina é o principal ponto fora da curva. Os preços desvalorizados após a maxi-desvalorização cambial em 2002 desestimularam os investimentos em produção de gás, criando um desequilíbrio de oferta e demanda no país. Como já citado, o governo argentino está buscando, através de acordos com produtores e as partes interessadas da indústria, elevar as tarifas de gás aos consumidores finais, de maneira a recuperar as margens de lucro do setor e não desestruturar ainda mais as finanças das empresas.

O Brasil e o Chile são os principais mercados em expansão e, atualmente, apresentam os maiores preços da região. As perspectivas de utilização do gás em ambos os países prometem elevar a demanda pelo produto, em grande parte proveniente das importações bolivianas e argentinas. Entretanto, o principal impulsionador para o crescimento desses mercados é a geração de eletricidade. Os mercados de eletricidade dos dois mercados importadores são distintos e, no caso brasileiro, a especificidade hidráulica do parque de geração promove uma dinâmica distinta.

3.2) Agentes

Esse item avaliará os principais agentes envolvidos na indústria de gás do Cone Sul: as empresas e os governos, detalhando os interesses de cada um. Como citado no capítulo 2, os interesses das empresas produtoras de gás natural passam pela comercialização e monetização das reservas, visando sempre o lucro e a rentabilidade. Já com relação aos governos, seus interesses focam no estímulo ao crescimento do país e no estímulo à produção de gás, como fonte energética para o desenvolvimento econômico.

⁶⁰ Vilas-Boas (2004).

3.2.1) Empresas

A indústria de gás do Cone Sul está bastante concentrada em poucas empresas. As principais são as “majors” regionais Petrobras e Repsol-YPF, e as européias BP, BG e Total. Em 2002, elas controlavam 75% das reservas provadas de gás e 70% do volume de produção. Além disso, todas participam da atividade de transporte de gás e, à exceção da BP, também da atividade de distribuição⁶¹. A Tabela 14 resume a atuação dessas principais empresas nas atividades relacionadas à indústria de gás do Cone Sul.

No que tange ao GNL, quase todas as empresas já realizam atividades na indústria, menos a Petrobras. A participação delas se dá em plantas de liquefação de gás, como no caso da BG, Repsol e BP na planta ALNG, e da Total na NLNG. Também atuam na comercialização da produção e no recebimento do produto nos mercados finais, como no caso da BG que possui capacidade de regaseificação nos Estados Unidos, da Total na França e da Repsol na Espanha.

Tabela 14: Principais empresas de GN no Cone Sul

EMPRESA	E&P	Reservas de GN (TCF)*	Produção de GN (MMm3/d)*	Atuação em GNL	Transporte de GN no Cone Sul	Distribuição de GN no Cone Sul	Geração Térmica a GN
BP	ARG, BRA, BOL	3,9	12,1	X	X	-	-
British Gas	BRA, BOL	3,7	1,9	X	X	ARG, BRA	-
Petrobras	BRA, BOL	14,6	49,1	-	X	BRA	BRA, BOL
Repsol-YPF	ARG, BRA, BOL	13,8	47,6	X	X	ARG, BRA, AL	ARG, BRA
Tractebel	-	-	-	X	X	ARG	ARG, BRA, CHI
Total	ARG, BRA, BOL	9,6	26,3	X	X	-	BRA

Legenda: ARG = Argentina / BRA = Brasil / BOL = Bolívia / CHI = Chile / X = atuante

Fonte: Sites das empresas e Vilas-Boas (2004)

* Por operador dos campos, já descontados queima e reinjeção, em 2002.

Essas cinco empresas são fortes atuantes no segmento de E&P nas bacias do Cone Sul. Além dessas petroleiras, a belga Tractebel é outra empresa de expressão na indústria de gás na região e no mercado de GNL do Atlântico, porém não atua no segmento de E&P.

A estatal brasileira Petrobras atua de forma integrada na indústria de gás natural do Cone Sul. Com forte atuação no setor de E&P, seus principais campos de produção de gás estão localizados na Bacia de Campos, ao sul da Bolívia (nos blocos de San Alberto e San Antônio) e na Bacia Austral e Neuquina (na Argentina). Suas reservas provadas de gás natural são de 11,2 TCF, com uma produção de 54 MMm³/d em 2003. No Brasil, a empresa controla a totalidade da produção de gás nacional,

⁶¹ Vilas-Boas (2004).

enquanto que na Bolívia e na Argentina representa 27% e 7% do total produzido, respectivamente.

Com relação à comercialização de gás, no Brasil a empresa é responsável pela movimentação do gás produzido, além de ter contratada a importação por 20 anos de 30,08 MMm³/d de gás da Bolívia. Na Argentina, a empresa comercializa 10,4 MMm³/d, respondendo pela importação de 1,0 MMm³/d de gás da Bolívia e também pela exportação de 3,6 MMm³/d para o Chile. Na Bolívia a empresa é importante produtora e responsável por grande parte das exportações ao Brasil e à Argentina.

A Petrobras atua também no segmento de transporte, onde possui 51% da TBG (parte brasileira do Gasbol), 9% da GTB (parte boliviana do Gasbol), 35% da TGS na Argentina, 44.5% do gasoduto Transierra (Bolívia) e uma extensa rede de transporte no Brasil, conectando seus campos de produção às plantas de processamento. Além disso, possui participação em várias distribuidoras regionais de gás natural⁶².

A empresa é a única das selecionadas que não possui atuação no segmento de GNL. Entretanto, no momento está desenvolvendo um projeto de uma planta piloto de liquefação em pequeno porte, em parceria com a White Martins.

Ao lado da Petrobras, a Repsol é a outra principal empresa da indústria de gás natural do Cone Sul. Suas principais operações se concentram em território argentino, dado que são resultantes da aquisição da ex-estatal YPF pela Repsol em 1999. É na Bacia Neuquina que se encontra o principal campo produtor de gás da Argentina, responsável por uma produção superior a 45 MMm³/d. Chamado de Loma la Lata, é controlado 100% pela Repsol, e tem forte papel no fornecimento de gás para o mercado argentino, essencialmente a província de Buenos Aires.

Além da Argentina, a empresa ainda possui reservas de gás na Bolívia em associação com Petrobras e Total (San Alberto e San Antônio) e também nos campos de Itau e Margarita. Também atua na distribuição de gás através de subsidiárias em companhias distribuidoras no Brasil e na Argentina⁶³. A comercialização de gás por parte da empresa é mais forte dentro da Argentina. Porém, os fluxos de exportação da

⁶² No Brasil atua na Algás (AL), Bahiagás (BA), BR Distribuidora (ES), CEG (RJ), Ceg-Rio (RJ), Cegás (CE), Compagás (PR), Copergás (PE), Emsergás (SE), Gasmig (MG), MSGás (MS), PBGás (PB), Potigás (RN), Rongás (RN), SCGás (SC) e Sulgás (RS). No Uruguai a empresa recém adquiriu 55% de participação na Conecta S.A. responsável pela distribuição de gás no país, menos na área metropolitana de Montevidéu.

⁶³ No Brasil participa da CEG, CEG-Rio e Gás Natural SPS e na Argentina atua na Gas Natural BAN, todas através da Gas Natural SGD, empresa onde participa com 27.1% do capital acionário.

Argentina para o Chile, da Bolívia para o Brasil e da Bolívia para a Argentina também são bastante relevantes para a empresa e para a integração energética da região.

A empresa já atua em GNL, através do Atlantic LNG, como citado no capítulo 2. Além desse projeto, a empresa pretendeu desenvolver o projeto Pacific LNG visando a monetização das suas reservas na Bolívia, porém este não evoluiu, como já comentado no trabalho.

O principal interesse das “majors” Petrobras e Repsol é, tendo em vista o foco regional de ambas, desenvolver o mercado de gás do Cone Sul, como forma de monetizarem as suas reservas.

Além dos dois players regionais, outras empresas estrangeiras têm atuação relevante na região do Cone Sul.

A BG controla 6% das reservas provadas da região, concentradas na Bolívia nos campos de Margarita (com BP e Repsol) e Itaú (com Total e Exxon). Sua produção também é concentrada na Bolívia, onde produz 1,4 MMm³/d para a exportação ao mercado brasileiro. A empresa possui participação acionária no Gasbol-TBG (9,7%) e atua em concessionárias de distribuição de gás em São Paulo (Comgás) e Buenos Aires (Metrogas). É uma das principais empresas atuantes em GNL, com projetos de liquefação em diversos países (Egito, Trinidad, entre outros), atuando também na comercialização das cargas e na recepção em terminais (Lake Charles e Elba Island, EUA).

Com relação à sua atuação no Cone Sul, é relevante que a empresa possui 100% de suas reservas na Bolívia, enquanto que as suas distribuidoras de gás estão em Buenos Aires e São Paulo. Por isso, o desenvolvimento das redes de transporte e a difusão do livre-acesso aos gasodutos são essenciais para a expansão dos mercados da BG no continente.

A BP está presente em todos os segmentos da cadeia de produção de gás no Cone Sul, com exceção da distribuição. A sua presença no setor de E&P de gás é forte, controlando 6,4% das reservas da região e 6,0% da produção total em 2002. A sua presença no upstream se concentra na Argentina e na Bolívia, com atuação em território brasileiro ainda pouco expressiva⁶⁴. No segmento de transporte participa com 30% do gasoduto Cruz Del Sur através da sua controlada Pan American Energy. Assim como a BG, possui forte atuação na indústria de GNL, atuando em plantas de liquefação em Trinidad & Tobago, Austrália, Emirados Árabes e Indonésia, assim

⁶⁴ A empresa atua apenas em dois blocos exploratórios adquiridos nas licitações da ANP, na bacia da Foz do Amazonas.

como na comercialização para o mercado asiático e do Atlântico (Cove Point, EUA e Cartagena, Espanha).

Outro ator importante é a francesa Total, que controlava 16% das reservas da região e 13,4% da produção total em 2002. Seus principais campos estão na Bolívia: San Alberto e San Antônio (15,0%) e o campo de Itau. Possui participação em diversos gasodutos no Cone Sul, entre eles a TGN (19,2%), GasAndes (56,5%), Gasbol-TBG (9,7%) e no projeto do TSB (25,0%). A companhia atua no projeto Nigéria LNG, comercializando sua participação nos carregamentos de GNL no mercado do Atlântico.

Para essas três grandes empresas a monetização de suas reservas nos mercados emergentes do Cone Sul é um alvo real a ser buscado. Porém, apesar de estarem bem posicionadas na região, o Cone Sul não representa suas áreas foco de atuação. Por isso, a busca pela integração de suas atividades com suas operações globais de gás natural e GNL é de interesse delas. Com esse objetivo, o aproveitamento de reservas ainda não comercializadas (localizadas principalmente na Bolívia) podem abrir as portas a novos mercados com rentabilidade atraente.

Já a Tractebel tem grande presença na indústria de GNL, atuando na comercialização de cargas e também em plantas de liquefação (Atlantic LNG). No Cone Sul, a empresa possui ativos voltados principalmente para a área de geração de energia elétrica no Brasil e Chile, transporte e distribuição de gás na Argentina. A empresa expressa o interesse em apropriar-se das condições de oferta e suprimento de gás do Cone Sul, de maneira a promover a integração de suas atividades internacionais de gás e energia nos Estados Unidos, Europa e América Latina.

3.2.2) Governos

A indústria de gás natural deve prover à sociedade um serviço público, sendo responsável pelo fornecimento de energia ao desenvolvimento econômico dos países. Por isso, a interação entre os agentes públicos e privados na expansão e no correto funcionamento das operações é importante para dar confiabilidade e estrutura às atividades e investimentos.

Segundo Vilas-Boas (2004):

“Um papel central do Estado é viabilizar o casamento dos interesses de uma indústria oligopólica com os interesses públicos. Numa indústria de poucos e grandes agentes que controlam toda a cadeia produtiva e que

requer altos investimentos, o papel do Estado não deve, e nem pode, ser menosprezado”.

Ou seja, o papel dos governos deve se dar no ritmo de expansão da indústria, promovendo o desenvolvimento de soluções para o suprimento energético de suas economias. Isso ocorre no caso da indústria de gás natural também em função dos elevados investimentos, que contam com grandes riscos operacionais, financeiros e políticos.

Assim, será apresentada nesse tópico uma visão sobre a importância do mercado e das reservas de gás natural para o desenvolvimento econômico e sustentabilidade energética de cada um dos países do Cone Sul. O objetivo é avaliar quais os interesses dos governos no desenvolvimento da indústria de gás.

A) Argentina

A Argentina possui a maior indústria de gás do Cone Sul. Todavia, após o colapso econômico de 2002, a indústria de gás do país passou por uma grave crise de suprimento. Como já citado no trabalho, a redução das tarifas de gás aos consumidores finais inibiu a realização de investimentos em exploração e produção de gás pelas empresas petroleiras nas bacias do país. Ao mesmo momento, a queda das tarifas em dólares diminuiu as receitas de empresas transportadoras e distribuidoras, que tinham suas receitas fixadas em pesos argentinos.

A decisão do governo argentino quanto à recuperação das tarifas de gás natural aos grandes consumidores e ao setor industrial até novembro de 2005, expressou o interesse em recompor as condições econômicas e financeiras das empresas do setor de gás natural na Argentina. Além dessas medidas, a imposição de restrições às exportações e de retenções de 20% sobre o valor exportado irão reduzir a viabilidade dos fluxos internacionais de exportação, garantindo um maior suprimento interno de gás.

A adoção dessas fortes medidas pelo governo, no sentido de restringir as exportações e recuperar as margens das empresas do setor, feriram os interesses de diversos agentes. As empresas exportadoras de gás para o Chile, que absorviam grande margem nos elevados preços do mercado chileno, tiveram suas transações canceladas.

Pode-se concluir que o interesse do atual governo argentino é certificar condições de oferta e fornecimento de energia para o desenvolvimento do país, dentro de limites tarifários razoáveis. Nesse sentido, o apoio aos investimentos em E&P de gás e na expansão da malha de gasodutos, assim como a estabilidade operacional

das empresas do setor, são pontos cruciais para a confiabilidade da indústria de gás na Argentina.

B) Bolívia

A Bolívia é o país com maior volume de reservas de gás no Cone Sul. Entretanto, o seu mercado interno é muito pequeno e não consegue absorver todos os recursos energéticos disponíveis no território. Por isso, a Bolívia é um país com propensão a se tornar supridor de energia para o Cone Sul.

Em 2002, a tentativa de levar a cabo um projeto de exportação de gás via GNL acarretou em uma forte repercussão popular, que acabou culminando na destituição do presidente do país, muito embora analistas políticos do país comentem que a discussão a respeito do GNL tenha sido apenas a “gota d’água” para a saída do presidente, que já envolvia debates a respeito das segmentações raciais e partidárias no país.

Assim, logo após a saída do ex-presidente Sanchez de Lozada, subiu ao poder Carlos Mesa, com o intuito de chefiar uma das economias mais pobres da América do Sul, com um PIB de apenas US\$ 21 bi⁶⁵. A indústria de petróleo e gás possui grande importância para a economia local, sendo que sua participação no PIB cresceu após 1997 quando se iniciou a operação do Gasbol, alcançando 5,5% do PIB⁶⁶.

Quando das revoltas de 2002 sobre o projeto de exportação de gás, os principais questionamentos diziam respeito à soberania do povo boliviano sobre suas reservas de hidrocarbonetos e à expansão das empresas estrangeiras que absorviam a maior parte da renda gerada com a exploração das reservas do gás natural.

Independentemente disso, o baixo nível da renda do país faz com que o governo tenha de buscar maneiras de elevar a produção e o PIB. O desenvolvimento da indústria de gás natural é uma grande oportunidade para o crescimento da arrecadação de royalties e tributos ao governo.

Como resultado da saída do presidente, foi realizado em julho de 2004 um referendo sobre a indústria de gás na Bolívia, buscando identificar os interesses da nação e, principalmente, legitimar as ações governamentais. Graças aos resultados favoráveis o governo do presidente Carlos Mesa ganhou força. Com esse apoio, colocou-se em discussão pelo Congresso Boliviano uma nova legislação sobre os hidrocarbonetos, impondo novas condições à exploração de campos de petróleo e gás na Bolívia. Dentre as especulações de ações do governo após os resultados do

⁶⁵ CIA (2004).

⁶⁶ Vilas-Boas (2004).

referendo estavam a estatização das reservas de hidrocarbonetos e a retirada das empresas petrolíferas estrangeiras. Porém, essa seria uma ação drástica do governo, e o resultado provável da nova regulamentação é de que seja estabelecido um aumento da taxa de impostos e royalties sobre a indústria de hidrocarbonetos, de forma a proporcionar os recursos necessários à economia do país⁶⁷.

Assim, diante de uma indústria em mudanças, o governo boliviano irá tentar impor seus interesses de aumento de arrecadação e maior bem-estar à população. Todas as ações deverão ser negociadas com as empresas que atuam por lá, dadas as restrições de investimentos por que passam as economias latino-americanas há alguns anos.

C) Brasil

O principal interesse do governo brasileiro na indústria de gás natural é promover o seu desenvolvimento para oferecer condições de infra-estrutura à economia do país. Assim, busca modificar a estrutura da matriz energética nacional de maneira a levar a aumentar a participação do gás no total do consumo de energia primária.

De acordo com as diretrizes do governo, o principal uso do gás na economia brasileira seria, inicialmente, o seu uso para geração de energia elétrica. Como a matriz de geração elétrica brasileira é bastante concentrada na energia hídrica (79% no ano de 2002)⁶⁸, é interessante buscar diversificar as fontes para o país não sofrer possibilidades de cortes e desabastecimento elétrico, como o racionamento ocorrido em 2001.

Ao mesmo momento, a promoção de investimentos em E&P através da realização de leilões de áreas exploratórias, visa elevar produção nacional, o volume de investimentos no país, assim como proporcionar uma maior arrecadação de royalties ao governo.

Nesse sentido, o desenvolvimento das reservas de gás natural recém descobertas na Bacia de Santos e o maior aproveitamento do potencial de produção da Bacia de Campos é de interesse do governo, pois proporciona ao país uma fonte energética com grande capacidade de suprimento, além da geração de royalties a serem pagos.

Como citado acima, a expansão do setor de geração termelétrica a gás promete impulsionar o mercado de gás no Brasil e o governo federal vem demonstrando vontade em expandir a base de geração a gás, após a crise de energia

⁶⁷ CERA (2004)

⁶⁸ MME (2004)

de 2001, principalmente com a instauração do pouco eficiente Plano Prioritário de Termelétricas (PPT). Atualmente a Petrobras conta com 9 usinas em operação⁶⁹.

Além de promover políticas e estratégias de desenvolvimento econômico regional e da indústria de gás no país, o governo brasileiro é o acionista controlador da Petrobras. Assim, exerce forte influência na indústria de gás do Cone Sul, na medida em que direciona investimentos e estratégias da Companhia, visando os seus objetivos e interesses.

D) Chile

O Chile é o país da América do Sul com as melhores condições econômicas de investimento e juros. Classificado como “investment grade” pelas agências de “rating” de mercado, o país possui uma economia em desenvolvimento, com boas taxas de crescimento, um setor energético aberto à participação de diversas empresas e uma matriz energética diversificada⁷⁰.

O principal interesse do governo chileno é garantir o fornecimento de energia à economia do país em condições de preços razoáveis.

No setor de gás natural, que representa 18% do consumo de energia primária do país, os recentes cortes ao suprimento pela Argentina impuseram restrições ao suprimento de energia aos consumidores industriais e geradores de eletricidade a gás.

Com o intuito de solucionar essa restrição de oferta, o governo deve buscar soluções. Estas devem direcionar-se principalmente para uma negociação com os produtores e o governo da Argentina a fim de resolver a questão relativa aos cortes. Outro ponto importante a ser focado diz respeito a soluções diplomáticas junto ao governo da Bolívia, que recém impôs restrições às exportações de gás à Argentina quando ao redirecionamento dos fluxos de gás para o Chile. Além dessas questões sobre o suprimento de gás, a procura por novas fontes energéticas, entre elas o óleo diesel, GLP e até a importação de GNL do Pacífico estão em avaliação pelo governo.

O objetivo desse capítulo foi descrever as principais características da indústria de gás natural do Cone Sul, detalhando as condições de oferta e logística na região e a participação dos principais atores (empresas e governos). Com base nessa abordagem poderá ser avaliado no próximo capítulo o potencial e os fatores necessários à indústria de gás do Cone Sul para o desenvolvimento de um projeto de liquefação de gás.

⁶⁹ Petrobras, 2004.

⁷⁰ Petróleo 38%, hidroeleticidade 19%, gás natural 19%, lenha 15% e carvão 9%. CNE (2004).

CAPÍTULO 4 – CONDICIONANTES PARA PROJETO DE GNL NO CONE SUL

Como exposto no trabalho, a realização de um projeto de liquefação de gás natural representa uma ampliação do mercado consumidor potencial para uma determinada reserva de gás. O objetivo do capítulo é: avaliar se as condições de absorção de novas fontes de suprimento de GNL pelo mercado do Atlântico são propícias ao desenvolvimento de novos projetos de liquefação no Cone Sul, detalhando as limitações existentes.

Os países do Cone Sul, a exceção da Argentina, possuem uma indústria de gás ainda incipiente e em desenvolvimento. O potencial de reservas da região é grande e atualmente esse volume apresenta-se bem superior às suas necessidades atuais. Nesse sentido, a realização de um projeto de liquefação representaria a expansão do mercado para essas reservas, além das fronteiras do Cone Sul.

Entretanto, a região do Cone Sul conta com diversas particularidades, que envolvem as condições sociais, econômicas e políticas de cada um dos países. Os agentes que atuam na indústria possuem interesses distintos, principalmente entre as empresas envolvidas. Com relação aos Governos, a instabilidade política é uma constante nos países da região.

Logo, dada a estrutura da indústria e do mercado de GNL expostos no 1º capítulo do trabalho, a avaliação de projetos de sucesso de GNL apresentados no capítulo 2, e os interesses dos agentes participantes da indústria de gás do Cone Sul descritos no capítulo 3, é possível delimitar fatores condicionantes e potencializadores para o desenvolvimento de um projeto para o mercado do Cone Sul.

Esses condicionantes estão agrupados como de oferta de gás, de mercado, da estrutura e dos agentes participantes do projeto. A descrição desses fatores é o objetivo desse capítulo 4.

4.1) Oferta de Gás

Com investimentos de bilhões de dólares, uma planta de liquefação de gás necessita de uma alta escala de operação para diluir os custos fixos, visando assim reduzir o custo médio de produção e alcançar uma maior competitividade no mercado para as cargas produzidas.

Assim, é necessário um elevado volume de reservas disponíveis. Para suprir um trem de liquefação com capacidade de produção de 3 mtpa por um período de 20

anos são necessários cerca de 83 bilhões de m³, ou 2,9 TCF de reservas comercializáveis de gás.

Em paralelo, as crescentes necessidades de demanda de gás natural na região, principalmente Argentina e Brasil, têm estimulado o aumento da produção visando esses mercados. As perspectivas de intensificação da integração energética do Cone Sul prometem a expansão desse mercado, como exposto no Gráfico 4.1. Logo, a intensificação da integração regional dos mercados do Cone Sul estimula o mercado da região, criando demanda para as reservas, especialmente para as reservas bolivianas que dependem da expansão do mercado de outros países para elevar o seu nível de vendas atual.

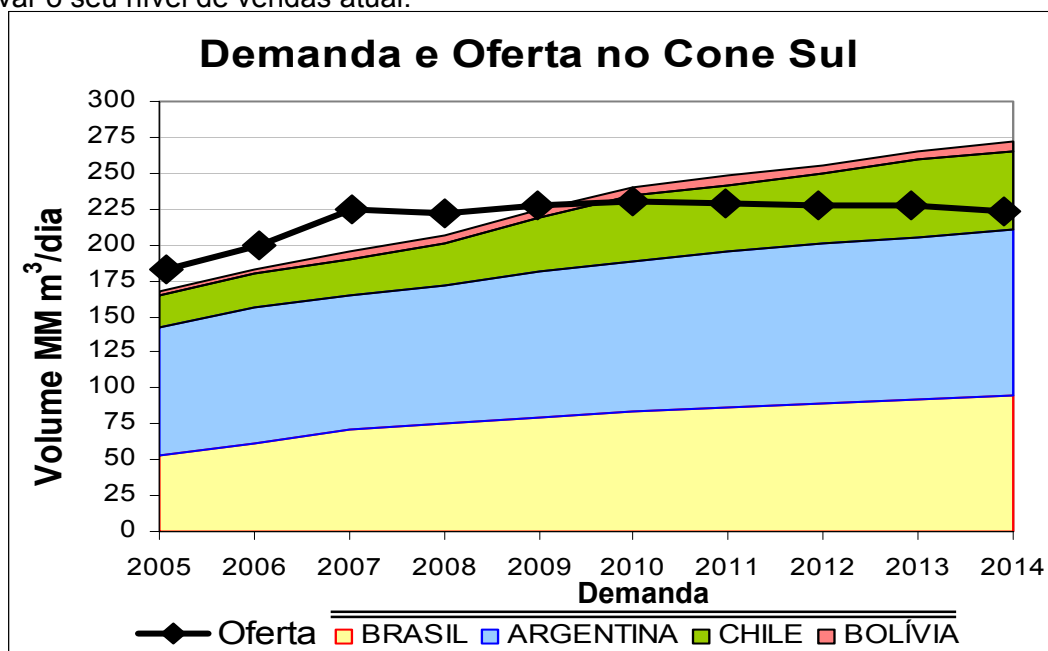


Gráfico 4.1 – Demanda e Oferta no Cone Sul

Fontes: PETROBRAS, 2004; ANP, 2004; Secretaria de Energia da Argentina, 2004; e SIRESE, 2004.

Conforme exposto no gráfico acima, de acordo com as projeções de expansão da oferta e da demanda de gás no Cone Sul, a demanda interna irá atingir níveis superiores à capacidade de oferta de gás a partir de 2009, quando haverá a necessidade de serem efetuados investimentos em exploração e produção de gás, como forma de buscar e desenvolver novas fontes de suprimento. Essa projeção se baseia, principalmente, na expansão da demanda termelétrica no Brasil e no Chile, assim como no restabelecimento do consumo de gás natural na Argentina.

Assim, o aumento da integração da indústria de gás no Cone Sul é um forte concorrente ao desenvolvimento de um projeto de GNL para a região, pois a expansão do mercado irá consumir o gás anteriormente não comprometido com o mercado. Ou

seja, com as perspectivas de crescimento da demanda do Cone Sul, a capacidade de produção atualmente disponível, tornar-se-ia insuficiente para o suprimento de gás no médio-prazo, sendo necessário o desenvolvimento de novos campos de produção para suprir a demanda de GNL.

A partir do momento em que se promove uma maior dinâmica na expansão do mercado, a integração da indústria de gás no Cone Sul faz com que as necessidades de reservas e capacidade de produção para a realização de um projeto de GNL aumentem em, pelo menos, 30 MMm³/d nos próximos cinco anos, tendo em vista a instalação da planta no mesmo prazo.

Para promover a expansão dos volumes de produção, os governos dos países detentores de reservas (Bolívia, Brasil e Argentina) devem criar condições tarifárias e regulatórias para viabilizar a realização de investimentos e a pesquisa exploratória, seja na redução das taxas e royalties pagos na produção do gás, como também as alíquotas de imposto de renda e outros tributos. Na Argentina o Governo recém criou uma taxa de retenção às exportações de gás natural, que atingem 20%, que tem impactado na competitividade do gás argentino nos mercados do Chile e Uruguai. Já na Bolívia, a discussão dos impostos e taxas sobre a produção de hidrocarbonetos é recorrente, e atualmente, encontra-se em avaliação pelo poder público do país a criação de um imposto complementar de hidrocarbonetos, que pode chegar a 32% sobre a produção (excluindo o imposto de renda). Ou seja, as entidades governamentais do Cone Sul não estão agindo de forma a promover a melhoria das condições de competitividade do gás natural no mercado.

A adoção de menor carga de impostos é essencial, em toda a cadeia de produção, para elevar a viabilidade financeira de projetos exploratórios. Exemplo já implementado é o sistema Repetro, mecanismo desenvolvido pelo Governo que reduz a carga tributária sobre equipamentos importados para a produção de petróleo e gás no Brasil, assim como políticas de redução de royalties e taxas de retenção de área.

Junto a isso, as condições de contratação a serem determinadas no contrato de fornecimento de gás à planta de liquefação devem estipular preços e tarifas que remunerem o risco das empresas produtoras do gás. Essa remuneração do gás deve ser capaz de remunerar os investimentos no campo de produção, na rede de transporte de gasodutos, além do risco e do retorno das empresas. O importante é que não ocorra um desalinhamento entre os preços praticados na comercialização à planta de GNL e os preços apresentados localmente nos mercados do Cone Sul. Caso se realizassem sob bases diferentes, poderia ocorrer uma contaminação dos preços

locais, elevando ou rebaixando-os, impactando de maneira positiva ou negativa sobre os investimentos em E&P.

Atualmente o preço do gás natural nos mercados do Cone Sul varia entre US\$ 1,60/MMBTU na Argentina⁷¹ e US\$ 3,30/MMBTU no Brasil⁷². Enquanto isso, as tarifas de GNL no mercado do Atlântico flutuam entre US\$ 4-5/MMBTU. Assim, existe uma diferença entre os mercados do Cone Sul e dos Estados Unidos e Europa que, caso o preço “netback” da planta de liquefação seja superior ao dos mercados do Cone Sul, esses podem ser contaminados e elevados ao mesmo patamar, principalmente na Argentina, onde o preço encontra-se bem abaixo dos realizados no Brasil, Bolívia, Uruguai ou Chile.

Para a realização da exportação de GNL é necessário que o gás seja transportado até regiões litorâneas para então ser processado e liquefeito. Atualmente no Cone Sul, as principais vias de conexão das reservas de gás às regiões litorâneas são: o gasoduto Bolívia-Brasil, os ramais da rede da TGS e TGN que transportam gás desde a bacia de Neuquén até Bahía Blanca (região que concentra diversas plantas processadoras de gás e líquidos) e os gasodutos de exportação ao Chile.

A capacidade atual do Gasbol é de 30 MMm³/d. Em 2004 sua ocupação foi de 21 MMm³/d, deixando uma capacidade ociosa de cerca de 9 MMm³/d. Porém, com as projeções de expansão do mercado brasileiro, a capacidade já estaria totalmente ocupada para supri-lo. Além disso, dados os volumes necessários para a construção de uma planta de GNL, o gasoduto não possuiria capacidade disponível para suprir uma eventual planta, sendo necessários investimentos para sua ampliação ou à construção de um novo duto. O investimento no Gasbol foi de US\$ 2 bilhões, principalmente devido a extensão do duto que obrigou a instalação de 16 estações de compressão e 3150 km de dutos⁷³.

Na Argentina a situação dos ramais do TGS e TGN é crítica, pois a necessidade de se transportar o gás até Buenos Aires, vem ocupando toda a capacidade dos dutos. Com relação aos gasodutos de exportação da Argentina para o Chile, estes se encontram atualmente sub-utilizados, principalmente aqueles que abastecem a região norte do Chile (gasodutos Norandino e Atacama), que somam uma capacidade ociosa próxima a 10 MMm³/d.

Assim, essa infra-estrutura de gasodutos atualmente disponível é insuficiente para transportar o gás argentino e boliviano, em quantidade suficiente, até áreas

⁷¹ Enargas, 2004. Esse preço inclui o valor da commodity e a tarifa média de transporte até Buenos Aires.

⁷² Petrobras, 2005. Esse preço inclui a compra do gás natural na Bolívia e o seu transporte pelo Gasbol.

⁷³ TBG, 2005.

litorâneas do Oceano Atlântico. A exceção da capacidade disponível nos dutos de exportação da Argentina ao Chile e as reservas de gás já localizadas no litoral brasileiro (bacias de Campos e de Santos). Por isso, existe a necessidade de serem realizados investimentos na expansão de capacidade de gasodutos existentes (construção de “loops” e estações de compressão) e/ou na construção de novos ramais.

Tendo em vista o crescimento da demanda de gás no cone Sul, derivada da intensificação da integração energética da região, as projeções de capacidade de produção de gás no Cone Sul não suportariam o desenvolvimento de uma planta de GNL. Assim, seriam necessários novos investimentos nas atividades de desenvolvimento da produção de campos, tanto na Argentina, quanto na Bolívia e no Brasil. Com relação ao transporte em gasodutos, as limitações para o escoamento da produção a regiões litorâneas se concentram para o gás boliviano.

4.2) Mercado de GNL

Além de garantir o suprimento de gás à planta de liquefação, é necessário que haja um mercado capaz de absorver a produção da planta. Em um projeto localizado na região do Cone Sul, a comercialização da produção deve visar essencialmente os mercados dos Estados Unidos e da Europa, principalmente em função do distanciamento geográfico e dos maiores custos de transporte em se comparando com outros projetos concorrentes, como Trinidad & Tobago e Nigéria.

Atualmente, no mercado do Atlântico, a participação do GNL no total de gás consumido é pequena, representando 2,3% nos Estados Unidos e 7,8% na Europa⁷⁴.

As perspectivas de crescimento do consumo mundial de gás natural são positivas. Para o mercado dos Estados Unidos, projeta-se um crescimento de 1,4% aa até 2025⁷⁵. Nesse crescimento, a participação do comércio mundial de GNL é altamente relevante, sendo de cerca de 20% do total a ser consumido, com uma taxa de expansão de 12,9% aa até 2025⁷⁶. Assim, a expansão do mercado e o desenvolvimento de novos projetos de liquefação irão promover o crescimento do fluxo de cargas de GNL, o que promete dar maior dinâmica e liquidez no mercado de GNL do Atlântico.

⁷⁴ BP, 2004.

⁷⁵ EIA, 2004.

⁷⁶ EIA, 2005.

Assim, para garantir o suprimento de gás natural a essa crescente demanda dos Estados Unidos, União Européia e Ásia (China, Japão e Coréia do Sul), vários projetos de plantas de liquefação estão em desenvolvimento em diversos países, principalmente no Oriente Médio e na África.

Como a rentabilidade dos projetos de liquefação é decorrente do preço “netback” ao longo da cadeia, a dinâmica do preço no mercado influencia diretamente na receita da planta. Por isso, as condições estruturais e as características da demanda de cada mercado consumidor, no caso EUA e Europa, irão influir diretamente na rentabilidade de toda a cadeia de valor do GNL.

O mercado consumidor deve proporcionar preços adequados para os produtores de gás do Cone Sul. Em 2004 os mercados dos Estados Unidos e da Europa apresentam tarifas no patamar de US\$ 5,75/MMBTU e US\$ 3,80/MMBTU, respectivamente. Entretanto, os preços do gás natural nesses mercados consumidores apresentam forte sazonalidade em função da intensa oscilação no consumo e nas eventuais restrições de oferta de gás dos gasodutos locais de suprimento. A primeira observação é um fator exógeno na variação dos preços, enquanto isso, as restrições nos gasodutos irão se manter enquanto os gasodutos forem fonte de suprimento essencial os Estados Unidos e Europa, e não se desenvolverem novas fontes de suprimento de gás além da atual infra-estrutura.

As projeções para os mercados dos EUA e Europa expõem condições favoráveis à viabilização de um projeto de liquefação de gás (estabilidade dos preços em elevados patamares e perspectivas de expansão da demanda, principalmente sobre a termelétrica). Como comentado no capítulo 1, as projeções de preços expõem patamares entre US\$ 5,00/MMBTU a US\$ 6,00/MMBTU para os próximos dez anos.

Além disso, em 2004 o consumo de gás natural para geração termelétrica nos Estados Unidos representou 23,4% (14,3 MMm³/d) do total, em uma tendência crescente de consumo, com projeção de alcançar 30,8% (25,8 MMm³/d) do mercado em 2025 a uma taxa de 3% aa⁷⁷. Esta evolução deve ser dar, principalmente, com a difusão das tecnologias de geração com turbinas a gás que vêm as tornando cada vez mais eficientes e operacionais.

O processo de comercialização das cargas produzidas na planta deve iniciar-se antes mesmo dos investimentos na construção. Como analisado no capítulo 2, projetos como o Atlantic LNG e o Nigéria LNG firmaram contratos de comercialização de longo prazo com clientes dos Estados Unidos e Europa, tendo estes agentes

⁷⁷ EIA, 2005.

participado da elaboração e investimentos nas plantas. As principais empresas que atuam nesse segmento e que poderiam demonstrar interesse na aquisição de produção de GNL do Cone Sul seriam a BG, Tractebel, Gaz de France, ENI, Shell, entre outras.

Logo, em um projeto de GNL para o Cone Sul, assim como para os projetos de GNL já em operação, a assinatura de contratos de fornecimento em longo prazo estabelece a previsibilidade de um fluxo de caixa estável para o projeto. Dessa forma, se consegue reduzir riscos de mercado e, conseqüentemente, os juros para o financiamento e investimento na planta.

Também a respeito da forma de contratação, aproveitando-se das oscilações sazonais de demanda dos principais mercados americano e europeu, a comercialização de cargas excedentes no mercado spot é uma alternativa que aumenta as receitas do projeto, já que se conseguem receitas além dos volumes já comercializados nos contratos de longo prazo. Os projetos na Nigéria e em Trinidad têm parte de suas vendas vinculadas ao mercado spot.

Além da questão contratual, a assinatura de contratos de longo prazo favorece a integração vertical na cadeia do GNL para os agentes importadores do produto (comercializadores e distribuidores de gás locais). Como observado nos projetos analisados (Nigéria LNG e Atlantic LNG), a participação de empresas como ENI e BG, respectivamente, no desenvolvimento do projeto de liquefação, garantiram a firmação desses contratos de fornecimento. Apesar de direcionados tanto para o mercado norte-americano quanto para o europeu, ambos os projetos se viram na necessidade de fechar contratos de longo prazo para viabilizar os empreendimentos.

Logo, assim como os projetos analisados no trabalho, a viabilização de um projeto de GNL para o Cone Sul necessita da participação de agentes comercializadores e importadores do produto na estruturação do projeto e na aquisição de parte da produção, para viabilizar a assinatura de contratos de fornecimento antes mesmo do início da operação da planta.

Essa estratégia de integração vertical propicia uma maior margem de lucro às empresas, já que os agentes responsáveis pela comercialização do produto no mercado estarão participando da implementação do projeto e da comercialização das cargas, proporcionando a absorção de margens ao longo da cadeia de valor, ou seja, ganhando como produtor, comercializados e distribuidor do produto. A adoção dessa estratégia de integração vertical pelos agentes comercializadores é essencial para a competitividade das cargas de GNL, podendo este chegar ao mercado a um preço

mais competitivo com os padrões locais. No caso dos projetos que visam o mercado do Atlântico, a comercialização está sujeita à competição com os preços vigentes nos principais “hubs” americanos e europeus, essencialmente o Henry Hub (EUA) e Zeebrugge (Bélgica).

Essa é uma potencial estratégia de atuação a ser seguida pelas empresas petroleiras atuantes no Cone Sul e com atuação global em GNL, como é o caso da Repsol, BG, BP e Total. Assim, integradas, atuariam como produtor do gás natural, e produtor e comercializador do GNL. Com grandes reservas não desenvolvidas na Bolívia, essas empresas seriam potenciais interessadas no aproveitamento dessas reservas em um projeto de liquefação.

A partir das tendências de expansão do mercado de GNL do Atlântico, já detalhadas no capítulo 1, existe uma oportunidade de ingresso dos países do Cone Sul no mercado do Atlântico. Entretanto, essa oportunidade de entrada está condicionada ao insucesso de projetos concorrentes, como por exemplo, na Venezuela, Angola ou Peru, além de projetos já existentes em expansão. A concorrência com potenciais projetos em regiões próximas pode reduzir as chances de entrada no mercado.

Existe um período de tempo limite para que o projeto do Cone Sul seja colocado em operação, para que caso um projeto concorrente em outro país alcance a oportunidade e comercialize suas cargas ao mercado importador, esta não represente uma ameaça à viabilidade do empreendimento. Ou seja, o Cone Sul sofre a ameaça de não promover um projeto de GNL, caso não aproveite essa janela de oportunidade de mercado. Nesse caso, o tempo é um fator relevante, pois quanto antes entrar em operação, conseguirá ocupar a demanda criada nos mercados consumidores do Atlântico, inviabilizando, assim, a entrada em operação de plantas concorrentes.

4.3) Estrutura e Agentes Participantes

Um dos pontos principais para a viabilidade de um projeto é a garantia de que a sua estrutura financeira e operacional seja capaz de promover o melhor relacionamento entre os agentes envolvidos e a sustentabilidade interna do empreendimento.

Os pontos levantados no capítulo 2, referentes à forma de atuação dos agentes e a forma como deve estar estruturado o projeto para reduzir riscos custos de financiamento, podem ser aplicados para a avaliação de um projeto para o Cone Sul.

Entretanto, os Estudos de Caso possuem características distintas das características da indústria de gás do Cone Sul. O objetivo da análise dos casos foi identificar de que maneira a indústria de gás natural do Cone Sul se adapta às condições de estruturação de projetos levantadas no capítulo 2.

A necessidade de elevados investimentos faz com que a gestão de riscos seja altamente relevante para a redução dos juros no financiamento do projeto. Nesse sentido, a adoção de uma estrutura de project finance é bastante interessante para aplicação em projetos de GNL, principalmente para o financiamento em países com alto custo de capital, como é o caso dos países do Cone Sul. A segmentação do risco do projeto entre os diferentes agentes envolvidos faz com que estes sejam repassados para agentes com riscos menores do que os dos países do Cone Sul. Esse é o caso das empresas importadoras do GNL e das construtoras da planta e dos navios tanqueiros, que possuem base de atuação nos países desenvolvidos da América do Norte, Europa e Ásia.

A criação de uma estrutura isolada para o gerenciamento do projeto segmentaria os riscos envolvidos na operação com os fornecedores e clientes da planta de liquefação. Na figura 2.1 (pág. 53), derivada da análise realizada no capítulo 2, mostrou-se a estrutura de um project finance aplicada a projetos de GNL, onde estariam citados os principais contratos que envolvem a operação da planta (contrato de construção e de operação, fornecimento de gás, comercialização do GNL e financiamento).

O processo de identificação dos agentes participantes de um projeto de GNL para o Cone Sul envolve a adaptação da segmentação desenvolvida no capítulo 2. Na figura 4.1, é possível identificar esses agentes internos, externos, contratados e do país importador.

Os agentes internos, representados pelos Governos do Cone Sul, pelas empresas produtoras (Petrobras, Repsol, BG, BP e Total) e transportadoras do gás (principalmente TGS, TGN e TBG) e pelos potenciais compradores do GNL, possuem maior influência no projeto. Eles determinam as condições de estruturação, tanto no aspecto das limitações regulatórias e institucionais, quanto na questão de custos, volumes e tarifas. São esses os principais atores, e que a partir deles devem ser estruturadas as condições base para um projeto de GNL da região.

Assim, para que um projeto de planta de liquefação avance é necessária a participação dos entes governamentais do Cone Sul. Essa participação pode se dar tanto através da concessão de incentivos (fiscais, regulatórios e institucionais), como

também através da participação de empresas estatais (Petrobras, Enarsa e YPFB), que entram no projeto para arcar com custos e, principalmente para obter parte da renda gerada. Além disso, os Governos devem visualizar na exportação de gás natural uma oportunidade para o desenvolvimento econômico e da geração de royalties e ingresso de divisas ao país.

Detentores das principais reservas da região, os governos da Argentina, Bolívia e Brasil devem, portanto, estimular e participar da implementação e/ou da concessão de incentivos fiscais e tributários. Essa concessão de incentivos pelos Governos é altamente impactante na viabilização financeira do empreendimento, pois influencia diretamente na retenção da renda da produção pelo Governo e no fluxo de caixa livre do projeto.

Já com relação à participação direta, esta deve envolver as empresas estatais: Enarsa, YPFB e Petrobras, respectivamente. A Petrobras é a maior empresa do Cone Sul, com grande potencial de reservas e de capital para a realização de investimentos. De maneira bem diferente estão as estatais Argentina e boliviana, que não detém reservas, nem capital para investir.

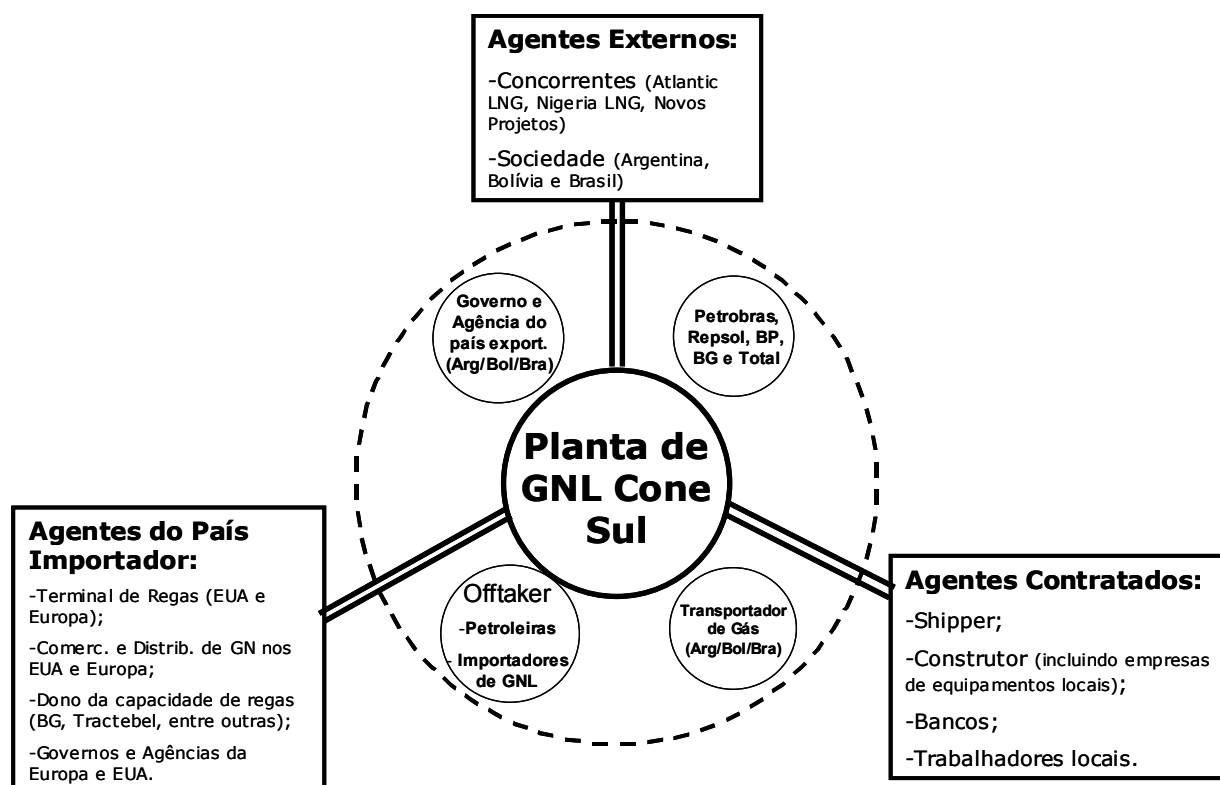


Figura 4.1 – Segmentação dos Agentes para Planta de GNL no Cone Sul

Fonte: Elaboração Própria

Outro ponto que envolve os Estados é o grau de estabilidade econômica e política dos países do Cone Sul. A corrente instabilidade eleva as taxas de

financiamento de projetos da região, além de desgastar o relacionamento com os credores e investidores e, conseqüentemente dificulta a gestão da estrutura de project finance aplicada. Os constantes incidentes políticos na Bolívia, a instabilidade política e econômica presente na Argentina desde 2001, e o histórico econômico e político no Brasil, são fatores que expõem a fragilidade do Cone Sul com relação ao estímulo à realização de investimentos estrangeiros.

No Cone Sul, os Governos dos países envolvidos com a indústria de gás têm demonstrado interesse em desenvolver a integração energética, porém essencialmente em eventos e investimentos isolados, como foi o caso do Gasbol, da exportação de gás da Bolívia à Argentina e da intensificação da interconexão elétrica entre Brasil e Argentina. Não há a apresentação de uma proposta de política energética integrada para a região como um todo. Entretanto, com relação ao GNL, os Governos não têm se manifestado com relação ao desenvolvimento de uma planta de liquefação, o que esbarra principalmente na instabilidade política e na indefinição de estratégias nacionais para a extração de recursos naturais.

Nesse sentido, a recente ascensão de governos nacionalista de esquerda no Brasil e Argentina expressa a falta de interesse das sociedades locais e, dos Governos, em desenvolver um projeto de exportação de gás natural. Já na Bolívia, a instabilidade política constante expressa a inviabilidade de se realizarem novas negociações e investimentos em grandes volumes financeiros.

Cabe assim, às empresas atuantes na indústria de gás no Cone Sul uma participação mais efetiva nas negociações. As principais são: Petrobras, Repsol-YPF, BG, BP e Total, controlando cerca de 70% da oferta de gás natural do Cone Sul e os principais gasodutos que cortam a região. Entretanto, grande parte dessas reservas ainda não foram desenvolvidas, necessitando de investimentos nos campos de produção, devido a inexistência de um mercado consumidor para a produção. Esse é o caso dos campos bolivianos de Margarita (BG, Repsol e Pan American Energy–BP) e Itau (BG, Total e ExxonMobil), que possuem reservas provadas de 6,4 e 3,3 TCF, respectivamente⁷⁸.

Como visto no capítulo 2, é fator condicionante para o desenvolvimento de um projeto de GNL, a participação das empresas integradas, já que assim é possível realizar mitigar os riscos do negócio, otimizar os recursos e investimentos necessários, e elevar a escala nas diversas etapas da cadeia. Atualmente, apesar dessas

⁷⁸ Probe-IHS, 2005.

empresas terem um posicionamento estratégico semelhante na região, com estratégias de integração vertical.

Para essas empresas, a exportação de gás via GNL para o mercado do Atlântico é uma importante alternativa para fugir às restrições de expansão do mercado regional e das limitações cambiais e macroeconômicas que impactam diretamente na evolução dos preços do produto no mercado interno. Ou seja, através da exportação, é possível realizar a comercialização a preços superiores, cotados em moeda internacional, para mercados em expansão, como o norte-americano e o europeu. Por esse motivo, a busca pelo mercado internacional de GNL é uma aposta feita pelas empresas petroleiras em diversos países, na evolução de um mercado em desenvolvimento.

Entretanto, os seus interesses para a viabilização de um projeto de GNL não são coincidentes.

A estatal brasileira Petrobras e a hispano-argentina Repsol-YPF, com forte posicionamento nos mercados brasileiro e argentino, respectivamente, vêm na integração regional e no fornecimento de gás às necessidades energéticas dos países, seus principais sustentáculos. Por isso, necessitam desenvolver novas reservas, capacidade de produção e fornecimento de gás para suprimento interno. Sobre suas estratégias acerca da atuação em GNL, essas parecem ser distintas: a Repsol já possui expertise com a produção em Trinidad & Tobago e poderia ter no projeto do Cone Sul uma maior capacidade de suprimento e comercialização de GNL, enquanto que a Petrobras ainda não atua na indústria e possui um forte comprometimento no suprimento de gás à expansão do mercado brasileiro.

Os campos de gás recém descobertos pela Petrobras na bacia de Santos ainda têm seu início de desenvolvimento do campo indefinido. A inexistência de mercado no Brasil e no Cone Sul não estimula o desenvolvimento da produção por si só, pois as necessidades atuais do mercado são inferiores a capacidade de produção que torna o desenvolvimento dos campos economicamente viáveis. Logo, no caso da bacia de Santos, o crescimento do mercado brasileiro de gás é um fator condicionante à realização dos investimentos em E&P.

As três outras empresas produtoras (BG, BP e Total) também possuem um bom posicionamento no mercado do Cone Sul. Das três, a BP e a Total possuem acesso tanto ao mercado brasileiro, como também argentino e chileno, comercializando 12,1 e 26,3 MMm³/d em 2003, respectivamente. Já a BG possui apenas uma pequena parte do volume exportado da Bolívia ao Brasil, comercializando

1,9 MMm³/d de gás em 2003. Com grandes reservas não comercializadas de gás na Bolívia, a BG é o ator que mais necessita desenvolver mecanismos para incrementar as vendas e monetizar suas reservas.

Assim como a Repsol, essas três empresas possuem experiência na produção de GNL, podendo agregar um projeto do Cone Sul aos seus portfólios de comercialização de GNL para o mercado do Atlântico. Além disso, possuem um grande volume de reservas sem comercialização nos campos bolivianos de Margarita e Itau, que podem ser monetizadas na expansão do mercado do Cone Sul, quanto no desenvolvimento de planta de liquefação.

Para que um projeto seja levado à diante no Cone Sul é necessário a realização de parcerias entre essas empresas produtoras de gás para que, através da complementaridade dos seus interesses consigam concentrar reservas de gás e investimentos suficientes, além da segmentação de riscos do negócio.

Um outro agente interno essencial é o “offtaker”, responsável pela aquisição da produção de GNL da planta. Firmando contratos de compra de longo prazo com volumes e preços pré-definidos, o “offtaker” proporciona uma perspectiva de receitas estáveis para a comercialização da produção, fator essencial para garantir o fluxo de caixa financeiro dos projetos. E é essa projeção de fluxo de caixa que é utilizada pelos agentes desenvolvedores do projeto para alavancar o financiamento a taxas menores.

Para o Cone Sul, a assinatura de contratos de comercialização de longo prazo é importante para reduzir o risco do empreendimento e fomentar um financiamento vantajoso ao projeto. Assim, a participação de uma empresa no projeto para contratar a produção é essencial, tendo em vista os elevados custos para financiamento de projetos na região, em se comparando com demais regiões geográficas.

Esse agente “offtaker” deve possuir capacidade de comercialização das cargas no mercado do Atlântico. Empresas como a BP, BG e Tractebel atuam nesse segmento de “trading” de GNL, comprando cargas das plantas produtoras e revendendo-as nos mercados finais. Essas empresas atuam também de forma integrada na cadeia do GNL. Com capacidade de regaseificação de GNL nos mercados finais, elas realizam a venda do produto na forma de gás natural diretamente às distribuidoras e clientes locais. Além dessas, as empresas distribuidoras regionais de gás natural, como a Sempra (EUA) e a Gas Natural (Espanha), são potenciais clientes para a planta de liquefação do Cone Sul, pois também possuem importante atuação na comercialização de GNL na bacia do Atlântico.

Essas empresas necessitam garantir fornecimento de gás natural para seus mercados nos EUA e Europa. Por isso, há o interesse em se integrar na cadeia de suprimento e atuar na produção de GNL.

Essa comercialização em longo prazo é extremamente importante, entretanto também se pode comercializar para o mercado spot (curto prazo), que é opção para ganhos na comercialização de cargas excedentes. Nos mercados da bacia do Atlântico, essa é uma forma de contratação comum no suprimento de geradoras de energia elétrica e no suprimento de picos de consumo nos meses de inverno.

Como comentado mais acima, a segmentação do projeto em diversos agentes facilita a mitigação dos riscos (de custos e prazos) entre os agentes, sendo esta a forma mais utilizada na estruturação dos negócios de GNL. Com relação aos agentes contratados pela planta de liquefação, os contratos firmados são instrumentos utilizados para projetar melhor os custos do projeto. Esses custos se referem tanto na parte operacional da planta e da frota de transporte, como também nos investimentos na construção da planta e nas despesas financeiras relativas aos financiamentos contraídos.

A contratação de um consórcio EPC para a construção e operação da planta também é importante para a segmentação dos riscos, ficando o agente construtor responsável pelo prazo e limites de custos previstos no contrato firmado.

Ao mesmo tempo, em um ambiente de mercado com concorrência global, como o GNL, o projeto deve ter uma escala capaz de proporcionar a competitividade com outras plantas de liquefação localizados em outros países. A opção de construção da planta no Cone Sul em etapas também é importante para promover a redução do custo total de investimentos em um primeiro momento, deixando a expansão para um período posterior, no qual a entrada de recursos pode garantir melhores condições de financiamento à planta.

Também como forma de se reduzir os investimentos necessários e os custos de logística de transporte dos produtos, a frota de navios tanqueiros pode ser subcontratada, sendo estratégia para se reduzirem os custos de capital de um projeto no Cone Sul.

Com relação aos agentes financiadores, a apresentação de uma solicitação de financiamento com projeção de fluxo de caixa consistente, estável, rentável e com reduzidos riscos é capaz de garantir uma estrutura de financiamento adequada e não onerosa. Para isso, um projeto para o Cone Sul deve articular todos os agentes

envolvidos na preparação do projeto, uma estrutura de Project Finance apta à redução de riscos e à sustentabilidade operacional da planta.

Um outro ponto importante diz respeito à participação dos trabalhadores na construção e operação da planta. Na etapa inicial são necessários entre 3 a 5 mil empregados contratados, enquanto que na etapa de operação os empregos gerados caem a 10% disso. Durante a etapa de construção, greves e paradas dos trabalhadores geram atrasos no início de operação da planta, postergando a realização de receitas da planta. Isso gera um impacto direto no valor do projeto, quando este tem seu fluxo de caixa descontado a valor presente. Diante disso, para a planta do Cone Sul, assim como para qualquer projeto, o relacionamento com os sindicatos e seus empregados deve se dar de maneira a não atrapalhar o andamento das obras e da produção.

No caso dos agentes externos, os novos projetos de plantas de GNL para o mercado do Atlântico representam, desde já, uma forte concorrência sobre o Cone Sul. Isso porque ao longo dos próximos anos os mercados norte-americano e europeu serão capazes de absorver volumes de GNL até um limite da produção de algumas novas plantas. Projeta-se que a demanda de GNL dos EUA avance dos atuais 10 mtpa para cerca de 80 mtpa até 2015⁷⁹. Ou seja, existe uma janela de oportunidade a ser aproveitada pelo Cone Sul, que irá até o momento em que projetos concorrentes iniciem operação dentro de um prazo mais curto, que assim poderão garantir sua fatia nesses mercados.

Países que já atuam no mercado do Atlântico (Trinidad & Tobago e Nigéria) e outros países potenciais entrantes na indústria de GNL (como os países árabes, Noruega, Egito, Venezuela, Peru, Angola, entre outros), são fortes concorrentes ao projeto para o Cone Sul, sendo que alguns deles são projetos em desenvolvimento, como o da Noruega, Nigéria e Egito. Caso estes consigam colocar no mercado novas cargas de GNL antes da planta do Cone Sul, a janela de oportunidade do mercado estará ocupada.

Já a sociedade também pode afetar fortemente o projeto. Sua participação na aprovação social e legitimação do projeto é importante tanto no país exportador, devido a exportação de riquezas naturais do país, quanto no importador, principalmente por causa dos impactos ambientais relacionados a instalação da planta de regaseificação. Deve a sociedade ser parte integrante nas discussões sobre o projeto e seus impactos sociais, econômicos e ambientais.

⁷⁹ WookMackenzie, 2004.

Um episódio já comentado no trabalho foi o das reivindicações populares na Bolívia para impedir o avanço do projeto de exportação de gás natural aos Estados Unidos na forma de GNL. As reivindicações levaram à paralisação dos estudos de viabilidade e ao *impeachment* do presidente do país.

Com relação às requisições de ordem ambiental, tem se mostrado presente em todos os países do Cone Sul a pressão social no sentido de defender a realização de investimentos dentro de um contexto de preservação das condições ambientais. A necessidade de se apresentar Estudos de Impacto Ambiental quando da aprovação de projetos junto aos governos, exprime essa forma de controle social sobre a ação ambiental dos projetos. Apesar disso, essa é uma ação que para que obtenha sucesso, deve contar com o apoio não somente das sociedades locais, mas também dos governos e agências reguladoras do Cone Sul.

Por poder adquirir seus carregamentos de GNL de diferentes países fornecedores, os agentes do país importador (seja na América do Norte ou Europa) têm uma influência reduzida sobre o projeto de liquefação. Entretanto, caso um agente importador (distribuidor de gás local ou um agente comercializador) necessite assegurar seu suprimento de GNL, como já citado acima, este pode vir a se associar aos agentes desenvolvedores de um projeto de planta de liquefação como comprador (“offtaker”) da produção. Obviamente o estabelecimento de políticas energéticas que estimulem a intensificação do consumo de gás natural irá incentivar a importação de GNL.

Além disso, como comentado, com o mercado do Atlântico em expansão, existe o estímulo à entrada de novas plantas para suprimento de GNL, ou seja, elevando o potencial de oferta. Isso reduz ainda mais a influência do país importador, pois existem diversas fontes de suprimento de GNL concorrentes entre si.

O objetivo desse capítulo foi de apresentar e discutir os principais pontos de suporte ao desenvolvimento de um projeto de GNL para o Cone Sul. Assim, foram analisados os principais condicionantes de oferta de gás natural na região, as principais características para o mercado consumidor do produto, e os aspectos relativos à estrutura do negócio e a organização das partes envolvidas.

O quadro 4.1 resume os principais pontos discutidos, listando essas principais necessidades.

Quadro 4.1 - PRINCIPAIS FATORES CONDICIONANTES AO PROJETO DE GNL DO
CONE SUL

OFERTA DE GÁS
<ul style="list-style-type: none"> - Aumentar a capacidade de produção de gás em, pelo menos, 30 MMm³/d nos próximos cinco anos para suprir demanda regional e de GNL; - Reduzir carga tributária sobre produção para estimular os investimentos em E&P; - Expandir a capacidade de transporte de gás desde às grandes bacias produtoras até as regiões litorâneas, local de instalação de uma planta de liquefação.
MERCADO DE GNL
<ul style="list-style-type: none"> - Comercialização da produção deve estar direcionada para os mercados dos Estados Unidos e Europa; - Mercado deve proporcionar patamar de preços elevado, como atualmente; - Comercialização da produção deve focar em contratos de longo prazo com agentes de mercado (comercializadores e/ou importadores), para garantir um fluxo estável de receitas ao projeto; - Projeto deve ser lançado anteriormente a projetos de novas plantas e/ou da expansão de concorrentes, para aproveitar a janela de oportunidade do mercado.
ESTRUTURA E AGENTES PARTICIPANTES DO PROJETO
<ul style="list-style-type: none"> - Adoção de estrutura de Project Finance, com uma Sociedade de Propósito Específico capaz de segmentar e isolar os riscos envolvidos no negócio entre os agentes participantes; - Participação dos entes governamentais do Cone Sul na concessão de incentivos e na atuação de empresas estatais no projeto (Petrobras, YPFB e Enarsa); - Participação efetiva de empresas verticalmente integradas na indústria de gás natural do Cone Sul (Petrobras, Repsol, BG, BP e Total), através de parcerias entre si para complementar interesses, reservas e capital para investimentos; - Agente “offtaker” deve participar da etapa de estruturação do projeto para assegurar comercialização da produção no mercado; - Construção da planta realizada em etapas, para reduzir necessidade inicial de capital, postergando eventual ampliação de capacidade; - Participação da sociedade na aprovação e legitimação do projeto.

Assim, cabe às partes interessadas na indústria de gás do Cone Sul buscarem, através da implementação dos fatores analisados ao longo desse capítulo, os pontos essenciais para o avance e o desenvolvimento de uma planta de liquefação de gás, criando uma alternativa para a ampliação dos seus mercados além das fronteiras do continente.

CONCLUSÃO

Os países do Cone Sul, com exceção da Argentina, possuem uma indústria de gás ainda incipiente e em desenvolvimento. Entretanto, há alguns anos a indústria de gás natural dos países do Cone Sul, mais especificamente Argentina, Bolívia, Brasil e Chile, vêm integrando suas atividades e conectando os seus mercados. Ainda que os países apresentem dificuldades econômicas, a exploração de reservas de gás é uma oportunidade de investimentos produtivos atrativos a todos os países.

As reservas provadas do Cone Sul, que em 2003 eram de 62,4 TCF, não se encontram distribuídas uniformemente nos países. A Bolívia, Argentina e Brasil possuem as principais reservas, enquanto que os demais países integrantes do bloco, não possuem reservas e têm suas demandas atendidas por importações dos países vizinhos, são eles: Chile e Uruguai.

Países da África, América Latina e Oriente Médio, detentores de volumosas reservas de gás, ante as incertezas de preço e dos seus mercados nacionais, têm sido forçados a buscar através do GNL o mercado potencial necessário para monetizar suas reservas em países mais distantes. Nesse sentido, a realização de um projeto de liquefação também representaria a expansão do mercado para as reservas do Cone Sul.

O GNL mostrou-se uma alternativa viável para transportar o gás natural por grandes distâncias e, assim, deu-se início a construção da primeira planta comercial de liquefação em Arzew, na Argélia. Nos últimos quatro anos, o mercado mundial de GNL cresceu 35,7% e, em 2003 movimentou 168,8 bilhões de m³.

Com o aumento da escala na indústria de GNL e os avanços tecnológicos alcançados ao longo da última década, os custos do transporte do produto reduziram-se de forma significativa. Isso favoreceu a entrada de novos países na disputa de acesso ao mercado mundial de GNL, principalmente o mercado japonês.

O principal mercado potencial para o GNL do Cone Sul é o do Atlântico, essencialmente devido à proximidade geográfica e sua correlação com os custos de transporte. Esse mercado é composto basicamente pela costa leste dos Estados Unidos e pelos países da Europa Ocidental. Atualmente, diversas unidades de regaseificação de GNL estão sendo implantadas nessas regiões, principalmente nos Estados Unidos, Portugal, Espanha, França e Bélgica.

A América do Norte representa o principal mercado mundial de gás natural, e esse consumo está concentrado nos Estados Unidos, que consome 1,725 MM m³/d de gás. Hoje, a América do Norte produz, principalmente no Golfo do México,

praticamente todo o gás natural que consome, sendo apenas 0,02% do suprimento de gás importado via GNL. Porém, com as perspectivas de expansão do mercado consumidor e a baixa taxa de crescimento da produção, o GNL deve ganhar cada vez mais importância.

A Europa Ocidental apresenta uma grande demanda por gás natural. Mais de 20% do gás ofertado na região é importado, parte da Rússia, via um gasoduto que cruza o norte europeu, e o restante como GNL proveniente principalmente da Argélia e da Nigéria.

O mercado de GNL do Atlântico é abastecido principalmente por países produtores localizados no Oceano Atlântico e no Mar Mediterrâneo, sendo que em 2003, eles foram os responsáveis por 94% do suprimento de GNL desse mercado, sendo os 6% restantes foram supridos pelo Catar, Oman, Emirados Árabes Unidos, Austrália e Malásia. Naquele ano, os principais projetos de exportação de GNL para o mercado do Atlântico foram o Nigéria LNG, o Atlantic LNG e as plantas de liquefação na Argélia, responsável por cerca de 90% do suprimento ao mercado. As principais empresas atuantes atualmente como comercializadoras de GNL nesse mercado são a Bg e a Tractebel.

Os cenários projetados para 2010 pela Agência Internacional de Energia⁸⁰ indicam uma pequena expansão da produção de GN no mercado norte americano e europeu. A diferença entre a produção e o consumo do Atlântico atualmente é de aproximadamente 155 MMm³/d de gás e, em 2020, esse desajuste chegará a quase 400 MMm³/d de gás. Assim, realmente será necessário se desenvolver crescentes importações de GNL de outras regiões para conseguir suprir essa demanda, apresentando-se como uma oportunidade para a colocação das reservas de gás de regiões distantes nesse mercado.

É nesse sentido que se torna interessante avaliar a potencialidade da comercialização das reservas gasíferas do Cone Sul nesse mercado. Por isso, foram avaliados ao longo do trabalho os principais aspectos necessários e condicionantes à estruturação e ao sucesso de uma planta de liquefação de gás para o Cone Sul. Os principais fatores condicionantes para tal são relativos à oferta de gás, ao mercado envolvido e à estrutura operacional do projeto.

Acerca da oferta de gás interna ao Cone Sul, as projeções de expansão da capacidade de produção não se mostram favoráveis a garantir o suprimento à expansão da demanda regional, intensificada com a integração dos mercados

⁸⁰ EIA, 2004.

gasíferos dos países do continente, e à uma unidade de produção de GNL. As reservas existem, principalmente na Bolívia, porém necessitam de investimentos para o desenvolvimento e produção dos campos. Segundo as projeções identificadas no texto, será necessário elevar a capacidade de produção de gás em, pelo menos, 30 MMm³/d nos próximos cinco anos para suprir a demanda regional e a de GNL.

Para a realização desses investimentos devem estar satisfeitos não somente o interesse financeiro das empresas petroleiras, mas também o interesse social dos Governos locais. Nesse sentido a estrutura de preços e de tributos cobrados sobre a produção do gás devem ser favoráveis à sustentabilidade e viabilidade econômica da exploração, assim como do retorno da renda gerada às populações. Essa produção gera renda através de empregos às populações locais, e do pagamento de taxas aos Governos. Assim, cabe aos Governos dos países envolvidos (Argentina, Bolívia e Brasil), no sentido de promover o desenvolvimento econômico e social de suas nações, estimularem a prospecção das reservas de gás, tanto para o aproveitamento interno, quanto para a exportação. Esse estímulo pode se dar, de forma mais efetiva, como redução das taxas e royalties cobrados sobre a produção, pois poderá propiciar o aumento da oferta interna de gás, com a geração de maior renda, empregos e, eventualmente, exportações ao país.

Além disso, no que tange a capacidade de transporte de gás desde as grandes bacias produtoras do Cone Sul até as regiões litorâneas (local para a instalação de uma planta de liquefação), devem ser realizados investimentos na expansão na rede de dutos atualmente existente. Os principais gasodutos (Gasbol, TGS e TGN) encontram-se com capacidade limitada e, não suportariam suprir um projeto de liquefação de 20 MMm³/d de gás. Atualmente, somente os gasodutos que interligam a Argentina ao Chile possuem capacidade ociosa e, poderiam ser utilizados para movimentação de volumes de gás argentino ao litoral.

Com relação ao mercado consumidor para o GNL do Cone Sul, a comercialização da produção deve estar direcionada para os mercados dos Estados Unidos e Europa, pois, como citado, a proximidade geográfica garante uma competitividade de custos para o frete do produto.

A estrutura de comercialização da produção deve focar em contratos de longo prazo com a participação de agentes de mercado (agentes comercializadores e/ou importadores), entre eles os principais são a BG, BP, Gas Natural e Tractebel. Dessa forma, se é capaz de garantir um fluxo estável de receitas ao projeto, reduzindo o grau de exposição ao risco do projeto, facilitando o financiamento e diminuindo os seus

custos. Além disso, uma característica, porém que não depende do mercado do Cone Sul, é a manutenção dos preços do gás natural em um patamar de preços elevado (superior a US\$ 5,00/MMBTU), como atualmente vem ocorrendo.

Um outro ponto importante, e que remonta à premência em que o assunto deve ser abordado pelos agentes da indústria de gás do Cone Sul, diz respeito ao período de tempo de oportunidade para o lançamento da unidade de liquefação da região anteriormente a projetos de novas plantas e/ou de expansão concorrentes, vindos de outras regiões. A entrada em operação de uma planta concorrente, antes de um projeto para o Cone Sul, iria suprir os mercados consumidores dos Estados Unidos e Europa das suas necessidades de gás. Dessa forma estaria postergada a oportunidade de ingresso do Cone Sul no mercado de GNL, até o momento em que estes atinjam volumes de consumo de GNL superior, demandando assim de novas plantas de liquefação para supri-las.

Acerca da estrutura de um projeto de GNL, foram identificados no capítulo 2 do trabalho, com base nos históricos apresentados sobre os projetos Atlantic LNG e Nigéria LNG, que o projeto de uma unidade de liquefação de gás é estruturado por diversos agentes organizados de forma segmentada. Os *agentes internos* são os responsáveis pelo desenvolvimento da unidade, que são responsáveis diretamente pela implementação do projeto e dos elos da cadeia. Já os *agentes contratados* são aqueles que participam efetivamente da implantação do projeto, pois atuam na etapa de construção ou na operação da planta. Em paralelo, *agentes representantes do país importador* são os responsáveis por organizar a estrutura para o recebimento do GNL. Finalmente, *agentes externos* são aqueles que apesar de não influírem diretamente na estruturação do projeto, atuam indiretamente favorecendo a implementação de medidas que aumentam a viabilidade técnica e econômica e a redução das barreiras para a implantação da unidade.

Conforme comentado no trabalho, os projetos de GNL estão sujeitos a vários riscos. Além dos riscos relativos aos preços e aos volumes de venda, existem outros associados às obras de construção, aos investimentos e os financeiros e cambiais. Usualmente, em projetos de GNL esses riscos são mitigados mediante a estruturação do projeto via *Project Finance*, o que possibilita isolar os riscos da área de atuação do empreendimento, repassando-os aos diferentes agentes e tornando o projeto auto-sustentável financeira e operacionalmente.

Essa forma de atuação, no caso de outros projetos de GNL, é que tornou possível equilibrar os interesses dos diversos agentes e a concretização dos projetos.

Assim, é interessante a adoção desse tipo de estrutura, como forma de segmentar e isolar os riscos envolvidos no negócio entre os agentes participantes do negócio.

Nesse sentido, é preciso que sejam estabelecidos contatos de fornecimento de gás, de construção e operação da planta, e de comercialização da produção de GNL.

É essencial para viabilidade econômica do projeto a assinatura de um contrato de fornecimento firme. Para a assinatura desse contrato é indispensável um agente comercializador (“offtaker”), que participa do investimento e da estrutura principal do projeto, assegurando o suprimento de GNL para suas operações (consumo próprio e/ou comercialização) e, de forma inversa, garante a colocação da produção da planta no mercado.

A atuação do agente fornecedor do gás também tem participação altamente relevante, pois ele atua na dinâmica de preços e margens do suprimento de gás. Assim, a participação efetiva das empresas verticalmente integradas na indústria de gás natural do Cone Sul (Petrobras, Repsol, BG, BP e Total) pode garantir o fornecimento a custos menores e, apesar disso, rentáveis aos produtores. Para essas empresas a participação em um projeto de liquefação das suas reservas no Cone Sul representa uma grande oportunidade para o desenvolvimento de campos e capacidade produtiva de gás na região e para elevar suas participações no mercado. Essa participação pode se realizar mais facilmente através de parcerias entre elas, como maneira de complementar interesses, reservas e capital para os investimentos.

Além dos interesses comerciais das empresas, os interesses sociais representados pelos Governos e pelas sociedades locais são de suma importância para um projeto de GNL. A participação governamental se dá através da regulação e da política de tributos sobre a produção de gás natural, da participação efetiva das empresas estatais (Petrobras, YPF e Enarsa) nas diversas etapas da cadeia de valor, e na participação da sociedade na aprovação e legitimação do projeto.

Diversos agentes estão envolvidos no desenvolvimento das etapas dessa cadeia, sendo que cada um deles tem seu papel e seus interesses no negócio do GNL. Atingir o equilíbrio desses interesses é o ponto chave para as negociações e para o avanço do empreendimento.

Com a missão de elevar o mercado potencial para as reservas de gás do Cone Sul, cabe às partes interessadas na indústria de gás da região buscar alternativas para a monetização dessas reservas. A alternativa avaliada nesse trabalho foi a implantação de uma planta de liquefação de GNL. Entretanto, existem outras alternativas, como a produção de diesel através do gás natural pelo processo Gas-to-

Liquids (GTL) e a intensificação do mercado regional, com o maior aproveitamento do gás natural na geração elétrica e produção de petroquímicos. Porém, este não foi o objeto dessa dissertação, cabendo a sugestão de uma abordagem mais próxima dessas alternativas, para a avaliação da viabilidade técnica e operacional das mesmas.

Mediante a avaliação dos fatores condicionantes analisados ao longo desse trabalho, as partes interessadas poderão visualizar os pontos essenciais para o avanço e o desenvolvimento de uma planta de liquefação de gás no continente, criando, assim, uma alternativa viável para a ampliação dos seus mercados além de suas fronteiras terrestres. No entanto, cabe como recomendação final ao estudo, uma avaliação mais aprofundada acerca do interesse político dos agentes governamentais, que representam papel vital na viabilidade financeira e na legitimação de um projeto de liquefação de gás. Ao mesmo tempo, uma avaliação mais focada na abordagem financeira e de riscos, que é crucial para a definição dos investimentos envolvidos e da rentabilidade do projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADENIKINJU, F. O. & OLOFIN, S. O., 2003, "A General Equilibrium Analysis on Investment Impact in the Nigerian LNG Industry". *Conferência Anual da Sociedade Africana de Econometria, África do Sul*.
- ANP, 2004, *Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo*. Rio de Janeiro, Agência Nacional do Petróleo.
- A. HITT, M. et al., 2003, *Administração Estratégica: competitividade e globalização*. São Paulo, Pioneira Thomson Learning.
- ATLANTIC LNG, (2004): <http://www.atlanticlng.com>
- BEZERRA DE SOUZA, J. F., 1998, *Investigation of the Association between Managerial Actions and Organisational Performance: A Stakeholder Approach*. Ph.D. dissertation, School of Industrial and Manufacturing Science, Cranfield University, Inglaterra.
- BG, (2004): <http://www.bg.com>
- BP, 2004, *Statistical Review of World Energy 2004*, In: <http://www.bp.com>
- BRASIL ENERGIA, (várias edições). Editora Brasil Energia, In: www.brasilenergia.com.br
- CERA, 2004, *Energy at the Center of the Southern Cone's Development Debate*. In: Southern Cone Energy Watch, Cambridge Energy Research Associates - CERA.
- CHABRELIE, M-F., 2004, *Gas Price Indexation and Strategies: A European Market Perspective*. 2nd Asia Gas Buyers' Summit, Mumbai, India.
- CIA, 2004, *CIA World Factbook*. In: www.cia.gov/cia/publications/factbook/
- CLINGENDAEL International Energy Programme, 2004, *Natural gas supply to the EU in the short to medium term*. The Clingendael Institute, 2004

- COLPIER, U.C. & CORNLAND, D., 2002, "The economics of the combined cycle gas turbine – an experience curve analysis". *Energy Policy*, n 30, pp. 309-316.
- CNE - Comisión Nacional de Energía do Chile, (2004): <http://www.cne.cl>
- CRE - Comisión de Regulación en Energía do México, (2004): <http://www.cre.gob.mx>
- DUBROVSKY, H., 2002, "Argentina". In: Paula, E. (coords.), *Energía para el desarrollo de América del Sur*; 1 ed., capítulo 1, São Paulo, Editora Mackenzie.
- EIA/DOE, 2005, *Annual Energy Outlook 2005*. In: <http://www.eia.doe.gov>
- EIA/DOE, 2004, *International Energy Outlook 2004*. In: <http://www.eia.doe.gov>
- EIA/DOE, 2003a, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*". In: <http://www.eia.doe.gov>
- EIA/DOE, 2003b, *US LNG Markets and Uses*. In: <http://www.eia.doe.gov>
- ENGWALL, M., 2003, "No Project is an Island: linking projects to history and context". *Research Policy*, n 32, pp. 789-808.
- FERC, (2004): www.ferc.gov
- FINNERTY, J.D., 1999, *Project Finance: Engenharia financeira baseada em ativos*. Rio de Janeiro, Qualimark Ed..
- GONZÁLES, M., 2002, "Chile". In: Paula, E. (coords.), *Energía para el desarrollo de América del Sur*; 1 ed., capítulo 4, São Paulo, Editora Mackenzie.
- GRANLI, O., 2003, *Internalization and Integration of Statoil's LNG Program*. 4º World LNG Summit, Roma.
- GRANT, R.L., 2003, *LNG in North America – A New Era*. 4º World LNG Summit, Roma.
- IANGV - International Association of Natural Gas Vehicles, (2004): www.iangv.org

INSTITUTE OF GAS TECHNOLOGY, (2005): www.igt.org

JENSEN, J.T., 2002, *The LNG Option for Middle East Gas Trade*. Apresentação realizada no 6º Encontro de Especialistas dos Países Exportadores e Importadores de Energia, Abu Dhabi.

JOBITY, R. e RACHA, S., 2000, *The Atlantic LNG Project: the state of play*. In: Economic Bulletin – Banco Central de Trinidad & Tobago, Vol.1 No.2.

KARLSEN, J. T., 2002, "Project Stakeholder Management". *Engineering Management Journal*, Vol. 14 No. 4.

LAM, Pun-Lee, 2000, "The growth of Japan's LNG industry: lessons for China and Hong Kong". *Energy Policy*, vol 28, pp. 327-333.

LEITÃO, D. M., 1995, *Administração Estratégica: abordagem conceitual e atitudinal*. Rio de Janeiro, SENAI/DN - PETROBRAS.

LOOK-KIN, F., 2003, *LNG Development in Trinidad & Tobago*. 4º World LNG Summit, Roma.

MIELINK, O. e BAILEY, J., 2003, *Descoberta de Gás na Bacia de Santos pode triplicar Reservas Brasileiras*. In: CERA Alert, Cambridge Energy Research Associates.

MORITA, K., et alli, 2003, *Study of Changes in Patterns of LNG Tankers Operation*. The Institute of Energy Economics of Japan. <http://eneken.ieej.or.jp/en/>.

NGC - The Natural Gas Company of Trinidad & Tobago, (2004): www.ngc.co.tt

NIGERIA LNG, (2004): <http://www.nlng.com>

NNPC, (2004): <http://www.nnpc-nigeria.com>

PAULA, E., 2002, "Brasil". In: Paula, E. (coords.), *Energía para el desarrollo de América del Sur*; 1 ed., capítulo 3, São Paulo, Editora Mackenzie.

PETROBRAS, (2004): <http://www.petrobras.com.br>

- PETROLEUM ECONOMIST, 2001a, *Fundamentals of the Global LNG Industry CD-Rom*. Londres: The Petroleum Economist Ltd.
- PETROLEUM ECONOMIST, 2001b, *LNG – A Glossary of Terms*. Londres: The Petroleum Economist Ltd.
- PETROLEUM ECONOMIST, 2004, *LNG Evolution & Development Wallchart 2004*. Londres: The Petroleum Economist Ltd.
- PETROLEUM ECONOMIST MAGAZINE, (vários números). Londres, The Petroleum Economist Ltd.
- PETROLEUM FINANCE, (várias edições). Energy Intelligence Group Inc., In: www.energyintel.com
- PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY, (várias edições). Energy Intelligence Group Inc., In: www.energyintel.com
- POLCRI, E., 2003, *Eni Joint venture experience in LNG projects*. 4º World LNG Summit, Roma.
- PORTER, M.E., 1985, *Competitive Advantage*. New York, The Free Press.
- PORTER, M.E., 1986, *Estratégia Competitiva: Técnicas para Análise de Indústria e da Concorrência*. Rio de Janeiro, Campus.
- PROBE-IHS, (2005): <http://www.ihs.com>
- PROJECT FINANCE MAGAZINE, 2003, *Global Oil and Gas Report*. Euromoney Institutional Investors PLC.
- REAL, R. V., 2002, *Estratégias das empresas de Gás Natural no Cone Sul*. Monografia de BSc., IE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- REAL, R. V.; GUTIERREZ, M., e ALMEIDA, E., 2002, *Análise das Estratégias Empresariais para Monetização das Reservas de Gás Natural da Bolívia*. Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.

REPSOL, (2004): <http://www.repsol.com>

RICHARDSON, G. B., 1994, "The Organization of Industry". In: Buckley P. J. (ed); *Cooperative Forms of Transnational Corporation Activity*. Vol. 13, pp. 23-37, United Nations Library on Transnational Corporations, London/New York, Routledge.

ROBERTS, P., 2003, *The Importance of joint ventures in optimising LNG projects globally*. 4^o World LNG Summit, Roma.

RODRIGUES, P., 2003, *Barreiras à Maior Participação do Gás na Matriz Energética Brasileira e Desafios Futuros*. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

SEMPLE, N. et al., 2003, *LNG Shipping: Boom or Bust?*. In: CERA Decision Brief, Cambridge Energy Research Associates.

SHELL, (2004): <http://www.shell.com>

STEAD, R., 2003, *Financing of LNG Projects*. 4^o World LNG Summit, Roma.

TBG – Transportadora Brasileira de Gás, (2005): <http://www.tbg.com.br>

TOTAL, (2004): <http://www.total.com>

TRACTEBEL, (2004): <http://www.tractebel.com>

UDAETA, M. E. M., 2002, "Bolivia". In: Paula, E. (coords.), *Energía para el desarrollo de América del Sur*; 1 ed., capítulo 2, São Paulo, Editora Mackenzie.

VEGA, F.F. de la, 2004, *El Gas Natural en America Latina y el Caribe: Perspectivas de los mercados y seguridad del suministro a largo plazo*. Informe Ejecutivo - Oil & Gás Journal Latin America, Penwell.

VILAS BOAS, M., 2003, *Integração Gasífera no Cone Sul: Uma análise das motivações dos diferentes agentes envolvidos*. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

WHEELER, D. & SILLANPÄÄ, M., 1997, *The Stakeholder Corporation, a blueprint for maximizing stakeholder value*. Londres, Pitman Publishing.

WOODMACKENZIE, 2004. *Global LNG and the North American Market*. In: www.woodmac.com

WORLD GAS INTELLIGENCE, (várias edições). Energy Intellingence Group Inc., In: www.energyintel.com