

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**  
**PIPGE – EP/FEA/IEE/IF**

**GNL PARA SUPRIMENTO INTERNO E EXPORTAÇÃO VERSUS**  
**GASODUTOS: OPORTUNIDADES, AMEAÇAS E MITOS.**

**Carlos Alberto Rechelo Neto**  
**Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer**

**São Paulo**  
**2005**

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**  
**PIPGE – EP/FEA/IEE/IF**

**GNL PARA SUPRIMENTO INTERNO E EXPORTAÇÃO VERSUS**  
**GASODUTOS: OPORTUNIDADES, AMEAÇAS E MITOS.**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Física – da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Energia.

**Carlos Alberto Rechelo Neto**  
**Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer**

**São Paulo**  
**2005**

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

### **Ficha Catalográfica**

Rechelo Neto, Carlos Alberto.  
GNL para suprimento interno e exportação versus  
gasodutos : oportunidades, ameaças e mitos / Carlos Alberto  
Rechelo Neto; orientador Ildo Luís Sauer. – São Paulo,  
2004.  
140p. : il., 30cm.  
Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de  
Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da  
Universidade de São Paulo.  
1. Investimento - análise 2. Gás natural 3. GNL 4. Método de  
Monte Carlo I. Título.

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**  
**EP – FEA – IEE - IF**

**CARLOS ALBERTO RECHELO NETO**

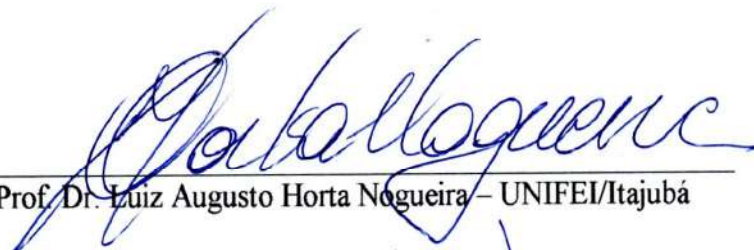
*“GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos: oportunidades, ameaças e mitos”*

Tese defendida e aprovada em 08 /04 /2005 pela Comissão Julgadora:



---

Prof. Dr. Ildo Luis Sauer – IEE/USP  
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



---

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira – UNIFEI/Itajubá



---

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – IEE/USP

## Dedicatória

*À Fernanda, minha esposa e fiel companheira, pelo seu amor, por sua renúncia e pelo seu apoio ao longo do período de elaboração deste trabalho de pesquisa.*

## **Agradecimentos**

Não por praxe, mas por merecimento, ao Prof. Dr. Ildo Luís Sauer tanto pela sua coerência acadêmica, quanto pelo exemplo de dedicação às suas atividades no PIPGE mesmo tendo às mãos a agenda repleta de compromissos à frente da diretoria da área de Gás & Energia da Petrobras.

Ao Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos, minha gratidão pelo apoio e pelo permanente incentivo ao longo destes dois últimos anos.

Ao Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani (IEE/USP), pelo apoio irrestrito ao plano de pesquisa e por auxiliar-me com sua experiência sobre as diversas maneiras de conduzir um trabalho de pesquisa sem perder o casamento.

Aos demais professores do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia pelos calorosos seminários e discussões, em especial ao Prof. Dr. Sinclair M. Guy Guerra pelo seu rigor acadêmico e pelas orientações sempre pertinentes, bem como ao Prof. Dr. Miguel E. Udaeta Morales pelas inúmeras discussões referentes ao mercado de gás natural. Além disso, não posso deixar de agradecer aos Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá e Roberto Zilles por auxiliarem-me nas intrincadas questões administrativas em relação à bolsa.

Ao Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira que muito honrou-me com sua presença na banca tanto de qualificação, quanto de defesa.

A todos os colegas do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia pela oportunidade única de desfrutar de um ambiente sempre aberto às mais diversas reflexões e experiências, o que, sem dúvida alguma, não somente contribuiu para o presente trabalho, como também deverá pautar as demais decisões da minha vida.

Às sempre atenciosas e dedicadas secretárias Aparecida Rosa de Souza Tarábola e Adriana F. Pelege, bem como às bibliotecárias Maria de Fátima A. Mochizuki, Maria Penha da Silva Oliveira, Maria de Lourdes Montrezól, Tássia Rangel, Daniele C. de Lima, Priscila de O. Joaquim. Além disso, não posso deixar de mencionar meus agradecimentos ao Júlio César Teodoro e tantos outros colaboradores que auxiliaram-me nos processos administrativos e de pesquisa.

Aos meus familiares e aos amigos Daniel de Almeida Fernandes, Filipe Galvani e Laércio Galvão por incentivarem-me nesta empreitada.

À Agência Nacional de Petróleo pela concessão da bolsa de estudos sem a qual não seria possível a dedicação integral ao tema de pesquisa proposto.

E, principalmente, a Deus por possibilitar a concretização de mais este objetivo.

## Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Particularidades dos ativos de infra-estrutura de transporte de gás natural.....	4
1.2	Flexibilidade no segmento de transporte de gás natural.....	6
1.3	Formulação do problema.....	9
1.4	Delimitação da fronteira de análise.....	11
2	Panorama da indústria gasífera brasileira.....	12
2.1	O Programa Prioritário de Termelétricidade.....	19
2.1.1	A escassez de gás natural na região Nordeste.....	26
2.1.2	Projeções do déficit de gás natural da região Nordeste.....	31
2.2	Histórico dos projetos de complementação da oferta nordestina de gás natural.....	32
2.2.1	Projeto Malhas SE, Malhas NE e Gasene.....	34
2.2.2	Exportação de GNL atrelada ao abastecimento do mercado doméstico.....	37
2.2.2.1	A disponibilidade da oferta de gás natural da região Sul/Sudeste/Centro-Oeste.....	41
2.2.2.2	Definição e estimativas de custos do projeto de interligação via GNL.....	46
3	Condições de comercialização do GNL brasileiro no mercado internacional.....	51
3.1	A evolução da indústria rumo à descentralização do consumo de gás natural.....	51
3.1	Expectativas de crescimento do comércio inter-regional de gás natural.....	61
3.2	Estrutura organizacional da indústria gasífera.....	64
3.1.1	Liberalização dos mercados e sua relação com a duração dos contratos.....	67
3.1.2	Impactos nos mecanismos de precificação do gás no mercado internacional.....	73
3.1.3	A liberalização e a tendência de verticalização da indústria gasífera mundial.....	78
3.2	A evolução recente do comércio internacional e a tendência de maior flexibilidade.....	81
3.3	Potenciais mercados de gás natural líquido no mundo.....	88
3.3.1	O mercado Pacífico-Asiático.....	89
3.3.2	O mercado Atlântico-Mediterrâneo.....	92
3.3.2.1	O mercado norte-americano de gás natural líquido.....	93
3.3.2.2	O mercado europeu de gás natural líquido.....	97
3.4	Reflexões sobre as condições do mercado internacional de GNL.....	103
4	Modelagem e resultados obtidos.....	105
4.1	Formulação das bases do estudo e construção do modelo econômico.....	106
4.1.1	Principais premissas adotadas no estudo.....	106
4.1.1.1	Custos de investimento e infra-estrutura considerada.....	106
4.1.1.2	Valor residual.....	106
4.1.1.3	Custos operacionais.....	106
4.1.1.4	Demanda.....	107
4.1.1.5	Prioridades de atendimento à demanda.....	108
4.1.1.6	Tarifas de transporte.....	108
4.1.1.7	Tributos.....	109
4.1.1.8	Depreciação fiscal.....	109
4.1.1.9	Taxa de desconto.....	109
4.1.2	Identificação da relação entre as variáveis e construção do modelo matemático.....	110
4.1.3	Modelagem das incertezas.....	111
4.2	Avaliação e interpretação dos resultados da simulação.....	117
4.2.1	Considerações sobre a variância do VPL como medida de risco do projeto.....	117
4.2.2	Avaliação comparativa dos resultados do projeto.....	119
4.2.3	Análise de sensibilidade e o estudo das variáveis mais críticas aos projetos.....	121
4.2.4	Impacto das cláusulas de <i>ship-or-pay</i> no resultado dos investimentos.....	123
5	Conclusões e considerações finais.....	128
6	Referências bibliográficas.....	132

## Lista de Figuras

Figura 1 – Produção nacional de gás natural no Brasil (1954-2003) .....	15
Figura 2 – Dinâmica do mercado gasífero brasileiro .....	21
Figura 3 – Energia armazenada no sistema Sudeste/Centro-Oeste (1995-2004) .....	23
Figura 4 – Volume de gás natural transportado pelo gasoduto Bolívia-Brasil .....	26
Figura 5 – Evolução da relação reservas/produção na região Nordeste (1994-2003) .....	27
Figura 6 – Mapa da infra-estrutura gasífera nordestina .....	29
Figura 7 – Projeções do déficit da oferta-demanda da região Nordeste .....	32
Figura 8 – Diagrama esquemático do Projeto Malhas SE .....	34
Figura 9 – Diagrama esquemático do Projeto Malhas NE .....	35
Figura 10 – Diagrama esquemático do Gasene .....	36
Figura 11 – Evolução dos preços do gás natural importado e nacional .....	39
Figura 12 – Evolução das reservas provadas, oferta e consumo de gás natural no Brasil .....	42
Figura 13 – Balanço da oferta e demanda na região Sul/Sudeste e Centro-Oeste .....	45
Figura 14 – Composição dos custos de transporte de gás natural por modal .....	50
Figura 15 – Perfil da demanda de gás natural por setor em 1970 .....	53
Figura 16 – Participação dos principais mercados no consumo mundial de gás natural .....	54
Figura 17 – Taxa de crescimento anual média do consumo de gás natural de 1995-2002 .....	57
Figura 18 – Disparidade regional das reservas provadas de gás natural .....	61
Figura 19 – Participação do consumo e das reservas provadas de gás natural em 2002 .....	63
Figura 20 – Quadro da evolução do processo de liberalização em diversos países .....	68
Figura 21 – Evolução da importação de gás natural no mundo (em bilhões de m <sup>3</sup> ) .....	82
Figura 22 – Influência dos preços nas arbitragens entre os mercados europeu e americano .....	85
Figura 23 – Oferta e demanda no mercado pacífico-asiático de GNL .....	91
Figura 24 – Origem do GNL comercializado no mercado norte-americano 1990-2003 .....	94
Figura 25 – Potenciais projetos para exportação de gás natural o mercado norte-americano .....	97
Figura 26 – Potenciais projetos para exportação de gás natural para Europa Ocidental .....	102
Figura 27 – Diagrama de relevância das alternativas do estudo .....	110
Figura 28 – Exemplo de simulação de preços do GNL no mercado norte-americano .....	114
Figura 29 – Resultado das simulações .....	119
Figura 30 – Análise de sensibilidade da alternativa via gasoduto .....	122
Figura 31 – Análise de sensibilidade da alternativa via GNL .....	123
Figura 32 – Evolução do resultado x demanda termelétrica contratada (gasodutos) .....	124
Figura 33 – Análise de sensibilidade da opção via gasodutos sem contratos em longo prazo .....	125
Figura 34 – Evolução do resultado x demanda termelétrica contratada (GNL) .....	126
Figura 35 – Análise de sensibilidade da opção via GNL sem contratos em longo prazo .....	127

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Compromissos de compra da energia assumidos pela Petrobras (em MW médios) .....	25
Tabela 2 – Balanço da oferta e demanda de gás na região Nordeste (em mil m <sup>3</sup> /dia) .....	28
Tabela 3 – Crescimento médio anual das principais fontes de energia primária no mundo .....	56
Tabela 4 – Faixa de preços de compra e venda de gás natural no mercado internacional .....	75
Tabela 5 – Relação de usinas termelétricas consideradas no estudo .....	108
Tabela 6 – Critérios utilizados na análise de sensibilidade da alternativa via gasodutos .....	115
Tabela 7 – Critérios utilizados na análise de sensibilidade da alternativa via GNL .....	115
Tabela 8 – Algoritmo utilizado nas simulações .....	116



## Resumo

Tendo como pano de fundo as tendências da indústria petrolífera mundial e as particularidades do setor energético brasileiro, o presente estudo procura avaliar se a opção de desenvolvimento do mercado doméstico atrelada a um projeto de exportação de gás natural liqüefeito produzido no Brasil é financeiramente mais adequada do que a alternativa via gasodutos para atendimento ao atual déficit de gás natural na região Nordeste. Para tal, são avaliadas as condições tanto de disponibilidade de excedentes gasíferos na região Sudeste, quanto de comercialização do GNL brasileiro no mercado internacional, em particular, a origem e as perspectivas das mudanças nos tradicionais mecanismos de comercialização observadas nos últimos anos. De posse destas avaliações e utilizando-se de uma abordagem probabilística baseada no método de Monte Carlo depreendeu-se que, embora venha ultimamente experimentando um crescimento vigoroso nos últimos anos, a alternativa de associar o atendimento do mercado nordestino de gás natural a uma estratégia de exportação de GNL é, dentro das premissas adotadas e do volume de informações disponíveis no momento de execução do presente estudo, uma opção de investimento menos adequada às condições do mercado gasífero brasileiro do que a representada pela opção dutoviária.

## **Abstract**

Against the backdrop of global oil industry trends and the specificity of the Brazilian energy sector, this study evaluates whether the option to develop a national market linked with a plan to export liquefied natural gas produced in Brazil is financially advantageous relative to the traditional pipeline alternative for the aim of satisfying the current natural gas deficit in the Northeast region. To this end, this dissertation analyses the basis not only for the availability of gas surpluses in the Southeast region but also for trading Brazilian LNG in the international market. In particular, the origin and prospects of the changes observed in recent years in the traditional trading mechanisms are investigated. Employing a probabilistic analysis based on the Monte Carlo method and given the premises adopted and the amount of information available at the time of writing, the study concludes that, while the international LGN natural gas market has enjoyed vigorous growth in recent years, the option of using it as a strategy to develop local market is a less attractive investment choice compared with the pipeline alternative.

## 1 Introdução

Historicamente, a indústria petrolífera mundial tem demonstrado uma grande flexibilidade para ajustar eficientemente seus produtos e seus recursos de acordo com as mudanças nas restrições e oportunidades vigentes no mercado. Em suas primeiras décadas, muito embora as refinarias existentes já produzissem nafta, gasolina, óleo combustível, lubrificantes, parafinas e a geléia de petróleo (conhecida como vaselina e utilizada como base para produtos farmacêuticos), o querosene utilizado como iluminante era, de longe, o principal produto desta indústria. De acordo com Yergin (1994), “*o negócio do petróleo forneceu a um mundo que se industrializava o querosene, o qual fazia recuar a noite e estendia o dia trabalho*”, com qualidade superior ao simples pavio impregnado de gordura animal ou vegetal, mais confiável do que o canfeno derivado da terebintina e, por fim, economicamente mais atraente do que o gás urbano destilado do carvão.

Entretanto, quando a invenção da lâmpada incandescente parecia indicar a obsolescência da indústria de petróleo<sup>1</sup>, uma nova era se inaugurou com o desenvolvimento da máquina de combustão interna a gasolina. Até o início do século XX, com o *know-how* e a tecnologia de refino existentes, o máximo de gasolina que um barril de petróleo bruto podia render por meio natural era 20% do produto refinado total. Porém, este baixo rendimento pouco influenciava a indústria petrolífera mundial visto que a gasolina era utilizada, sobretudo, como solvente pelo qual se obtinha algo em torno de dois centavos de dólar por galão, sendo inclusive muito comum despejá-la nos rios quando da impossibilidade de sua comercialização nos mercados locais (YERGIN, 1994).

Porém, a nova conjuntura de mercado vigente no início do século XX caracterizado, sobretudo, pela rápida ascensão do automóvel propélidos a gasolina exigia modificações no padrão de refino existente até então, as quais foram obtidas com os investimentos em novas tecnologias conduzidos na época pela Standard of Indiana (posteriormente Amoco). O processo de craqueamento térmico resultou em uma das maiores inovações da indústria de petróleo na área de refino, uma vez que possibilitou maior flexibilidade na produção de derivados, a qual, a partir de então, não mais estaria limitada apenas às temperaturas de

---

<sup>1</sup> Aqui compreendido como uma mistura de hidrocarbonetos que em condições normais de temperatura e pressão co-existem tanto em fase líquida, resultando no óleo cru (ou bruto), quanto em fase gasosa, comumente conhecido como gás natural.

destilação atmosférica dos componentes do óleo bruto, mas poderia manipular as moléculas de modo a manufaturar uma quantidade maior dos produtos mais desejados. Segundo Yergin (1994), a utilização deste processo permitiu que a porcentagem de gasolina de um barril de petróleo bruto chegasse a atingir algo em torno de 45% já nas primeiras décadas do século XX, consolidando, assim, tanto o crescimento da nascente indústria automobilística, quanto a própria sobrevivência da indústria mundial de petróleo. Aliás, não apenas o impacto da revolução automobilística, mas também a importância estratégica dos derivados de petróleo adquirida a partir dos conflitos globais face à sua maior mobilidade em relação à tecnologia tradicional baseada no uso do carvão igualmente contribuiu para a consolidação do petróleo no mundo.

Daí em diante observou-se uma elevação constante do consumo de petróleo no mundo entre 1949 e 1972. Ao longo de pouco mais de duas décadas, enquanto o consumo energético mundial triplicou, a demanda por petróleo cresceu em mais de cinco vezes, resultado tanto do rápido e intenso crescimento econômico, como dos baixos preços praticados durante as décadas de cinquenta e sessenta. Nestas bases, o petróleo representava uma vantagem comparativa tanto econômica, quanto ambiental em relação ao carvão, o qual deixou de ser a principal fonte de energia primária durante a segunda metade de século XX. Por outro lado, o consumo não-energético igualmente intensificou-se com a transformação de derivados de óleo e gás natural em matéria plástica, a qual passaria a substituir os materiais mais tradicionais na fabricação dos mais diversos utensílios. Conforme Yergin (1994), *“na maior parte deste século, crescer dependendo do petróleo era quase universalmente considerado uma vantagem, um símbolo do progresso humano”*.

Todavia, os dois grandes choques do petróleo da década de setenta modificaram o contexto até então caracterizado pela abundância dos derivados de petróleo a preços relativamente baixos e pela inexistência de restrições quanto ao uso mais intensivo de combustíveis considerados mais poluentes. Até então, o consumo gasífero mundial restringia-se basicamente aos mercados norte-americano e europeu, os quais eram abastecidos exclusivamente a partir de reservas locais. Entretanto, durante e, principalmente, após a década de setenta, diversos países passaram a promover uma série de medidas visando a redução das importações de óleo e seus derivados, com destaque à implementação de regulações ambientais mais restritivas que, por sua vez, deslocaram a

indústria petrolífera da condição de um dos principais vetores do desenvolvimento do mundo moderno à potencial de ameaça às gerações futuras. Por outro lado, o intenso esforço exploratório pós-crise resultou em um aumento significativo de reservas de gás-associado<sup>2</sup>, impondo às indústrias petrolíferas a necessidade de desenvolverem novos mercados consumidores que pudessem utilizá-lo adequadamente, evitando, assim, a queima em *flare* em um ambiente de crescentes restrições ambientais.

Nesse contexto, o crescimento acelerado do consumo gasífero mundial observado nestas últimas três décadas pode ser visualizado como produto, em um primeiro momento, das próprias mudanças de mercado originárias das crises da década de setenta. Posteriormente, como resultado da legitimação política do pensamento liberal através da eleição de governos conservadores que culminaram na reestruturação das indústrias de infra-estrutura, a qual, em conjunto com o desenvolvimento tecnológico das usinas termelétricas em ciclo combinado, possibilitaram o incremento da parcela termelétrica da demanda de gás natural a partir dos anos noventa, tanto em mercados maduros, como nos emergentes. Ou seja, daí pode-se concluir que a expansão do consumo gasífero mundial, agora não mais restrita apenas a alguns dos países industrializados, representou, antes de tudo, uma adequação da indústria petrolífera às novas condições vigentes nos principais mercados consumidores. Aliás, as empresas de petróleo, antes praticamente dedicadas à comercialização de óleo e derivados, vêm cada vez mais integrando o gás natural em suas estratégias organizacionais, aproveitando para adentrar, a partir dele, nos demais mercados de energia, em particular, nos mercados de eletricidade.

Entretanto, a sustentação desta tendência de crescimento acelerado da demanda por gás natural em diversas regiões do globo depende, cada vez mais, da capacidade da indústria petrolífera mundial em assegurar a economicidade do transporte de gás natural a longas distâncias, face ao crescente descompasso entre a localização geográfica de importantes centros de consumo como Europa e América do Norte em relação às reservas remanescentes. Porém, tratando-se de gás natural, tal desafio está longe de ser trivial. Em função de sua baixa densidade energética por unidade de volume, o gás natural demanda

---

<sup>2</sup> O gás natural pode ser classificado em associado ou não-associado. Reservas de gás não-associado são aquelas cujas jazidas contêm apenas gás natural ou que não possuem apreciável quantidade de óleo, enquanto que as reservas de gás associado são aquelas onde o gás natural e óleo coexistem em um mesmo reservatório, podendo o gás natural estar dissolvido ou não no óleo.

vultuosos investimentos para implantação de uma infra-estrutura de transporte e distribuição adequadas a viabilizar a sua comercialização em mercados nem sempre preparados para recebê-lo. A amortização destes investimentos, por sua vez, responde por parte significativa das tarifas de transporte e distribuição de gás natural, as quais, em função das particularidades destes ativos, tornam-se preponderantes no preço final ao consumidor principalmente em indústrias em desenvolvimento, explicando assim a tendência de regionalização da indústria gasífera no mundo observada até então.

### 1.1 Particularidades dos ativos de infra-estrutura de transporte de gás natural

A primeira destas particularidades repousa no fato de que seus ativos são indivisíveis, ou seja, não podem ser fracionados de acordo com a especificidade do projeto conduzido. Essa indivisibilidade, adicionada à imprevisibilidade do mercado e à necessidade em atender, tanto a demanda firme, como a sazonal, formam o conjunto de fatores que explicam o usual sobre-dimensionamento em ativos de utilização coletiva (ANP, 2001a). Como resultado, torna-se natural a sub-utilização da capacidade plena dos investimentos em infra-estrutura, caracterizado em gasodutos pela sua capacidade ociosa. Entretanto, em resposta à evolução da demanda, o operador pode incrementar o volume transportado sem que seus custos aumentem na mesma proporção, caracterizando a economia de escala proveniente da indivisibilidade do seu ativo<sup>3</sup>. Caso tais ativos não sejam específicos, a indivisibilidade nos remete à economia de escopo que a indústria pode usufruir ao utilizá-lo em processos produtivos adjacentes, diluindo seus custos entre diversos tipos de bens ou serviços finais.<sup>4</sup>

Juntas, economias de escala e de escopo definem a sub-aditividade<sup>5</sup> da curva de custos de produção de um bem ou serviço, a qual por sua vez, caracteriza a existência de

---

<sup>3</sup> Formalmente, pode-se verificar a presença de economias de escala em um vetor  $y$  se  $C(ay)/a > C(y)$ , onde  $0 < a < 1$ , ou seja, quando seu custo médio mostra-se declinante no intervalo  $ay$  (BAUMOL, 1998).

<sup>4</sup> Formalmente, tomando como base uma indústria que fabrica três tipos de produtos  $y = (y1, y2, y3)$  temos que a economia de escopo é definida por  $C(y) < C(y1, 0, 0) + C(0, y2, 0) + C(0, 0, y3)$  (BAUMOL, 1998).

<sup>5</sup> Uma função de custo  $c$  é sub-aditiva para um nível de produção  $y$  se  $c(x) \leq c(x1) \leq c(x2) \leq \dots \leq c(xk)$  para todo  $x1, \dots, xk$  não negativo, tal que  $\sum_{i=1}^k xi = x$  (SHARKEY, 1998).

um monopólio natural. De acordo com a definição de Baumol (1998), “*uma indústria é definida como sendo um monopólio natural em  $y$  se uma única firma possui um custo menor para produzir  $y$  do que pode ser obtido por qualquer combinação de duas ou mais firmas*”.

Entretanto, na evolução do pensamento econômico observa-se que o conceito de monopólio natural precede ao da sub-aditividade da função de custos que o define. Os primeiros economistas a estudarem tal conceito argumentavam que as condições para a formação de um monopólio natural advinham tanto da maior eficiência de uma empresa única em produzir um determinado bem, como do próprio resultado de uma competição excessiva nesta indústria. Coube a Alfred Marshall<sup>6</sup> (1920), responsável pela consolidação da construção teórica marginalista, identificar a estrutura de custos da indústria como o principal determinante de sua organização. Utilizando-se da “*Lei dos Rendimentos Decrescentes*”, Marshall procurou demonstrar que indústrias submetidas à concorrência produzem bens ou serviços de acordo com uma combinação ótima de fatores e os vendem ao custo marginal de produção, auferindo, assim, lucro econômico nulo. Caracterizava-se, então, o equilíbrio nesta indústria. Porém, ao analisar a distribuição municipal de gás manufacturado e a construção de estradas de ferro, Marshall verificou que alguns tipos de indústrias constituíam-se em exceção à regra, uma vez que apresentavam retornos de escala sempre decrescentes (ANP, 2001a). Para esse tipo de indústria, na qual inclui-se o setor de transporte de gás natural, a alocação de recursos economicamente mais eficiente não seria conseguida por meio da competição, uma vez que qualquer estrutura com duas ou mais firmas não seria capaz de produzir a totalidade dos bens e serviços demandados a um custo de produção menor do que se realizado por uma única firma.

A segunda particularidade, intimamente relacionada à anterior, é que investimentos em ativos de infra-estrutura normalmente apresentam uma estrutura de custos bem definida, ou seja, significativos aportes iniciais de capital e amplo tempo de maturação do projeto, ambos associados a custos marginais reduzidos e custos médios decrescentes. Em outras palavras, quanto maiores as instalações de infra-estrutura, maior seu custo fixo inicial e

---

<sup>6</sup> Alfred Marshall (1842-1924), apontado atualmente como um dos principais ícones da escola econômica britânica, desenvolveu conceitos até hoje utilizados pela escola marginalista, tais como excedentes do produtor e do consumidor, os quais tornaram-se as bases do *Welfare Economics*.

menores os custos marginais de produção, que por sua vez, tendem a zero para grandes quantidades produzidas em função da divisão do custo fixo total por uma quantidade maior de unidades fornecidas. Disso tudo resulta que, dada a preponderância de economia de escala, o custo de produção destes ativos no longo prazo tende a ser apenas o custo de operação e manutenção, supostamente insignificantes se comparado à parcela referente aos gastos fixos iniciais.

Em suma, do exposto acima pode-se depreender que indústrias que apresentam estruturas de custos médios crescentes na faixa de produção requerida pelo mercado são potencialmente competitivas, enquanto aquelas com custos médios decrescentes, ou seja, que apresentam sub-aditividade na sua função de custos, caracterizam-se por serem indústrias monopolísticas (SHARKEY, 1998). Neste caso, torna-se socialmente desejável que, sob certas circunstâncias, apenas uma firma produza a totalidade dos bens ou serviços demandados pelo mercado, uma vez que seus custos serão menores do que em uma estrutura com duas ou mais firmas dividindo o montante produzido, proporcionando, em última instância, uma melhor alocação de recursos. Desta forma, com o objetivo de reduzir o poder de mercado da empresa incumbente, por um lado, e de simultaneamente proporcionar a correta remuneração dos ativos e garantir o incentivo à continuidade de investimentos em expansão da rede, por outro, a regulação faz-se necessária (ANP, 2001b).

## **1.2 Flexibilidade no segmento de transporte de gás natural**

Além da necessidade de assegurar o suprimento aos principais mercados a partir de reservas cada vez mais distantes em condições economicamente suportáveis, a indústria gasífera mundial tem sido compelida a ajustar os rígidos segmentos de transporte e distribuição de gás natural às atuais condições dos mercados de energia já liberalizados, flexibilizando a oferta às flutuações permanentes ou sazonais da demanda, seja através de instrumentos físicos (aumento da produção interna ou nos contratos de importação, estocagem ou *line-pack*<sup>7</sup>), seja via arranjos contratuais, tais como os contratos interruptíveis. (CORNOT-GANDOLPHE, 2002).

---

<sup>7</sup> *Line-pack* consiste na estocagem de gás natural dentro da malha de dutos, obtida através do aumento da pressão da linha acima da pressão de fornecimento. Trata-se de um instrumento limitado e sua capacidade obviamente depende das condições da infra-estrutura instalada e do padrão de fornecimento local. No Reino



Visto que o modal dutoviário apresenta baixa flexibilidade contratual e operacional decorrentes tanto das particularidades supramencionadas, quanto dos próprios limites econômicos em relação à distância entre o local de produção e consumo, outras tecnologias vêm sendo (re)avaliadas nestes últimos anos pela indústria gasífera mundial como alternativa para o transporte de gás a longas distâncias. Uma das vertentes, não analisada no presente trabalho, atua através de processos químicos no local de produção. Esta tecnologia, conhecida como Gas-to-Liquids (ou simplesmente GTL), procura agregar valor ao gás natural ao transformá-lo em produtos com maior liquidez econômica e mais facilmente transportáveis (ZAMALLOA, 2004). A outra vertente visa, sobretudo, aumentar a densidade energética do gás natural através de processos físicos, tais como a compressão e a liquefação, dando origem às tecnologias conhecidas como gás natural liquefeito (GNL)<sup>8</sup> e gás natural comprimido (GNC). A lógica destas tecnologias reside em reduzir o volume de forma a viabilizar o transporte a longas distâncias com custos reduzidos e melhores níveis de eficiência ao longo de toda a cadeia produtiva. Para se ter uma idéia, a melhora nos processos e materiais empregados ao longo da cadeia GNL possibilitaram uma redução de até 50% nos custos de liquefação, transporte e regasificação de gás natural nestas últimas décadas. Como resultado, o custo médio para produção de uma tonelada de GNL/ano<sup>9</sup> decaiu para algo entre US\$200 a 280/t em plantas novas e US\$175/t em existentes (ampliação), contra US\$500/t de 1965-1970 e US\$300 a 400/t praticados durante os anos de 1970 e 1980, respectivamente (EIA, 2003) (Roe, 2001).

Essa significativa redução dos custos de liquefação, transporte e regasificação do gás natural, associada aos altos preços deste combustível nos principais mercados têm viabilizado a instalação de novas plantas de liquefação e regasificação nos mais diversos países, acelerando, por assim dizer, o processo de desenvolvimento do GNL no mundo. De acordo com Energy Information Administration (2003), se consideradas apenas as plantas já em fase de construção, a capacidade instalada global de GNL no mundo aumentará dos

---

Unido, o *line-pack* pode suprir, por algumas horas, até 3% da demanda total deste país, enquanto que na Espanha tal prática tem capacidade para abastecer até 0,4% do consumo (CORNOT-GANDOLPHE, 2002).

<sup>8</sup> Também conhecido como gás criogênico, GNL nada mais é do que gás natural estocado e transportado em estado líquido à pressão atmosférica e à temperatura de  $-161,5^{\circ}\text{C}$ , obtendo assim uma redução de 1/600 do volume original do gás.

<sup>9</sup> Onde 1,0 milhão de tonelada de GNL/ano = 1 mta = 1,452 bilhão de  $\text{m}^3$  de gás natural.

atuais 185 bilhões de m<sup>3</sup>/ano (139 mta) para 271,6 bilhões de m<sup>3</sup>/ano (197 mta) em 2007. Ainda, segundo o EIA (2003) a construção destas plantas consolidará a participação de três novos países (Rússia, Noruega e Egito) como exportadores no mercado mundial de GNL nos próximos anos. Além disso, outros sete (Angola, Bolívia, Guiné Equatorial, Irã, Peru, Venezuela e Iêmem) planejam a instalação de seus primeiros trens de liquefação voltados à exportação de GNL. Pelo lado da demanda, além da ampliação da capacidade dos terminais de recebimento em diversos países importadores como, por exemplo, os Estados Unidos, outros sete países (China, Índia, Bahamas, Jamaica, Holanda, Nova Zelândia, e Filipinas) já iniciaram seus projetos para construção de suas primeiras usinas de regasificação em seus países.

Esta crescente inserção de novos *players* tem também alterado estruturalmente a atuação dos diversos agentes na indústria de gás natural no mundo. Com um mercado de GNL mais dinâmico, a opção de arbitrar no mercado internacional passa a ter valor ao investidor, o que tem conduzido a uma maior flexibilidade contratual. Pelo lado dos consumidores, reduzem-se as incertezas quanto a disponibilidade do combustível em função da maior capacidade instalada disponível e da diversidade dos participantes no mercado.

Nesse contexto e no rastro da proposta da Petrobras em investir na expansão dos gasodutos como forma de impulsionar a demanda de gás no Brasil, surge um intenso debate quanto às possíveis alternativas para utilização de GNL como forma de suprir o atual déficit gasífero da região Nordeste do país. De um lado, investimentos em gasodutos requerem vultuosos aportes em estruturas de distribuição rígidas para atendimento a um mercado específico incerto e sazonal. Considerando que tais investimentos devem contemplar a demanda máxima prevista dentro do horizonte de investimento considerado mesmo antes da consolidação do próprio mercado consumidor, depreende-se que tal infra-estrutura deverá operar na maior parte do tempo com baixo fator de utilização, ou seja, com boa parte da capacidade disponível ociosa durante longos períodos do ano.

De outro, surge a alternativa de viabilizar o aporte de recursos igualmente vultuosos, porém mitigando as incertezas de desenvolvimento de um mercado específico em outros potencialmente promissores. Essa linha de pensamento defende uma estratégia de exportação de GNL associada a outra de desenvolvimento do mercado interno, ou seja,

melhor aproveitamento das economias de escala a partir da flexibilidade de operação dos ativos de infra-estrutura, atenuando, assim, os riscos associados ao atraso no desenvolvimento do mercado doméstico. Adicionalmente, aproveitando-se da tendência de flexibilidade em curso na indústria de gás natural, possíveis arbitragens poderiam ser exploradas no mercado internacional, aumentando o fator de utilização da infra-estrutura instalada e, conseqüentemente, as próprias expectativas de retorno financeiro do projeto. Uma vez estabelecida uma demanda mínima que justifique a implantação do gasoduto, os ativos de GNL poderiam, então, ser redirecionados para outros mercados.

### **1.3 Formulação do problema**

Tendo como pano de fundo as tendências da indústria petrolífera mundial e as particularidades do setor energético brasileiro, o presente estudo procura contribuir no sentido de incentivar o debate rumo à busca de alternativas para melhor alocação de escassos recursos em investimentos para suprimento do mercado de gás natural da região Nordeste, cuja infra-estrutura e produção local mostram-se insuficientes para atendimento à demanda do mercado gasífero nordestino. A hipótese básica a ser testada nesta pesquisa é se a proposta de desenvolvimento do mercado doméstico atrelado a um projeto de exportação de GNL é mais adequada às condições atuais do mercado gasífero brasileiro do que a alternativa dutoviária.

Para tanto, serão analisadas duas alternativas para o abastecimento do mercado nordestino de gás natural. A primeira delas reside na atual proposta do Projeto Malhas desenvolvido pela Petrobras sob a égide do Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, o qual prevê a expansão da capacidade das malhas de gasodutos existentes nas regiões Nordeste e Sudeste (respectivamente Projetos Malhas NE/ Malhas SE) como forma de eliminar alguns pontos de estrangulamento e posteriormente interligá-las através de um gasoduto (Gasene) de 1,2 mil km de extensão com capacidade de transporte de cerca de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Desta forma, o abastecimento do mercado gasífero nordestino seria realizado a partir das reservas bolivianas e brasileiras do Rio de Janeiro e São Paulo pelo sistema das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Aproveitando-se ainda da definição de Syrquin (1995) sobre o conceito de flexibilidade como a ação de “*estar apto a aproveitar-se de um mercado internacional em expansão, mas também a habilidade de aumentar sua participação no mercado em situações adversas*”, a segunda alternativa recai na estratégia defendida por Moutinho dos Santos (2004) e Victor (2004) de utilizar o transporte de GNL como forma de combinar o desenvolvimento do mercado doméstico com exportação de eventuais excedentes de gás natural provenientes da região Sudeste do país. Nesta opção, prevê-se a construção de uma usina de liquefação no porto de Sepetiba que, por sua vez, abastecerá o mercado nordestino através de terminais portuários de recebimento e regasificação de gás natural liqüefeito (GNL), distribuindo-o, após regasificado, através da rede básica de transporte e distribuição atualmente instalada na região.

Estruturalmente o trabalho está subdividido em cinco capítulos. Após esta introdução, o Capítulo 2, “Panorama da indústria gasífera brasileira”, discute as peculiaridades do mercado gasífero nacional como forma de identificar os principais determinantes e a estrutura do atual déficit nordestino de gás natural. De posse destes elementos, discute-se a aderência de cada uma das alternativas estudadas em relação tanto às características da demanda nordestina, quanto as condições de disponibilidade de gás na região Sudeste do país para a opção via GNL.

Uma vez avaliadas as condições de exequibilidade do projeto de exportação de GNL pelo lado da disponibilidade de gás natural, o Capítulo 3, “Condições de comercialização do GNL brasileiro no mercado internacional”, analisa a evolução da indústria gasífera mundial, abordando, entre outros fatores, a relação existente entre a liberalização dos mercados de energia pelo mundo e a flexibilização das condições de comercialização internacional de gás natural. A seguir, discute-se o papel do GNL na consolidação de um mercado integrado de gás natural no mundo, bem como as possíveis oportunidades de comercialização do gás natural brasileiro entre os principais mercados consumidores de gás natural liqüefeito no mundo.

A análise comparativa entre as alternativas supramencionadas é realizada no capítulo subsequente, “Modelagem e resultados obtidos”, utilizando-se, para tanto, de uma abordagem probabilística baseada no método de Monte Carlo que visa, entre outras coisas, incorporar à avaliação as incertezas inerentes a cada um dos projetos estudados. Por fim,

são apresentados os resultados desta modelagem, posteriormente complementados pelo capítulo final em que são delineados os comentários finais sobre o todo o trabalho.

#### **1.4 Delimitação da fronteira de análise**

O presente trabalho resume-se à avaliação financeira de alternativas de transporte de gás natural para suprimento do déficit de gás natural da região Nordeste, e, portanto, não incorpora a análise dos impactos econômicos adjacentes a cada uma das opções consideradas, seja em relação à geração de emprego e renda, seja no tocante aos potenciais impactos ambientais. Adicionalmente, fatores políticos relacionados à localização e condições de implantação do projeto igualmente não serão considerados, pois escapam aos objetivos do presente trabalho. Contudo cabe ressaltar que, muito embora tais análises não tenham sido aqui abordadas, em momento algum negligenciou-se, durante o desenvolvimento deste trabalho, a importância destas variáveis no processo decisório de investimento. Inclusive, permanece a indicação para que futuros trabalhos de pesquisa ampliem o entendimento das restrições locais junto aos órgãos responsáveis pela aprovação de projetos com características similares às das plantas liquefação.

## 2 Panorama da indústria gasífera brasileira

A história do gás canalizado no Brasil remonta a meados do século XIX, mais especificamente a 1851, ano em que Irineu Evangelista de Souza assinou o contrato que previa a construção de uma fábrica para a produção do gás manufacturado a partir de carvão e a instalação de infra-estrutura para a iluminação da cidade do Rio de Janeiro. Surgia, então, a primeira empresa de distribuição de gás canalizado do Brasil, a Companhia de Iluminação a Gás (Moutinho dos Santos et al., 2002).

Em 1865, tal concessão foi adquirida pelos ingleses, iniciando um processo de transferências do controle acionário entre empresas estrangeiras que perdurou até 1910, ano em que a The Rio de Janeiro Tramway Light and Power Company Limited passou a controlar a empresa belga Société Anonyme du Gaz – SAG,  nt o detentora da concessão para presta o do serviço de distribui o de gás canalizado na cidade do Rio de Janeiro.

Em outras onze cidades brasileiras, a expansão do uso de gás deu-se somente a partir de 1870. A história da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), por exemplo, iniciou-se quando a companhia inglesa San Paulo Gas Company recebeu a autoriza o do Império para operar o serviço de distribui o de gás canalizado no Estado de São Paulo, a qual foi estabelecida via decreto n  5071 de 28 de agosto de 1872. Decorridos quarenta anos desta concessão, o controle acionário da San Paulo Gas Company foi adquirido pela empresa canadense São Paulo Tramway, Light & Power Company Limited, a qual passou a comandar os serviços de distribui o de gás canalizado em São Paulo (CEG, 2005).

Da aquisi o das principais empresas de distribui o de gás canalizado por empresas de energia elétrica seguiu-se uma trajetória de declínio do uso de gás canalizado que se estendeu do início do século até 1967, quando,  nt o, apenas as empresas de distribui o de gás canalizado do Rio de Janeiro e de São Paulo ainda encontravam-se em opera o<sup>10</sup>. De fato, a energia elétrica dominou o mercado de ilumina o, aquecimento de água e força motriz nas grandes cidades, enquanto que a dimensão continental do país,

---

<sup>10</sup> A empresa de distribui o de gás de São Paulo foi nacionalizada em 1959 e municipalizada em 1968. A atual denomina o, Companhia de Gás de São Paulo ocorreu apenas em 1974. Já a cria o da Companhia Estadual de Gás da Guanabara - CEG GB (que posteriormente veio a denominar-se Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG com a fusão dos Estados da Guanabara e do Rio de Janeiro em 1974) deu-se em maio de 1969, quando o  nt o Estado da Guanabara assumiu a opera o do serviço de gás canalizado (CEG, 2005).

associada à baixa densidade demográfica e às condições energéticas menos severas inviabilizaram a penetração do gás em outras localidades, restringindo, assim, a participação desta fonte de energia primária na matriz energética nacional ao longo desta primeira fase da indústria gasífera no Brasil (Moutinho dos Santos et al., 2002).

Em 1940, surgem as primeiras descobertas de gás natural no Estado da Bahia e com elas, a história recente da indústria gasífera nacional. A produção oriunda destes campos, iniciada somente na década seguinte, restringia-se inicialmente à própria Petrobras<sup>11</sup>, a qual a utilizava ou para reinjeção nos campos de Dom João, Candeias e Água Grande (localizados na Bacia do Recôncavo Baiano), ou como insumo para processamento do óleo na Refinaria Landulpho Alves (Rlam), em Salvador.

Em 1962, foi inaugurada, em Catu (BA), a primeira planta de processamento de gás natural no Brasil, a qual tinha capacidade suficiente para processar 1,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia, ou seja, o equivalente à produção total do Estado na época. Entretanto, somente após a incorporação da produção de Alagoas e Sergipe e da inauguração da segunda planta de processamento da Petrobras em Candeias nos anos setenta é que se iniciou o abastecimento do pólo industrial de Aratu, do pólo petroquímico de Camaçari e, em particular, da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (Fafen) de propriedade da própria Petrobras<sup>12</sup>, criando, assim, um paradigma que acompanharia boa parte do desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil, a preponderância do consumo industrial.

No que se refere à infra-estrutura, o primeiro investimento de porte foi a construção do gasoduto Sergipe-Bahia (Gaseb) que, nos seus pouco mais de 230 km de extensão, permitia o escoamento do gás produzido em Sergipe para o pólo petroquímico de Camaçari, visto que não havia consumo local suficiente para comportar o crescimento acelerado da produção sergipana. De fato, a construção de gasodutos interestaduais crescia, dado que a

---

<sup>11</sup> De fato, o único consumo externo destinava-se à Termelétrica de Cotegipe, responsável pela eletrificação da ferrovia Salvador-Alagoinhas, logo substituída quando da entrada em operação da hidrelétrica de Paulo Afonso (Vigliano, 2003b).

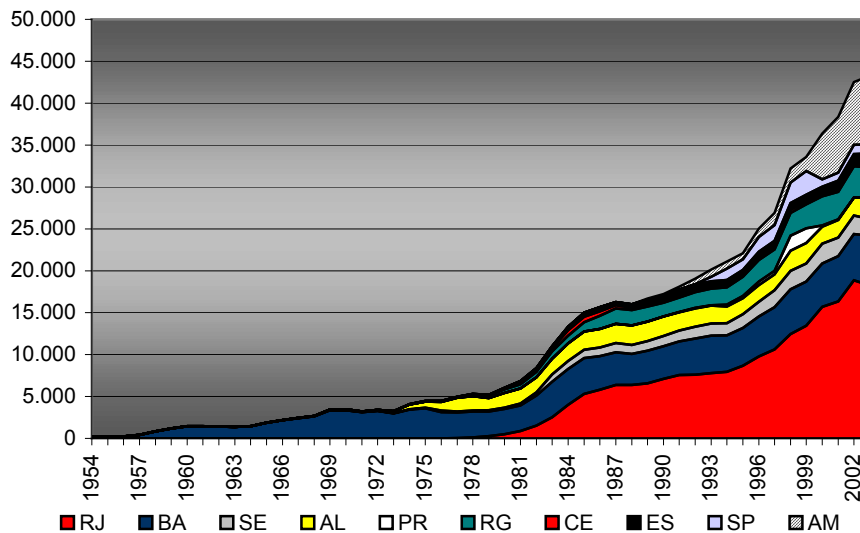
<sup>12</sup> Seguindo diretriz governamental, a Fafen foi criada em 1969 como forma de reduzir as importações de insumos agrícolas. De fato, sua construção não apenas permitiu a produção de amônia e uréia em território nacional, como também viabilizou o escoamento da produção de gás natural em larga escala na região nordestina que no final da década de setenta chegou a atingir 1,1 milhão de m<sup>3</sup>/dia de algo em torno de 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia produzidos no país nesse mesmo período (Vigliano, 2003b).

viabilidade da produção em muitos Estados nordestinos dependia do desenvolvimento de um mercado gasífero na região que, nesse primeiro momento, ainda concentrava-se muito fortemente no mercado na Bahia. Aliás, o próprio processo de construção da rede básica de transporte de gás natural na região ilustra as dificuldades comumente encontradas pela Petrobras para expandir o consumo gasífero nos outros Estados da região Nordeste pela falta dos chamados “consumidores âncora”. Ou seja, desprovida de indústrias com consumo suficientemente elevado para viabilizar, sozinhas, os investimentos de transporte e distribuição da zona de produção (ou da rede básica já instalada) ao local de consumo, a região exigia que os projetos fossem conduzidos a partir de conglomerados de pequenas e médias indústrias, o que tornava o processo de prospecção de novos clientes muito mais dificultoso. Além disso, a penetração de gás natural nas indústrias nordestinas esbarrava ainda na expansão dos programas de eletrotermia conduzidos ao longo dos anos oitenta pelo governo como forma de viabilizar os vultuosos investimentos em hidrelétricas realizados até então. Em particular, cabe ressaltar a Energia Garantida por Tempo Determinado (EGTD) que previa, em alguns casos, descontos da ordem de 60% para energia elétrica gerada pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Vigliano, 2003b).

A despeito destas dificuldades, a indústria gasífera brasileira crescia consistentemente, ancorada principalmente na produção nordestina de gás natural. Contudo, essa conotação regional da indústria de gás natural nacional começou a ser atenuada a partir do crescimento da produção de gás associado na Bacia de Campos, inaugurando, por assim dizer, uma segunda fase da história recente da indústria gasífera no Brasil. Em análise aos dados da Figura 1, verifica-se um significativo crescimento da oferta de gás natural advinda da Bacia de Campos entre os anos de 1981 a 1985 (19,5%a.a.) se comparado ao incremento anual de apenas 5% observado durante os cinco primeiros anos do desenvolvimento da principal zona de produção petrolífera brasileira. Em função das características geológicas dos reservatórios da Bacia de Campos (preponderantemente de gás associado) e da urgência em antecipar a produção de óleo como forma de reduzir o déficit da balança comercial do país com importações, a Petrobras utilizou-se, em um primeiro momento, de uma estratégia de produção acelerada de líquidos que não somente restringiu a previsibilidade em relação ao tempo de produção de cada poço, como também elevou as incertezas relacionadas aos investimentos em infra-estrutura de escoamento do gás natural produzido nas plataformas.



Não por coincidência, o período de 1977 a 1981 foi marcado pelo elevado desperdício de gás natural, atingindo algo em torno de 50% do total produzido nas plataformas contra uma média de 35% observada nos anos anteriores.



**Figura 1 – Produção nacional de gás natural no Brasil (1954-2003)**

[fonte: Agência Nacional de Petróleo, 2001a]

Porém, com o fim da estratégia de produção antecipada em 1982, a interligação dos campos de Garoupa e Enchova até Cabiúnas e a construção do gasoduto entre Cabiúnas e a Refinaria Duque de Caxias (Reduc), o escoamento do gás natural produzido na Bacia de Campos foi, então, iniciado. Nesse mesmo período, a CEG demonstrou, por razões estritamente econômicas, interesse em substituir o gás advindo do craqueamento catalítico de nafta (utilizado pela empresa desde 1967) pelo gás natural proveniente da Bacia de Campos. Entretanto, a estratégia da Petrobras era integrar a produção da Bacia de Campos a projetos industriais, seguindo, por assim dizer, o paradigma construído em décadas anteriores no mercado nordestino. Tal impasse, que contou com a intervenção do governo do Estado do Rio de Janeiro e do então Ministro das Minas e Energia, César Cals, resultou em um acordo entre a petroleira e o governo estadual que permitiu que a Petrobras abastecesse dez grandes indústrias fluminenses, uma vez que o foco da CEG era preponderantemente os mercados residencial e comercial do município do Rio de Janeiro. Em contrapartida, a CEG, detentora legal da concessão dos serviços de gás canalizado em

todo o Estado fluminense, obteve um contrato de fornecimento com a Petrobras de 600 mil m<sup>3</sup>/dia do gás natural produzido da Bacia de Campos<sup>13</sup> (Vigliano, 2003b).

Novos embates como o observado entre a Petrobras e as concessionárias locais de distribuição de gás canalizado tornaram-se igualmente comuns nos demais Estados onde não havia uma rede de distribuição desenvolvida, principalmente após o estabelecimento do monopólio estadual na distribuição de gás natural previsto na Constituição de 1988<sup>14</sup>. A rigor, a partir da data de sua promulgação estava vetado à Petrobras o direito de negociar contratos de fornecimento diretamente com os consumidores finais, salvo nos casos em que a estatal obtivesse autorização formal dos governos estaduais, agora, por lei, tidos como responsáveis pela concessão dos serviços de gás canalizado. Em outras palavras, a Petrobras tinha o mercado de fato, mas não o direito, enquanto os Estados detinham o direito sobre a concessão dos serviços de gás canalizado, mas não as condições para abastecer os consumidores (Vigliano, 2003a). À exceção de Rio de Janeiro e São Paulo, não havia uma infra-estrutura de distribuição de gás natural aos consumidores finais, mas apenas ramais dedicados ao consumo próprio da Petrobras. Além disso, à exceção de São Paulo e seu enorme potencial industrial, os governos locais não tinham condições (e provavelmente interesse) de desenvolver o mercado de gás natural, dificultando, assim, a expansão da indústria gasífera brasileira fora dos grandes centros consumidores, especificamente, Rio de Janeiro e São Paulo. Nesse contexto, a experiência da Bahiagás na constituição do modelo de concessão tripartite foi fundamental para o desenvolvimento do segmento de distribuição de gás natural no Brasil ao longo dos anos noventa<sup>15</sup>.

---

<sup>13</sup> Quando os ramais industriais da Petrobras começaram a ser conectados, o governo do Rio de Janeiro recuou no acordo e a CEG partiu para prospectar grandes clientes industriais do Estado. A disputa culminou com a construção de dois ramais paralelos para atender a fábrica da Bayer em Belford Roxo. Como resultado, a fábrica passou a ser atendida pela Petrobras que, não somente ofereceu um desconto de 40% em relação ao preço vigente do óleo combustível A1 durante os primeiros seis meses do contrato, como financiou a conversão dos equipamentos.

<sup>14</sup> Com a Constituição de 1988, a indústria de gás natural brasileira passou a atuar em duas esferas administrativas: a federal, responsável pelas atividades de pesquisa, exploração, produção, importação e transporte e a estadual, a qual compete explorar as atividades de distribuição de gás canalizado.

<sup>15</sup> De fato, a criação da Bahiagás em 1991 representou um marco fundamental para o desenvolvimento do mercado de distribuição de gás no Brasil. Utilizando-se de uma brecha na Lei das S.A. o governo da Bahia constituiu a Bahiagás a partir de um modelo tripartite composto pelo Estado, por uma empresa petrolífera (inicialmente a Shell e, depois de 1994, a Petrobras) e, finalmente, de um outro sócio da iniciativa privada. Nesse modelo, o governo entrava com a concessão e a força política; a Petrobras com a capacidade técnica e de investimento e o sócio privado com a administração financeira. Seguindo esse modelo (ou modelos

Em suma, pela análise da evolução recente da indústria gasífera nacional, observa-se que inúmeros fatores contribuíram para a inexpressiva participação do gás natural na matriz energética brasileira até o início da década de noventa. O suprimento até então caracterizava-se por ser pouco confiável e de qualidade variável, o que inibia maiores investimentos na conversão dos equipamentos de uso final por parte dos consumidores. Intimamente relacionada às condições de oferta, a insuficiência de infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural das zonas de produção até os locais de consumo igualmente representou um entrave para o estabelecimento de um mercado gasífero robusto no Brasil, ainda mais considerando que parte significativa das reservas do país encontra-se geograficamente distante dos principais centros consumidores e/ou em áreas *offshore*, e, portanto, com custos de acesso mais elevados. Por fim, a dimensão continental do país, associada à pouca ênfase das políticas setoriais em relação aos usos finais<sup>16</sup> também contribuíram para restringir a participação do gás natural entre as principais fontes primárias de energia na matriz energética brasileira.

A rigor, somente a partir de meados da década de oitenta é que surgiram as primeiras iniciativas federais voltadas ao desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural. Em 1987, o governo federal instituiu o chamado Plano Nacional do Gás Natural (PNGN), o qual estabelecia metas e diretrizes visando elevar a ainda restrita participação do gás natural na matriz energética que à época não ultrapassava 3% da oferta total interna de energia do país (BEN, 2003). Alguns anos mais tarde, em 1991, novos estudos foram conduzidos em âmbito federal, os quais resultaram tanto na formalização da meta governamental de aumentar a participação do gás natural na matriz energética para 12% até 2010 visando atenuar a excessiva dependência do país em relação aos derivados de petróleo e à energia elétrica de origem hídrica, quanto nas diretrizes para viabilizar a importação de

---

derivados deste), a Petrobras (através da BR) promoveu a constituição de 13 distribuidoras estaduais ao longo da década de noventa, período em que o volume de gás natural comercializado no Brasil saltou de 7,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 17,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia (Vigliano, 2003b).

<sup>16</sup> Em particular, cabe ressaltar a opção do país pela eletrotermia como forma de viabilizar os vultuosos investimentos na indústria de energia elétrica, a qual incentivava a utilização de eletricidade para produção de calor e frio. De acordo com Geller (1991), algo em torno de 10% da eletricidade consumida pelo setor industrial brasileiro destina-se ao processo de aquecimento indireto (caldeiras e aquecedores de água), enquanto que outros 32% são utilizados em fornos (aquecimento direto).

gás natural como forma de garantir a oferta ao mercado nacional, culminando na retomada das negociações entre bolivianos e brasileiros.

Em 1993 foi assinado o contrato de compra e venda de gás natural entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB para importação, em regime *take-or-pay*, de um volume inicial de 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural boliviano com previsão de elevação a um patamar de 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia de acordo com a evolução do mercado brasileiro. Após inúmeros aditivos prorrogando prazos e alterando o volume previamente negociado<sup>17</sup>, o projeto foi incluso, em agosto de 1996, entre os 42 empreendimentos considerados prioritários no âmbito do Programa Brasil em Ação do governo Fernando Henrique Cardoso, facilitando, por assim dizer, o desenrolar do processo de avaliação financeira e a construção daquele que seria o maior gasoduto da América Latina<sup>18,19</sup>. À Petrobras coube ainda a responsabilidade pela construção, financiamento e lastro comercial do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), tendo, em contrapartida, a exclusividade na operação do trecho brasileiro e a preferência em relação à exercer a opção de ampliar a capacidade de carregamento para 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia (Torres Filho, 2002).

Além da importância política no tocante às ações de integração regional junto aos demais países do cone-sul, a construção do Gasbol representou uma alternativa para quebrar o ciclo vicioso há tempos vigente no mercado gasífero brasileiro pelo qual, de um

---

<sup>17</sup> De fato, último aditivo assinado em agosto de 1996 entre YPFB e Petrobras, tornou-se, a rigor, a base contratual da negociação de compra e venda de gás natural entre os países. Nele, a YPFB comprometia-se a vender e a Petrobras a comprar, em regime de *take-or-pay*, quantidades crescentes de gás boliviano, iniciando em 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia durante os oito primeiros anos e elevando-se para 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia a partir de 2008, permanecendo nesse patamar até o vigésimo ano. O contrato igualmente detinha uma cláusula de TCQ (Transportation Capacity Quantity), a qual concedia à Petrobras uma opção de compra, com preferência sobre terceiros, de quantidades adicionais de gás, provenientes ou não de novas descobertas bolivianas até o limite de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, desde que tais quantidades estejam disponíveis e não sejam essenciais ao atendimento à demanda do mercado boliviano.

<sup>18</sup> Além disso, como forma de viabilizar a futura utilização plena da capacidade do gasoduto foi criada a Petrobras Bolívia para prospecção de novas reservas em território boliviano, visto que as reservas provadas bolivianas (algo em torno de 141,6 bilhões de m<sup>3</sup> em 1995) eram, até então, insuficientes para honrar um contrato de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia por 20 anos (ou 219 bilhões de m<sup>3</sup>).

<sup>19</sup> Perfazendo 3.150km (dos quais aproximadamente 2.590km em solo brasileiro), o gasoduto Bolívia-Brasil conecta as reservas bolivianas da região de Santa Cruz de La Sierra na Bolívia à cidade de Porto Alegre no Brasil divididos em dois trechos: o Trecho Norte, que liga Corumbá (MS) a Guararema (SP) e o Trecho Sul, que liga Campinas (SP) à Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), localizada em Canoas (RS). Com capacidade de transporte de 30 milhões m<sup>3</sup>/dia, sua operação é realizada pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A – TBG, constituída em 1997, para atuar no transporte de gás natural proveniente da Bolívia.

lado o desenvolvimento de um mercado maduro de gás natural não se viabilizava por não haver confiabilidade no suprimento e, por outro, por não haver maiores investimentos destinados a assegurar a confiabilidade da produção gasífera uma vez que não existia uma demanda mínima para remuneração do capital investido. De fato, a implantação do Gasbol representou, neste sentido, um marco para o desenvolvimento de uma indústria gasífera robusta no Brasil.

## 2.1 O Programa Prioritário de Termelétricidade

Contudo, do período de construção ao início da operação do gasoduto, em julho de 1999, houve um redirecionamento do projeto no que se refere à destinação final do gás natural proveniente das reservas bolivianas. Ao analisar os principais estudos que alicerçaram os investimentos no gasoduto Bolívia-Brasil, tanto em âmbito federal, como privado<sup>20</sup>, verifica-se que as projeções relacionadas ao consumo ancoravam-se basicamente nos segmentos convencionais do mercado, em particular, no segmento industrial. Entretanto, com a eminência de um colapso na indústria de energia elétrica face à insuficiência de investimentos em expansão da capacidade de geração e transmissão<sup>21</sup>, as propostas iniciais foram, então, substituídas por um plano de utilização deste gás natural em usinas termelétricas, o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT).

Implementado pelo governo federal em setembro de 1999, o Programa Prioritário de Termelétricas objetivava incentivar investimentos do setor privado em geração termelétrica a gás natural como forma de reduzir tanto a dependência do sistema elétrico às condições hidrológicas, quanto a vulnerabilidade do sistema de transmissão a longas distâncias.

Em sua primeira versão, o PPT identificou 15 projetos prioritários a serem disponibilizados até 2003, os quais, juntos, totalizavam 12 GW de capacidade instalada. Face às críticas em relação aos critérios de escolha dos projetos passíveis de serem

---

<sup>20</sup> Alguns estudos realizados ainda no Governo Fernando Collor de Mello previam uma demanda potencial de gás natural na região Sul e Sudeste de 44 milhões de m<sup>3</sup>/dia no ano de 2000 (MOUTINHO DOS SANTOS et al., 2002). Em âmbito privado, o principal estudo foi realizado pela Sociedade Privada do Gás (SPG) em 1993.

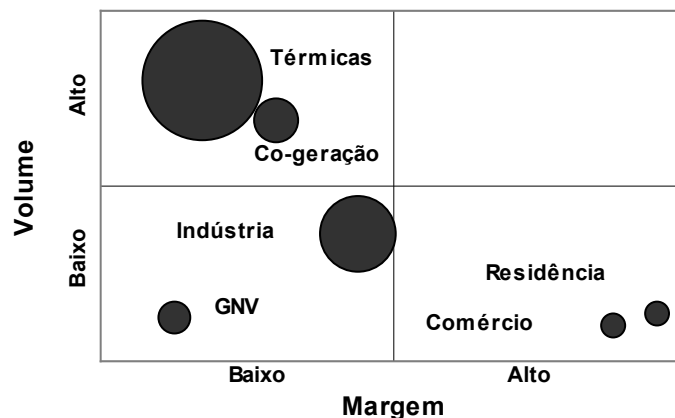
<sup>21</sup> A falta de investimentos no segmento de transmissão ficou evidente com o *black-out* que atingiu dez Estados e o distrito federal em março de 1999. A delapidação dos reservatórios do período de 1994 a 2001, por sua vez, evidencia a escassez de investimento no segmento de geração (Sauer, 2002).

enquadrados nos benefícios do PPT, o Programa Prioritário de Termelétricas foi ampliado para 51 plantas (ou 22 GW) alguns meses depois, acomodando interesses de autoridades locais e investidores privados. Todavia, para assegurar tamanha ampliação, a Petrobras foi chamada a exercer a opção de compra adicional de gás natural prevista no contrato de compra e venda com a YPF, ampliando, assim, o volume previamente contratado para 24 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2003 e 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2004, disponibilizando-os a um preço-teto incentivado desprovido de sinal locacional para as usinas contempladas nos benefícios do Programa.

A partir de então verifica-se que a geração termelétrica passou a ser visualizada não somente como mecanismo de redução dos elevados riscos de déficit da geração de energia elétrica, mas principalmente como uma maneira de alavancar um mercado consumidor para o gás natural já contratado no âmbito do projeto do gasoduto Bolívia-Brasil. De fato, no atual estágio de desenvolvimento da indústria gasífera brasileira e dentro do contexto macroeconômico do país, os investimentos em expansão de infra-estrutura de transporte e distribuição<sup>22</sup> tendem a concentrar-se no abastecimento de segmentos intensivos em gás que proporcionem retorno antecipado do capital imobilizado, restringindo o atendimento a alguns setores como o residencial, o comercial e o de pequenas e médias indústrias.

---

<sup>22</sup> Em particular no segmento de distribuição de gás natural, a capacidade de endividamento das concessionárias, predominantemente estatais, tem sido limitada pelas metas governamentais de superávit primário acordado pelo Brasil junto ao Fundo Monetário Internacional. De acordo com as resoluções 2.827/01 e 2.954/02, o montante das operações destinadas às empresas controladas pela União, Estados e Municípios que assumam o risco direto do financiamento está limitado à cerca de R\$ 1,2 bilhão, contra uma demanda superior a R\$ 6,2 bilhões observada em 2003 (Vigliano, 2004).



**Figura 2 – Dinâmica do mercado gasífero brasileiro**

[fonte: Kovarsky, 2004]

A rigor, o estabelecimento de uma indústria gasífera baseada prioritariamente em usos finais de maior valor agregado exige significativos aportes de capital no longo prazo, nem sempre disponível em países em desenvolvimento, o que os leva a desenvolver projetos de exportação de incentivos ao consumo termelétrico como forma de ancorar uma demanda mínima para o gás natural produzido localmente. Aliás, cabe ressaltar que o modelo de incentivo à geração termelétrica apregoado no Brasil pelo Programa Prioritário de Termelétricas e em curso na maioria dos países em desenvolvimento baseia-se na experiência observada nos países industrializados da Europa Ocidental e da América do Norte que, ao atingirem a maturidade dos segmentos de maior valor agregado, encontraram no consumo termelétrico um novo horizonte de crescimento tanto da indústria gasífera local, quanto das cadeias correlatas, em particular, a de fabricação de equipamentos. Ou seja, imerso em um contexto diferenciado do observado nos países em desenvolvimento, tal modelo reveste-se de uma certa lógica se avaliado do ponto de vista do atual estágio de desenvolvimento da indústria petrolífera e da própria estrutura da oferta de energia elétrica destes países, já preponderantemente alicerçada na termelétricidade<sup>23</sup>.

Entretanto, mesmo ciente de que alguma capacidade reserva de origem termelétrica ainda justifique-se pelo ponto de vista de confiabilidade e de que tais decisões não

<sup>23</sup> Neste prima, verifica-se que o próprio processo de reestruturação dos mercados de energia em curso e sua ênfase na competição entre os agentes insere-se como meio para não apenas garantir a retomada da expansão dos investimentos nesses mercados, como também para expandir as fronteiras de oportunidades de investimentos para locais antes inacessíveis à iniciativa privada.

restringem-se às esferas técnica e econômica, torna-se necessário considerar que o processo de inserção maciça de usinas termelétricas a gás natural em um sistema preponderantemente hídrico como o brasileiro tende a conduzir à ineficiência tanto no que se refere ao uso racional da energia, quanto à correta alocação dos recursos econômicos do país<sup>24</sup>, representando, por assim dizer, uma maneira pouco apropriada para o desenvolvimento de uma indústria de gás natural sustentável no país (Moutinho dos Santos et al., 2002).

No entanto, desconsiderando tais inconsistências e perante o claro desinteresse dos agentes privados em assumirem os riscos inerentes aos investimentos em expansão do parque termelétrico brasileiro, o governo passou a exercer uma postura mais agressiva em relação à termelétricidade a gás natural através de suas principais estatais, tal qual pode ser visualizado nos planos estratégicos da Eletrobrás e da Petrobras a partir do final da década de noventa. Aliás, a própria Petrobras chegou a estruturar, sozinha ou em parceria com agentes privados, projetos que totalizavam 13 GW de capacidade instalada, muitos dos quais contando com amplas coberturas contratuais contra eventuais alterações no cenário energético nacional vigente no período de construção das usinas por parte da estatal.

Contudo, nem mesmo incentivos consubstanciados através de garantias de suprimento de gás natural em condições amplamente favoráveis pelo prazo de até vinte anos; possibilidade de praticar os Valores Normativos (VN) regulamentados pela ANEEL nas transações com as distribuidoras de energia elétrica por igual período e acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES foram capazes de atrair o nível de investimento privado desejado (Sauer, 2002), nem tampouco evitar os problemas de oferta de energia elétrica a muito antecipados por diversos estudos conduzidos ao longo do processo de reestruturação institucional da indústria iniciado em meados da década de noventa. Dos 22 GW previstos inicialmente no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), apenas 6 GW foram efetivamente incorporados ao sistema no período compreendido entre os anos de 2000 e 2004, muitos dos quais viabilizados em função das garantias de

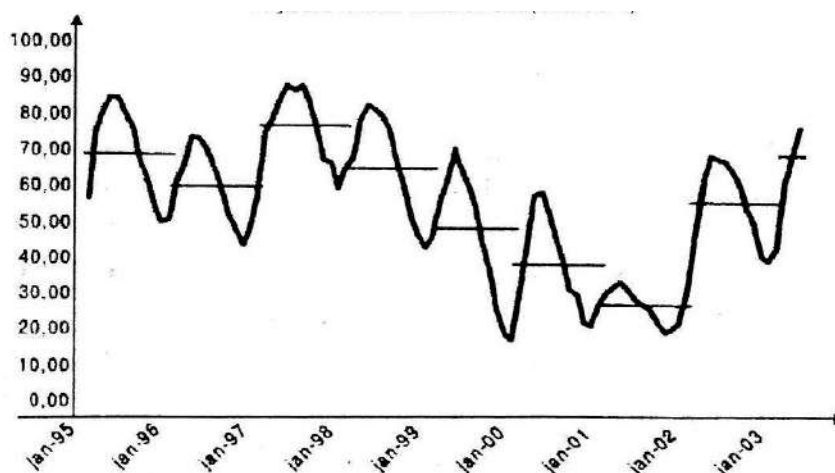
---

<sup>24</sup> Conforme advoga Moutinho dos Santos et al. (2002), o incentivo aos usos mais nobres do gás natural em substituição à eletrotermia representa uma alternativa mais viável e sustentável de desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro, uma vez que possibilita postergar investimentos em expansão da capacidade instalada dos elos de geração, de transmissão e de distribuição do sistema elétrico nacional.



remuneração mínima dos investimentos privados ou de contratos de compra da energia gerada por parte da Petrobras.

Do fracasso do Programa Prioritário de Termelétricidade em incentivar a expansão da capacidade de oferta a partir de investimentos em usinas termelétricas seguiu-se, em 2001, um racionamento de energia elétrica que impôs um corte de 20% (em alguns casos, 25%) a todos os consumidores finais no país. Sob pena de corte da energia ou sujeição aos preços especulativos do Mercado Atacadista de Energia (MAE), a população passou a adotar práticas de redução do consumo que, no geral, resultaram em uma retração do mercado de energia elétrica superior a 8% no ano de 2002 e, conseqüentemente, na recuperação da capacidade de oferta de origem hidráulica devido à rápida recomposição dos níveis de armazenamento dos principais reservatórios do país<sup>25</sup>, tal qual pode ser verificado na Figura 3.



**Figura 3 – Energia armazenada no sistema Sudeste/Centro-Oeste (1995-2004)**

[fonte: Moutinho dos Santos, 2004 apud Operador Nacional do Sistema]

Decorridos quase três anos do racionamento de energia elétrica, as usinas termelétricas efetivamente construídas operam estritamente por motivos contratuais, apresentando, em geral, baixo fator de carga em função do atual excedente de oferta de energia elétrica proveniente de usinas hidrelétricas já parcial ou totalmente amortizadas do

<sup>25</sup> Além da redução na demanda propriamente dita (posteriormente influenciada pela recessão econômica do período de 2002-2003), outros fatores contribuíram para tal recuperação, tais como o aumento do fator de utilização das usinas termelétricas durante o racionamento e o incremento dos índices pluviométricos da região entre 2002 e 2004 (Moutinho dos Santos, 2004).

sistema elétrico nacional. De fato, quando há disponibilidade de alguma capacidade reserva de origem hídrica, a faixa de operação econômica das usinas termelétricas sem contratos de comercialização da energia gerada tende a restringir-se apenas à cobertura do risco hidrológico inerente ao sistema elétrico nacional. Aliás, a ênfase do novo modelo institucional da indústria elétrica introduzido pela Lei nº 10.847 de agosto de 2004 acerca da modicidade tarifária, bem como os sinais dos atuais responsáveis pela condução da política energética setorial em relação à criação de um mercado secundário para o gás natural, parecem, de fato, confirmar a tendência destas usinas em operar em regime de complementação hidrotérmica, ou seja, limitada apenas aos períodos de baixa pluviosidade.

Em função disso, os acionistas tanto das usinas *merchant*, quanto das enquadradas nos benefícios do Programa Prioritário de Termelétricas, têm se utilizado das garantias contratuais celebradas junto à Petrobras. Em 2002, por exemplo, a estatal desembolsou recursos da ordem de R\$ 828 milhões relativos apenas aos Contratos de Contingentes de Capacidade<sup>26</sup> firmado junto às usinas Eletrobolt (consórcio de bancos liderado pelo West LB, sucessores da Enron no controle da usina), TermoCeará (MPX) e Macaé Merchant (El Paso), muito embora a Petrobras tenha incessantemente procurado atenuar tais perdas através da renegociação destes contratos ou da própria aquisição destas usinas junto aos seus acionistas. Nos balanços subseqüentes, a estatal provisionou mais R\$ 1,415 bilhão/ano, englobando não apenas as perdas referentes aos Contratos de Contingentes de Capacidade assinados junto às três usinas *merchant* supramencionadas, como também os Acordos de Encomenda (*ECC – Energy Conversion Contract*)<sup>27</sup> celebrados junto às usinas TermoRio, Ibirité, Três Lagoas, Canoas e Piratininga no Sudeste e TermoBahia, TermoAçu e Fafen na região Nordeste, tal qual pode ser visualizado na Tabela 1 (Petrobras, 2005).

---

<sup>26</sup> Os contratos de pagamentos de contingentes de capacidade regem à Petrobras a responsabilidade por remunerar 50% dos investimentos (custo fixo) do capital imobilizado para construção das usinas (considerando amortização ao longo dos primeiros 5 anos), sempre que o preço da energia elétrica no MAE (mercado atacadista de energia elétrica) não for suficiente para cobrir o retorno previsto do investimento. Em contrapartida, a estatal tem direito 50%, 25% e 50% dos retornos líquidos de Macaé Merchant, Eletrobolt e MPX respectivamente pelos próximos 20 anos de vida útil das plantas, muito embora isso ainda não tenha ocorrido (Petrobras, 2005).

<sup>27</sup> O ECC é um contrato entre um *off-taker* da energia (nesse caso a Petrobras) e o controlador de uma termelétrica (em geral, uma SPE), no qual o primeiro compromete-se a entregar o gás natural e a pagar uma taxa de conversão (*tolling fee*) em contrapartida ao direito de comercializar ou utilizar toda a energia gerada pela usina (Petrobras, 2005).

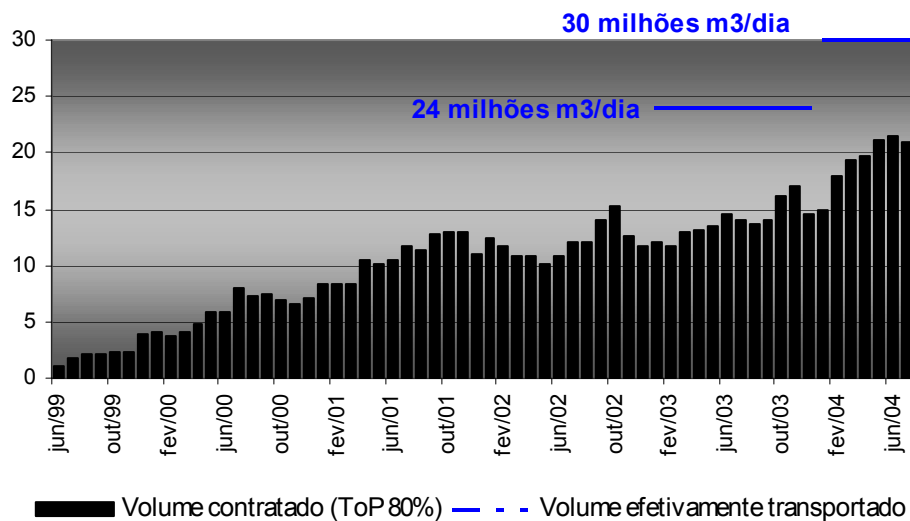
<b>Modalidade de contratação</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2007*</b>
Pagamento de contingente de capacidade NE	90	240	240	240	240	240	-
Acordo de Encomendas NE	95	255	255	255	255	255	255
<b>Total da região Nordeste</b>	<b>185</b>	<b>495</b>	<b>495</b>	<b>495</b>	<b>495</b>	<b>495</b>	<b>255</b>
Pagamento de contingente de capacidade S/SE	1055	1190	1190	1190	893	-	-
Acordo de Encomendas NE	310	1440	2000	2000	2000	2000	2000
<b>Total das regiões Sul e Sudeste</b>	<b>1365</b>	<b>2630</b>	<b>3190</b>	<b>3685</b>	<b>2893</b>	<b>2000</b>	<b>2000</b>
<b>Total de compromissos</b>	<b>1550</b>	<b>3125</b>	<b>3685</b>	<b>3685</b>	<b>3388</b>	<b>2495</b>	<b>2255</b>

\* média anual prevista para os anos subseqüentes.

**Tabela 1 – Compromissos de compra da energia assumidos pela Petrobras (em MW médios)**

[fonte: Petrobras, 2005]

Além do passivo proveniente dos contratos de remuneração mínima dos investimentos aportados em usinas termelétricas, outra consequência da política equivocada de induzir o desenvolvimento da indústria gasífera brasileira a partir do consumo termelétrico diz respeito à inadequada utilização da infra-estrutura de transporte de gás natural até então disponível no país. Por um lado, observa-se uma significativa ociosidade do gasoduto Bolívia-Brasil, o que tem gerado à Petrobras encargos referentes ao pagamento antecipado do volume de gás natural contratado e não plenamente comercializado no mercado brasileiro. Conforme pode ser verificado na Figura 4, esta ociosidade intensifica-se a partir do exercício da opção do volume adicional, o que não se observaria nos termos do contrato inicialmente firmado junto aos bolivianos se analisado em função do consumo não-termelétrico atual.



**Figura 4 – Volume de gás natural transportado pelo gasoduto Bolívia-Brasil**

[fonte: Agência Nacional de Petróleo, 2005]

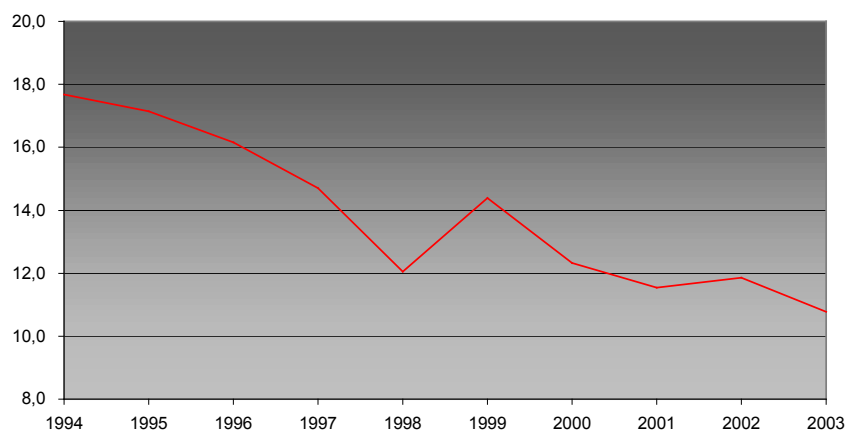
Por outro, a inserção destas usinas gerou alguns gargalos em relação tanto à oferta de gás natural na região Nordeste, quanto à capacidade de escoamento das malhas de gasodutos Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Coube então à Petrobras não apenas adequá-las e ampliá-las de modo a assegurar a disponibilidade de gás natural para operação das usinas recém-instaladas (inclusive das termelétricas do tipo *Merchant*), como também complementar a oferta local de gás natural da região Nordeste até então insuficiente para atender o consumo termelétrico adicional sem prejuízo dos demais segmentos de mercado.

### 2.1.1 A escassez de gás natural na região Nordeste

De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2004), do período de 1993 a 2004, a produção nordestina de gás natural apresentou um crescimento médio da ordem de 3,85%a.a., atingindo 14,2 milhões m<sup>3</sup>/dia no último ano. O incremento da produção, no entanto, não foi acompanhado por uma elevação correspondente no volume de reservas provadas, o que fez com que a relação reservas/produção (R/P)<sup>28</sup> declinasse a

<sup>28</sup> A relação R/P (ou razão reserva/produção) é calculada a partir da divisão do volume total das reservas provadas no final do ano corrente pela produção registrada (bruta-reinjetada) neste mesmo ano, refletindo assim o número de anos que tais reservas durarão considerando o nível de produção atual.

uma taxa média de  $-5,35\%$  a.a no mesmo período, passando de 17,7 em 1994 para 10,8 anos em 2003, tal qual pode ser observado na Figura 5.



**Figura 5 – Evolução da relação reservas/produção na região Nordeste (1994-2003)**

[fonte: Agência Nacional de Petróleo, 2005]

Do volume total produzido ao longo de 2003, aproximadamente 13,7% foi reinjetado, 10,1% destinou-se ao consumo nos locais de produção e 2,5% foi queimado ou perdido, resultando em uma oferta líquida média de 11,5 milhões  $m^3$ /dia disponibilizados basicamente pelos Estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Alagoas, tal qual pode ser visualizado pela Tabela 2.

Visando analisar a magnitude e o perfil do déficit nordestino de gás natural, acrescentou-se à Tabela 2 os dados referentes à demanda média deste mesmo período, coletados juntos à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS) e às próprias distribuidoras locais. Em separado à demanda das distribuidoras, foram incorporados ainda os contratos diretamente comercializados pela Petrobras, tais como Fafen/BA (1.000 mil  $m^3$ /dia), RLAM/BA (300 mil  $m^3$ /dia) e Fafen/SE (1.360 mil  $m^3$ /dia), bem como os dados relativos à demanda reprimida referentes basicamente ao consumo potencial termelétrico das usinas já instaladas na região operando a plena carga.

UF	Oferta	Demanda atendida			Balanço atual	Demanda reprimida		Déficit real (a+b)
		Petrobras	distrib.	termel.		termel. (a)	conv. (b)	
BA(*)	5.451	1.300	3.810	1.180	(839)	3.600	1.500	(5.939)
SE	1.035	1.360	197	-	(522)	-	-	(522)
AL	2.298	-	385	-	1.913	-	-	1.913
PE	-	-	787	-	(787)	2.150	-	(2.937)
PB	-	-	243	-	(243)	-	-	(243)
RG	2.680	-	291	-	2.389	2.200	-	189
CE	102	-	363	1.650	(1.911)	1.100	1.800	(4.810)
MA/PI	-	-	-	-	-	-	1.900	(1.900)
<b>NE</b>	<b>11.566</b>	<b>2.660</b>	<b>6.076</b>	<b>2.830</b>	<b>-</b>	<b>9.050</b>	<b>5.200</b>	<b>(14.250)</b>

\* Dados da Secretaria de Infra-Estrutura do Governo da Bahia (BAHIA, 2004)

**Tabela 2 – Balanço da oferta e demanda de gás na região Nordeste (em mil m<sup>3</sup>/dia)**

[fonte: ANP, ABEGAS e Distribuidoras locais]

Em uma primeira abordagem é possível, a partir do confronto dos dados relativos à produção e ao consumo, avaliar a dinâmica de escoamento de gás natural na malha de gasodutos da região Nordeste observada ao longo deste último ano. Em análise aos dados do Estado da Bahia, por exemplo, pode-se depreender que muito embora disponibilize mais de 47% da oferta gasífera regional, tal Estado detém um consumo interno igualmente elevado, o que o torna dependente da importação de gás natural produzido nos campos alagoanos. De fato, detentor do maior pólo petroquímico da América do Sul, a Bahia historicamente desempenhou um papel significativo ao ancorar a produção nos Estados circunvizinhos, tal qual ocorrido com o Estado de Sergipe a partir de meados da década de setenta. No entanto, com o aumento da demanda, ambos têm complementado seu consumo interno com gás natural produzido nos campos alagoanos de Furado e Pilar e processado nas UPGN's de Atalaia (SE) e Carmópolis (SE), cuja capacidade de processamento supera os 3 milhões m<sup>3</sup>/dia.



**Figura 6 – Mapa da infra-estrutura gasífera nordestina**

[fonte: Transpetro]

Mais ao norte, verifica-se que a produção potiguar de gás natural, segunda maior da região, tem sido destinada não apenas ao consumo local, mas também à comercialização junto aos Estados da Paraíba e de Pernambuco através do gasoduto Guamaré-Cabo, o mais extenso da região. Ademais, com a conclusão do trecho Guamaré-Pecém em 1998, o gás natural produzido nos campos potiguares passou a suprir também a demanda cearense, até então restrita à limitada produção local proveniente dos campos *offshore* de Espada, Atum, Xaréu e Curimã. Por fim e de forma similar ao observado com os Estados da Bahia e de Sergipe, pode-se verificar que, neste último ano, parte da produção alagoana processada em Pilar tem sido utilizada de forma complementar à oferta potiguar no atendimento à demanda dos Estados de Pernambuco e da Paraíba, nos quais não há produção gasífera local.

Outra inferência possível de ser extraída dos dados da Tabela 2 diz respeito ao perfil e à amplitude do déficit de gás natural da região Nordeste, estimado em pouco menos de

15 milhões m<sup>3</sup>/dia até 2006, quando então deverá ser reduzido para algo em torno de 9 milhões m<sup>3</sup>/dia a partir do início da produção dos campos de Manati, na Bacia de Camamu-Almada, localizada na Bahia. Até lá, o gargalo para atendimento à demanda reprimida do mercado baiano recairá não somente na oferta local, como também na capacidade de transporte para escoamento da produção de gás de Sergipe e Alagoas, hoje limitada a 1,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia do gasoduto Atalaia-Catu. Enquanto isso, a alternativa até então utilizada pela Petrobras para suprimento desta demanda (basicamente composta pelo consumo termelétrico) tem sido relocar o gás natural destinado às plantas de fertilizantes da própria Petrobras instaladas nos Estados da Bahia e de Sergipe, tal qual já realizado em 2003/2004 quando o Operador Nacional do Sistema (ONS) requisitou o despacho das usinas termelétricas de forma minimizar o risco de déficit de energia elétrica na região.

De forma similar, os gargalos para atendimento da demanda cearense de gás natural, proveniente do consumo termelétrico de 2,75 milhões de m<sup>3</sup>/dia das usinas TermoFortaleza e TermoCeará e não-termelétrico estimado de 0,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia, residem basicamente na oferta potiguar disponível e na capacidade do transporte do gasoduto Guamaré-Pecém (Gasfor), limitada atualmente em 2,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Para tal, estão previstas as duplicações dos gasodutos nos trechos Pilar-Mossoró (Nordestão II) e Mossoró-Pecém (Gasfor II), que, quando concluídos, permitirão aumentar a capacidade de transporte para 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Em uma análise mais qualitativa deste déficit de oferta, tem-se que somente 35% refere-se à demanda não-termelétrica proveniente basicamente das projeções de expansão dos mercados dos Estados do Piauí e Maranhão advindos da construção do gasoduto Pecém-São Luís (1,9 milhão de m<sup>3</sup>/dia até 2012), da implantação da Usina Siderúrgica do Ceará (1,8 milhão de m<sup>3</sup>/dia a partir de outubro de 2006) e dos estudos de potencial de mercado conduzidos pela Bahiagás (1,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia). O restante advém, sobretudo, do consumo das usinas termelétricas do Ceará e de Pernambuco, visto que o volume adicional proveniente da produção de Manati não deverá ser suficiente para atender outros dois Estados além da própria Bahia<sup>29</sup>. Aliás, sem tal garantia de suprimento, as usinas termelétricas da região Nordeste não mais se adequam às regras do novo modelo

---

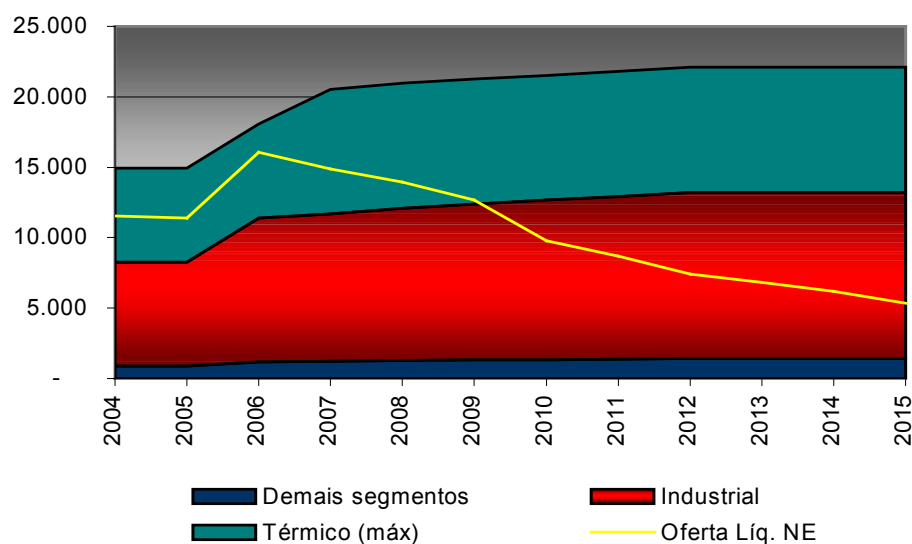
<sup>29</sup> Além disso, face às peculiaridades do gás natural produzido em Manati, sua produção provavelmente será disponibilizada a partir de redes dedicadas com abrangência apenas local.



institucional da indústria elétrica introduzido pela Lei nº 10.847 que passam a condicionar a comercialização de energia elétrica à existência de lastro físico equivalente, expondo a Petrobras a potenciais problemas contratuais junto aos acionistas das usinas nordestinas. Como um paliativo, a estatal vem celebrando, com o consentimento do Ministério das Minas e Energia e do Operador Nacional do Sistema, contratos junto aos acionistas das usinas termelétricas situadas na região Nordeste para recompor o lastro físico das usinas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas, suprindo-as temporariamente com energia gerada em plantas situadas em outras regiões, em particular, daquelas em que a Petrobras tem alguma participação acionária ou das que possui alguma garantia mínima de compra da energia gerada, tais como nos casos das usinas de Ibiritermo e Três Lagoas.

### **2.1.2 Projeções do déficit de gás natural da região Nordeste**

Neste tópico são apresentadas as estimativas de demanda e oferta de gás natural na região Nordeste para os próximos dez anos, tomadas essencialmente do estudo preparado pela Petrobras no âmbito do Programa de Massificação do Uso de Gás Natural. Pode-se depreender pela Figura 7 que a oferta gasífera local, nas condições atuais, é suficiente para assegurar o abastecimento total da demanda não-termelétrica, porém apenas parte do consumo advindo de um eventual despacho das usinas já disponibilizadas da região, tal qual já verificado no verão de 2003/2004.



**Figura 7 – Projeções do déficit da oferta-demanda da região Nordeste**

[fonte: Petrobras, 2004]

Verifica-se também que a produção proveniente do campo de Manati, embora atenuie temporariamente a trajetória declinante da oferta local, não é suficiente para eliminar o déficit de gás natural da região, que tende a afetar inclusive a demanda não-termelétrica a partir de 2009. Em outros termos, a oferta local, embora declinante, poderia sustentar o consumo regional até 2009 não fosse a obrigatoriedade de suprir o consumo termelétrico local, boa parte dele originário dos incentivos governamentais para ampliação do parque de geração a partir da implantação de usinas termelétricas movidas a gás natural, o que permite caracterizar o déficit nordestino de gás natural como um ônus do Programa Prioritário de Termelétricas.

## 2.2 Histórico dos projetos de complementação da oferta nordestina de gás natural

De fato, desde a implementação do PPT, diversas alternativas para solução deste déficit de gás natural na região Nordeste e, conseqüentemente, dos demais problemas oriundos da falta de gás natural, tem sido avaliadas pela Petrobras. Os primeiros estudos da estatal, ainda em 2000, optaram pela importação direta de gás natural liqüefeito (GNL).

Para tanto foi criada a empresa GNL do Nordeste (50% do capital da Petrobras e 50% da Shell), cujo propósito era implantar e operar um terminal de regasificação no Porto de Suape, em Pernambuco, com capacidade para processar inicialmente 6 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás natural (expansíveis para até 12 milhões m<sup>3</sup>/dia), em um investimento total estimado de US\$250 milhões<sup>30</sup>. De forma complementar ao projeto, a Petrobras previa ainda a necessidade de ampliar a malha nordestina de gasodutos considerando o escoamento do gás natural regasificado em Suape tanto para Pecém (CE) ao norte, quanto Catu (BA) ao sul da malha existente. Já os estudos conduzidos para reavaliação da infra-estrutura de transporte da região Sudeste indicavam a necessidade de ampliação da capacidade de escoamento do gás boliviano para os Estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, além de aumentar a capacidade de escoamento da malha do entorno de Vitória como forma de atender o projeto UTE TermoVitória. Cabe ressaltar que, até aqui, as propostas de ampliação da infra-estrutura de transporte de gás natural não contemplavam ainda a interconexão das malhas existentes.

Entretanto, as recentes descobertas de expressivas reservas de gás natural na Bacia de Santos ampliaram as alternativas de suprimento de gás natural para a região Nordeste. De fato, a opção de importação direta de GNL foi praticamente descartada em detrimento às alternativas que priorizassem a utilização do gás procedente da região Sudeste através da interligação e reforço da capacidade de transporte das malhas existentes, visto que tal interligação possibilitaria o escoamento de modo mais acelerado do gás natural previamente contratado junto aos bolivianos, viabilizando, inclusive, a antecipação da produção das novas reservas da região Sudeste.

Desta forma, a configuração dos projetos de ampliação das malhas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste foi revista visando não somente deslocar o ponto de injeção do gás de Suape (PE) para Catu (BA), mas também adequá-la ao novo cenário de demanda pós-acionamento, resultando, assim, no Projeto Malhas.

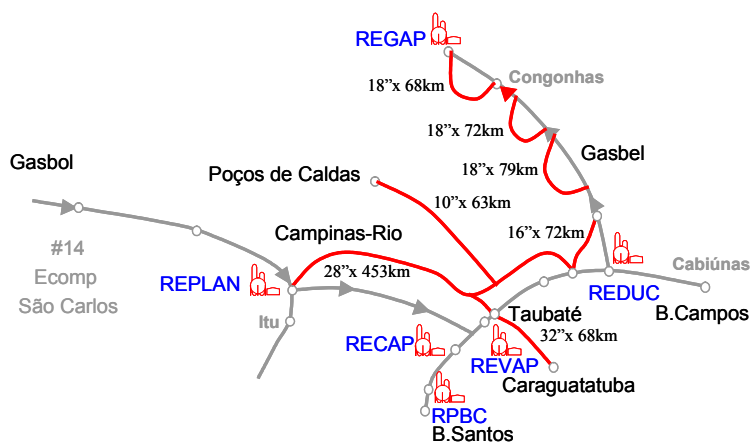
---

<sup>30</sup> Há de se ressaltar que os contratos celebrados entre a Petrobras e Shell para a criação da GNL do Nordeste previam a exclusividade da empresa anglo-holandesa sobre quaisquer novos projetos de gás natural liquefeito em território brasileiro, limitando, assim, as oportunidades de desenvolvimento de novos projetos e novas parcerias entre a Petrobras e outras empresas do setor até 2004.

### 2.2.1 Projeto Malhas SE, Malhas NE e Gasene

Inicialmente elaborado para atender o aumento da demanda das usinas incluídas no Programa Prioritário de Termelétricas, o Projeto Malhas desenvolve-se atualmente sob a égide do Programa de Massificação do Uso do Gás Natural criado pela Petrobras para promover ações no sentido de aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira baseada não exclusivamente a partir do consumo termelétrico, mas principalmente em setores como o industrial e o de serviços (Sauer, 2004).

No tocante ao segmento de transporte, o Projeto Malhas prevê, em uma primeira etapa, a adequação da capacidade de escoamento dos gasodutos existentes, tanto na região Sudeste, quanto na Nordeste. No que se refere à primeira, os investimentos concentram-se basicamente na construção do gasoduto Campinas (SP) – Japeri (RJ), na ampliação da capacidade de transporte do Gasbel e na implantação de diversos ramais para abastecimento de cidades como Poços de Caldas e Caraguatatuba, demandando, ao todo, investimentos da ordem de US\$690 milhões.

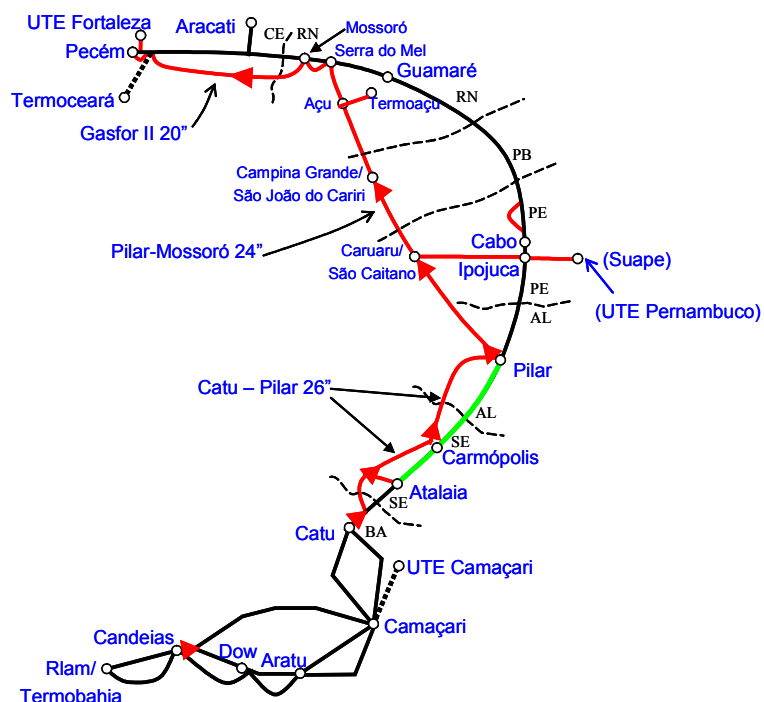


**Figura 8 – Diagrama esquemático do Projeto Malhas SE**

[fonte: Sauer, 2004]

Em relação à região Nordeste, estão previstas ampliações nos trechos entre Rio Grande do Norte e Ceará (Mossoró-Pecém), entre Alagoas e Rio Grande do Norte (Pilar-

Mossoró) e entre Bahia e Alagoas (Catu–Pilar), além de investimentos menores em Alagoas (Atalaia-Itaporanga) e na Bahia (Candeias-Camaçari). O projeto engloba ainda a construção de 14 *city-gates* e 7 estações de compressão que, quando instalados, reduzirão os atuais gargalos para o escoamento da produção dos Estados da Bahia, Rio Grande do Norte, Alagoas e do gás advindo da região Sudeste para os principais centros de consumo nordestinos. Ao todo, o Projeto Malhas NE demandará recursos da ordem de US\$1,1bilhão.



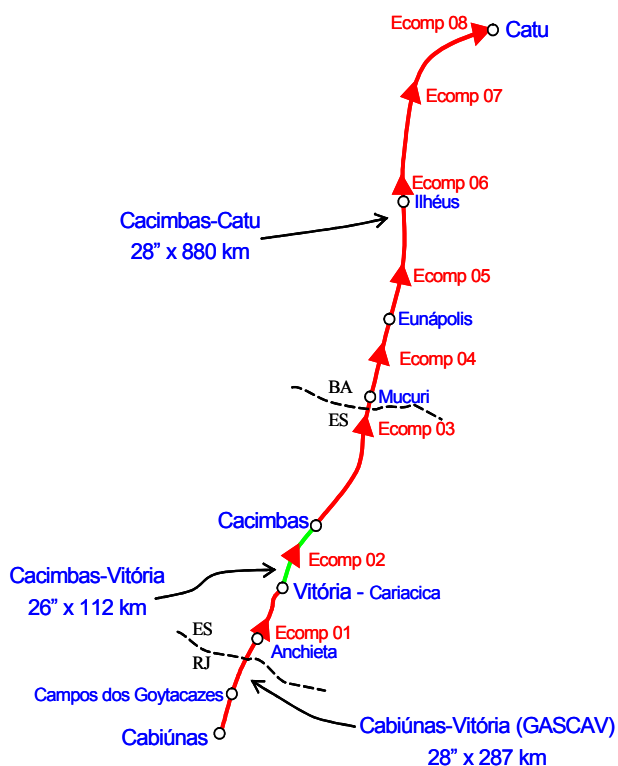
**Figura 9 – Diagrama esquemático do Projeto Malhas NE**

[fonte: Sauer, 2004]

Ainda incorporado ao Projeto Malhas, a Petrobras vem avaliando, técnica e economicamente, a construção de um gasoduto para interconectar ambas as malhas em um projeto de US\$1,07bilhão denominado Gasoduto de Interligação Sudeste-Nordeste (Gasene)<sup>31</sup>. Partindo de Cabiúnas (ES) com destino a Catu (BA) a partir de um trajeto litorâneo junto à BR-101, o Gasene é composto de três trechos; Cabiúnas-Vitória (28”x 287

<sup>31</sup> De fato, os primeiros estudos de viabilidade do projeto de interligação das malhas da região Sudeste com a Nordeste iniciaram-se ainda em 2002, ou seja, logo após a descoberta do BS-400 e BS-500 por parte da Petrobras. Nesse período, diversas rotas alternativas foram analisadas, tal como a Campinas (SP)/Belo Horizonte (MG)/Cabo (BA) ou Penápolis (SP)/Brasília (DF)/Cabo (BA), do qual resultou a escolha do atual trecho Cabiúnas (RJ)/Vitória (ES)/Cabo (BA).

km), Vitória-Cacimbas (26" x 112 km) e Cacimbas-Catu (28" x 880 km), os quais, juntos, possibilitarão o escoamento de até 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia<sup>32</sup> como forma de complementar a oferta nordestina de gás natural a partir do excedente da Malha Sul/Sudeste/Centro-Oeste atualmente suprida pela produção proveniente das reservas nacionais (em particular nos campos da Bacia de Campos e de Santos) e bolivianas.



**Figura 10 – Diagrama esquemático do Gasene**

[fonte: Sauer, 2004]

De fato, tal interligação possibilitaria não somente o atendimento ao déficit atual e futuro da região Nordeste, como também a conexão da malha capixaba, hoje isolada e suprida localmente, à rede básica do Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Logo, além de viabilizar o escoamento da produção dos campos de Peroá/Cangoá, Jubarte/Cachalote e Espírito Santo 123, a implantação do Gasene tende a tornar mais atrativa a exploração de reservas de gás natural em regiões antes distantes das malhas existentes, em especial, nas Bacias

<sup>32</sup> Condicionada à instalação das oito estações de compressão inicialmente previstas no projeto.

localizadas nos Estados da Bahia e do próprio Espírito Santo. Ademais, cabe ressaltar que a própria instalação dos gasodutos induz o desenvolvimento de mercados consumidores no seu entorno, muito embora há de se convir que não há atualmente um grande potencial de consumo ao longo do trajeto atual.

### **2.2.2 Exportação de GNL atrelada ao abastecimento do mercado doméstico**

Conforme já mencionado anteriormente, parte significativa do déficit nordestino de gás natural recai no consumo termelétrico das seis usinas já instaladas na região. Dadas as vantagens comparativas de um sistema hidrelétrico total ou parcialmente amortizado e a ênfase do novo modelo institucional no tocante à modicidade tarifária, é razoável supor que, em prevalecendo as condições atuais<sup>33</sup>, a otimização do despacho dê-se com tais usinas operando em regime de complementação hidrotérmica, ou seja, apenas durante os períodos de baixa pluviosidade. Entretanto, tal flexibilidade operacional não é condizente com o atual estágio da indústria gasífera nacional ainda fortemente caracterizado pela rigidez contratual entre os diversos elos da cadeia produtiva, principalmente com relação aos investimentos supramencionados.

De fato, tornar tais usinas operacionais em um regime de complementação hidrotérmica exige a implementação de mecanismos de flexibilização da cadeia gasífera, seja pelo lado da oferta, a partir de produção e importação sazonal, *line-pack* ou investimentos em armazenamento; seja pelo lado da demanda, através do estabelecimento de um mercado secundário de gás natural<sup>34</sup> que viabilize a transferência da capacidade excedente contratada pelo segmento termelétrico para outros consumidores dispostos a

---

<sup>33</sup> Novas reduções de custos provenientes de inovações tecnológicas das turbinas aero-derivativas e dos ciclos termodinâmicos, a incorporação da chamada tarifa fio (custo da transmissão) aos custos de geração das usinas hidrelétricas e maiores restrições ao capital em longo prazo, todos associados à tendência de crescimento nos custos de implementação de novas usinas hidrelétricas (mais afastados dos principais centros de consumo) são alguns dos fatores que podem modificar o panorama atual da geração termelétrica a gás natural no Brasil.

<sup>34</sup> Diferentemente dos demais países, o estabelecimento de um mercado secundário no Brasil visa acomodar a sazonalidade do consumo termelétrico em setores como, por exemplo, o industrial. Já na Europa e nos Estados Unidos, o mercado secundário de gás natural constitui-se basicamente de usinas termelétricas bi-combustível que negociam, junto às concessionárias locais, contratos do tipo interruptível visando reduzir a sazonalidade da demanda gasífera de setores como residencial e comercial.

utilizá-lo temporariamente<sup>35</sup>, não apenas acomodando a sazonalidade oriunda do despacho das usinas hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro, como também evitando a transferência desta volatilidade à própria cadeia do gás natural.

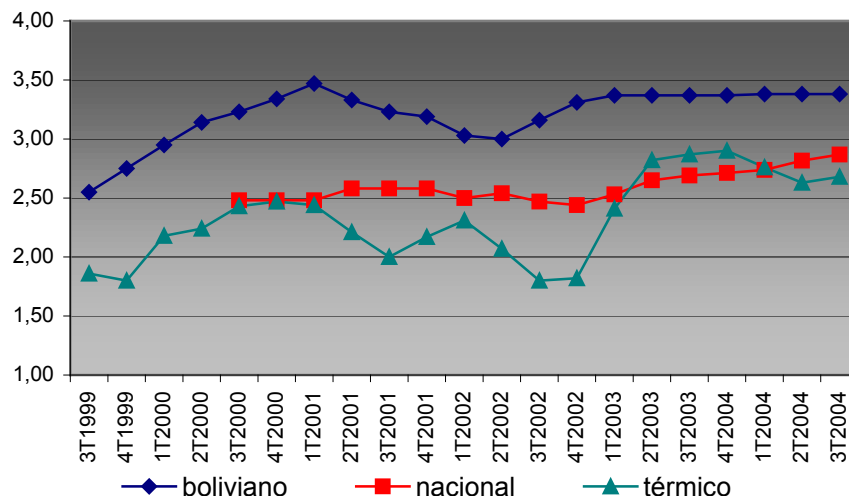
No entanto, a criação de um mercado secundário não-termelétrico apto a absorver o volume potencial demandado pelo segmento termelétrico brasileiro esbarra ainda no equacionamento de questões como os critérios de precificação e de reajuste do gás natural comercializado no mercado brasileiro, hoje diferenciado em função da procedência e o uso final a que se destina<sup>36</sup>. O preço do gás natural de origem nacional, por exemplo, inicialmente atrelado à evolução do óleo combustível A1, desvinculou-se dele a partir de 2002, quando, então, passou a vigorar a livre negociação entre os diversos agentes interessados em comercializá-lo. Quanto ao gás natural boliviano, o contrato de compra e venda assinado com o YPF antes da liberalização dos preços do gás natural no Brasil prevê um mecanismo de reajuste vinculado à evolução dos preços de uma cesta de óleos atrelada à variação cambial e à inflação norte-americana, o qual tem se mostrado pouco aderente às condições econômicas de ambos os países. A rigor, as sucessivas desvalorizações do real frente ao dólar e a conjuntura desfavorável no mercado internacional durante os anos de 1999 a 2001 conduziram a um contexto de elevação dos preços do óleo combustível comercializado externamente, dificultando, por assim dizer, o processo de penetração do gás natural importado no mercado brasileiro.

---

<sup>35</sup> Em Rechelo et al. (2004) verifica-se, a partir de um estudo de inserção do gás natural na indústria de cimento, como tal indústria, face às suas particularidades técnicas em relação ao processo produtivo e da localização geográfica favorável de parte significativa das fábricas a poucos quilômetros da rede básica já instalada, pode contribuir no sentido de flexibilizar a demanda gasífera no Brasil.

<sup>36</sup> A distinção em relação ao uso final provém dos incentivos criados no âmbito do Programa Prioritário de Termelétrica, o qual resultou no estabelecimento de um preço mais favorável ao gás natural (na época, US\$2,26/MBTU) para as usinas que estivessem operacionais até 2003.





**Figura 11 – Evolução dos preços do gás natural importado e nacional**

[fonte: Petrobras, 2005]

Ora, devido à inexistência de mercados cativos, a penetração do gás natural no mercado deve ser balizada em função do preço dos seus substitutos diretos, possibilitando não apenas a inserção prioritária entre os segmentos de maior valor agregado economia, como também uma melhor distribuição da renda gasífera entre todos os agentes, em especial, ao consumidor final. Entretanto, o contexto pouco favorável do mercado internacional de derivados, bem como a rigidez contratual atrelando o preço do gás natural à evolução do óleo combustível têm restringido a margem de manobra dos agentes (Petrobras) no sentido de tornar os preços do gás natural boliviano mais competitivo frente aos seus substitutos diretos nos diversos setores da economia.

Assim, visando atenuar o atual descompasso dos preços do gás natural boliviano em relação ao mercado brasileiro e flexibilizar a oferta de gás natural para atendimento à demanda termelétrica da região Nordeste, alguns autores como Moutinho dos Santos (2004) e Victer<sup>37</sup> (2004) propõem atrelar o desenvolvimento do mercado doméstico em condições comerciais condizentes com o atual estágio da indústria gasífera nacional com um projeto de exportação do gás natural excedente a mercados como o europeu e o norte-americano. No que se refere à questão dos preços, Victer (2004) advoga que, a exportação do gás

<sup>37</sup> Wagner Granja Victer é secretário de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo do Rio de Janeiro.

natural proveniente das reservas nacionais, conduzida conjuntamente com uma estratégia de desenvolvimento do mercado interno a partir do gás boliviano em uma espécie de *swap* contratual poderia trazer maior liberdade aos agentes para utilizarem-se de políticas voltadas ao desenvolvimento do mercado a partir de preços indexados ao substituto direto do gás natural no consumo final, garantindo, assim, sua competitividade nos diversos setores da economia brasileira. Em outros termos, a partir da exportação de GNL, estabelece-se uma demanda firme suficiente para antecipar o desenvolvimento da produção de gás natural da Bacia de Santos<sup>38</sup>, tornando possível desvincular o mercado brasileiro do risco cambial<sup>39</sup> e dos atuais mecanismos de precificação do contrato de importação assinado junto aos bolivianos em 1993, aumentando, por assim dizer, a margem de manobra para políticas setoriais voltadas a impulsionar o mercado gasífero brasileiro. Ademais, o aumento do volume advindo das exportações, em tese, tende a contribuir para a redução das tarifas de transporte nos principais gasodutos nacionais, uma vez que tal segmento usufrui de significativas economias de escalas inerentes às indústrias de rede, tal qual discutido no capítulo precedente.

Moutinho dos Santos (2004), no entanto, argumenta que a construção de uma planta de liquefação de gás natural para exportação deve ser visualizada não apenas como uma oportunidade de antecipar a monetização das reservas recém-descobertas e atualmente sem mercado consumidor, mas também como uma alternativa de abastecimento do mercado nordestino de gás, explorando, assim, a complementaridade existente entre os mercados nordestino e o norte-americano. De fato, a demanda de gás natural no hemisfério norte é consideravelmente maior entre os meses de novembro a março, enquanto que o consumo no mercado nordestino, preponderantemente termelétrico, tende a ser mais significativo no

---

<sup>38</sup> Se por um lado sua localização privilegiada em relação aos principais centros de consumo do país e a preponderância de gás não-associado em volumes consideráveis contribuem para o estabelecimento de uma oferta de gás natural confiável no seio dos principais mercados consumidores do país, por outro, a viabilidade financeira do projeto ancora-se no escoamento de um volume mínimo elevado, visto que a comercialização da fração referente aos líquidos não é suficiente para remunerar todo o investimento. Segundo Victor (2004), o desenvolvimento dos campos da Bacia de Santos requererá um volume inicial não inferior à 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia para encontrar viabilidade financeira, o qual deverá encontrar ainda um mercado preparado a absorvê-lo quase que de forma imediata.

<sup>39</sup> Até certo ponto questionável, pois os investimentos voltados à aquisição das usinas de liquefação e regasificação e navios metaneiros são preponderantemente indexados à moeda estrangeira, o que já não acontece com a opção por gasodutos.

período de estiagem que se estende de julho a novembro, otimizando, assim, a utilização da infra-estrutura de transporte ao longo do ano. Segundo o autor, utilizar-se da flexibilidade operacional da cadeia de GNL para atender a demanda nordestina de gás natural, deslocando-a, quando ociosa, em arbitragens no ainda embrionário, mas potencial, mercado *spot* internacional representa uma importante vantagem comparativa em relação à opção via gasodutos que, face à indivisibilidade e à irreversibilidade de seus ativos, tende a permanecer ociosa no período de maior inatividade das usinas termelétricas situadas na região Nordeste.

Contudo, a exequibilidade desta alternativa condiciona-se tanto à disponibilidade de gás natural em volume suficiente para comportar o acréscimo na demanda proveniente do projeto de exportação, quanto às condições de comercialização do ainda embrionário mercado internacional de GNL. A questão acerca da disponibilidade de gás natural na região Sul/Sudeste/Centro-Oeste será analisada na sessão subsequente, enquanto que as peculiaridades e tendências do mercado externo serão discutidas no próximo capítulo.

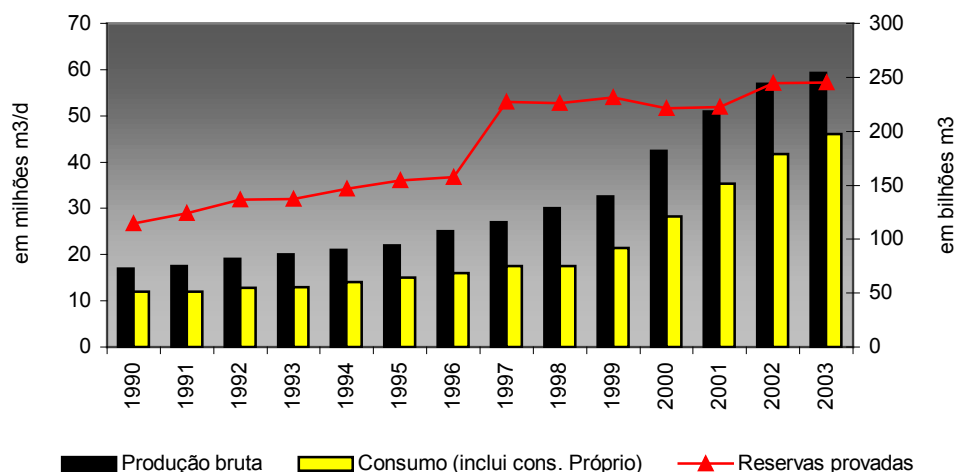
#### **2.2.2.1 A disponibilidade da oferta de gás natural da região Sul/Sudeste/Centro-Oeste**

De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2004), a produção nacional média ao longo do primeiro semestre de 2004 totalizou 45,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o qual originou uma oferta nacional líquida de 26,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esta diferença entre a produção e a oferta corresponde ao gás natural não disponibilizado para consumo, representando, portanto, a parcela da produção gasífera demanda pelos próprios processos produtivos, reinjetada nos reservatórios para recuperação de líquidos ou simplesmente queimada por não encontrar maneira de ser escoado até os mercados consumidores.

Acrescida dos 20,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia importados das reservas argentinas e bolivianas, a oferta nacional de gás natural efetivamente disponibilizada para comercialização atingiu em média 47 milhões de m<sup>3</sup>/dia nos primeiros seis meses de 2004, dos quais 60% foram destinados ao setor industrial, 25% ao consumo termelétrico, 10% ao setor de transportes e o restante aos setores comercial e residencial.

No tocante à evolução da demanda nacional, pode-se depreender pela Figura 12 que, embora venha experimentando um ritmo de crescimento acelerado nestes últimos

anos, parte significativa da capacidade de oferta de gás natural atualmente disponível ainda não é efetivamente absorvida pelo mercado brasileiro<sup>40</sup>.



**Figura 12 – Evolução das reservas provadas, oferta e consumo de gás natural no Brasil**

[fonte: Agência Nacional de Petróleo, 2005]

De fato, a continuidade do esforço exploratório da Petrobras rumo à redução do déficit da balança comercial de petróleo e seus derivados vem resultando não apenas no incremento da produção de líquidos, como também no aumento da produção gasífera nacional no decorrer da década de noventa. Além de um novo impulso na produção proveniente da Bacia de Campos, observou-se uma expansão da produção brasileira de gás natural em regiões antes pouco representativas dentro do panorama gasífero do país, tais como nos campos *offshore* nos Estados de São Paulo, Ceará, Paraná e Espírito Santo ou, ainda, em campos *onshore* em regiões da Amazônia (ANP, 2001a). Em particular, cabe destacar a mais recente descoberta de gás não-associado realizada pela Petrobras no Campo de Mexilhão, situado no litoral norte do Estado de São Paulo que praticamente triplicou o

<sup>40</sup> Provavelmente influenciada pelas perspectivas promissoras acerca da oferta de gás natural no Brasil, em 1993 foi iniciado pela COMGAS o programa pioneiro de substituição do gás de nafta pelo gás natural em toda sua rede de distribuição. Alguns anos depois a CEG, que até então adaptava seus ativos para comercialização do gás natural produzido na Bacia de Campos a partir do contrato assinado em 1983 com a Petrobras, iniciou um programa semelhante, consolidando, assim, novas fronteiras para a indústria de gás natural brasileira (CEG, 2005).

volume das reservas até então conhecidas no Brasil<sup>41</sup>, ainda não presente na Figura 12 por ainda estar em processo de avaliação.

Associado a isso, a Petrobras tem sido pressionada pela sociedade, devido principalmente a questões de cunho ambiental, a reduzir o montante de gás queimado nas zonas de produção em operação, em particular, do gás natural produzido na Bacia de Campos, o que requer não apenas novos investimentos em compressores e infra-estrutura para escoamento do gás natural produzido no Brasil, como também ações direcionadas a alocá-lo em condições competitivas no mercado consumidor, tal qual o gás natural previamente contratado junto à Bolívia<sup>42</sup>.

Ademais, as perspectivas de incremento desta oferta a partir de reservas já conhecidas e delimitadas, porém ainda em fase de desenvolvimento, podem ser consideradas bastante favoráveis. Ao considerarem-se os recursos recém-descobertos na Bacia de Santos, verifica-se que o Brasil dispõe de reservas que totalizam 636 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, os quais seriam suficientes para lhe assegurar, com razoável grau de certeza, um patamar de produção da ordem de 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia ao longo de 25 anos, o que resultaria em uma oferta nacional líquida não inferior a 55 milhões de m<sup>3</sup>/dia no mesmo período<sup>43</sup>. Cabe aqui frisar que tais análises assumem a hipótese de que nenhuma nova descoberta significativa de gás será realizada ao longo do período, o que parece ser muito pouco provável se considerado que apenas 2% das áreas *onshore* e 10% das *offshore* das áreas exploratórias disponíveis no território brasileiro foram devidamente estudadas. Aliás, segundo estudos da United States Geological Survey (2002), as reservas brasileiras (somando tanto as atuais quanto àquelas a serem descobertas) deverão totalizar algo em

---

<sup>41</sup> Com a reavaliação das jazidas de 70 para 400 bilhões de m<sup>3</sup> realizada pela Petrobras em 2003, as reservas brasileiras elevaram-se a patamares superiores a 636 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural que, caso comprovadas, asseguram ao país um consumo potencial da ordem de 70 milhões m<sup>3</sup>/dia ao longo de 25 anos.

<sup>42</sup> A partir de 1998, a Petrobras e o Governo Federal definiram as bases para ações no sentido de aumentar o aproveitamento do gás nacional, as quais culminaram na criação do “Plano de Queima Zero”. De acordo com Sauer, algo em torno de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia adicionais foram disponibilizados para consumo desde a data de sua implementação desta iniciativa.

<sup>43</sup> Tendo como premissa a redução do atual patamar de perdas baseado no incremento das reservas de gás não-associado, na redução do nível de queima do gás natural produzido em Urucú após a construção do gasoduto interligando a zona produtora aos mercados consumidores de Manaus e, por fim, da ampliação da malha de transporte e distribuição que tende a facilitar o escoamento do gás associado produzido em regiões como a Bacia de Campos.

torno de 5501 bilhões de m<sup>3</sup>, avaliados a partir de uma média da distribuição de probabilidades de sucesso em novas descobertas, o que reforça as possibilidades de incremento da produção nacional de gás natural nas próximas duas ou três décadas.

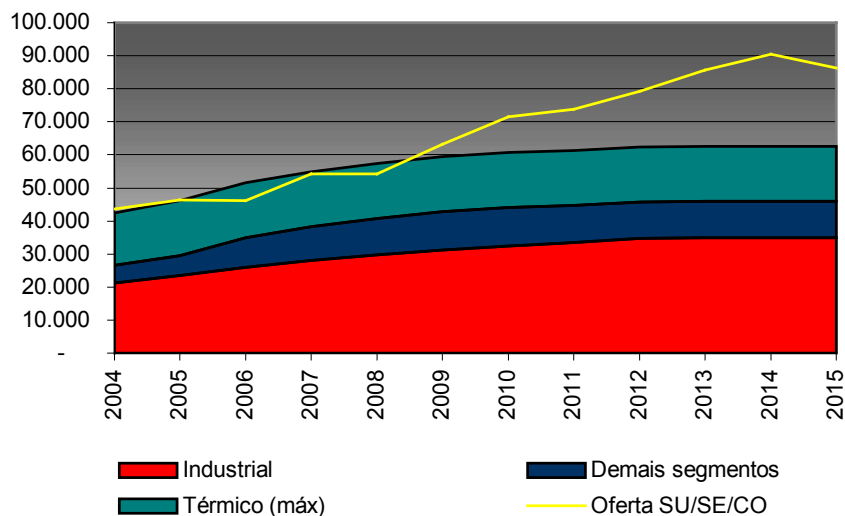
Além das perspectivas em torno do incremento de produção nacional, a avaliação acerca do potencial de suprimento de gás natural para o Brasil deve ainda considerar as significativas reservas existentes em países circunvizinhos, sobretudo, Argentina e Bolívia que, face à proximidade, encontram no mercado brasileiro uma de suas melhores alternativas de escoamento<sup>44</sup>. Em relação à Bolívia, verifica-se que as importações poderão atingir um patamar de 32,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia (incluídos os 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia do gasoduto lateral) apenas com a utilização plena da capacidade prevista no projeto dos gasodutos já instalados<sup>45</sup>. Já em relação às reservas argentinas, a plena utilização da capacidade de transporte do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre permitirá a importação de outros 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia que, somados ao potencial de produção nacional e aos recursos bolivianos, asseguram ao Brasil uma oferta de quase 115 milhões de m<sup>3</sup>/dia em um prazo de 25 anos. Mesmo em bases mais conservadoras, ou seja, utilizando-se apenas das reservas nacionais provadas<sup>46</sup>, a oferta potencial de gás natural para o mercado brasileiro pode sustentar uma demanda de algo em torno de 85 milhões de m<sup>3</sup>/dia ao longo do mesmo período, ou seja, quase duas vezes a demanda efetiva atual, conforme poderá ser visualizado na Figura 13.

---

<sup>44</sup> As autorizações para a importação de gás natural concedidas pela ANP até junho de 2002 somavam em 71,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

<sup>45</sup> Embora haja uma certa divergência, diversos trabalhos sinalizam a viabilidade de expansões significativas da capacidade de transporte do gasoduto Bolívia-Brasil acima da prevista em projeto. De acordo com Moutinho dos Santos et al. (2002), a capacidade de transporte do gasoduto Gasbol poderá atingir de 40 a 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia através de investimentos marginais em expansão da capacidade de compressão e duplicações do trecho original em regiões específicas. Para Torres Filho (2002), com tais investimentos, a capacidade de transporte poderá elevar-se a patamares de até 72 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

<sup>46</sup> Segundo dados da Agência Nacional de Petróleo, as reservas provadas de gás natural no Brasil totalizaram 245,3 bilhões m<sup>3</sup> em 2003.



**Figura 13 – Balanço da oferta e demanda na região Sul/Sudeste e Centro-Oeste**

[fonte: Petrobras, 2004]

Verifica-se, então, que o transporte de gás natural da região Sudeste para atendimento ao déficit nordestino é viável sob o enfoque da disponibilidade de reservas, muito embora resulte em um balanço relativamente apertado na malha Sul/Sudeste/Centro-Oeste na hipótese de não descobrimento de novas reservas ao longo dos próximos anos. Não obstante, verifica-se pelo exposto acima que os obstáculos para o desenvolvimento de uma indústria de gás natural no Brasil situam-se mais nas restrições advindas dos gargalos da infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural e nas dificuldades inerentes à criação de um mercado consumidor apto a absorvê-lo do que na indisponibilidade de reservas em condições de atender o mercado nacional em condições economicamente viáveis<sup>47</sup>. De fato, o desenvolvimento da demanda termelétrica, até então tida como âncora para a indústria gasífera nacional, depende ainda da implementação de políticas energética, ambiental e macroeconômica convergentes, ou seja, tem no governo seu principal determinante. Em relação ao consumo industrial, as principais variáveis residem em uma política de preços consistente, previsível e competitiva em relação aos seus concorrentes diretos, bem como no estabelecimento de uma modalidade de contratação que seja

<sup>47</sup> A própria iniciativa da Petrobras em desenvolver o Plano de Massificação do Uso do Gás Natural como forma de promover ações que estimulem a expansão do consumo do gás natural no Brasil corrobora tal afirmação.

adequada às características de consumo da indústria. No segmento de transporte, os fatores fundamentais residem na manutenção do diferencial de preço em relação aos demais substitutos e à expansão da rede de postos. Por fim, nos segmentos residencial e comercial dependem da capilaridade da rede de distribuição, o que o torna, de certo modo, dependente da evolução dos demais segmentos.

### **2.2.2.2 Definição e estimativas de custos do projeto de interligação via GNL**

Por fim, visando comparar financeiramente cada uma das opções supramencionadas, cabe agora definir o escopo inicial e os custos associados a um projeto hipotético utilizando o modal GNL que aproxime-se das propostas anteriormente discutidas. Inicialmente cabe frisar que, dadas as características pontuais do déficit de gás natural da região Nordeste, tal dimensionamento considerou a instalação de dois terminais de regasificação (um em Pecém e outro em Suape) em detrimento ao projeto anteriormente adotado pela Petrobras e pela Shell de instalação de apenas uma planta em Pernambuco, reduzindo, assim, a necessidade de maiores investimentos voltados à adequação da capacidade de transporte da malha de gasodutos existente. Além disso, cabe ressaltar que o dimensionamento da usina de liquefação, do terminal de regasificação e da quantidade de navios metaneiros condiciona-se, neste estudo, à adequação das particularidades do mercado gasífero nordestino em relação ao padrão de equipamentos com algum histórico na literatura especializada.

De posse destas ressalvas iniciais, adotou-se uma usina de liquefação de gás natural inicialmente composta por um trem com capacidade para processamento de 3,3 mta<sup>48</sup> (ou 12,5 milhões m<sup>3</sup>/dia *send-out* para um consumo efetivo de 13,6 milhões m<sup>3</sup>/dia), a ser instalada em Sepetiba (RJ) face às suas vantagens comparativas em relação à infra-estrutura portuária e de proximidade em relação aos blocos BS-400 da Petrobras, e o BM-S-14, da Wintershall<sup>49</sup>. Porém, dado que as projeções para o déficit potencial de gás natural da região Nordeste chegam a atingir algo em torno de 17 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2015, tal projeto

---

<sup>48</sup> Onde 1 mta = 1,0 milhão de tonelada de GNL/ano = 1,452 bilhão de m<sup>3</sup> de gás natural.

<sup>49</sup> Além disso, a região de Sepetiba está enquadrada nas facilidades fiscais de uma Zona de Processamento de Exportação (ZPE), contribuindo positivamente para a economicidade do investimento (Victor, 2004).



deve prever ainda a possibilidade de implantação de um trem adicional de mesma capacidade condicionado, sobretudo, à descoberta de novas reservas na região Sudeste.

Já o dimensionamento da quantidade de navios metaneiros, por sua vez, deve considerar tanto a distância entre o local de processamento e o terminal de regasificação, quanto a expectativa de demanda prevista para o mercado nordestino. De fato, seu resultado advém da otimização de três variáveis principais; i.) a quantidade de navios, ii.) o tamanho dos metaneiros e iii.) a capacidade de armazenamento para estocagem do GNL nos terminais de recepção (Roe, 2001). Dentre as principais premissas adotadas nos cálculos, cabe ressaltar que a capacidade de transporte foi dimensionada para a capacidade máxima da usina de liquefação (12,5 milhões m<sup>3</sup>/dia), considerando aquisição de frota própria para o abastecimento da demanda nordestina de gás natural e fretamento de navios adicionais para atendimento ao mercado internacional. De posse destes elementos e tendo em vista que um metaneiro de 138.000 m<sup>3</sup> de GNL a 19,5 nós percorreria os 3100 km entre Sepetiba-Suape-Pecém em aproximadamente cinco dias, tem-se que a aquisição de dois metaneiros deve ser suficiente para viabilizar o suprimento intermitente de uma demanda de 12,5 milhões m<sup>3</sup>/dia entre as regiões Sudeste e Nordeste, já incorporado o tempo necessário para carregamento/ descarregamento dos navios nos terminais<sup>50</sup> e a estratégia de exportação para os mercados norte-americano e europeu<sup>51</sup>.

Uma vez definida a quantidade de navios metaneiros, cabe agora dimensionar a capacidade de armazenamento dos terminais de recebimento a serem implantados em Suape (PE) e Pecém (CE), para o quais adotou-se capacidades de processamento de 1 mta e 3,3 mta, respectivamente. Considerando-se que o intervalo entre dois carregamentos sucessivos deverá ser de pouco mais de quatro dias, um tanque com capacidade de armazenamento de 60mil m<sup>3</sup> de GNL em Suape (PE) e outro de 120mil a ser instalado em

---

<sup>50</sup> Em geral, o processo de carregamento/descarregamento dura de 12 a 15 horas, sendo bastante comum considerar algo em torno de um dia para que todo o processo, da chegada à partida do navio.

<sup>51</sup> Pode-se constatar, a princípio, que dois metaneiros de 90.000 m<sup>3</sup> seriam suficientes para atendimento à demanda nordestina de gás natural. Entretanto, a opção por dois navios de 138.000 m<sup>3</sup> mostra-se mais condizente com a alternativa de redirecionar parte da produção para o mercado internacional, em particular, aos mercados supracitados.

Pecém (CE) deverão ser suficientes para assegurar o suprimento contínuo da demanda local de gás natural na região Nordeste<sup>52</sup>.

Enfim, uma vez definidas suas bases, cabe agora estimar o custo total de implantação do projeto de GNL. Contudo, é válido alertar que muito embora tais estimativas baseiem-se nas principais literaturas disponíveis internacionalmente, os custos utilizados neste estudo são típicos e, portanto, podem incorporar desvios em relação às particularidades do mercado local, tais como a carga tributária vigente ou ainda o diferencial do custo da mão-de-obra brasileira em relação aos observados nos países mais desenvolvidos. De acordo com Roe (2001), o custo de uma usina de liquefação de 3,3 mta gira em torno de US\$200milhões/mta (Atlantic LNG – Trinidad & Tobago) a US\$280milhões/mta (projeto genérico localizado em uma área remota da Ásia). Utilizando-se da média, tem-se um investimento de US\$792 milhões, incluindo os custos associados ao desenvolvimento do projeto, implantação de infra-estrutura e aquisição de equipamentos diversos. Ainda de acordo com Roe, o custo médio operacional aproxima-se de US\$45 milhões/mta/ano, o que totaliza US\$148,5 milhões/ano para a planta em pauta. Nesses termos, somados os custos fixos e variáveis, tem-se uma contribuição de US\$1,70/MBTU<sup>53</sup> do processo de liquefação nos custos finais de transporte do gás natural produzido na região Sudeste, considerando, para tanto, *ship-or-pay* de 90%, taxa de desconto de 10% e valor residual nulo após 30 anos<sup>54</sup>.

Já o custo estimado do terminal de regasificação de Pecém (3,3 mta / 120 mil m<sup>3</sup> de armazenamento) gira em torno de US\$210 milhões, com custos operacionais da ordem de US\$11,3 milhões/ano. Para o terminal a ser instalado em Suape (1mta / 60mil m<sup>3</sup> de armazenamento) tais custos são respectivamente US\$120 milhões e US\$8 milhões/ano. Desta forma, considerando as mesmas condições comerciais antes mencionadas, a

---

<sup>52</sup> Como regra geral, o dimensionamento dos tanques de armazenamento deve ainda considerar alguma capacidade reserva para o caso de atrasos de embarcações ou problemas técnicos de fornecimento de forma a não comprometer a continuidade no abastecimento local.

<sup>53</sup> Onde /MBTU significa por milhão de BTU (*British Thermal Units*) = 1055 MJ

<sup>54</sup> Tais premissas foram tomadas essencialmente do estudo World Energy Outlook 2001 e sua adoção visa possibilitar a comparação entre o projeto brasileiro e as demais alternativas de suprimento estudadas pela Agência Internacional de Energia para atendimento ao mercado gasífero europeu, o qual será discutido no Capítulo 3.

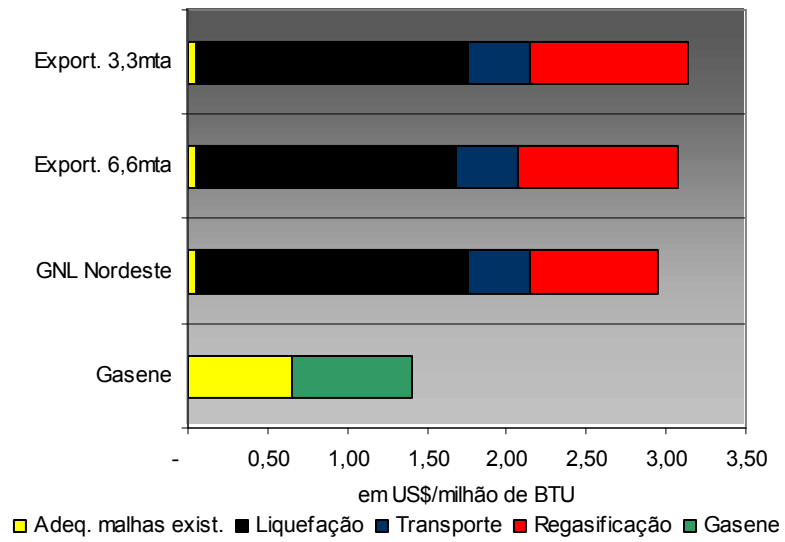
contribuição do processo de regasificação no custo final do gás natural será de US\$0,61/MBTU para o terminal de Pecém e US\$1,21/MBTU para Suape.

Em relação ao transporte, o custo de construção de um navio metaneiro tem oscilado em função das condições do mercado. Tomados pela média dos últimos anos, tem-se que um navio de 138.000 m<sup>3</sup> de GNL pode ser adquirido por US\$180 milhões, com custos operacionais da ordem de US\$16 milhões/ano, os quais, somados, resultam em uma parcela de transporte de US\$0,39/MBTU no preço final do gás natural brasileiro ao mercado nordestino<sup>55</sup>. Contudo, a viabilidade da estratégia de exportação de GNL condiciona-se ainda ao fretamento de dois novos metaneiros de 138.000 m<sup>3</sup> (perfazendo quatro embarcações no total) de modo a reduzir o intervalo entre carregamentos para pouco mais de seis dias para mercados como o europeu e o norte-americano, ou seja, o suficiente para garantir um suprimento intermitente de 3,3 mta nestes mercados. De acordo com Roe (2001), o custo de fretamento de um metaneiro, embora varie em função das condições de mercado, tem ultimamente oscilado entre US\$65.000 a US\$100.000/dia, do que resulta uma contribuição, na média, de US\$0,60/MBTU, tal qual pode ser sumarizada na Figura 14. Como exercício final, foram calculadas ainda a contribuição dos projetos de adequação das malhas de transporte das regiões Sudeste e Nordeste<sup>56</sup>, bem como as estimativas de custos para exportação a partir de uma usina de 6,6 mta, a qual deverá ser utilizada para avaliar, no Capítulo 3, a competitividade do GNL brasileiro frente aos potenciais proponentes para suprimento aos mercados europeu e norte-americano. Para tanto, optou-se em utilizar, como base de comparação, os estudos World Energy Outlook 2001, conduzido pela Agência Internacional de Energia e, The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook, publicado pelo Energy Information Administration.

---

<sup>55</sup> De fato, o sobredimensionamento da capacidade dos metaneiros para abastecimento da demanda nordestina tendo em vista seu aproveitamento nos eventuais contratos de exportação aos mercados europeu e norte-americano resultaram em um impacto adicional de US\$0,04/MBTU no custo de transporte em comparação aos US\$0,35/MBTU resultantes da alternativa de aquisição de dois metaneiros de 90.000 m<sup>3</sup>.

<sup>56</sup> A contribuição dos Projetos Gasene, Malhas NE e Malhas SE foi calculada com base na expectativa de déficit da região Nordeste, demanda nordestina e demanda das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste, considerando-se a implementação de tarifa postal para todo o território nacional.



**Figura 14 – Composição dos custos de transporte de gás natural por modal**

[fonte: elaboração própria]

### **3 Condições de comercialização do GNL brasileiro no mercado internacional**

Uma vez avaliada a exequibilidade do projeto de exportação de GNL pelo lado da disponibilidade de gás natural, cabe agora verificar as condições de comercialização deste gás no mercado internacional. Em um primeiro momento avaliam-se os principais fatores que desencadearam tanto a atual tendência de descentralização do consumo gasífero mundial, quanto a modificação do perfil de consumo gasífero mundial rumo ao crescimento do consumo destinado à geração de energia elétrica. De posse destes elementos, abordam-se os principais determinantes para o recente crescimento do comércio inter-regional de gás natural, bem como suas perspectivas para as próximas duas décadas.

No decorrer do capítulo discute-se a influência do processo de reestruturação dos mercados de energia pelo mundo nos mecanismos comumente utilizados para a comercialização internacional de gás natural, em particular, na duração dos contratos, nos métodos de precificação de gás e no modelo organizacional da indústria gasífera mundial. Por fim, a partir dos valores calculados no capítulo anterior e das demais alternativas de suprimento disponíveis, procura-se delinear os potenciais mercados para o projeto de exportação de GNL brasileiro.

#### **3.1 A evolução da indústria rumo à descentralização do consumo de gás natural**

A expansão do consumo de gás natural de forma mais generalizada no mundo é um processo relativamente recente, iniciado a partir de meados do século XX. Até então, a indústria gasífera mundial caracterizava-se pela sua particular estrutura de consumo baseada em mercados altamente segmentados e concentrados a apenas alguns poucos países, na sua maioria, industrializados. Nesse período, o desenvolvimento mais difuso dos mercados gasíferos em outras regiões no mundo esbarrava principalmente nas dificuldades em conciliar vultuosos investimentos em infra-estrutura de transporte e distribuição e, logo, elevadas tarifas, a um ambiente caracterizado pela ampla disponibilidade de derivados de petróleo a preços relativamente baixos e pela inexistência de restrições quanto ao uso mais intensivo de combustíveis considerados mais poluentes. Os elevados custos de escoamento

do gás natural, geralmente preponderantes na composição dos preços ao consumidor final, limitavam a expansão da indústria de gás natural basicamente àqueles países detentores de amplas reservas próximas aos principais centros de consumo<sup>57</sup>.

As reservas de gás natural existentes até então provinham basicamente dos esforços para exploração de óleo cru. Desta forma, até meados da década de sessenta, os países da antiga União Soviética e os Estados Unidos, no rastro de décadas de atividades exploratórias, detinham quase metade das reservas provadas de gás natural do mundo (BP, 2004) e, não por coincidência, respondiam, juntos, por 85,4% do consumo mundial observado neste mesmo ano. De maneira similar, a expansão da indústria de gás natural na Europa deu-se efetivamente após a Segunda Guerra Mundial, quando, então, os governos locais intensificaram a exploração petrolífera em território europeu dada a importância estratégica que o petróleo adquirira em um contexto de guerra. De fato, a descoberta de extensas reservas de gás natural, tais como as jazidas do Vale do Pó na Itália em 1931, St. Marcel e Lacq na França em 1939 e 1957 respectivamente, Groningen na Holanda em 1959, entre outras, permitiu a rápida expansão do consumo de gás natural em praticamente todos os países do continente europeu. Entretanto, diferentemente do modelo norte-americano, o desenvolvimento da indústria gasífera europeia deu-se a partir da nacionalização das atividades gasíferas em praticamente todos os países (exceto na Alemanha), culminando na criação das empresas estatais de gás que modificaram o cenário gasífero mundial ao promoverem ações no sentido de incentivar o consumo de gás natural na Europa<sup>58</sup>, tais como a Gaz de France (França), ENI (Itália) e a British Gas (Reino Unido).

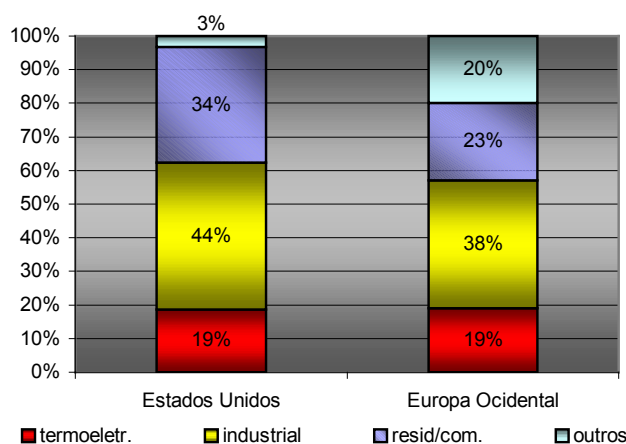
---

<sup>57</sup> Mesmo nestes países, a expansão dos mercados gasíferos ancorou-se, não raras vezes, em políticas voltadas ao controle dos preços nos locais de produção, tal qual observado nos Estados Unidos (até a promulgação do *Natural Gas Policy Act* em 1978). No continente europeu, os subsídios também foram, muitas vezes, utilizados como artifício para viabilizar o desenvolvimento do consumo de gás natural, tal qual observado, por exemplo, durante a negociação de preços entre Argélia e França para importação de gás via GNL em 1982, no qual o governo do governo francês arcava com 13,5% do preço *fob* negociado (PERCEBOIS, 1986).

<sup>58</sup> Conforme descreve Moutinho dos Santos et al. (2002), a busca de inovações tecnológicas visando a expansão das fontes de suprimento de energia foi um processo intenso nas principais estatais europeias no pós-guerra. Um dos mais marcantes avanços tecnológicos nesta direção foi promovido em 1959 pela BG em associação com a Continental Oil Co. e a Union Stockyard ao adaptar um navio em operação para viabilizar o transporte de gás natural liquefeito (GNL) em viagens intercontinentais, o que culminou no primeiro navio criogênico do mundo, o Methane Pioneer. Viabilizava-se, assim, a importação de GNL da Argélia para o continente europeu e, conseqüentemente, o próprio comércio internacional de GNL.

Entretanto, a disponibilidade de reservas de gás associado ou não-associado próximas aos centros de consumo constituía-se, na maioria das vezes, condição necessária, porém nem sempre suficiente para o desenvolvimento dos mercados gasíferos, tal qual pode ser observado em regiões como o Oriente Médio e a África que, apesar de possuírem, juntas, 34,4% das reservas provadas em 1970, respondiam por apenas 1,75% do consumo de gás natural neste mesmo ano. De fato, outros fatores, tais como as condições climáticas mais severas, menor dispersão demográfica, disponibilidade de capital e a existência prévia de uma infra-estrutura de distribuição para aquecimento e iluminação através de gás manufacturado advindo do processamento do carvão, igualmente influenciaram o desenvolvimento de alguns dos mercados de gás natural pelo mundo.

A disponibilidade de redes de distribuição de gás manufacturado em diversas cidades europeias e americanas, por exemplo, facilitou a penetração do gás natural de modo mais difuso em residências, no comércio e em pequenas e médias indústrias nos mercados europeu e norte-americano, os quais tornaram-se os vetores de desenvolvimento da indústria gasífera nesses mercados. Aliás, cabe ressaltar que tanto europeus, quanto norte-americanos optaram, em um primeiro momento, em privilegiar os usos mais nobres do gás natural, restringindo, sempre que possível, sua aplicação em processos incapazes de extrair todas as qualidades deste combustível, tais como as usinas termelétricas para geração de eletricidade, (MOUTINHO DOS SANTOS et al., 2002), tal qual pode ser visualizado na Figura 15.

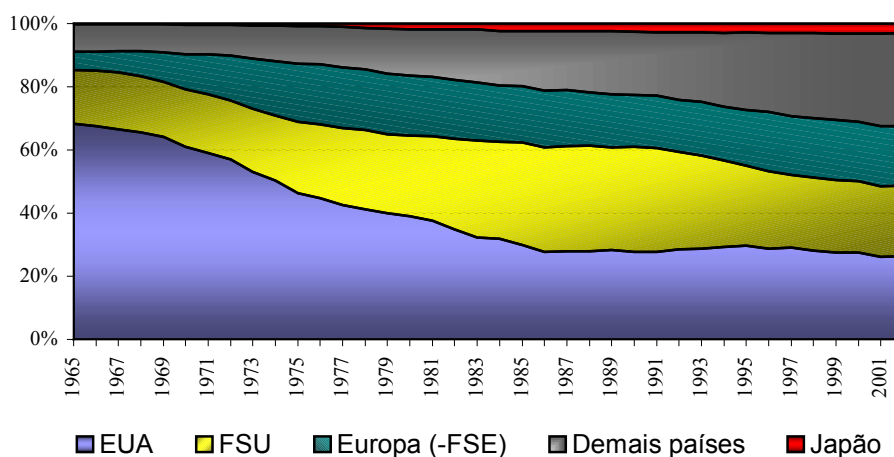


**Figura 15 – Perfil da demanda de gás natural por setor em 1970**

[fonte: Moutinho dos Santos et al. , 2002 apud AIE, 2000 / Ruhrgas, 1995]

De um modo geral, até o início da década de setenta a indústria gasífera mundial restringia-se basicamente aos mercados norte-americano e europeu (incluídos aqui os países da antiga União Soviética), os quais eram abastecidos a partir de reservas locais dado que o comércio inter-regional de gás natural praticamente inexistia. Nesse primeiro momento, as reservas de gás natural não-associado geograficamente distantes dos principais mercados consumidores eram vistas pelas indústrias petrolíferas como insucesso exploratório, face às dificuldades em transportá-lo e distribuí-lo de maneira economicamente viável a longas distâncias. Os mercados até então desenvolvidos apresentavam perfis de demanda muito bem definidos e voltados preferencialmente aos usos mais nobres do gás natural, tais como para produção de vapor e calor na pequena e média indústria, aquecimento de ambientes e cocção nos setores residencial e comercial (MOUTINHO DOS SANTOS et al. , 2002).

Entretanto, durante quase toda a década de setenta até meados da década seguinte, o contexto vigente nas décadas passadas, caracterizado pela abundância dos derivados de petróleo a preços relativamente baixos e pela inexistência de restrições quanto ao uso mais intensivo de combustíveis considerados mais poluentes, não mais prevalecia. Em decorrência das crises do petróleo, uma nova conjunção de fatores alterou o panorama da indústria de energia mundial, o que de certa forma favoreceu a expansão do consumo de gás natural de maneira mais difusa do que o observado até então, tal qual pode ser verificado pela Figura 16.



**Figura 16 – Participação dos principais mercados no consumo mundial de gás natural**

[fonte: elaboração própria com dados extraídos do BP, 2004]



Pelo lado da demanda, vários países passaram a promover uma série de medidas visando a redução das importações de óleo e seus derivados; de ações voltadas à maior eficiência no consumo de combustíveis a regulações ambientais restritivas aos combustíveis fósseis considerados mais poluentes (FERNANDES; PINTO JÚNIOR., 2001). Além das iniciativas governamentais, outro vetor importante que contribuiu para o processo de descentralização do consumo de gás natural no mundo foi a própria expectativa gerada pela volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional, a qual conduziu inúmeros países a optarem pela expansão do gás natural como estratégia de diversificação de suas respectivas matrizes energéticas visando reduzir sua vulnerabilidade em relação ao petróleo e seus derivados, tal qual ocorrido no Japão após a década de setenta.

Com o objetivo de atenuar a dependência energética ao óleo importado, até então responsável por quase 70% do consumo total de energia primária do país, o governo japonês procurou promover ações no sentido diversificar as fontes de suprimento de energia primária a partir da introdução de outras fontes, dentre as quais o gás natural. Com reservas relativamente limitadas e isolado de qualquer fonte de suprimento via gasoduto, o Japão investiu no desenvolvimento de projetos de importação de GNL a partir de diversos países, dentre eles Brunei (1972), Abu Dhabi (1977), Indonésia (1977), Malásia (1983) e Austrália (1989), consolidando não somente a presença mais efetiva de gás natural em sua matriz energética, como também o desenvolvimento de um mercado regional que atualmente responde por mais de três quartos do consumo total de GNL no mundo. Entretanto, diferentemente dos mercados europeu e norte-americano, o modelo de desenvolvimento asiático privilegiou os usos mais intensivos do gás natural face à necessidade de assegurar a viabilidade financeira dos vultuosos investimentos em projetos de GNL. Tendo a geração de energia elétrica como principal âncora, a indústria gasífera japonesa obteve êxito em antecipar a remuneração do capital investido, porém relegou à segundo plano a difusão do gás natural em outros setores da economia, tais como o consumo em comércios e em residências.

Pelo lado da oferta, inúmeros foram os esforços voltados à produção de petróleo em áreas antes inexploradas, o que não só ampliou as descobertas, como também redistribuiu a participação geográfica das reservas provadas de gás natural pelas diversas regiões do planeta. Obviamente, tal esforço resultou em um aumento significativo, não somente da

produção de óleo, como também de gás natural proveniente de reservas de gás-associado, impondo às indústrias petrolíferas a necessidade de desenvolverem novos mercados consumidores que pudessem utilizá-lo adequadamente, evitando, assim, a queima em *flare* em um ambiente de crescentes restrições ambientais.

Nesse contexto, o gás natural vem pouco a pouco adquirindo o *status* de combustível de transição rumo às fontes de energia ambientalmente menos agressivas, o que segundo o International Gas Union and International Institute for Applied Systems Analysis (2000), trata-se de um processo de “descarbonização” do sistema global de energia. Conforme pode ser observado na Tabela 3, o gás natural é a fonte de energia primária de mais rápido crescimento no mundo, com taxa média anual quase duas vezes maior que as de óleo cru e mais de três vezes e meia a do carvão no período compreendido no período compreendido entre os anos de 1995 a 2002.

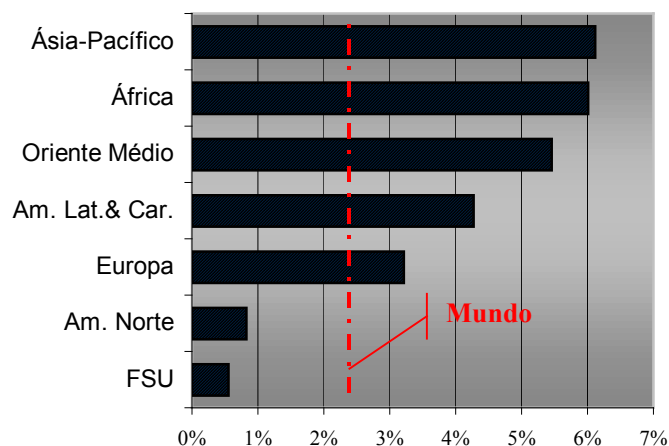
<b>Tipo /período</b>	<b>1965-1973</b>	<b>1973-1985</b>	<b>1985-1990</b>	<b>1990-1995</b>	<b>1995-2002</b>
<b>Óleo cru</b>	7,6%	0,2%	2,3%	0,7%	1,2%
<b>Gás Natural</b>	6,7%	3,0%	3,6%	1,5%	2,4%
<b>Carvão</b>	0,8%	2,4%	1,5%	0,2%	0,7%
<b>Energia Nuclear</b>	29,4%	18,1%	6,2%	3,0%	2,2%
<b>Hidreletricidade</b>	4,4%	3,7%	1,7%	2,7%	0,5%
<b>Total Energia Primária</b>	<b>5,1%</b>	<b>1,9%</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,3%</b>

**Tabela 3 – Crescimento médio anual das principais fontes de energia primária no mundo**

[fonte: elaboração própria com dados extraídos do BP, 2004]

Se analisado de forma mais desagregada, percebe-se ainda que o consumo de gás natural torna-se cada vez mais difuso e não mais limitado a apenas alguns dos países industrializados, tal qual ocorrido até meados do século XX. De acordo com a Tabela 3, verifica-se que, embora todas as regiões tenham apresentado algum crescimento, as maiores taxas têm sido observadas nos mercados gasíferos emergentes, comprovando a tendência de expansão descentralizada do gás natural pelo mundo. Do período de 1995 a 2002, as maiores taxas médias de crescimento do consumo de gás natural aconteceram nas regiões asiática e africana, seguidas pelo Oriente Médio com 5,5%a.a, América Latina e Caribe

com 4,3%a.a. e, finalmente, pela Europa<sup>59</sup> com 3,2%a.a. Nesses mesmos sete anos, as regiões que compõem os países da antiga União Soviética e da América do Norte apresentaram as menores taxas de crescimento do período (0,6%a.a. e 0,8%a.a. respectivamente), muito abaixo da média mundial que foi de 2,4%a.a. no período.



**Figura 17 – Taxa de crescimento anual média do consumo de gás natural de 1995-2002**

[fonte: elaboração própria com dados extraídos do BP, 2004]

Além da necessidade em desenvolver mercados consumidores aptos a utilizarem-se do agora abundante gás natural, outros fatores, tais como o processo de reestruturação dos mercados de energia apregoado pelo pensamento liberal a partir da década de oitenta e a própria evolução tecnológica têm igualmente contribuído para o crescimento da participação do gás natural na matriz de consumo mundial. Todavia, o estabelecimento da relação de causalidade destes fatores nem sempre pode ser facilmente identificada, uma vez que os mesmos relacionam-se de forma a realimentarem-se mutuamente, ampliando ainda mais as expectativas de crescimento da demanda por este combustível. Ainda que não caiba aqui detalhar a pertinência destas afirmações, faz-se necessário mencionar o papel da evolução tecnológica ao longo de toda a cadeia gasífera, a qual, não apenas vem contribuindo no sentido de descentralizar o consumo ao possibilitar o desenvolvimento de

<sup>59</sup> Inclui os países da Europa Oriental, exceto os da Antiga União Soviética, os quais serão representados por Former Sovietic Union (FSU).

reservas distantes antes consideradas economicamente inacessíveis, como também tem modificado estruturalmente o perfil da demanda no uso final.

No *upstream*<sup>60</sup>, por exemplo, a indústria gasífera tem sido beneficiada com a redução nos custos de exploração e produção decorrentes da dinâmica concorrencial crescente dos mercados de óleo em nível mundial, resultado da desverticalização da indústria de petróleo ocorrida em meados do século XX<sup>61</sup>. De acordo com Browne – diretor da BP – os ganhos de escala, a maior competição no mercado internacional de petróleo e o avanço de tecnologias como a sísmica 3-D possibilitaram reduções da ordem de 25% nos custos de exploração e produção ao longo da década de noventa (BROWNE, 2003), tornando rentáveis projetos antes considerados economicamente inviáveis e ampliando consideravelmente as perspectivas de novas descobertas.

No *midstream*, a depleção das reservas localizadas próximas aos grandes centros de consumo e a necessidade de continuidade no atendimento a esses mercados a partir de reservas cada vez mais distantes impõem às indústrias petrolíferas a necessidade de redução dos custos associados ao transporte e distribuição de gás natural, o que vem impulsionando o desenvolvimento de várias tecnologias voltadas ao transporte a longas distâncias, tais como os dutos de alta pressão e as já citadas GNL, GNC e GTL. As inovações tecnológicas incorporados à segunda geração de plantas de GTL, por exemplo, possibilitaram que o investimento médio fosse reduzido para algo em torno de US\$34.000/barris por dia (bpd) de capacidade instalada, ou seja, uma redução de mais de 60% se comparado à geração anterior (ZAMALLOA, 2004). Em relação ao GNL, o custo médio por tonelada de gás natural liquêfeito reduziu-se em mais de 50% desde meados da década de sessenta, aumentando a competitividade desta tecnologia frente aos gasodutos que, até mesmo por

---

<sup>60</sup> Basicamente, a indústria de gás natural pode ser dividida em *upstream*, *midstream* e *downstream*. O segmento de *upstream* envolve a exploração, o desenvolvimento e a produção do gás natural, enquanto que o *midstream* refere-se à parcela da indústria que o processa e o transporta às regiões consumidoras. Finalmente, o segmento *downstream* representa não somente os consumidores do gás natural, como também as concessionárias responsáveis pelo serviço de distribuição.

<sup>61</sup> A indústria petrolífera, até meados da década de sessenta caracterizava-se pela verticalização de suas atividades. Entretanto, a revogação dos contratos de concessão e conseqüente nacionalização das reservas pelos países exportadores de petróleo iniciaram uma nova fase na indústria petrolífera mundial. A desverticalização tornou o mercado internacional de petróleo mais competitivo, reduzindo as margens de lucratividade do processo de refino e impondo às indústrias a necessidade buscarem maior eficiência operacional ao longo de toda a cadeia. Para uma descrição mais detalhada do processo, recomenda-se a leitura de Yergin (1994).

serem menos complexos do que as demais alternativas de transporte, obtiveram reduções menos significativas ao longo destas últimas duas ou três décadas.

Entretanto, o fator que mais tem alterado a estrutura de consumo do gás natural no mundo refere-se à evolução tecnológica nos usos finais, particularmente, o uso do gás como insumo para geração de energia elétrica. Na termelétricidade, um ambiente de seleção caracterizado pela maior restrição ambiental e pela crescente liberalização dos mercados de energia no mundo tem favorecido a tecnologia das turbinas aero-derivativas movidas a gás natural em ciclo combinado, tornando as usinas termelétricas a gás muito mais eficientes (do ponto de vista tecnológico) do que as similares movidas a carvão ou a óleo combustível<sup>62</sup>. Além disso, seus menores custos de implantação, associados à possibilidade de modularidade nos investimentos e às vantagens ambientais relacionadas à queima do gás natural em relação aos seus concorrentes diretos, tornam-nas mais apropriadas aos ambientes de incerteza provenientes da fase de transição institucional atualmente em curso em boa parte dos mercados de energia pelo mundo. Tal preferência pela geração de energia a partir de usinas termelétricas em ciclo combinado movidas a gás natural tem promovido uma mudança estrutural no perfil de consumo deste combustível no mundo, impulsionando o crescimento da demanda por gás natural mesmo em países que já dispunham de indústrias gasíferas maduras, tal como no mercado norte-americano e em alguns países do continente europeu.

Aliás, tal mudança no perfil da demanda gerada pela inserção de usinas termelétricas movidas a gás natural deverá alicerçar a continuidade do processo de crescimento do consumo de gás natural em diversos países do mundo, seja como mecanismo para viabilizar pesados investimentos em infra-estrutura ao ancorar demandas mínimas em indústrias gasíferas em desenvolvimento, seja como vetor de retomada do crescimento em indústrias gasíferas já maduras, tal qual observado nos Estados Unidos e no Reino Unido nesta última década<sup>63</sup>. De acordo como o estudo conduzido pelo EIA (2004)

---

<sup>62</sup> Atualmente, na fronteira tecnológica de usinas termelétricas movidas a gás natural em ciclo combinado estão usinas com eficiência térmica de 60%, muito embora alguns autores como Gregory e Rogner (1998) afirmem que poderão atingir patamares entre 73 a 78% dentro em breve.

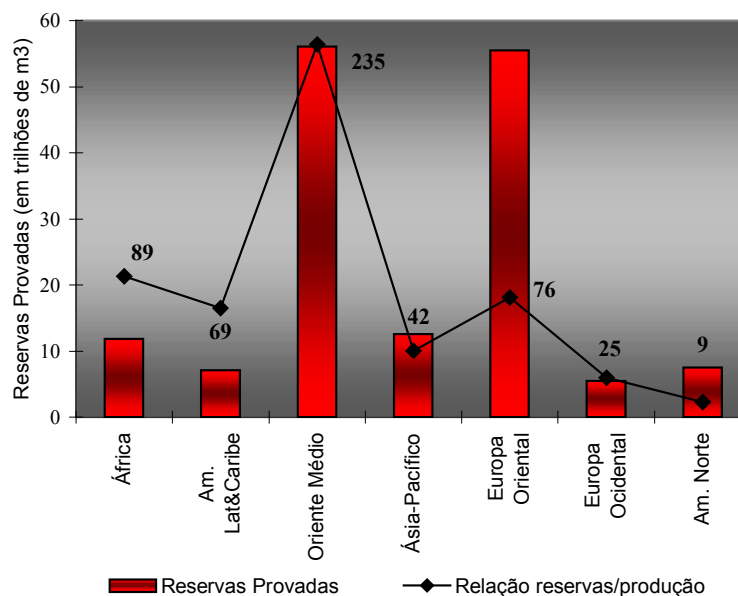
<sup>63</sup> Desta forma, com o aumento da participação do consumo de gás natural para geração de energia elétrica, o modelo de desenvolvimento dos mercados americano e europeu passa gradativamente a aproximar-se do empregado para desenvolvimento do mercado gasífero japonês, tal qual discutido previamente.

denominado International Energy Outlook 2004, o gás natural continuará a ser a energia primária de maior crescimento nos três cenários analisados de 2001 a 2025. Segundo o Energy Information Administration, neste período, o consumo de gás natural no mundo crescerá a uma taxa de 2,2%a.a., atingindo 4,3 trilhões de m<sup>3</sup>/ano em 2025 para o caso de referência. Tal crescimento aumentará a participação do gás natural na matriz energética mundial, passando dos atuais 22,8% para algo em torno de 25% em 2025, o que, se comparado em bases térmicas, fará dele a segunda fonte de energia primária do mundo já em 2010, mantendo-se apenas atrás de óleo cru que responderá por 39% do total da energia consumida no mundo no final do primeiro quarto do século XXI. De maneira similar aos últimos anos, os países em desenvolvimento deverão ser os principais responsáveis pelas maiores taxas de crescimento (2,9%a.a.), muito embora nos países desenvolvidos o consumo gasífero igualmente deverá elevar-se em significativos 1,8%a.a no período analisado. Ainda que com números distintos, o World Energy Outlook 2002 (AIE, 2001) publicado pela Agência Internacional de Energia, aponta na mesma direção, prevendo um crescimento médio anual igualmente expressivo de cerca de 2,7%a.a. até 2020, o que representará um consumo de 4,31 trilhões de m<sup>3</sup>/ano nesse mesmo ano. Da mesma forma que o estudo anterior, o AIE (2001) prevê que a demanda por gás natural será maior entre os países em desenvolvimento, 3,5%a.a., contra 1,9%a.a. dos países desenvolvidos, ambos impulsionados pelo crescimento do consumo de gás natural para geração de energia elétrica.

Entretanto, cabe ressaltar que a consolidação destes cenários esbarra ainda na capacidade dos países em desenvolvimento em viabilizar vultuosos investimentos em infraestrutura de gás natural em mercados muitas vezes incipientes e nem sempre compatíveis às próprias reservas a serem desenvolvidas. Não raras vezes, condições econômicas desfavoráveis a investimentos em longo prazo inviabilizam a modernização dos processos produtivos, o que tende a dificultar a expansão da demanda de gás natural nesses mercados. Assim, diversos países têm optado pelo desenvolvimento de projetos de exportação de gás natural como forma de não somente antecipar as receitas provenientes da exploração do recurso natural, como também impulsionar o desenvolvimento dos próprios mercados em condições economicamente mais favoráveis.

### 3.1 Expectativas de crescimento do comércio inter-regional de gás natural

Conforme lembra Cornot-Gandolphe et al. (2003), não obstante as descobertas de reservas de gás natural nesses últimos anos tenham ocorrido em todas as regiões do mundo, sua distribuição em relação ao tamanho e ao ritmo de crescimento dos mercados não tem sido, assim, muito harmoniosa. Segundo dados da BP (2004), as reservas provadas mais do que triplicaram nestas últimas três décadas, totalizando 155,8 trilhões de m<sup>3</sup> no início de 2002, sendo que menos 10% destas novas descobertas localizavam-se próximas às regiões de consumo elevado de gás natural, tais como a América do Norte e a Europa Ocidental. Ou seja, tais descobertas, embora tenham mantido a relação reservas/produção mundial superior a 60 anos mesmo com o crescimento acelerado do consumo de gás natural observado nestas últimas décadas, acentuaram a discrepância geográfica em relação à distribuição das reservas em termos regionais, conforme pode ser observado na Figura 18<sup>64</sup>.



**Figura 18 – Disparidade regional das reservas provadas de gás natural**

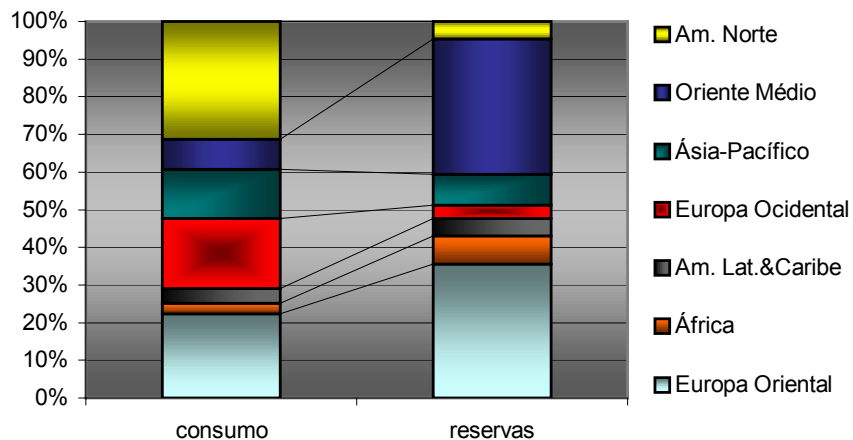
[fonte: BP, 2004]

<sup>64</sup> Especificamente na América do Norte, a relação R/P manteve-se estável em um patamar próximo a 15 anos até meados da década de noventa, quando então iniciou uma trajetória declinante que, em 2002, indicava aproximadamente 9,4 anos. Já a Europa Ocidental, embora apresente uma relação R/P em torno de 25 anos, tem apresentado uma taxa de declínio da produção local muito mais significativa (de fato, em 1980 tal relação indicava uma disponibilidade de algo em torno de 60 anos).

Como resultado deste desequilíbrio geográfico entre as novas descobertas e o consumo gasífero nesses últimos anos, a participação dos países industrializados declinou de 24,3% em 1970 para algo em torno de 5% das reservas provadas de gás natural no mundo em 2000. Paralelamente, houve uma concentração ainda maior das reservas no Oriente Médio e Europa Oriental, que respectivamente expandiram suas participações no estoque mundial de gás, passando de 27,5% e 22,3% em 1970, para 37,9% e 35,1% em 2000. Nas demais regiões, apenas a África teve reduzida sua participação de 12% em 1970 para 7,5% das reservas globais em 2000, muito embora tal redução decorra não da falta de novas descobertas, mas sim da ponderação frente às regiões com maior disponibilidade. Finalmente, observa-se ainda uma evolução nas das reservas na Ásia e na América do Sul e Central, as quais incorporaram às suas reservas mais de 13,7 trilhões de m<sup>3</sup> nesse período, atingindo respectivamente, 6,9% e 4,6% em 2000 contra 3,8% e 4% registrados em 1970.

Ou seja, a despeito da tendência de crescimento mais acelerado do consumo em países emergentes, o descompasso na participação da demanda por gás natural entre as diversas regiões do globo é ainda muito elevado. Com o declínio das reservas geograficamente próximas aos principais centros de consumo, o mercado gasífero mundial tende a assemelhar-se cada vez mais ao mercado de óleo cru no sentido em que intensifica-se a polarização entre regiões com amplos excedentes gasíferos e regiões cada vez mais demandantes de suprimento externo. Entre as primeiras estão o Oriente Médio e a Europa Oriental, mais especificamente, os países da antiga União Soviética, os quais atualmente respondem juntas por apenas 30,5% do consumo global, muito embora detenham 78% das reservas provadas mundiais. No outro extremo encontram-se regiões como a Europa Ocidental e América do Norte, que representam algo em torno de 54,1% do consumo gasífero mundial, embora detenham apenas 8,3% das reservas provadas do mundo, conforme pode ser visualizado na Figura 19.





**Figura 19 – Participação do consumo e das reservas provadas de gás natural em 2002**

[fonte: elaboração própria com dados extraídos do BP, 2004]

Em permanecendo o atual nível de desenvolvimento tecnológico e a tendência de distribuição geográfica das reservas remanescentes, restam poucas dúvidas de que a continuidade do suprimento para regiões de grande consumo dar-se-á cada vez mais a partir da expansão do comércio inter-regional de gás natural. De acordo com Cornot-Gandolphe et al. (2003), o volume de gás natural comercializado entre regiões deverá triplicar nas próximas três décadas, atingindo algo em torno de 1100 bilhões de m<sup>3</sup>/ano em 2030. Deste total, mais de 80% deverá ser destinado a atender a demanda proveniente da Europa Ocidental e a América do Norte.

De fato, se os projetos de exportação representam uma alternativa para que países emergentes possam viabilizar investimentos voltados ao desenvolvimento de mercados locais em condições economicamente mais favoráveis, as perspectivas em relação à expansão do comércio inter-regional de gás natural podem significar, então, uma “janela de oportunidades” para aqueles países localizados geograficamente mais próximos aos principais mercados consumidores da Europa Ocidental e da América do Norte, tais como o Brasil, por exemplo. Entretanto, cabe ressaltar que essa estratégia de desenvolvimento do mercado doméstico conjuntamente a projetos de exportação deve ser analisada com cautela, principalmente após a tendência recente de modificação nos mecanismos de comercialização internacional de gás natural advindas do processo de liberalização dos mercados de energia no mundo, as quais serão tratadas em detalhes nas próximas sessões.

### 3.2 Estrutura organizacional da indústria gasífera

Porém, antes de adentrar à discussão acerca da evolução recente do comércio internacional, cabem algumas breves considerações sobre como o processo de liberalização dos mercados de energia tem modificado a estrutura organizacional da indústria gasífera mundial e, sobretudo, os próprios mecanismos de comercialização internacional de gás natural.

Tradicionalmente, a indústria gasífera caracteriza-se pela elevada rigidez operacional advinda, tanto do nível de desenvolvimento do mercado, quanto das próprias particularidades físicas e econômicas dos ativos de infra-estrutura de transporte e distribuição. Abstendo-se temporariamente da discussão acerca da maturidade dos mercados, vale ressaltar que a infra-estrutura gasífera, além de partilhar das características apresentadas pelas indústrias de rede discutidas no Capítulo 1<sup>65</sup>, desfruta ainda de fortes economias de integração decorrentes da interdependência e da especificidade de seus ativos. Logo, as empresas envolvidas nas atividades de transporte e distribuição são não apenas monopolistas, mas procuram, sempre que possível, integrar, dentro da firma, todas as etapas da cadeia produtiva de forma a assegurar a coordenação ótima entre os ativos e evitar qualquer risco de ruptura no fornecimento (ANP, 2001b). Tais peculiaridades, associadas ao contexto político-institucional vigente no pós-guerra, favoreceram o desenvolvimento da indústria de gás natural em uma estrutura organizacional baseada em monopólios naturais<sup>66</sup> nos segmentos de transporte e distribuição, os quais, por sua vez, caracterizavam-se, ou pela forte integração vertical e horizontal, ou pela preponderância de contratos em longo prazo como forma de minimizar os custos de transação nas interfaces não integradas (ALVEAL e ALMEIDA, 2000).

---

<sup>65</sup> Indivisibilidade, preponderância das economias de escala e sua estrutura particular de custos caracterizada por vultuosos aportes iniciais de capital com longo prazo para maturação dos investimentos.

<sup>66</sup> A estrutura de mercado americano baseava-se em empresas privadas reguladas a partir de um amplo arcabouço jurídico-institucional, enquanto que na experiência européia, o desenvolvimento da indústria de gás natural (aqui incluem-se os países da antiga União Soviética) deu-se dentro da lógica em que o Estado assumia para si a responsabilidade pelos investimentos em expansão da infra-estrutura gasífera. Com exceção da Alemanha, e posteriormente em 1986, do Reino Unido, em todos os demais países do continente europeu o capital público ainda participa de forma majoritária do capital acionário das empresas destes segmentos.

Por sua vez, tais contratos de compra e venda de gás natural entre segmentos não verticalizados da indústria gasífera normalmente incorporavam, além de termos referentes ao volume, preço, vigência e demais condições do fornecimento, rígidas cláusulas do tipo *take-or-pay* e *ship-or-pay* que previam o pagamento, pelo comprador, de volumes mínimos preestabelecidos de gás natural independentemente de ter-se utilizado dele ou não. Esse compromisso de pagamento por quantidades mínimas contratadas, amplamente presente nos contratos da indústria gasífera até hoje, decorre da necessidade de reduzirem-se os riscos associados ao comportamento oportunista de um dos agentes que, em situações adversas, teria incentivos para apropriar-se de parte da renda do agente proprietário de um ativo de relacionamento-específico<sup>67</sup>. Essa propensão ao oportunismo de um dos agentes em relação à vulnerabilidade do outro fez com que a indústria gasífera tradicionalmente se desenvolvesse tendo como lastro contratos em longo prazo (em geral, compatíveis com o próprio tempo de amortização do capital investido no projeto), com cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay* que variavam entre 80 a 100% da quantidade total contratada. De acordo com Jensen (2003), trata-se de uma divisão de riscos entre vendedores e compradores, onde os primeiros assumem os riscos relacionados à oscilação de preços e os últimos, os riscos em relação ao volume comercializado.

Adicionalmente às cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay*, os contratos de comercialização de gás natural tradicionalmente incorporavam cláusulas que vinculavam os preços do gás natural ao óleo cru ou seus derivados, até então visto como seu substituto direto. Muito presente ainda hoje, tal prática, que pareceu, a princípio, necessária face à insignificância dos mercados cativos de gás natural, tem sido atualmente muito criticada em função das distorções em relação a outras fontes de energia primária tais como o carvão e a energia nuclear. Conforme Jensen (2003), a experiência japonesa ao desenvolver sua indústria de gás natural é talvez o mais ilustrativo exemplo dos problemas decorrentes deste método de precificação do gás. Quando do período de assinatura dos contratos de

---

<sup>67</sup> De acordo com Williamson (1979), os ativos de relacionamento-específico podem acontecer em função 1.) da especificidade física do recurso, tal qual observado em investimentos em equipamentos projetados para um uso particular; 2.) da especificidade locacional, decorrente do posicionamento dos ativos 3.) da especificidade do fator humano, decorrente de investimentos, treinamento e desenvolvimento de certas habilidades valorizadas apenas no contexto das transações vigentes e, finalmente, 4.) da especificidade advinda de recursos dedicados que em caso de descontinuidade da relação de troca entre as partes resultaria em elevada capacidade ociosa por parte do proprietário destes recursos.

importação de GNL, aproximadamente 73% do segmento de geração de energia elétrica japonês, tido como fundamental na estratégia de diversificação da matriz a partir do gás natural, baseavam-se em usinas termelétricas movidas a óleo combustível. De fato, a decisão de vincular o preço do GNL ao preço do óleo cru praticamente não alterava a ordem de despacho do sistema, visto que o óleo combustível e o gás natural variavam de modo similar quando das oscilações no mercado internacional. Entretanto, os altos preços do petróleo e a sensação de vulnerabilidade deixada pelas crises da década de setenta alteraram a lógica de investimentos no segmento de geração de energia elétrica que prevalecia até então no Japão. A expansão do parque japonês de geração nas décadas subseqüentes à assinatura dos contratos de GNL deu-se preponderantemente a partir de usinas movidas a carvão e nucleares, o que não somente reduziu a geração a óleo combustível (que atualmente responde por apenas 10% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Japão), como também alterou a estrutura de despacho das usinas termelétricas a gás natural, deslocando-as gradativamente da geração de base para o atendimento às demandas de pico do sistema. Essa redução no fator de carga das usinas movidas a gás, por sua vez, gerou alguma ineficiência em relação aos contratos previamente assinados, a qual, de certa forma, foi incorporada às tarifas de eletricidade ao consumidor japonês.

Pode-se concluir por aí que, em função da segmentação regional vigente nos mercados gasíferos no mundo, os termos destes contratos, que em última instância resultavam do poder de barganha de cada um dos agentes envolvidos no momento das negociações, acabavam por delinear as próprias características dos mercados gasíferos até então desenvolvidos (PERCEBOIS, 1986). Isso, em parte, explica a discrepância em relação aos preços e à vigência dos contratos ainda amplamente observada entre diversos mercados gasíferos no mundo, principalmente em relação aos contratos de comercialização de GNL. De acordo com dados da EIA (2003), o gás natural liquefeito tem sido historicamente comercializado no mercado asiático a uma média de US\$4,00/MBTU, muito superior aos preços praticados na América do Norte e na Europa, cuja média gira em torno dos US\$3,00/MBTU. Essa distinção nos níveis de preços praticados entre essas regiões é, em parte, explicada pela própria ênfase que cada um dos mercados dá à confiabilidade do suprimento de GNL e relaciona-se com a maneira pela qual os importadores precificam-no

no longo prazo. Nos mercados asiáticos, por exemplo, a indexação de preços vincula-se à evolução do preço do óleo cru no mercado internacional. Especificamente no Japão, o índice utilizado é o *Japanese crude cocktail* (JCC), o qual compreende uma cesta de óleos leves importados pelo país. Já no mercado europeu, os preços dos contratos de GNL são preponderantemente atrelados à evolução do *heating fuel* durante um período de tempo que normalmente compreende seis meses ou um ano. Alguns contratos, tal como o negociado recentemente pela Gas Natural da Espanha com os fornecedores de Trinidad & Tobago, incluem ainda índices relacionados aos preços praticados nos mercados de energia elétrica, garantindo assim a competitividade do gás natural junto aos seus substitutos diretos, de acordo com o seu uso final. Além disso, os contratos europeus são geralmente menos rígidos dos que os negociados no mercado asiático, uma vez que incluem cláusulas de renegociação periódicas de preços ao longo do período de vigência do contrato. Finalmente, no mercado norte-americano os preços dos contratos de GNL são normalmente referenciados aos preços comercializados no Henry Hub, deduzidos ainda do preço de transporte do terminal de regasificação até a Louisiana.

Em suma, a indústria gasífera desenvolveu-se a partir de uma clássica combinação de contratos em longo prazo e fórmulas que geralmente vinculavam o preço do gás natural ao óleo cru de maneira a garantir bases econômicas estáveis nos investimentos em infraestrutura gasífera. Ambos, porém, tendem a sofrer sensíveis alterações com o avanço dos processos de reestruturação dos mercados gasíferos pelo mundo. Entretanto, cabe lembrar que, tanto as implicações destas mudanças, como os fatores que os influenciam são diferentes. A duração dos contratos afeta os custos de transação entre compradores e vendedores, enquanto que a componente de preços altera a competitividade do gás natural frente aos seus concorrentes diretos (SUTHERLAND, 1993) e a partilha da renda gerada pela comercialização do gás entre todos os agentes. Ambos serão discutidos nas próximas duas sessões.

### **3.1.1 Liberalização dos mercados e sua relação com a duração dos contratos**

Especificamente na indústria gasífera, a reestruturação visa promover a implementação de novos modelos institucionais baseados, fundamentalmente, na tentativa

de introdução de concorrência naqueles segmentos potencialmente competitivos da cadeia gasífera tanto pela redução do Estado nos novos empreendimentos, quanto pelo surgimento de novos entrantes buscando explorar as oportunidades de negócio que nascem da desverticalização (KRAUSE; PINTO JÚNIOR, 2001). O modelo tradicional alicerçado em monopólios naturais regulados, verticalização da indústria a partir de contratos em longo prazo e economias de escala, embora tenha sustentado a ampliação da infra-estrutura gasífera em um primeiro momento, vem sendo deslocado por outro que visa incentivar a redução das barreiras econômico-institucionais para entrada de novos agentes em mercados antes restritos.



**Figura 20 – Quadro da evolução do processo de liberalização em diversos países**

[fonte: elaboração própria]

Ainda que significativas diferenças surjam entre os diversos mercados no mundo, em linhas gerais o processo de liberalização dos mercados gasíferos visa simultaneamente i.) promover a redução das barreiras econômicas e institucionais dos segmentos potencialmente competitivos (produção e comercialização) e ii.) revisar as regulações dos segmentos com características de monopólio natural (transporte e distribuição). No segmento de distribuição, a regulação pauta-se na implementação de ações voltadas a garantir condições mínimas de qualidade e de regularidade no atendimento ao mercado, dado que este segmento mantém suas atribuições de serviço público. Já no segmento de

transporte, tido como central no desenho regulatório, a reestruturação da indústria de gás natural baseia-se no princípio de livre acesso de terceiros à infra-estrutura da empresa regulada como forma de, simultaneamente, minimizar seu poder de mercado e possibilitar a negociação, diretamente ou através de terceiros (*traders*), entre produtores e distribuidoras ou produtores e consumidores finais.

Muito embora seja questionável a efetividade de tais modelos em promover um ambiente de competição gás-gás entre diversos agentes e, simultaneamente, garantir a continuidade dos investimentos em expansão da rede em uma indústria com características de serviço público, as tendências e conseqüências destas reformas não devem ser negligenciadas, principalmente no que diz respeito à duração dos contratos de comercialização de gás natural.

De acordo com a teoria dos custos de transação, inicialmente desenvolvida por Williamson (1985), a duração destes contratos é determinada pelos agentes de forma a minimizar os custos de transação referentes à comercialização de gás natural, os quais incluem custos com negociação, monitoramento, obrigações, renegociação de aditivos e, finalmente, os custos associados aos riscos de comportamento oportunista e ruptura de contrato. De posse destas informações, os agentes buscam minimizar os custos de transação a partir do desenho de um contrato mutuamente benéfico e com duração adequada. Por um lado, tem-se os contratos em curta duração, que se caracterizam por terem custos de renegociação mais relevantes e por possibilitarem, sob certas condições de desequilíbrio entre as partes, a captura de um dos agentes pelo outro. Do outro lado estão os contratos em longo prazo, cujos custos mais relevantes associam-se à sua concepção, dada a dificuldade em antecipar possíveis contingências ao longo do período de vigência do contrato, aumentando assim as possibilidades de ruptura do contrato, comportamento oportunista e custos com eventual litígio entre as partes.

Vê-se, desta forma, que a evolução histórica dos mercados gasíferos a partir de contratos em longo prazo justificava-se no período anterior à liberalização dos mercados, uma vez que os custos de renegociação e as possibilidades de comportamento oportunista associados aos contratos de curta duração eram realmente elevados. Entretanto, com a desregulamentação dos preços do gás natural e conseqüente redução na previsibilidade de evolução do mercado, os custos relacionados aos contratos em longo prazo tendem a

umentar consideravelmente. Adicionalmente, o estabelecimento de mercados dedicados à comercialização de gás natural atua no sentido de reduzir os custos relacionados à renegociação contratual, tornando os contratos *spot* e em curto prazo mais atrativos em relação aos custos associados às transações no mercado gasífero.

No mercado norte-americano, por exemplo, a desvinculação dos serviços de transporte da propriedade do gás natural decorrente do livre acesso<sup>68</sup> permitiu a negociação direta entre produtores e os demais agentes da cadeia, o que viabilizou a criação de um mercado *spot* e, posteriormente, de um mercado de futuro para comercialização de gás natural<sup>69</sup>. De fato, as condições favoráveis deste mercado, tais como a quantidade de agentes, a disposição geográfica de compradores e vendedores e a maturidade dos mercados consumidores possibilitaram a redução da especificidade dos ativos gasíferos e a gradativa substituição dos contratos em longo prazo por outros de mais curta duração. Em boa parte dos casos, a minimização destes custos de transação passou a ser obtida a partir de um menu de contratos adequados ao perfil de cada consumidor e não apenas pelos contratos em longo prazo, tal qual observado anteriormente nesses mercados. Da mesma forma, a confiabilidade no suprimento de gás natural para os consumidores, antes garantida exclusivamente pelos contratos em longo prazo entre produtores-transportadores e transportadores-distribuidores/consumidor final, agora recai na liquidez do mercado gasífero norte-americano.

Paralelamente ao mercado norte-americano, o Reino Unido, antes caracterizado pela presença de monopólio estatal, igualmente promoveu a liberalização do seu mercado gasífero a partir de reformas que visavam diminuir o poder de mercado da British Gas

---

<sup>68</sup> As condições de livre acesso à terceiros no mercado americano foram estipuladas a partir de meados da década de oitenta pelo Federal Energy Regulatory Commission (FERC Orders 436, 500 e 636), permitindo assim que produtores e comercializadores pudessem negociar gás diretamente aos grandes consumidores. Assim, as empresas de transporte que antes atuavam como comercializadoras de gás natural (adquiriam-no em contratos em longo prazo junto aos produtores, transportavam-no e revendiam-no em contratos em longo prazo aos distribuidores locais e grandes consumidores), tornaram-se, após o livre acesso, predominantemente transportadores de gás natural.

<sup>69</sup> Conforme Sutherland (1993), o mercado *spot* de gás natural pode ser mais bem descrito como um mercado *forward*, uma vez que a negociação acontece até a última semana do mês com a entrega prevista para os próximos 30 a 90 dias. Diferentemente do *spot*, o mercado futuro de gás é basicamente um mercado de preços, dado que apenas 1% dos contratos são efetivamente executados. Em mercados maduros como o norte-americano, a interação entre compradores e vendedores faz do mercado futuro o principal mecanismo de alocação de recursos entre os agentes, que passam a posicionar-se em função das expectativas de preço deste mercado para os próximos meses.



(BG). No rastro da experiência britânica, de certa forma paradigmática para os demais países europeus, o processo de liberalização evoluiu em outros países europeus rumo à unificação dos mercados gasíferos sob uma mesma diretriz da União Europeia (UE). Atualmente Áustria, Itália, Espanha e parte da Bélgica já liberalizaram completamente seus mercados gasíferos. O mercado alemão, embora tenha evoluído em relação à reestruturação de seu mercado de gás, na prática ainda encontra-se praticamente inacessível a novos entrantes em função das posições dominantes dos *players* locais e das particulares contratuais em vigência até então. Mesmo o mercado francês, aparentemente mais reticente às mudanças em seu modelo de desenvolvimento, tem igualmente mostrado alguma evolução no sentido de promover tais reformas.

Não obstante qualquer análise do impacto destas reformas nos mecanismos de negociação inter-regional de gás natural possa ainda ser considerada prematura, a tendência preconizada por vários analistas é que, a despeito da ênfase dos novos modelos em transações em curto prazo, os contratos em longo prazo ainda deverão prevalecer como os principais instrumentos de compra e venda de gás, coexistindo com contratos *spot* e em curto prazo pelo menos durante as próximas duas décadas.

Porém, conforme ressalta Stern (2002), os termos e as condições para a comercialização de gás natural dos contratos em longo prazo deverão alterar-se significativamente, tornando-se cada vez mais flexíveis em relação aos prazos e condições de fornecimento. Essa demanda por maior flexibilidade dos mecanismos de comercialização de gás natural decorre principalmente das crescentes dificuldades por parte dos importadores em assumir, a partir de contratos em longo prazo, os riscos de volumes associados às flutuações da demanda dos mercados já liberalizados. De certo modo, o processo de liberalização e conseqüente quebra dos monopólios regionais dificultaram, para não dizer eliminaram, dos importadores a possibilidade de diluir os riscos de volume associados aos contratos em longo prazo entre todos os seus consumidores (BANKS, 2003). Sem as mesmas condições de repasse das obrigações contratuais assumidas ao longo do processo de negociação, os importadores passam a demandar condições de suprimento mais próximas ao perfil de consumo local e/ou cláusulas menos restritivas que possibilitem o redirecionamento de eventuais excedentes para outros mercados.

No plano da comercialização internacional de gás natural, essa tendência de maior flexibilização dos mecanismos de negociação de gás natural tem particularmente favorecido a opção de transporte via GNL. Os contratos, antes tão ou mais rígidos que os referentes à comercialização via gasodutos, tornam-se cada vez mais maleáveis em relação às tradicionais restrições operacionais, especificamente no que tange as condições de destino e as cláusulas de compromisso de pagamento por quantidades mínimas contratadas. Os novos contratos já avançam no sentido de reduzir o volume atrelado às cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay* e boa parte deste volume não mais é vinculada às condições “*cost of transportation, insurance and freight*” (*c.i.f.*)<sup>70</sup>, passando a ser agora atrelada às condições “*free on board*” (*f.o.b.*), o que dá ao comprador o direito de optar pelo redirecionamento do transporte para mercados alternativos, aproveitando possíveis arbitragens ou simplesmente melhorando a eficiência do transporte ao otimizar as rotas de suprimento<sup>71</sup>. Como exemplo pode-se citar a renovação dos contratos de 20 anos para fornecimento de 7,4 mta entre as “*utilities*” japonesas e a Malaysian LNG, no qual um quarto do volume total contratado referencia-se a condições mais flexíveis de transporte e à redução nos custos de frete para os compradores (EIA, 2003).

Entretanto, a tendência de flexibilização a partir da eliminação das cláusulas de restrição de destino ainda esbarra nas limitações relativas à quantidade de metaneiros não vinculados a projetos específicos. De acordo com Pfeiffer (2004), em janeiro de 2000 a frota mundial era composta por 114 navios, dos quais apenas 8 estavam disponíveis para transações no mercado *spot*. Atualmente, embora a frota tenha aumentado para 151 metaneiros, a participação dos navios descontratados aptos a operarem em transações em curto prazo provavelmente mantém-se inalterada (CORNOT-GANDOLPHE, 2002). Apenas de posse de capacidade excedente nas plantas de liquefação e de navios descontratados, os importadores tornar-se-ão efetivamente aptos a aproveitarem-se melhor

---

<sup>70</sup> Diferentemente do *f.o.b.*, as condições de entrega *c.i.f.* caracterizam-se pela inclusão do transporte até o ponto de destino da commodity, que especificamente no caso do GNL representa o ponto de conexão do metaneiro ao terminal de regasificação.

<sup>71</sup> A primeira concessão significativa em relação às cláusulas de destino foi conseguida pela Enrol em 2000 junto aos investidores do projeto Malaysia Tiga, que pretendia redirecionar, quando necessário, algo em torno de 2 mta para abastecimento do seu projeto em Dabhol (Índia). Muito embora a falência da Enrol tenha impedido a utilização deste recurso como previsto inicialmente, tal concessão abriu precedentes para outras negociações pelo mundo.

da flexibilidade operacional decorrente da menor restrição contratual ora acordada, adequando suas fontes de suprimento à sazonalidade dos seus mercados ou, dependendo das características dos investidores, atuando nas possíveis arbitragens entre os diversos mercados através de contratos *spot* ou em curto prazo.

### 3.1.2 Impactos nos mecanismos de precificação do gás no mercado internacional

Uma vez discutida a tendência de maior flexibilidade contratual e operacional imposta pela liberalização dos mercados gasíferos pelo mundo à indústria gasífera, cabem algumas considerações sobre o impacto desta nos mecanismos de precificação dos contratos internacionais de comercialização de gás. Historicamente, dois métodos têm sido utilizados para precificação do gás natural em negociações internacionais: **o *netback value* e a paridade dos preços *free on board (fob)* em relação aos preços do equivalente em óleo.**

O método *netback value*, defendido pelos importadores, toma como referência o preço dos substitutos diretos do gás natural no uso final e deduz deste valor os custos incorridos com distribuição, estocagem, regasificação e transporte como forma de obter um preço *fob* máximo a ser pago ao exportador. Segundo os importadores, tal método é essencial para assegurar a competitividade do gás natural frente aos demais combustíveis no uso final, visto que a participação de mercados cativos é quase insignificante se comparado a outras fontes de energia primária, tal como o óleo cru no setor de transporte. Em outras palavras, embora a versatilidade do gás natural possibilite a competição nos mais diversos segmentos econômicos, sua penetração no mercado depende de condições econômicas favoráveis em relação aos seus concorrentes diretos no ambiente de consumo, tal qual apregoado pelo método *netback value*.

Já para os exportadores, a maneira mais adequada de precificação do gás natural é o método da paridade em relação ao preço *fob* do óleo cru, corrigido através do seu poder calorífico em relação ao gás natural. Segundo os exportadores, a diferença de preço, originária do custo mais elevado do transporte em relação aos demais combustíveis, seria, basicamente, um prêmio a ser pago pelo consumidor ao adquirir um combustível de qualidade superior e menos agressivo em termos ambientais em relação aos seus pares. Ou

seja, o consumidor deve estar apto a pagar um preço que cubra tanto dos custos de produção, quanto os custos de oportunidade relacionados ao uso de um tipo de energia não renovável e de qualidade superior aos seus demais substitutos. Embora mais coerente do que o *netback value* defendido pelos importadores, o método da paridade em relação ao óleo pressupõe a internalização dos custos ambientais e de produtividade relacionados à utilização do gás natural, o que, embora venha gradativamente adquirindo maior importância nas decisões de investimento por parte dos consumidores finais, ainda não parece ser, na prática, algo amplamente priorizado pelos importadores.

Ademais, embora a diferença entre tais métodos pareça ser basicamente questão de referência (do consumidor final à produção ou vice-versa), sua escolha incorpora uma das mais intrincadas controvérsias da indústria gasífera no mundo; a divisão das rendas econômicas provenientes da comercialização do gás natural. A existência desta renda, por sua vez, justifica-se pelo fato do gás natural ser um recurso não-renovável, o que significa que sua extração em um período torna-lo-á indisponível posteriormente. Desta forma, a precificação do gás natural, tal qual observada em outros produtos minerais não-renováveis, incorpora não somente os custos marginais decorrentes da sua produção, mas também o custo de oportunidade associado à sua extração futura, compondo, assim, a renda econômica associada à exploração do gás natural<sup>72</sup>. A divisão das rendas geradas pela comercialização do gás natural, ou mais especificamente, a diferença entre o preço pago pelo consumidor final e os custos relacionados à produção, liquefação, transporte, estocagem e distribuição, tem sido o principal imbróglio das negociações internacionais de preços do gás natural, uma vez que determina a distribuição dos lucros entre produtores (exportadores) e consumidores (importadores).

Logo, conclui-se que o preço do gás natural no mercado internacional tradicionalmente varia entre uma faixa na qual o preço máximo é dado pela paridade na produção, enquanto o preço mínimo recai na paridade nos usos finais (*netback value*). Segundo Percebois (1989), embora restrita a essa faixa, os preços negociados podem ainda sinalizar os fatores dominantes no momento da negociação do contrato, tal qual observado na Tabela 4.

---

<sup>72</sup> Na verdade, a renda econômica total seria a soma do custo de oportunidade intertemporal mais a renda diferencial (ou ricardiana) associada à produtividade da jazida em relação às demais.

<b>Base de preços</b>	<b>Condição de negociação</b>
<b>Paridade na produção</b>	provável somente em mercados com excesso de demanda de gás natural
<b>Paridade nos preços <i>FOB</i></b>	quando o poder de barganha dos países exportadores prevalece sobre os importadores
<b>Paridade nos preços <i>CIF</i></b>	quando há um certo equilíbrio de forças entre exportadores e importadores;
<b>Paridade no uso final*</b>	provável em mercados com excesso de oferta de gás natural;

\* referente à energia útil

**Tabela 4 – Faixa de preços de compra e venda de gás natural no mercado internacional**

[fonte: Percebois, 1989]

Ou seja, o resultado das negociações dos contratos em longo prazo e consequentemente, da própria partilha das rendas geradas pela comercialização de gás natural, relacionam-se diretamente com as expectativas dos agentes em relação às condições de oferta e de demanda ao longo do período de negociação. Nesse aspecto, as negociações para transporte de gás natural a partir de gasodutos são, em geral, conduzidas tomando-se como base as condições regionais, de acordo com a abrangência do projeto em pauta. Entretanto, verifica-se que, com a crescente integração dos mercados gasíferos e com a redução dos custos de transporte via GNL, as condições de contorno dos contratos tornam-se cada vez mais complexas. Inúmeros fatores, tais como a capacidade instalada excedente em plantas de liquefação em termos globais, acesso dos países importadores a múltiplas fontes alternativas de suprimento (inclusive via gasodutos), expectativas de crescimento e adequação do suprimento ao perfil da demanda do mercado importador, tornam-se ainda mais relevantes no processo decisório, tanto dos países importadores, quanto nos exportadores. Em relação à oferta, a competição entre os *players* já estabelecidos e os novos entrantes (geralmente países com reservas abundantes e mercados insuficientes para utilizá-las adequadamente) intensifica-se, aumentando o poder de barganha dos países importadores. Um exemplo ilustrativo disso recai no processo de negociação para suprimento do terminal de regasificação de Guangdong, o primeiro a ser instalado na China e tido como altamente promissor face às expectativas de crescimento do mercado gasífero chinês. Devido principalmente à existência de alguma capacidade de

processamento excedente nas plantas de liquefação próximas à Guangdong (estimado em aproximadamente 10 mta), houve uma intensa competição pelo contrato de concessão entre os potenciais proponentes do projeto, o que culminou na assinatura de contratos em condições amplamente favoráveis aos chineses<sup>73</sup>.

Desta forma, constata-se que a discussão em relação à partilha de rendas subordina-se cada vez mais às condições de oferta e demanda em termos globais, a qual, por sua vez, condiciona-se ao modo como se dará a continuidade de investimentos em expansão da infra-estrutura em um ambiente cada vez mais dinâmico e imprevisível em relação à sazonalidade dos mercados consumidores. Conforme Banks (2003), as crescentes incertezas associadas à ênfase dos mercados já liberalizados em negociações em curto prazo e mecanismos de gerenciamento de risco em oposição aos tradicionais contratos em longo prazo podem facilmente conduzir a um decréscimo dos investimentos físicos, intensificando a volatilidade dos preços de gás natural no mercado internacional e, conseqüentemente, da própria partilha das rendas entre as partes. De fato, os acontecimentos recentes no mercado gasífero argentino corroboram tais preocupações (WGI, 2002).

Outra discussão cada vez mais relevante no novo contexto dos mercados de energia diz respeito aos mecanismos de indexação do gás natural. A maneira inicialmente preconizada pelos agentes de vinculá-lo ao óleo cru (mercado asiático) ou aos seus derivados (mercado europeu) tem mostrado-se cada vez menos adequada em um novo ambiente de mercado onde a competição inter-combustíveis tem tornado-se mais intensa. A própria evolução de alguns dos contratos de comercialização do mundo, por si só, já tem revelado uma tendência de maior flexibilidade em relação aos índices utilizados para precificação de gás natural no mercado internacional. Os contratos japoneses, por exemplo, apesar de permanecerem vinculados a uma cesta de óleos cru importados, utilizam-se de uma fórmula (conhecida como curva S) onde a parte variável dos preços de GNL segue linearmente as oscilações do óleo cru dentro de uma faixa pré-estabelecida (em geral entre US\$21,00 a US\$28,00/barril), mas as atenuam quando os preços do óleo no mercado internacional encontram-se fora desta faixa de valores.

---

<sup>73</sup> De acordo com EIA (2003), o contrato assinado entre a North-West Shelf (Austrália) e Guangdong obteve uma redução de 20% em relação aos preços praticados atualmente no mercado japonês.

Outros contratos, tal como o negociado recentemente pela Gas Natural da Espanha com os fornecedores de Trinidad & Tobago, já incluem índices relacionados aos preços praticados nos mercados de energia elétrica local, garantindo assim a competitividade do gás natural junto aos seus substitutos diretos de acordo com o seu uso final. Nesses casos, não somente a liberalização dos mercados gasíferos tem influência na maneira pela qual dá-se a negociação de gás natural, mas também a liberalização dos mercados de energia elétrica igualmente passa a afetar os mecanismos de precificação de gás natural. A competição no segmento de geração preconizado pelos novos modelos da indústria de energia elétrica e a evolução tecnológica recente das usinas termelétricas movidas a gás têm contribuído no sentido de expandir o consumo de gás natural em diversas regiões do globo, não só alterando o perfil da demanda gasífera mundial (conforme discutido anteriormente), mas também promovendo a convergência entre os mercados gasíferos e o de energia elétrica. Em mercados já plenamente liberalizados como o britânico e o norte-americano, o investimento em usinas termelétricas a ciclo combinado confere aos investidores a opção de arbitrarem simultaneamente nos mercados de energia elétrica e de gás natural, uma vez que os agentes têm a possibilidade revender parte do gás natural contratado a longo prazo no mercado *spot* de gás, suprindo seus consumidores com energia elétrica adquirida no mercado *spot* de eletricidade (e vice-versa), caso ocorra alguma arbitragem entre os dois mercados<sup>74</sup>. Desta forma, é razoável supor que quanto maior a participação do consumo termelétrico na demanda de gás natural, maior será a atuação destes agentes, aumentando, assim, a correlação entre os preços do gás natural e da energia elétrica nesses mercados (livres). De fato, como a expectativa em relação ao uso final do gás natural sempre foi o fator mais importante na decisão sobre o mecanismo mais adequado para sua precificação, é igualmente razoável supor que os índices relacionados à indústria de energia elétrica desempenharão um papel cada vez mais relevante nas próximas décadas em mercados já liberalizados e com liquidez suficiente para permitir arbitragens entre os dois mercados.

Entretanto, a tendência mais lógica é que a evolução do processo de reestruturação dos mercados de energia conduza à criação de indicadores próprios para as negociações

---

<sup>74</sup> Além das arbitragens eletricidade – gás natural, a liberalização dos mercados de energia elétrica tem contribuído também com a liquidez dos mercados gasíferos já liberalizados, que passam agora a contar com a presença de uma nova classe de consumidores, os produtores independentes de energia (PIE).

de gás natural, tal qual já observado no mercado norte-americano. De fato, a criação dos *hub* nos principais pontos de conexão física entre diversas zonas de produção e mercados consumidores e o desenvolvimento dos mercados *spot* e de futuro no mercado norte-americano permitiu que inúmeros negócios passassem a ser referenciados aos índices de preços gerados no próprio mercado de gás natural, tal como os praticados no Henry Hub. De maneira similar na Europa, alguns contratos já vinculam suas receitas à evolução de preços do gás natural em mercados específicos, tal qual observado no contrato recentemente assinado entre a Statoil e a Centrica para a construção de um gasoduto para transporte de gás natural entre a Noruega e o Reino Unido<sup>75</sup>.

Porém, cabe ressaltar que, por não apresentar mercados cativos, a competitividade do gás natural sempre estará subordinada a condições econômicas favoráveis em relação aos seus substitutos diretos, o que não impede a vinculação de preços, mesmo que temporária, a outros combustíveis, tal qual ocorrido no mercado norte-americano alguns anos atrás<sup>76</sup>.

### **3.1.3 A liberalização e a tendência de verticalização da indústria gasífera mundial**

Por fim e não menos importante, cabem ainda algumas pequenas ressalvas sobre os impactos da liberalização dos mercados de energia pelo mundo na estrutura de desenvolvimento dos novos projetos de comercialização internacional de gás natural, especificamente no que se refere às economias de integração e à tendência da indústria gasífera em integrar-se verticalmente.

Em função da predominância da estrutura monopolista, tanto no *upstream*, quanto no *downstream*, a indústria gasífera tradicionalmente utilizou-se de *joint ventures* ou *shareholders agreement* como mecanismo de diluição dos elevados riscos políticos e econômicos associados aos projetos internacionais de comercialização de gás natural no

---

<sup>75</sup> A Statoil recentemente assinou um contrato com a Centrica para construção de um gasoduto utilizando-se de índices vinculados à evolução dos preços nos mercados consumidores atendidos pelo projeto (PIW, jun.17.2002. p7).

<sup>76</sup> O excesso de demanda de gás ocorrido no inverno 2000/2001 no mercado norte-americano, por exemplo, reestabeleceu temporariamente a paridade óleo-gás ao desencadear um processo de substituição de gás natural por óleo combustível no setor industrial (JENSEN, 2003).



mundo. Geralmente lideradas pelas próprias empresas detentoras das concessões no mercado consumidor e nas áreas de produção, essas parcerias, não raras vezes, englobavam inclusive os próprios governos locais como forma de facilitar a incorporação de alguns dos riscos assumidos pelos importadores nos contratos de concessão (JENSEN, 2003). Logo, a mitigação dos riscos e o gerenciamento das incertezas associadas aos contratos em longo prazo eram realizados através do repasse dos compromissos assumidos ao longo de toda a cadeia de fornecimento até o consumidor final (CARVALHINHO, 2003). Em suma, a organização industrial vigente, baseada em empresas monopolistas, tornava-se parte da estratégia dos agentes da indústria gasífera para gerenciamento dos riscos de mercado assumidos.

Entretanto, a quebra dos monopólios e conseqüente privatização de empresas das indústrias de infra-estrutura em diversos países do globo marcaram o início de amplas modificações na estrutura organizacional da indústria gasífera mundial. A estrutura monopolista, antes preponderante, passa gradativamente a ser substituída pela competição nos segmentos de *upstream* e *downstream*, reduzindo, por assim dizer, as condições de repasse dos riscos assumidos pelos países importadores. Contudo, antes de representar uma oportunidade de ampliar a fronteira das possibilidades dos investimentos dos agentes para mercados antes inacessíveis, as reformas dos mercados de energia tem impulsionado o processo de verticalização da indústria gasífera mundial. Várias empresas de distribuição, aproveitando-se das economias de integração amplamente presentes nos mercados gasíferos e das novas oportunidades abertas pelo processo de liberalização dos mercados, adentraram nos segmentos de *upstream* antes restritos a empresas estatais. Na Europa, tradicionais empresas de distribuição, como a Gas Natural e a Gaz de France (GdF) têm realizado aquisições e parcerias com empresas independentes da Europa e estatais dos países do Norte da África nos segmentos de exploração e produção. Na Gaz de France, por exemplo, a meta é aumentar a participação das reservas próprias para algo em torno de 15% do gás natural comercializado pela empresa.

No mercado asiático, a integração, tradicionalmente empregada nos projetos de GNL, intensificou-se. A Korea Gas Corp. (KOGAS), por exemplo, aproveitou-se do período de renegociação dos contratos de fornecimento de GNL e adquiriu 5% de participação no projeto Qatar's RasGas LNG, um dos seus principais fornecedores. Da

mesma forma, a chinesa CNOOC Ltd detém 12,5% do projeto Tangguh liderado pela BP, enquanto que a Tokyo Electric e a Tokyo Gas negociam uma participação de aproximadamente 10% no projeto ConocoPhillips Bayu Undan (JENSEN, 2003).

Em outros casos, observa-se a integração no *downstream*, a qual tem sido utilizada como mecanismo para garantir o *market share* dos exportadores nos disputados mercados europeu e norte-americano. A Petronas (empresa estatal da Malásia), por exemplo, anunciou sua participação no projeto do terminal de recebimento de GNL de South Hook (Reino Unido). A estatal State Qatar Petroleum (QP), que já detém uma participação de 45% no projeto North Adriatic LNG na Itália, também anunciou recentemente sua intenção de participar do projeto South Hook, além de planejar novos investimentos em terminais nos Estados Unidos (WGI, 2003). Ainda, a Sonatrach (estatal argelina) participa de contratos conjuntos com a BP para utilização de parte da capacidade total dos terminais de importação britânicos. Finalmente, no rastro das expectativas favoráveis para o mercado norte-americano, o governo de Trinidad & Tobago estuda parcerias para aquisição de instalações nos Estados Unidos como forma de facilitar a venda do seu gás natural junto ao consumidor final<sup>77</sup>.

Deste novo contexto organizacional da indústria gasífera mundial, constata-se que a integração no *downstream* com empresas já consolidadas nos potenciais mercados consumidores tende a ser a maneira mais vantajosa para comercialização de GNL em projetos internacionais, tal qual pôde ser observado pela experiência recente das empresas Repsol e Tractebel. Ambas, parceiras no projeto Atlantic LNG (Trinidad & Tobago), encontram condições mais favoráveis para atuarem nas possíveis arbitragens abertas entre os mercados norte-americano e europeu visto que detêm participação tanto em terminais de recebimento (Everett nos Estados Unidos e o Zeebrugge na Bélgica), quanto na composição acionária da Gas Natural, maior distribuidora de gás natural da Espanha (JENSEN, 2003).

---

<sup>77</sup> Outra modificação desencadeada pela liberalização dos mercados de energia no mundo foi o processo de convergência entre empresas da área de gás natural e de energia elétrica. Inúmeras fusões e aquisições foram conduzidas entre empresas gasífera e de eletricidade, o que não somente alterou o perfil da indústria mundial de energia, como também marcou a inserção de grandes indústrias petrolíferas no intrincado mercado de energia elétrica. De fato, o crescimento mundial do consumo de gás natural para fins termelétricos permitiu que grandes petrolíferas não somente reforçassem seus segmentos gasíferos, como também adquirissem, direta ou indiretamente, alguma participação em empresas de energia elétrica. A TotalFinaElf, por exemplo, adquiriu em 2001 a participação da AES em ativos de geração e transmissão de energia elétrica na Argentina. A Chevron-Texaco, por sua vez, detém participação nas ações da empresa americana Dynergy, a qual incorporou diversos ativos da antiga Enrol pelo mundo, tanto em gás natural, quanto em energia elétrica.

Em suma, do exposto acima depreende-se que a Petrobras, na condição de detentora de significativa parcela das reservas gasíferas do mercado brasileiro e de contratos de importação junto à Bolívia, deve inicialmente buscar formar parcerias junto a empresas já estabelecidas nos principais países importadores<sup>78</sup>, facilitando, assim, a penetração do GNL brasileiro nestes mercados. Além disso, a própria estrutura do projeto deve ser desenhada de forma a garantir que a Petrobras não venha a tornar-se um “*weak seller*”, ou seja, um parceiro que, por não ter condições de acesso aos mercados consumidores, restringe-se a comercializar seu produto aos demais parceiros em condições comerciais muitas vezes desfavoráveis se comparado às oportunidades externas.

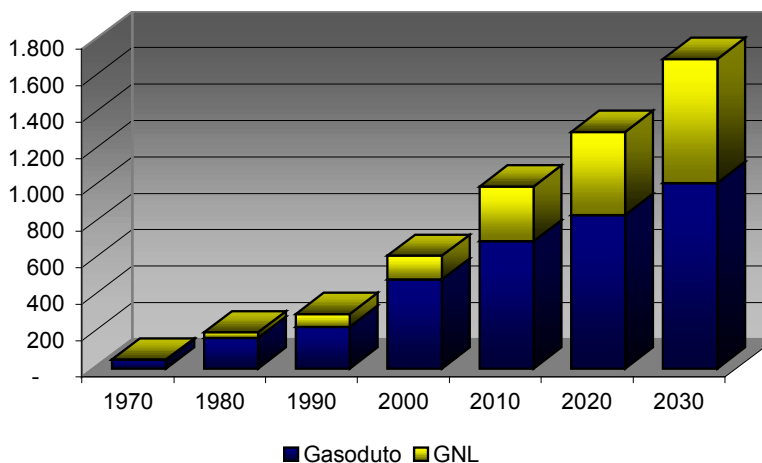
### **3.2 A evolução recente do comércio internacional e a tendência de maior flexibilidade**

Até então predominantemente realizado a partir de gasodutos<sup>79</sup>, o comércio internacional de gás natural começa a adequar-se às novas tendências e à evolução recente da indústria gasífera mundial discutida nas sessões precedentes, o que vem favorecendo as decisões de investimento inerentemente mais flexíveis, tais como o gás natural liquefeito. Não por acaso, a Cornot-Gandolphe et al. (2003) prevê que parte significativa do crescimento do comércio internacional de gás natural esperado para as próximas décadas deverá ser absorvido a partir de GNL, o qual deverá expandir-se a uma taxa quase duas vezes e meia maior do que o previsto para a opção de transporte via gasodutos, tal qual pode ser visualizado na Figura 21.

---

<sup>78</sup> Segundo Gordan Shearer (Poten & Partners) a Tractebel, BG, BP, Shell e Statoil atualmente controlam algo em torno de 95% da capacidade dos quatro terminais de recebimento de GNL do mercado norte-americano. (JENSEN, 2003).

<sup>79</sup> De acordo com dados da BP (2004), 78% do volume total de gás natural comercializado internacionalmente em 2002 deu-se através de gasodutos.



**Figura 21 – Evolução da importação de gás natural no mundo (em bilhões de m<sup>3</sup>)**

[fonte: Cornot-Gandolphe et al., 2003]

De fato, os gasodutos caracterizam-se por apresentarem baixa flexibilidade contratual e operacional decorrentes tanto da indivisibilidade dos ativos, quanto do alto grau de irreversibilidade dos investimentos. Já as condições operacionais do GNL, diferentemente do observado nos gasodutos, subordinam-se às condições contratuais vigentes no mercado gasífero, que por sua vez, tendem a ser cada vez mais maleáveis em relação às tradicionais cláusulas de restrição de destino e de quantidades mínimas contratadas, conforme já discutido nas sessões precedentes. Com a redução destas restrições, novos arranjos contratuais começam a emergir no mercado gasífero mundial, potencializando a flexibilidade operacional do GNL. O biênio 2000/2001, por exemplo, caracterizou-se pelo início de intensas transações *swap*, tanto no mercado atlântico-mediterrâneo, quanto no mercado pacífico-índico<sup>80</sup>. Baseadas nas experiências bem sucedidas de 2000, a estatal argelina Sonatrach, a espanhola Gas Natural, a Tractebel LNG North America e a belga Distrigas assinaram um contrato conjunto em 2001 que, entre outras coisas, torna permanente as transações *swap* realizadas no ano anterior. Neste contrato, a Gas Natural da Espanha transfere parte dos seus carregamentos de GNL vindos de Trinidad & Tobago para os Estados Unidos, enquanto que simultaneamente, os navios

<sup>80</sup> Geograficamente, o mercado mundial de GNL pode ser dividido em dois grandes mercados regionais distintos; o mercado **atlântico-mediterrâneo**, que engloba a maior parte do hemisfério ocidental, incluindo Europa, África e América (exceto o Alasca) e o mercado **pacífico-índico**, que compreende as regiões localizadas na borda dos oceanos Pacífico e Índico, incluindo aqui a planta de liquefação em operação no Alasca.

dedicados ao mercado norte-americano são redirecionados da Argélia para a Espanha, otimizando, assim, os custos de transporte de GNL nestes trechos (CORNOT-GANDOLPHE, 2002). Já no mercado pacífico-índico, as transações de *swap*, antes de representarem estratégias de minimização dos custos de transporte, apresentam-se como importantes mecanismos para gerenciamento da sazonalidade da demanda nos principais mercados importadores, tal como observado nas últimas transações de *swap* entre Japão e Coreia do Sul e entre ambos e Taiwan.

Além das negociações *swap*, o mercado *spot* também tem evoluído consideravelmente ao longo destes últimos anos. A participação das transações em curto prazo<sup>81</sup> no volume total de gás natural liquefeito comercializado no mercado internacional aumentou consideravelmente, passando de 1,5%, em 1997, para algo em torno de 7,8%, em 2001. De certa forma circunstancial, o significativo crescimento dos negócios em curto prazo deu-se em função da existência de capacidade excedente em países como Nigéria, Trinidad & Tobago, Omã e Catar e da ocorrência de inúmeros eventos relacionados tanto com a oferta, quanto com a demanda gasífera em diversos países do mundo nesses últimos anos. A sazonalidade no consumo de gás natural ocasionada por invernos rigorosos na Coreia do Sul e na Espanha, o choque de preços no mercado norte-americano em 2001/2002 e a necessidade da Tokyo Electric em retirar de operação cinco das suas dezessete usinas nucleares em 2002 levaram estes e outros países a recorrerem mais constantemente às transações em curto prazo como forma de complementarem os volumes não afetados ou não vinculados a contratos em longo prazo<sup>82</sup>. Além disso, alguns eventos relacionados à oferta, tais como o desligamento da planta de liquefação de Arun LGN de março a outubro de 2001 devido aos problemas políticos na Indonésia<sup>83</sup> e a explosão de três

---

<sup>81</sup> Conforme lembra Jensen (2003), muitas das transações *spot*, de fato, são mais bem caracterizadas como transações em curto prazo, pois não envolvem transferências físicas de gás natural durante o período de assinatura dos contratos, mas sim, em um prazo geralmente menor do que um ano.

<sup>82</sup> De acordo com dados de Jensen (2003), o mercado atlântico-mediterrâneo tem sido, de longe, mais agressivo em relação aos negócios em curto prazo. Em 2001, os contratos em curto prazo responderam por 41% das importações norte-americanas, enquanto que na Espanha representaram algo em torno de 23%, seguido da Itália (8%), França (5%) e Bélgica (3%). Já entre os países do mercado pacífico-índico, a participação destes contratos em 2001 foi de 9% na Coreia do Sul, 3% no Japão e apenas 1% em Taiwan.

<sup>83</sup> Nesse período, algo em torno de 10 navios de GNL/mês deixaram de ser produzidos em Arun, os quais foram substituídos por suprimentos advindos da planta de Bontang (também na Indonésia) e de outros países asiáticos (FLOWER, 2002).

dos seis trens da planta de liquefação de Skikda na Argélia em 2004, igualmente contribuíram para a evolução recente dos contratos *spot* no mercado internacional.

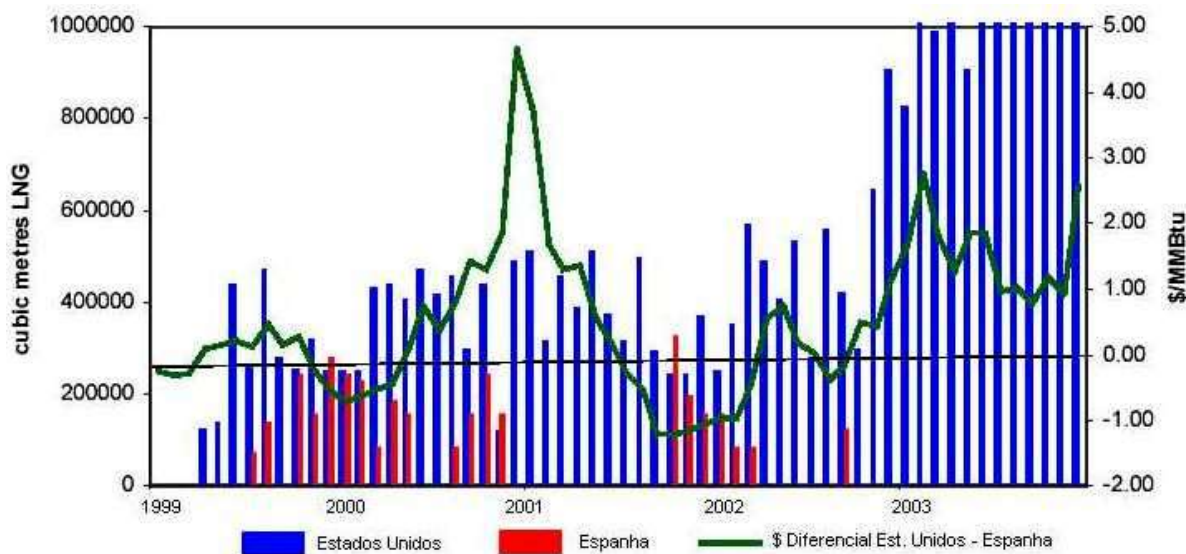
Essa maior atividade dos agentes em transações *spot*, por sua vez, viabilizou o desenvolvimento das primeiras arbitragens internacionais entre Europa Ocidental e Estados Unidos. Conforme relata Cornot-Gandolphe (2002), com os altos preços praticados no mercado norte-americano (que em dezembro de 2000 chegaram a atingir US\$10,00/MBTU), inúmeros carregamentos, inicialmente destinados ao mercado europeu, foram redirecionados para terminais norte-americanos, viabilizando a captura, por parte dos importadores da Europa, de parte da renda econômica gerada pelo diferencial de preços entre ambos os mercados. Essa elevação de preço no mercado norte-americano, por sua vez, acabou por influenciar o preço *spot* do gás natural no mercado britânico, o qual vinha sendo o responsável por abastecer a demanda gasífera européia antes atendida pelo GNL redirecionado ao mercado norte-americano<sup>84</sup>. Entretanto, meses mais tarde, o fluxo gasífero entre Europa e Estados Unidos foi, então, revertido. Conforme Cornot-Gandolphe, muitos dos navios antes contratados para o mercado norte-americano foram redirecionados para a Europa, principalmente após os atentados terroristas de 11 de setembro e da recessão econômica subsequente ocorrida nos Estados Unidos.

De fato, o diferencial de preços entre os mercados europeu e norte-americano já dita o fluxo entre os mercados, tal qual pode ser visualizado na Figura 22 abaixo. As arbitragens no mercado atlântico-mediterrâneo, por sua vez, tendem a reduzir a divergência de preços e de condições de comercialização de gás natural entre os mercados norte-americano e europeu e entre esses e o mercado asiático. Logo, alguma correlação, ainda que modesta, já começa a ser observada no mercado mundial de gás natural<sup>85</sup>, principalmente em situações de elevação de preços, tal qual ocorrido no mercado norte-americano em 2000-2001.

---

<sup>84</sup> Em janeiro de 2001, por exemplo, o preço *spot* do gás chegou a atingir picos de US\$7,40/MBTU em algumas negociações no Reino Unido.

<sup>85</sup> Para um estudo empírico sobre a integração dos mercados através de GNL, ver “Growing LNG trade accelerating integration of global gas markets” publicado por Thomas Howard.



**Figura 22 – Influência dos preços nas arbitragens entre os mercados europeu e americano**

[fonte: James Ball e Rob Shepherd, 2004]

Entretanto, a consolidação desta tendência de convergência entre os preços e condições de negociação depende, sobretudo, da expansão do comércio entre os mercados pacífico-índico e atlântico-mediterrâneo, que por sua vez, esbarra em alguns fatores restritivos ainda muito presentes na indústria gasífera mundial. O primeiro deles diz respeito à preponderância dos contratos em longo prazo em relação à capacidade instalada dos ativos de GNL. De fato, apenas 16% do volume total exportado em 2001 por países como Trinidad & Tobago e Catar, considerados os mais agressivos em relação ao mercado *spot*, foi efetivamente comercializado em contratos com prazo de vigência menor do que um ano.

Desta forma, embora potencialmente mais flexível do que a opção via gasodutos, as arbitragens internacionais via GNL limitam-se apenas à capacidade excedente das plantas de liquefação e aos navios não atrelados a projetos específicos, tal como ocorrido em 2002. Segundo o *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook* publicado pelo Energy Information Administration (EIA, 2004), a capacidade total instalada nas plantas de liquefação do mundo aproximava-se de 130 mta em 2002. Ainda de acordo com o estudo, o volume total de GNL comercializado nesse mesmo ano foi equivalente a 113,5 milhões de toneladas de GNL, das quais 8,4 milhões foram negociadas em contratos de curta duração (com prazos menores do que um ano). Verifica-se então que, independentemente das

condições favoráveis em relação à demanda, existia ainda algo em torno de 16,5 milhões de toneladas de GNL em capacidade excedente em plantas de liquefação distribuídas pelo mundo. Entretanto, ao analisar a disponibilidade da frota de metaneiros em operação, constata-se que a capacidade global disponível em 2002 limitava-se em algo em torno de 111,5 mta (PFEIFFER, 2004), o que significa praticamente todo o volume comercializado nesse mesmo ano. Em suma, o gargalo da indústria gasífera deu-se mais em função da indisponibilidade de navios aptos a serem utilizados do que da falta de capacidade de liquefação nos países importadores, restringindo uma expansão ainda maior das negociações *spot* no ano de 2002<sup>86</sup>.

Ou seja, no ponto de vista dos exportadores, as transações em curto prazo desempenham um papel apenas complementar aos contratos de mais longa duração, que por sua vez, permanecerão estabelecendo as bases para a comercialização internacional de gás natural, pelo menos pelas próximas duas décadas. Porém, cabe lembrar que parte significativa da comercialização de gás natural no mercado norte-americano dava-se através de contratos em longo prazo, o que foi rapidamente alterado ao longo da década de oitenta quando da maior liquidez do mercado criada pelo aumento da demanda em condições particulares de disponibilidade de infra-estrutura e capacidade de oferta disponível, bem como de uma dispersão geográfica favorável entre o consumo e os locais de produção.

O segundo fator limitante à tendência de flexibilização do comércio gasífero internacional relaciona-se às expectativas de continuidade dos investimentos em expansão da capacidade excedente em plantas de liquefação e de navios não vinculados a projetos específicos em um contexto de liberalização dos mercados. Conforme lembra Jensen (2003), o estabelecimento de um mercado altamente demandante decorrente dos eventos citados acima, de certo modo, tende a camuflar as atuais dificuldades encontradas pelos proponentes de novos projetos em estabelecer contratos em longo prazo que, por sua vez, garantirão condições mínimas para os investimentos em expansão da capacidade dos ativos de GNL. Por um lado, a clássica combinação de contratos em longo prazo com rígidas

---

<sup>86</sup> De fato, as limitações observadas a partir de 2002 impulsionaram uma onda de investimentos para construção de metaneiros que, ao concretizar-se, aumentará significativamente a capacidade de transporte de GNL no mundo. De acordo com a Consultants Maritime Business Strategies, 40 novos metaneiros foram encomendados nos primeiros oito meses de 2004, o que representa um significativo aumento em relação aos 16 negócios fechados ao longo do ano de 2003. Ainda segundo a empresa, 22 navios já foram entregues ou estão em fase de acabamento e deverão entrar em operação ainda em 2004 (WGI, 2004c).



cláusulas de *take-or-pay* e fórmulas que vinculam o GNL às oscilações do óleo cru expõe os importadores a elevados riscos de volumes em um contexto caracterizado pela competição inter-combustíveis imposta pelos novos modelos liberais, conforme já mencionado acima. Por outro, tais contratos permanecerão sendo imprescindíveis como forma de estabelecer bases estáveis mínimas para novos investimentos, pelo menos enquanto não se estabelecer um mercado de GNL com maior liquidez, ou seja, como um número maior de *players* em condições de adquirir gás natural em contratos em curto prazo. Nesses termos não há como garantir a capacidade dos mecanismos de mercado (lê-se volatilidade de preços) em sinalizar aos agentes a necessidade de investimentos em expansão da oferta, em tempo hábil, para evitar problemas de desabastecimento (BANKS, 2003), nem tampouco o impacto destes novos modelos na maneira pela qual os novos projetos serão construídos.

Finalmente, o outro fator restritivo à tendência de flexibilização do comércio gasífero internacional diz respeito à inexistência de um mercado global de GNL, o que faz com que os preços negociados tornem-se pouco transparentes. Diferentemente do observado no óleo cru, nunca houve um mercado gasífero integrado em termos mundiais, mas sim, diversos mercados segmentados cujas particularidades advêm das condições contratuais resultantes do poder de barganha de cada uma das partes envolvidas no momento das negociações (PERCEBOIS, 1986). Entretanto, a expansão dos *hubs* em diversos mercados e a evolução do processo de liberalização dos mercados de energia no mundo aumentam as perspectivas em relação à criação de um mercado único referenciado ao preço *spot* praticado em mercados como o Henry Hub, de modo similar ao observado no mercado de óleo cru. Embora tais expectativas justifiquem-se em função do crescimento das arbitragens inter-regionais nestes últimos anos e da tendência do mercado norte-americano em atuar de maneira mais efetiva no mercado internacional de GNL nas próximas décadas, não há evidências que apontem para uma total convergência nos preços praticados em diversas regiões do globo, principalmente devido às particularidades dos contratos em longo prazo em curso (BANKS, 2003) e da elevada participação do custo de transporte no preço final do gás natural. O mais provável, no entanto, será a consolidação de mercados regionais na Europa, Estados Unidos e possivelmente em algum país asiático que tornar-se-ão, então, o referencial para possíveis arbitragens entre os diversos mercados.

Nesse aspecto, o aumento da participação do GNL no volume total comercializado internacionalmente e a entrada de outros países do Oriente Médio no mercado deverão contribuir significativamente para que o processo de convergência entre os principais mercados gasíferos pelo mundo, até agora circunstancial, possa efetivamente consolidar-se. Bem localizados geograficamente em relação aos mercados atlântico-mediterrâneo e pacífico-índico e com expressiva participação no volume total das reservas provadas mundiais, tais países deverão desempenhar um papel importante no que se refere a questões sobre flexibilidade de suprimento, viabilizando arbitragens que, em última instância, reduzirão as divergências ainda hoje observadas entre esses mercados.

### **3.3 Potenciais mercados de gás natural liquefeito no mundo**

Tendo como base os valores previamente calculados no capítulo precedente, cabe agora avaliar as condições de comercialização do GNL brasileiro nos principais mercados consumidores de gás natural liquefeito no mundo, o **atlântico-mediterrâneo** e **pacífico-índico**. Historicamente, ambos têm evoluído de maneira bastante distinta, dada a própria relevância que o gás natural liquefeito tem nesses mercados. Na maioria dos países do atlântico-mediterrâneo, o GNL sempre ocupou um papel marginal, sendo utilizado como forma de flexibilizar a oferta nos mercados consumidores preponderantemente abastecidos via gasodutos. Não por acaso, 83% das negociações no mercado *spot* no mundo em 2001 foram realizadas por países importadores localizados nesse mercado (JENSEN, 2003). Diferentemente dos anteriores, os países asiáticos dependem quase que exclusivamente do GNL para atendimento às suas necessidades domésticas, o que os torna muito mais susceptíveis aos riscos associados a eventuais rupturas no abastecimento. Disso resulta as particularidades em relação aos mecanismos de precificação dos contratos e condições de fornecimento em cada um dos mercados, conforme já mencionado anteriormente.

No que se refere à infra-estrutura disponível, até outubro de 2003 a indústria mundial de gás natural liquefeito dispunha de 45 terminais de regasificação em funcionamento dispostos em 22 diferentes países, totalizando uma capacidade de recebimento de 310,8 mta. Além disso, outras 34,7 mta deverão ser adicionadas à capacidade existente com a conclusão dos projetos em curso, o que marcará a entrada de

outros três países importadores no mercado internacional de GNL; Reino Unido, China e Índia até 2007 (EIA, 2004).

### 3.3.1 O mercado Pacífico-Asiático<sup>87</sup>

O mercado pacífico-asiático caracteriza-se, antes de tudo, pela ênfase que os países importadores dão à confiabilidade no suprimento, o que pode ser facilmente constatado pelo prêmio nos preços tradicionalmente pago pelos países importadores em relação ao norte-americano e ao europeu<sup>88</sup>.

O Japão, respondendo por 48,5% do volume total comercializado em 2002, é, de longe, o principal importador de GNL no mundo. A capacidade instalada das plantas de regasificação japonesas gira em torno de 188,3 mta, distribuídas em 23 terminais de propriedade das concessionárias gasíferas locais ou *power companies* japonesas. Embora tradicionalmente os japoneses tenham mostrado alguma relutância em relação à transição rumo a negociações em curto prazo, o fato é que as *power companies* e as *utilities* japonesas não mais dispõem das mesmas condições para repasse dos riscos assumidos nos contratos em longo prazo face à crescente contestabilidade dos mercados gasíferos agora não mais monopolizados. Desta forma, a renegociação dos contratos de fornecimento para o Japão tem sido caracterizada pela flexibilização das rígidas cláusulas de restrição de destino e pela redução dos preços praticados nesses mercados. Além disso, as concessões a outros importadores, tais como para com os chineses, têm aumentado o poder de barganha das empresas japonesas quando da celebração de novos contratos, o que, de certa forma, tem contribuído para reduzir as diferenças nas condições de comercializado de GNL do mercado japonês em relação aos demais mercados do atlântico-mediterrâneo.

A Coreia do Sul, segundo maior importador mundial de GNL em 2002, respondeu por 16% do volume total comercializado nesse ano. A capacidade instalada dos terminais

---

<sup>87</sup> As informações relacionadas ao fluxo internacional de GNL no mundo foram extraídas do relatório BP Statistical Review of World Energy (BP, 2004), enquanto que os dados relacionados à capacidade instalada das plantas baseiam-se no estudo The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook, U.S. Department of Energy publicado pela Energy Information Administration (EIA, 2003).

<sup>88</sup> De acordo com dados do AIE (2001), o GNL no mercado pacífico-índico tem sido historicamente comercializado a uma média de US\$4,00/MBTU, muito superior à média observada no atlântico-mediterrâneo, que gira em torno dos US\$3,00/MBTU.

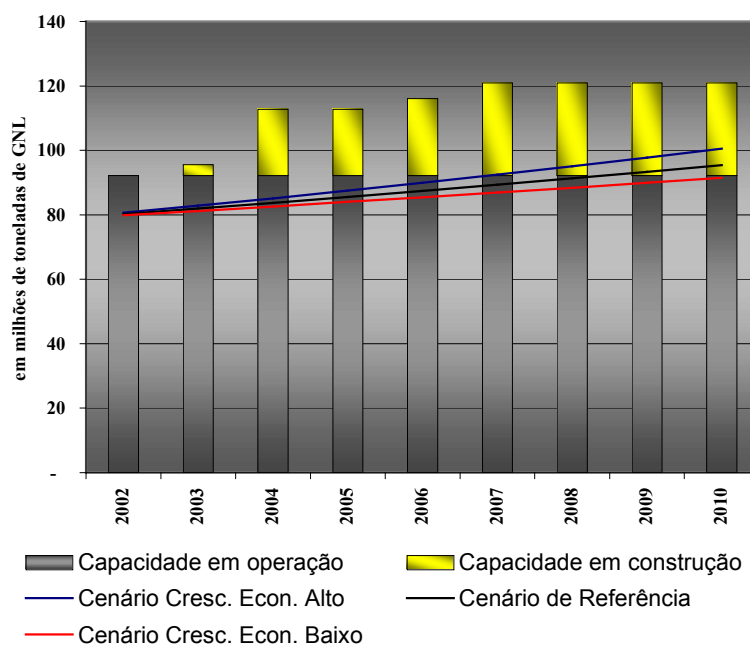
de regasificação coreanos é de 40,7 mta, distribuídas em três centrais, todas operadas pela estatal Korea Gas Corporation (Kogas). Além de um importante *player* no mercado em longo prazo, a Coreia do Sul caracteriza-se ainda por atuar de maneira intensa no mercado *spot* como forma de atender a sazonalidade da demanda decorrente da elevada participação do aquecimento ambiental no volume total de gás natural consumido no país. Entretanto, essa opção estratégica em atuar no mercado em curto prazo como mecanismo de gerenciamento da demanda, em parte devido às expectativas de avanço das propostas de privatização das empresas de energia no país, deverá ser alterada nos próximos anos após a decisão de cancelamento do processo de venda do controle acionário da Kogas. As expectativas sinalizam que a parcela da demanda hoje atendida por contratos em curto prazo deverá ser gradativamente substituída por contratos de médio prazo (5 a 10 anos) de fornecedores asiáticos, como a Malásia e a Indonésia, ou do Oriente Médio, como Catar e Omã (WGI, 2005) (WGI, 2004a).

Taiwan (China), que em 2002 respondeu por 4,7% do volume total de GNL comercializado no mundo, opera com apenas um terminal de regasificação com capacidade instalada de 7,5 mta, o qual é abastecido a partir de plantas localizadas na Indonésia e na Malásia (EIA, 2003)

Entretanto, o fator mais relevante no mercado pacífico-índico nos últimos anos recai nas expectativas geradas pela entrada de países como a China e a Índia no mercado internacional de GNL. Na Índia, dos três terminais previstos, apenas a planta de Dahej já está operando. Após sucessivos adiamentos, a previsão é que a planta de Hazira deva entrar em operação ainda no primeiro semestre de 2005. Já o terminal de Dabhol, com 2,5 mta, a princípio com cronograma de conclusão previsto para 2001, está com a sua construção paralisada devido a problemas relacionados à insolvência da Enrol e disputas entre os agentes minoritários. De maneira similar, a China está construindo o seu primeiro terminal de regasificação em Guangdong com capacidade instalada de 3,3 mta, o qual deverá receber seus primeiros carregamentos até 2006, de acordo com dados dos fabricantes (WGI, 2004b).

Todavia, enquanto tais projetos não são finalizados, a competição entre os diversos produtores para garantir a alocação da capacidade excedente em contratos em longo prazo torna-se cada vez maior. A Figura 23 mostra as estimativas referentes às condições de

oferta e demanda do mercado pacífico-índico até 2010. Os três cenários, baseados no estudo *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook* publicado pelo Energy Information Administration (EIA, 2004), indicam as previsões de crescimento dos mercados do Japão, Coréia do Sul, Taiwan, China e Índia para condições de crescimento econômico alto, de referência e baixo. Tomando-se como base a capacidade de liquefação atual e os projetos em construção nos países produtores do mercado pacífico-índico<sup>89</sup>, verifica-se que não haverá necessidade de expansão da capacidade de produção a partir de novos projetos pelos próximos anos, mesmo nos cenários de crescimento acelerado do consumo.



**Figura 23 – Oferta e demanda no mercado pacífico-asiático de GNL**

[fonte: elaboração própria com dados do Energy Information Administration, 2004]

Tais estimativas, além de sugerirem a dificuldade de implantação de novos projetos em plantas de liquefação totalmente dedicadas ao abastecimento deste mercado, explicam os motivos pelo qual tem se intensificado a competição entre os diversos produtores por contratos em longo prazo junto aos potenciais mercados consumidores locais. O processo de negociação de suprimento do terminal de Guangdong (China), por exemplo, recebeu

<sup>89</sup> Inclui a capacidade instalada disponível nos seguintes países: Estados Unidos (Alasca), Austrália, Brunei, Indonésia, Malásia, Catar, Emirados Árabes Unidos, Omã, Rússia Irã e Iêmem.

ofertas de seis fornecedores, Austrália (North-West Shelf), Indonésia (Tangguh), Catar (Ras Laffan), Malásia (Tiga), Rússia (Sakhalin) e Iêmem (FLOWER, 2002). Dada a competição pelo suprimento, a Austrália concordou em suprir o mercado chinês com preço de US\$3,00/MBTU (referenciados ao óleo cru a US\$20,00/b), aproximadamente 20% inferior ao praticado no mercado japonês (EIA, 2004), o que abriu um precedente para renegociação de preços quando da renovação dos contratos em vigência por parte dos tradicionais importadores, particularmente Japão e Coréia do Sul<sup>90</sup>.

Em suma, apesar da retomada do crescimento do consumo gasífero da região e da entrada da Índia e da China como importadores, o mercado pacífico-índico mostra-se ainda pouco atrativo a novos investimentos, pelo menos pelos próximos cinco a seis anos. A capacidade excedente decorrente da frustração das expectativas em relação à evolução do consumo gasífero da região ao longo da década de noventa tem aumentado o poder de barganha dos países importadores, o que vem contribuindo para a redução da rigidez contratual característica do mercado asiático e dos prêmios em relação aos demais mercados, tal qual pôde ser visualizado nas renovações contratuais das *utilities* japonesas.

### **3.3.2 O mercado Atlântico-Mediterrâneo**

Como se não bastassem as condições pouco favoráveis para novos projetos no mercado pacífico-índico, a excessiva distância em relação aos principais países consumidores torna as exportações brasileiras de GNL pouco competitivas em relação aos atuais fornecedores, principalmente em relação aos países exportadores do Sudeste Asiático e do Oriente Médio. Logo, constata-se que os estudos para projetos de importação/exportação de GNL no Brasil devem basear-se principalmente nas condições do mercado atlântico-mediterrâneo.

Além disso, as próprias expectativas em relação ao crescimento da demanda de GNL no mercado norte-americano e europeu e a oportunidade dos exportadores em arbitrar os preços entre ambos os mercados têm aumentado a atratividade de projetos destinados ao

---

<sup>90</sup> Segundo o Groupe International des Importateurs de Gaz Liquefié (G.I.I.G.N.L.), aproximadamente 30 milhões de toneladas de GNL atrelados a contratos em longo prazo deverão ser renovados ao longo da próxima década no mercado asiático (EIA, 2003).

abastecimento do mercado atlântico-mediterrâneo. Não por acaso, inúmeros projetos de expansão da capacidade de liquefação de plantas existentes e de construção de plantas novas em países como a Rússia, Irã, Venezuela, Nigéria, Trinidad & Tobago, entre outros, têm sido ultimamente propostos como alternativa para suprimento aos mercados europeu e norte-americano.

Entretanto, cabe ressaltar que o atlântico-mediterrâneo torna-se cada vez mais um mercado no qual o fator mais relevante é o preço, ou seja, um mercado em que a comercialização do gás natural é garantida desde que os exportadores aceitem os preços praticados nos mercados locais (*netback value*). Nesse contexto, apenas os projetos com custos mais reduzidos estarão aptos a manterem-se competitivos neste mercado, o que favorece os países geograficamente mais próximos dos potenciais mercados consumidores e os projetos com custos de produção mais enxutos, tais como, por exemplo, o projeto Atlantic LNG (Trinidad & Tobago)<sup>91</sup> em relação ao mercado norte-americano.

### **3.3.2.1 O mercado norte-americano de gás natural liquefeito**

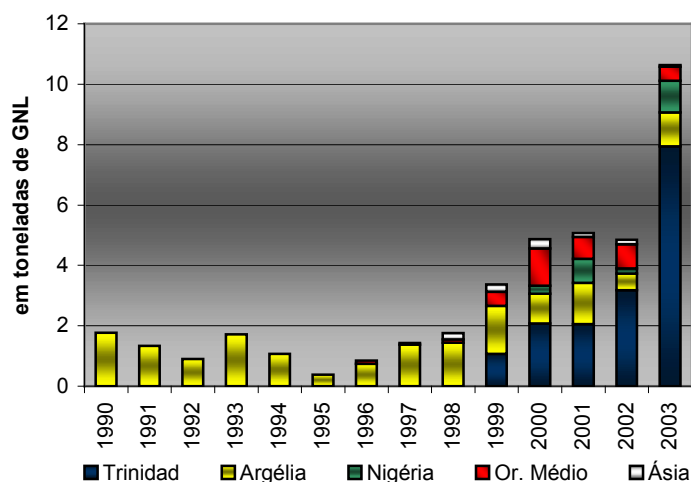
Em função do inverno ameno e da recessão da economia americana, as importações de GNL para os Estados Unidos recuaram 2% em 2002 em relação ao observado no ano anterior, totalizando 4,7 milhões de toneladas de GNL (ou 4,3% do volume total comercializado internacionalmente). Já em 2003, tais importações recuperaram-se, expandindo em mais de 127% o volume comercializado internacionalmente se comparado ao mesmo período de 2002. De acordo com dados do Energy Information Administration<sup>92</sup>, o comércio internacional de GNL para o mercado norte-americano nesse ano totalizou 10,7 milhões de toneladas de GNL, das quais 87% delas negociadas a partir de contratos em curto prazo com preços que variaram de US\$3,38 a US\$7,70/MBTU (SEN 2004).

---

<sup>91</sup> Um dos mais bem sucedidos projetos de GNL no mundo, tanto em termos estratégicos, como construtivos, o projeto Atlantic LNG, tal qual o Nigerian LNG, obteve sensíveis reduções nos custos associados ao desenvolvimento do projeto ao utilizar navios ociosos adquiridos da Philips Marathon Alaska-Tokyo (2), Abu Dhabi Project (1) e US Marad Ships (1), adaptando-os ao transporte de GNL. Além disso, o Atlantic LNG igualmente atuou na metodologia e na tecnologia empregadas na planta de liquefação como forma de garantir reduções de cerca de 30 a 40% nos custos comumente observados na década de 80, ou seja, algo em torno de US\$200/tonelada de GNL no primeiro ano de operação (SHEPPARD, 2002).

<sup>92</sup> [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng\\_move\\_imp\\_s1\\_m.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_move_imp_s1_m.htm)

Conforme pode ser visualizado na Figura 24, Trinidad & Tobago, com 77% do volume total comercializado pelos terminais norte-americanos em 2003, Argélia com 10% e Nigéria com 9% permanecem sendo os principais exportadores de GNL aos Estados Unidos<sup>93</sup>, o que demonstra a vantagem comparativa dos projetos geograficamente mais próximos ao mercado consumidor norte-americano em relação aos demais.



**Figura 24 – Origem do GNL comercializado no mercado norte-americano 1990-2003**

[fonte: elaboração própria com dados do Energy Information Administration, 2004]

Além disso, em análise aos dados referentes à evolução recente das importações americanas de GNL verifica-se que Trinidad & Tobago começa a consolidar-se como o primeiro país exportador de GNL de base (ou *baseload*) para os Estados Unidos. De fato, em confirmando-se os cenários de aumento contínuo das importações americanas de GNL nas próximas décadas, a tendência é que não apenas Trinidad & Tobago, mas outros países geograficamente mais próximos (Venezuela, por exemplo) tornem-se cada vez menos susceptíveis aos riscos de volume originados das oscilações da demanda gasífera nos Estados Unidos, os quais deverão ser suportados por fornecedores comparativamente menos competitivos, tal como o ocorrido com a Argélia a partir de 2000. Porém, cabe

<sup>93</sup> Com carregamentos que totalizaram 735 mil toneladas de GNL, o Catar foi, até certo modo circunstancialmente, o segundo maior exportador para o mercado norte-americano em 2002. Entretanto, o redirecionamento de 18 navios nigerianos e 19 argelinos antes destinados aos mercados espanhol (Gas Natural) e francês (Gaz de France) respectivamente contribuíram para que Argélia e Nigéria recuperassem suas posições entre os maiores fornecedores de GNL para os Estados Unidos em 2003.



ressaltar que todos os exportadores devem estar aptos a suportar os riscos relacionados à oscilação de preços no mercado norte-americano, que por sua vez, condiciona-se ou a fatores estruturais em relação à oferta, ou a choques de demanda decorrentes, por exemplo, de condições climáticas mais ou menos rigorosas de um ano para outro<sup>94</sup>.

A despeito do crescimento significativo observado em 2003, os terminais norte-americanos ainda desfrutam de alguma capacidade excedente para absorver um novo crescimento das importações por GNL em 2004. De acordo com EIA (2003), a capacidade total instalada nos quatro terminais de regasificação norte-americanos é estimada em cerca de 26,1 mta (EIA, 2003), a qual deverá ser ampliada em mais 19,5 mta até 2008 com o desenvolvimento dos projetos de ampliação anunciados recentemente nos terminais Everett, Lake Charles, Elba Island e Cove Point. Outros trinta novos projetos, incluindo três no Canadá e quatro no México, foram recentemente propostos como alternativas ao suprimento do mercado norte-americano, muito embora apenas cinco deles (ou 40 mta adicionais) já se encontram devidamente aprovados pelo governo local (SEN, 2004).

Ainda que a maior parte destes projetos venha encontrando crescentes dificuldades em obter aceitação junto às comunidades circunvizinhas, a construção de novas centrais de regasificação torna-se cada vez mais essencial no que se refere à garantia de continuidade de abastecimento ao mercado norte-americano de gás natural em condições economicamente suportáveis para as próximas duas ou três décadas. De acordo o estudo intitulado *Balancing Natural Gas Policy: Fueling the Demands of a Growing Economy* realizado pela National Petroleum Council (2003), a demanda gasífera americana deverá crescer 23% no período de 2002 a 2025, ano em que a produção local será suficiente para suprir apenas três quartos do consumo total previsto de aproximadamente 900 bilhões de m<sup>3</sup>. Ainda conforme tal estudo, as importações de GNL deverão aumentar consideravelmente nesse período, devendo atingir de 88,5 mta (ou 8% da oferta total) a 115mta (17%) em 2025, a depender da eficácia das políticas voltadas à redução do

---

<sup>94</sup> A relação entre as condições climáticas e o consumo de gás natural no mercado americano emana da elevada participação deste combustível nos setores residencial e comercial, mais especificamente, para aquecimento de ambientes e cocção. Entretanto, cabe ressaltar que a diferença entre a demanda média no verão em relação ao período de inverno que chegou a atingir 50% em alguns anos, tem se tornado gradativamente menor com a crescente participação da termelétricidade a gás natural na matriz gasífera americana, uma vez que parte significativa da elevação da demanda por eletricidade no verão origina-se da utilização de aparelhos de ar-condicionado.

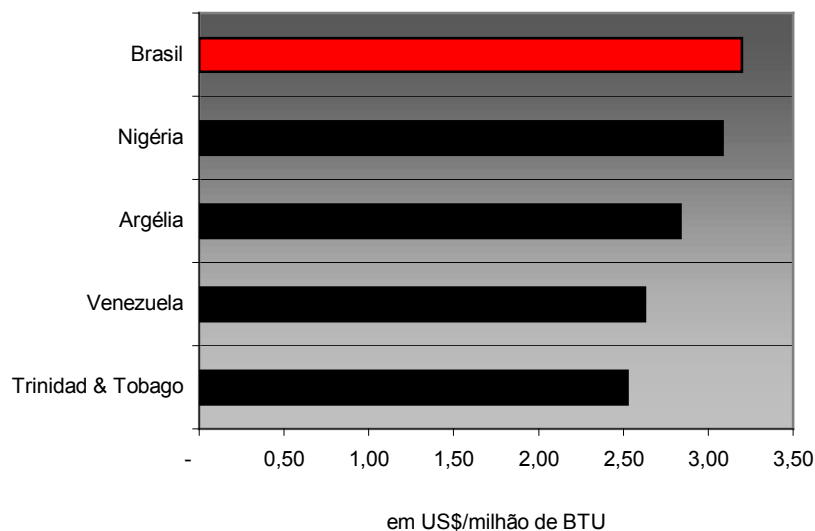
crescimento da demanda e dos incentivos ao desenvolvimento de novas fontes de suprimento.

Embora promissor, cabe ressaltar que a estrutura de livre mercado em que atua a indústria gasífera norte-americana não favorece o estabelecimento de bases estáveis para a celebração de contratos em longo prazo, o que dificulta a viabilidade de projetos *greenfield* exclusivamente dedicados ao abastecimento deste mercado, com exceção daqueles detentores de amplas vantagens comparativas em relação aos demais concorrentes, tal como o Atlantic LNG em Trinidad & Tobago. Em suma, a viabilidade do projeto de exportação de GNL a partir de plantas de liquefação construídas no Brasil para atendimento à demanda do mercado norte-americano, em parte, subordina-se às condições de estabelecimento de um custo de produção menor do que os praticados pelos demais países exportadores, o que garantiria a participação do projeto brasileiro entre aqueles que compõem os fornecedores de base, minimizando os riscos e melhorando as expectativas em relação ao retorno do investimento.

Entretanto, em análise aos custos de liquefação e transporte dos principais projetos destinados ao suprimento da costa leste americana disponibilizados pelo Energy Information Administration (2004), verifica-se que o custo de produção de uma usina localizada em território brasileiro estaria em um patamar superior a de projetos *greenfield* como o Marischal Sucre (Venezuela), ou das ampliações de usinas em operação, tais como a Atlantic LNG 5/6 (Trinidad & Tobago), Bonny Island e Nigerian LNG (Nigéria) ou ainda a Arzew (Argélia)<sup>95</sup>, o que tende não somente a aumentar as incertezas advindas da comercialização do GNL brasileiro junto ao mercado norte-americano, como também dificultar sua penetração junto ao mercado consumidor.

---

<sup>95</sup> Juntos, tais projetos totalizam uma capacidade de processamento da ordem de 61 milhões de toneladas de GNL/ano.



**Figura 25 – Potenciais projetos para exportação de gás natural o mercado norte-americano<sup>96</sup>**

[fonte: elaboração própria com dados do Energy Information Administration, 2003]

### 3.3.2.2 O mercado europeu de gás natural liquefeito<sup>97</sup>

De acordo com o estudo International Energy Outlook publicado pela Energy Information Administration (EIA, 2004), o consumo de gás natural na Europa Ocidental deverá elevar-se em média 2%a.a. até 2025, quando a demanda na região deverá atingir algo em torno de 663,6 bilhões de m<sup>3</sup>/ano. Ainda segundo tais expectativas, a produção gasífera local deverá manter-se estável em um nível próximo a 275 bilhões de m<sup>3</sup> em 2025, o que elevará a participação das importações para algo em torno de dos atuais 31% para algo 59% da demanda gasífera europeia daqui pouco mais de duas décadas<sup>98</sup>.

<sup>96</sup> Os custos de produção calculados excluem impostos e *royalties*. Para maiores detalhes em relação à metodologia adotada para os cálculos dos custos de produção, bem como das propostas analisadas, consultar a publicação World Energy Outlook 2002 (AIE, 2001).

<sup>97</sup> Cabe ressaltar que os potenciais mercados ao GNL brasileiro restringem-se aos países localizados na Europa Ocidental, visto que as condições de suprimento da Europa Central ainda dependem da evolução do processo de transição institucional rumo a “economia de mercado” em curso em diversos países. Além disso, a proximidade deste mercado em relação a países detentores de amplas reservas de gás natural, tais como a Rússia (que inclusive já abastece cerca de dois terços do mercado consumidor da Europa Central via gasodutos), Irã, Catar, Turbequistão e Azerbaijão, praticamente inviabiliza qualquer eventual importação que não destes próprios exportadores.

<sup>98</sup> Na realidade, um estudo recentemente publicado pela ENI/IFP estima o continente europeu possui reservas potenciais que poderiam aumentar em 45% o volume das reservas provadas de gás natural atuais (7,3 trilhões

Embora represente um comércio inter-regional significativo, Rússia e Argélia deverão continuar suprindo a maior parte das importações de gás natural da Europa, principalmente em função do tamanho de suas reservas e das suas vantagens comparativas em relação à localização geográfica favorável se comparado aos demais países exportadores. Além disso, segundo as estimativas do Cedigaz (CEDIGAZ apud IEA, 2000), a capacidade excedente em gasodutos e terminais de regasificação nesses países é superior a 142 bilhões de m<sup>3</sup>/ano (dos quais 67 bilhões de m<sup>3</sup>/ano na Argélia e 75 bilhões de m<sup>3</sup>/ano na Rússia), o que seria suficiente para atender a previsão de crescimento da demanda pelos próximos dez anos<sup>99</sup>.

Contudo, a preocupação da comunidade europeia à excessiva dependência em relação às crescentes importações provenientes da Rússia e da Argélia, países em que os riscos políticos são considerados elevados, tem atuado no sentido de privilegiar uma maior diversificação das fontes de suprimento, possibilitando que países como Catar, Nigéria, Omã, Trinidad & Tobago e até a Austrália pudessem participar, embora ainda de forma marginal, de parte das importações destinadas ao mercado gasífero europeu. Na Espanha, por exemplo, as importações advindas de um mesmo país estão restritas, por lei, a 60% do consumo total do mercado espanhol, o que vem favorecendo não somente a maior diversificação das fontes de suprimento, como também um aumento significativo das importações via GNL para este país. De acordo com Sen (2003), enquanto as importações de GNL no mercado europeu elevaram-se em expressivos 19,4% em 2002, tal aumento superou os 30% no mercado espanhol, impulsionado principalmente pelo redirecionamento de navios antes destinados ao mercado norte-americano.

Entretanto, não somente as questões relativas à diversificação das fontes de suprimento, mas também o próprio contexto gerado pela liberalização dos mercados de energia na Europa tem favorecido as alternativas de transporte de gás natural via GNL, tal

---

de m<sup>3</sup>), o que seria suficiente para suprir algo em torno de 60% da demanda dos principais países da Europa Ocidental pelos próximos 30 anos. Entretanto, parte significativa deste potencial localiza-se, ou em áreas distantes dos principais centros de consumo, ou em reservatórios com dificuldades técnicas elevadas, o que penaliza seu desenvolvimento em condições econômicas favoráveis em relação ao gás natural importado (AIE, 2001). Logo, deve-se ressaltar que as previsões acerca da evolução da produção europeia agregam grandes incertezas em função da sua sensibilidade em relação ao desenvolvimento tecnológico e ao patamar de preços praticados nos principais mercados consumidores.

qual já discutido nas sessões precedentes. Inerentemente mais flexíveis do que os gasodutos, o GNL tem possibilitado aos países importadores adequarem melhor suas fontes de suprimento ao perfil da demanda, otimizando a oferta e reduzindo a necessidade de investimentos em ativos para estoque de gás natural, o que ressalta a importância suplementar deste tipo de transporte em relação aos preponderantes gasodutos.

Aliás, com base na capacidade do GNL em atender simultaneamente às necessidades de diversificação e flexibilidade de suprimento, alguns cenários prevêem um aumento de participação do gás natural líquidofeito no comércio inter-regional na Europa ainda nesta década. Segundo Cornot-Gandolphe et al. (2003), as importações de GNL para a Europa poderão atingir 39 a 48 milhões de toneladas em 2010, ou seja, um aumento de aproximadamente 50% em relação às 30,2 milhões de toneladas comercializadas em 2002, o que elevaria a participação das importações de GNL em relação à demanda total de gás natural na Europa dos atuais 7% para algo em torno de 9 a 10% no final da década.

Face à atual disponibilidade de infra-estrutura russa e argelina não plenamente utilizada e em condições econômicas provavelmente mais favoráveis do que as demais alternativas propostas (*sunk costs*), esse crescimento de participação do GNL no comércio inter-regional europeu nesses próximos anos somente se justificaria em um contexto no qual a relevância das questões relacionadas à diversificação do suprimento superam inclusive às relacionadas às condições econômicas de fornecimento. Embora pouco provável, principalmente após a liberalização dos mercados gasífero europeus, não há como descartar o impacto na percepção de risco dos importadores europeu em relação à segurança de suprimento, principalmente após os incidentes nas plantas de liquefação na Argélia em 2004.

Além disso, a viabilidade das estratégias que favorecem uma maior participação do GNL na demanda doméstica da região depende, antes de tudo, das condições do mercado internacional de gás natural líquidofeito, o que, em última instância, deverá refletir o comportamento do mercado gasífero norte-americano nas próximas duas ou três décadas. Conforme ressaltam Ball e Sheppard (2004), em um cenário de crescimento mais expressivo das importações norte-americanas de GNL deverá conduzir a uma elevação nos

---

<sup>99</sup> Assumindo volume de importações de GNL estáveis aos níveis de 2002 e considerando como base de análise os cenários delineados no estudo International Energy Outlook 2004, ou seja, crescimento do consumo em aproximadamente 2%a.a. e declínio da produção doméstica a uma média de 0,3%a.a. até 2025.

preços praticados nos demais mercados consumidores, o que poderá tornar as alternativas russas e norte-africanas ainda mais atraentes do que as opções via GNL neste mercado, mesmo que isso, em última instância, venha a intensificar a dependência em relação às importações russas e argelinas.

Em suma, as incertezas em relação à evolução das importações europeias até 2010 são consideráveis e, em última instância, dependerão da percepção de risco e das próprias particularidades de cada país em particular, bem como da evolução das importações de GNL do mercado gasífero norte-americano. Todavia, o mais provável é que evoluam em uma condição intermediária ao que seria uma estratégia de diversificação das fontes de suprimento e a intensificação da dependência externa à produção da Rússia e da Argélia, muito embora tendendo a aproximar-se da última opção.

Entretanto, mesmo que a estratégia de diversificação das fontes prevaleça sobre a opção de utilizar a ociosidade do sistema russo e argelino, os terminais de regasificação europeus dispõem de capacidade excedente para absorver a expansão das importações de GNL prevista nos cenários acima, pelo menos ao longo da presente década. De acordo com dados da Energy Information Administration (EIA, 2003), 10 terminais de regasificação operam na Europa Ocidental (4 na Espanha, 2 na França, 1 na Bélgica, 1 na Grécia, 1 na Itália e 1 em Portugal), totalizando uma capacidade instalada de cerca de 45,8 mta. Outros 17,1 mta deverão ser adicionados até 2007 com a conclusão das obras de ampliação e construção de novos terminais na Espanha em curso. Além destes, diversos outros projetos foram recentemente propostos em países como a Bélgica, França, Itália, Holanda e Reino Unido, os quais, juntos, poderão adicionar mais 44 mta na capacidade instalada dos terminais de regasificação do mercado europeu até 2010. De fato, embora apenas parte destes projetos venha a consolidar-se, os recentes investimentos em plantas de regasificação confirmam uma certa mobilização dos investidores no sentido de amenizar a dependência às importações russas e argelinas que, mesmo nos cenários mais agressivos, deverão ainda responder por mais de 90% do comércio inter-regional europeu nas próximas décadas.

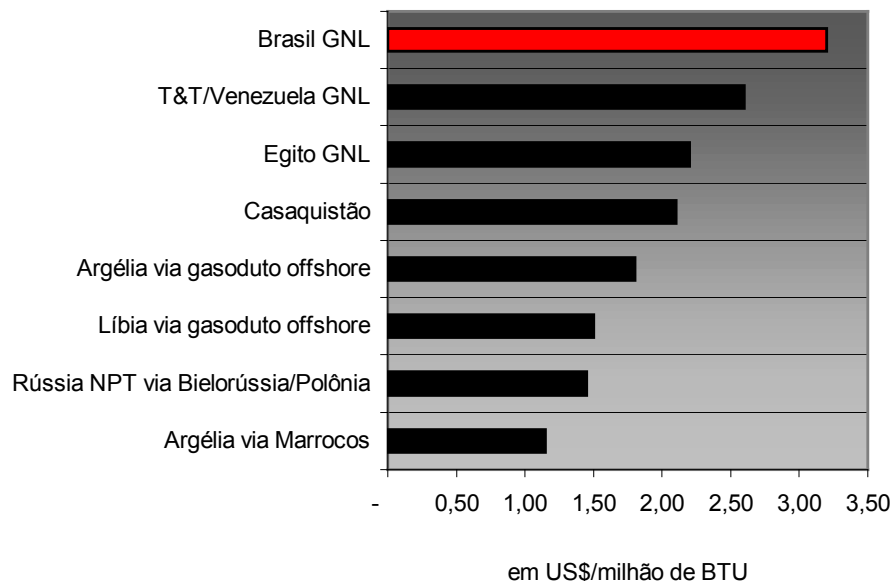
À parte as incertezas em relação à evolução das importações europeias ao longo desta década e com vistas às possíveis oportunidades após 2010, vale ressaltar que os mercados mais promissores às importações de GNL deverão restringir-se àqueles

localizados mais ao sul, especificamente França, Espanha, Portugal e Itália<sup>100</sup>, ou seja, países em que o gás natural proveniente das reservas da Noruega e da Rússia chega a preços mais elevados em função dos maiores custos de transporte. Nesses mercados, a competição dar-se-á principalmente com países norte-africanos, tais como Argélia (a depender da evolução das políticas de diversificação), Líbia e, mais recentemente, o Egito, os quais, independentemente da estratégia adotada, deverão intensificar sua presença em relação aos mercados do mediterrâneo face às suas vantagens comparativas associadas à localização geograficamente favorável em relação aos potenciais fornecedores, inclusive viável para projetos de transporte via gasodutos.

De fato, as estimativas do estudo World Energy Outlook 2002 publicado pela Agência Internacional de Energia corroboram tal conclusão. Conforme pode ser visualizado na Figura 18, alguns dos projetos analisados pela Agência Internacional de Energia podem fornecer gás natural na fronteira dos principais mercados da União Européia a um custo de produção inferior a US\$2,00/MBTU, tal qual observado nas propostas de expansão do gasoduto Maghreb-Europe via Marrocos (9 bilhões de m<sup>3</sup>/ano), na implantação de um gasoduto *offshore* conectando as reservas argelinas ao mercado espanhol (12 bilhões de m<sup>3</sup>/ano) e outro entre Líbia e Itália, bem como da implantação de gasoduto *onshore* proveniente das reservas russas até a fronteira da Itália ou da França (25 bilhões de m<sup>3</sup>/ano). Em relação às opções via GNL, o Egito detém as condições econômicas mais favoráveis, podendo abastecer o mercado espanhol a um custo total de aproximadamente US\$2,20/MBTU, enquanto que nas demais alternativas (Trinidad & Tobago, Catar, Venezuela e Nigéria) o valor é pouco superior a US\$2,50/MBTU. No caso do projeto brasileiro, tal valor não poderia ser inferior a US\$3,30/MBTU nesse mercado.

---

<sup>100</sup> A única exceção parece ser o mercado britânico, muito embora é certo que a Noruega ocupará uma posição de destaque como principal fornecedor deste mercado. No tocante às expectativas, a França deverá apresentar o menor crescimento dentre todos os maiores consumidores europeus, apenas 0,8%a.a. entre 2001 a 2025. Portugal e Espanha, em parte devido à imaturidade de seus mercados, deverão crescer 3,3%a.a., enquanto que no Reino Unido tal crescimento será de 2,2%a.a., por sua vez ancorado no aumento do consumo termelétrico. Por fim, a Itália deverá crescer 1,4%a.a. durante o período analisado (EIA, 2004).



**Figura 26 – Potenciais projetos para exportação de gás natural para Europa Ocidental<sup>101</sup>**

[fonte: elaboração própria baseada em dados do World Energy Outlook, 2001]

Além disso verifica-se que, a despeito das questões relativas à crescente dependência europeia a poucos países fornecedores, a expansão prevista para o comércio inter-regional europeu deverá ser absorvida pelas opções de transporte via gasodutos provenientes principalmente de países da antiga União Soviética e do norte da África, os quais detêm condições econômicas amplamente favoráveis em relação ao mercado europeu. Mesmo nos cenários mais otimistas, a participação do GNL não deverá ultrapassar 15% do volume comercializado através de gasodutos, o que sinaliza que o gás natural liquefeito deverá continuar desempenhando um papel apenas suplementar neste mercado, principalmente se confirmado o crescimento das importações norte-americanas. Nesse contexto, os potenciais exportadores de GNL aos mercados da Europa deverão estar igualmente habilitados a suportar os riscos de mercado relacionados à comercialização de gás natural, não apenas em relação aos riscos de volume decorrentes de eventuais reduções da demanda gasífera (inverno ameno, redução da atividade econômica, entre outros), mas principalmente em relação aos riscos de preços.

<sup>101</sup> Os custos de produção calculados excluem impostos e *royalties*. Para maiores detalhes em relação à metodologia adotada para os cálculos dos custos de produção, bem como das propostas analisadas, consultar a publicação World Energy Outlook 2002 (AIE, 2001).



Enfim, de posse das incertezas relacionadas à evolução das importações europeias e da análise comparativa entre as opções disponíveis, conclui-se que, embora as expectativas em relação ao comércio inter-regional de gás natural sejam favoráveis, o mercado europeu é atualmente menos atrativo para as exportações latino-americanas do que o mercado norte-americano. Logo, eventuais projetos de exportação de GNL no Brasil devem destinar-se prioritariamente ao mercado norte-americano, muito embora arbitragens ao mercado europeu e asiático utilizando-se da capacidade excedente da planta de liquefação não estejam completamente descartadas sob condições específicas.

### **3.4 Reflexões sobre as condições do mercado internacional de GNL**

Do exposto acima depreende-se que, embora venha ultimamente experimentando um crescimento vigoroso nos últimos anos, o mercado internacional de GNL não pode ser visualizado como um sorvedouro de gás natural para os atuais excedentes gasíferos locais.

O recente incremento da comercialização inter-regional de gás no mercado *spot*, embora influenciado pelo processo de liberalização dos mercados de energia em curso, deu-se essencialmente a partir da existência de alguma capacidade excedente originária da frustração das expectativas de crescimento econômico dos principais mercados asiáticos no final da década de noventa, em conjunção com o incremento da demanda no mercado atlântico-mediterrâneo. Ou seja, a despeito da ênfase dos novos modelos em transações em curto prazo, os investimentos em novas plantas de liquefação de GNL ainda dependem da celebração de contratos em longo prazo como forma de assegurar condições mínimas de retorno do capital investido. Aliás, não há, até o presente momento, evidências de que, tanto importadores, quanto exportadores, estejam dispostos a assumirem os riscos inerentes às oscilações da demanda gasífera mundial sem resguardar contratualmente parte da produção disponibilizada, tal qual observado nos estudos realizados pela Mobil e pela Shell para implantação de usinas de liquefação do tipo *merchant* no Catar e em Omã, respectivamente (JENSEN, 2003). Ou seja, a viabilidade dos projetos de exportação de GNL ainda permanece subordinada à capacidade dos proponentes em firmarem contratos atrelando ao menos parte da capacidade instalada junto ao mercado consumidor.

Além disso, a reduzida competitividade do GNL brasileiro em relação aos demais projetos de exportação pelo mundo ressalta a importância do estabelecimento de uma parceria forte entre a Petrobras e outras empresas previamente estabelecidas no mercado norte-americano, tido como o mercado economicamente mais acessível dentre os principais centros de consumo analisados. De fato, desprovido de condições mínimas de livre acesso aos principais centros de consumo norte-americanos, as chances de sucesso do projeto de exportação de GNL de reservas brasileiras restringem-se consideravelmente.

Por fim, cabe ressaltar que as recentes modificações acerca dos mecanismos de comercialização rumo à flexibilização das cláusulas de preço e destino tendem a transferir parte dos riscos de mercado aos exportadores (JENSEN, 2003), visto que o risco de volume (normalmente suportado pelo importador) pode ser diluído tanto pela maior liquidez do mercado local, quanto pelas maior maleabilidade dos contratos. Por outro lado, os riscos associados à volatilidade dos preços, normalmente suportados pelos exportadores, permanecem inalterados, quando não, aumentam face às especulações normalmente comuns nos modelos mercantis.

#### 4 Modelagem e resultados obtidos

De posse das condições de contorno relacionadas à necessidade de investimentos de transporte de gás natural para a região Nordeste, o presente capítulo procurará avaliar comparativamente as duas alternativas anteriormente discutidas. Para tal, optou-se em utilizar um método de avaliação probabilística baseado em simulações de Monte Carlo, o qual possibilitará mensurar o impacto das diversas incertezas discutidas nos capítulos precedentes sobre o resultado dos investimentos tanto da opção dutoviária (Projeto Malhas e Gasene), quanto da alternativa baseada na utilização de um projeto conjunto de desenvolvimento do mercado interno atrelado à exportação de GNL no mercado internacional.

De acordo com Lowell (1994), um processo de análise de decisão de investimentos pode ser dividido em três fases principais;

**primeira fase) formulação das bases do estudo e construção do modelo econômico;** cujo principal objetivo é delimitar as fronteiras da análise, explicitando as principais premissas adotadas para construção do modelo matemático proposto;

**segunda fase) *evaluation phase*;** na qual a definição sobre qual das alternativas analisadas deve ser recomendada é realizada e;

**terceira fase) *appraisal phase*;** a qual consiste em um estudo mais detalhado da alternativa previamente recomendada, no qual avalia-se, entre outras coisas, o valor intrínseco associado à obtenção de maiores informações acerca do projeto.

Todavia, dado que a proposta do presente estudo é avaliar comparativamente duas alternativas mutuamente excludentes de investimento em transporte de gás natural, a terceira fase não será abordada neste estudo.

## **4.1 Formulação das bases do estudo e construção do modelo econômico**

### **4.1.1 Principais premissas adotadas no estudo**

#### **4.1.1.1 Custos de investimento e infra-estrutura considerada**

O presente estudo limitou-se a avaliar duas alternativas de investimento em infra-estrutura de transporte partindo, porém, da condição de disponibilidade de gás natural na costa<sup>102</sup>, ou seja, desconsiderando arranjos conjuntos entre o *midstream* e o *upstream*, tais como, por exemplo, a produção e liquefação *offshore* de forma integrada à opção via GNL.

Nesse contexto, a opção via gasodutos consiste, neste estudo, no projeto de adequação da malha de transporte existente na região Nordeste (Projeto Malhas NE) e a instalação do gasoduto de integração Sudeste-Nordeste (Gasene) em um investimento da ordem de US\$2,17 bilhões. A alternativa via GNL engloba desde investimentos destinados à aquisição de metaneiros próprios e instalação das plantas de liquefação/regasificação, como a adequação da rede básica de gasodutos da região Nordeste, tal qual dimensionado no Capítulo 2.

#### **4.1.1.2 Valor residual**

Para ambos os projetos, o valor residual será nulo ao final de um período de 30 anos.

#### **4.1.1.3 Custos operacionais**

Os custos operacionais da alternativa via gasodutos foram estimados em 3% das receitas anuais, enquanto que na opção via GNL foram calculados em função do fator de

---

<sup>102</sup> Desta forma, o valor das receitas de cada um dos projetos foi calculado considerando apenas a parcela referente aos serviços de transporte do gás natural (Tref), reduzindo, assim, o impacto das incertezas em relação aos custos de produção dos novos campos de gás natural descobertos no litoral dos Estados de São Paulo e Espírito Santo nos resultados do estudo. Para o cálculo da receita proveniente da exportação, os custos de produção e transporte até a costa foram estimados entre US\$1,00 e US\$1,50/MBTU.

utilização da planta de liquefação. Ademais, aos custos operacionais da opção via gás natural liqüefeito foram somados os encargos relacionados ao fretamento de metaneiros, condicionado, porém, à efetiva comercialização de GNL brasileiro no mercado internacional.

#### 4.1.1.4 Demanda

O volume de gás natural transportado foi tomado essencialmente das projeções de oferta (incluindo a produção de Manati) e demanda (termelétrica e não-termelétrica) conduzidas pela Petrobras no Plano de Massificação do Uso do Gás Natural. A parcela referente ao consumo não-termelétrico (industrial, residencial, comercial e de transportes) inclui, além das estimativas para crescimento dos mercados das distribuidoras locais, previsões para implantação da Usina Siderúrgica do Ceará (1,8 milhão de m<sup>3</sup>/dia), projeções para os mercados dos Estados do Maranhão e do Piauí (1,9 milhão de m<sup>3</sup>/dia) e consumo interno do Sistema Petrobras, tal qual pode ser visualizado na Figura 7 (Capítulo 2).

Já a parcela termelétrica da demanda de gás natural foi calculada em função da situação contratual das usinas existentes. No caso das usinas TermoFortaleza(CE), TermoCeará(CE), TermoAçú(RN) e TermoPernambuco(PE), a avaliação da demanda de gás natural destinado ao consumo termelétrico levou em consideração as cláusulas de *take-or-pay* de 70% e *ship-or-pay* de 95% vigentes nos contratos em longo prazo celebrados entre a Petrobras e a Endesa, MPX e o Grupo Neoenergia (ex Guaraniã). Em relação à capacidade instalada de usinas não vinculada contratualmente, tais como TermoBahia (BA) e Fafen (BA)<sup>103</sup>, a demanda termelétrica foi calculada em função de um índice de despacho que visa avaliar o impacto da oscilação da demanda no resultado de cada um dos projetos avaliados.

---

<sup>103</sup> Com a transferência do controle acionário destas usinas para a Petrobras, os contratos de fornecimento mínimo anteriormente celebrados foram desconsiderados.

<b>nome da usina</b>	<b>potência</b>	<b>consumo</b>	<b>controle acionário / % participação</b>
TermoBahia (BA)	190	1060	Petrobras (100%)
Fafen (BA)	137	700	Petrobras (100%)
TermoPernambuco (PE)	500	2150	Neoenergia (100%)
TermoAçú (RN)	320	2200	Petrobras (30%) – Neoenergia (70%)
TermoFortaleza (CE)	307	1550	Endesa Internacional (100%)
TermoCeará (CE)	220	1200	MPX (100%)

Obs.: potência instalada em MW e consumo de gás natural em mil m<sup>3</sup>/dia

**Tabela 5 – Relação de usinas termelétricas consideradas no estudo**

[fonte: Petrobras, 2005]

#### **4.1.1.5 Prioridades de atendimento à demanda**

Definiu-se ainda que a demanda não-termelétrica (industrial, residencial, comercial e de transportes) é prioritária em relação à demanda termelétrica para ambos os projetos. Ademais, para a alternativa via GNL priorizou-se o consumo doméstico em detrimento à exportação ao mercado internacional, independentemente das condições externas vigentes no período. Além de disponibilidade de capacidade ociosa não plenamente comercializada no mercado doméstico, a exportação de GNL condiciona-se ainda a um nível de preços do gás natural praticados no mercado internacional suficiente para recuperar os custos incorridos ao longo de toda a cadeia, ou seja, não inferior a US\$3,30/MBTU, tal qual discutido no Capítulo 3.

#### **4.1.1.6 Tarifas de transporte**

Em linha com o pleito da Petrobras junto à ANP, foi adotada, para o gás natural destinado ao consumo não-termelétrico comercializado no mercado doméstico, uma tarifa

postal única de US\$1,60/MBTU<sup>104</sup> para ambos os projetos. De forma similar, a tarifa do gás destinado ao consumo termelétrico foi calculada a partir de um preço no *city-gate* de US\$2,96/MBTU, tal qual estipulado nos critérios da Portaria Interministerial nº 176, de 01 de junho de 2001. Por fim, a parcela da receita proveniente do volume de gás natural exportado foi calculada em função do preço praticado no mercado internacional, deduzido dos custos associados à produção e transporte até a costa, bem como dos custos de regasificação no mercado consumidor.

#### **4.1.1.7 Tributos**

Aos cálculos foram incorporaram os seguintes tributos: Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (25%) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (9%), ambos incidentes sobre o lucro. Contribuição para o Programa de Integração Social (1,65%), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (3%), Imposto Estadual sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (12%)<sup>105</sup> calculados sobre as receitas do projeto.

#### **4.1.1.8 Depreciação fiscal**

Para efeito de cálculo do Imposto de Renda, considerou-se uma depreciação fiscal linear em 10 anos, de acordo com a metodologia adotada pela Portaria ANP nº 108 de 28 de junho de 2000.

#### **4.1.1.9 Taxa de desconto**

Para o presente estudo, foi adotada uma taxa de desconto de 10%a.a. em US\$ em termos reais.

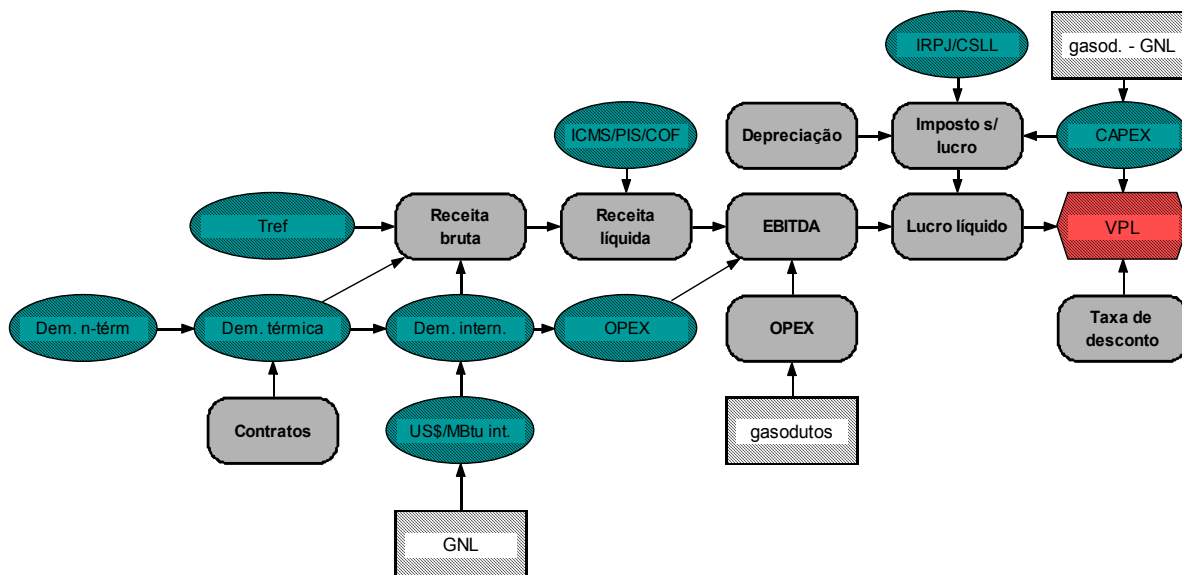
---

<sup>104</sup> Calculada a partir dos preços médios praticados no mercado brasileiro (disponível no site [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)) deduzido de uma estimativa de custo de produção e transporte até a costa, conforme mencionado acima.

<sup>105</sup> Cabe ressaltar que não foram considerados créditos tributários de qualquer natureza, o que pode vir a afetar principalmente a parcela exportada de gás natural da opção via GNL.

#### 4.1.2 Identificação da relação entre as variáveis e construção do modelo matemático

De posse das principais premissas adotadas no estudo, foram construídos modelos matemáticos baseados no método do fluxo de caixa descontado de cada um dos projetos em análise, tendo como parâmetro decisório o valor esperado da distribuição de probabilidades do valor presente líquido (VPL), tal qual poderá ser visualizado no diagrama de relevância da Figura 27.



**Figura 27 – Diagrama de relevância das alternativas do estudo**

[fonte: elaboração própria]

Também conhecido na literatura como diagrama de influências, o diagrama de relevância é composto por setas e nós, no qual o hexágono (vermelho) representa o objetivo, o quadrado (hachurado) o nó de decisão, a elipse as incertezas e o quadrado com cantos abaulados (cinza) o nó determinístico. A interpretação do arco, contudo, depende do tipo do nó e da relação deste com as demais variáveis. As setas apontadas para o nó “Receita Bruta”, por exemplo, indicam que, uma vez definidos os valores associados às incertezas da demanda termelétrica e não-termelétrica, o valor da tarifa de transporte e a demanda gasífera do mercado internacional (somente para o caso do GNL), o valor da receita bruta poderá ser, então, calculado com certeza. Já a seta apontada para o nó “Dem.



térmica” indica que variável está, de algum modo, condicionada ao valor do nó “Dem. n-térm”, calculado a partir de uma função de probabilidade previamente definida.

Cabe ainda ressaltar que os nós de decisão podem definir os estados das variáveis do modelo, ou seja, se as variáveis são determinísticas ou aleatórias. Especificamente no modelo desenvolvido para a análise em estudo, a variável Opex é determinística, caso a alternativa em estudo seja gasodutos, ou aleatória, caso a alternativa seja GNL.

#### 4.1.3 Modelagem das incertezas

De fato, o problema mais crítico nos estudos de análise de risco em avaliação de projetos reside no processo de modelagem das incertezas, para o qual foi, sempre que possível, avaliado a partir de séries históricas de dados. Entretanto, face à ausência de uma série mais extensa destes dados, boa parte das incertezas foram modeladas a partir do conceito de probabilidade subjetiva no qual a probabilidade é considerada uma medida do estado de conhecimento do indivíduo a respeito de um particular fenômeno, ao invés de uma característica que só pode ser avaliada através de um número suficientemente grande de observações do fenômeno. Nos casos em que o conceito de probabilidade subjetiva foi adotado, estimaram-se valores máximos e mínimos em funções triangulares de probabilidade.

Para o caso das tarifas de transporte, cujo valor, em tese, resulta da livre negociação entre os agentes<sup>106</sup>, foi adotada uma faixa de variação de  $\pm 20\%$  sobre o valor calculado a partir dos preços médios praticados no período de 1999 a 2003 no *city-gate* descontados dos custos de produção e transporte até a costa, tal qual observado na Figura 11.

De maneira similar foi adotada uma variação de  $\pm 10\%$  sobre as projeções de demanda não-termelétrica (industrial, residencial, comercial e de transportes) realizadas pela Petrobras, com a qual procurou-se avaliar, em particular, as incertezas associadas tanto ao desenvolvimento de mercados como Maranhão e Piauí, quanto à efetivação do contrato de fornecimento junto à Usina Siderúrgica do Ceará.

---

<sup>106</sup> De acordo com a Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, Art.58, o valor e a forma de pagamento deve vir, em um primeiro momento, de acordo entre as partes, cabendo à ANP apenas avaliá-lo segundo as condições do mercado ou, em um segundo momento, arbitrar quando da falta de um consenso entre as partes.

Como recurso para análise da sensibilidade do projeto aos impactos de políticas tributárias outras que não as consideradas no estudo, tais como eventuais incentivos fiscais provenientes da redução do ICMS, adotou-se uma variação de  $\pm 2\%$  nas alíquotas tanto dos impostos incidentes sobre a receita, quanto dos incidentes sobre o lucro.

Por sua vez, o nível de despacho das usinas termelétricas instaladas na região Nordeste que, em última instância delinearão a demanda termelétrica de gás natural (pelo menos na parcela não atrelada a contratos em longo prazo), foi modelado em função do levantamento realizado por Moutinho dos Santos (2004), no qual resultou um fator médio de utilização inferior a 30%. Desta forma, optou-se por uma função de probabilidade do tipo lognormal com média 30% e desvio padrão unitário, a qual tende a limitar-se a valores positivos concentrados na origem (nesta função, quase 90% do espectro encontra-se compreendido entre um despacho de 0 a 40%).

Por fim, cabem algumas considerações sobre a modelagem das incertezas relacionadas às possibilidades de comercialização do GNL brasileiro no mercado internacional, condicionada, conforme mencionado anteriormente, não somente à disponibilidade de capacidade disponível na planta de liquefação, mas também ao nível de preços do gás natural liqüefeito praticado no mercado internacional. Intrinsecamente relacionado com a própria competitividade do GNL brasileiro frente a outros projetos de exportação pelo mundo, os preços do gás natural liqüefeito no mercado internacional foram modelados a partir do processo referenciado na literatura como *mean-reverting process* (também conhecido como processo *Ornstein-Uhlenbeck*), no qual:

$$x_t = x_{t-1} + \eta(X - x_{t-1})dt + \sigma dz$$

Onde  $\eta$  representa a velocidade de reversão do processo,  $\bar{x}$  reflete o preço marginal de longo do gás natural liqüefeito no mercado internacional,  $dz$  representa o incremento do movimento browniano<sup>107</sup> e  $\sigma$  o parâmetro refere-se à sua variância. Amplamente utilizado

---

<sup>107</sup> O movimento browniano, desenvolvido pelo matemático americano Norbert Wiener (1894-1964) na década de vinte, é um processo estocástico contínuo no tempo com três importantes propriedades: i) a distribuição de probabilidades para todos os valores futuros depende somente do valor presente da variável (*Markov process*); ii.) seus incrementos são independentes, ou seja, a distribuição de probabilidade é independente para cada intervalo e, iii) as mudanças entre cada intervalo finito são normalmente distribuídas, com sua variância crescendo linearmente em função do período de intervalo (Dixit e Pindyck, 1993).

para simulação dos preços de diversas *commodities* no mercado internacional, pode-se verificar que, embora não estacionária, a expectativa de mudanças na variável  $x$  no próximo instante depende da diferença verificada entre o preço vigente e o custo marginal de produção em longo prazo, ambos referenciados ao mercado consumidor<sup>108</sup>.

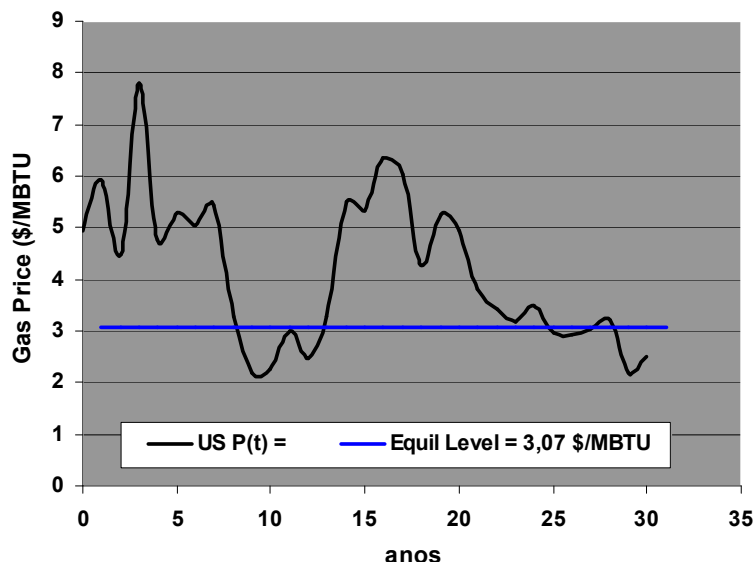
As estimativas das diversas variáveis que compõem a equação browniana adotada para o preço do GNL basearam-se tanto em dados do Energy Information Administration (<http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/hist/n9103us3a.htm>), quanto do Statistical Review of World Energy 2003 (BP, 2004)<sup>109</sup>. A primeira representa uma série dados de 1985 a 2003 relativa ao preço médio pago pelo mercado norte-americano (em US\$/milhões de pés cúbicos) para importação de GNL em que foram obtidos os seguintes valores  $\eta = 0,37$ ,  $\sigma = 23,6\%$  e  $X = \text{US}\$3,07/\text{MBTU}$ . Utilizando-se da mesma metodologia, optou-se ainda em calcular tais variáveis para o mercado europeu, tendo como base a média dos preços *cif* (médias anuais) negociados pelos países da União Européia para importação de GNL, os quais resultaram nos seguintes valores  $\eta = 0,33$ ,  $\sigma = 20,2\%$  e  $X = \text{US}\$2,95/\text{MBTU}$ . Dado que não houve grandes divergências entre os valores calculados, optou-se, então, em utilizar a equação calculada a partir do mercado norte-americano não somente por representar um mercado mais promissor do que o europeu para o projeto brasileiro, mas principalmente pela crescente importância deste mercado na lógica de desenvolvimento dos demais mercados, tal qual discutido no Capítulo 3.

A título de ilustração, a Figura 28 indica uma das 5000 simulações utilizadas no estudo como forma de avaliar a possível contribuição das exportações ao projeto de GNL brasileiro.

---

<sup>108</sup> Observa-se que, embora ainda satisfaça a propriedade de Markov, o processo *mean-reverting* não apresenta incrementos independentes (Dixit e Pindyck, 1993).

<sup>109</sup> Se por um lado tais dados podem não representar uma amostra tão representativa dos preços no mercado internacional, por outro a utilização de dados em bases anuais (e, portanto, compatíveis como o fluxo de caixa utilizado no projeto) tende a induzir menores distorções nos cálculos das variáveis, o favorece a utilização em detrimento a uma amostra mais ampla com periodicidade mensal ou diária. Para o processo de conversão das bases temporais e o memorial de cálculo das variáveis utilizadas na equação browniana, ver Blanco e Soronow (2001).



**Figura 28 – Exemplo de simulação de preços do GNL no mercado norte-americano**

[fonte: elaboração própria]

Desta forma, a partir da utilização do processo browniano supramencionado espera-se avaliar a sensibilidade do projeto de GNL não apenas às oscilações em curto prazo normalmente observadas no mercado internacional, mas principalmente à tendência de reversão de preços aos custos marginais em longo prazo decorrente de uma situação mais próxima ao equilíbrio de mercado do que o vigente atualmente. Em outros termos, tal modelo pretende incorporar ao projeto de GNL brasileiro as incertezas advindas de uma eventual convergência dos preços do gás natural no mercado internacional ao patamar próximo a US\$3,07/MBTU decorrente de uma situação gerada pelo aumento real da oferta em termos mundiais.

Nas Tabela 6 e Tabela 7 encontram-se um resumo não apenas dos valores máximos, mínimos, mas também as funções de probabilidade adotadas em cada uma das variáveis aleatórias (mutuamente independentes), utilizadas na análise de cada uma das alternativas em pauta.

<b>variável</b>	<b>mínimo</b>	<b>base</b>	<b>máximo</b>	<b>observações</b>
CAPEX	2061,5	2170	2278,5	função triangular
Tributo s/ receitas	32%	34%	36%	função triangular
Tributo s/ lucro	14,25%	16,25%	18,25%	função triangular
Fator de carga (termel.)	0%	30%	100%	função lognormal ( $\mu = 30\%$ , $\sigma = 1$ ) lim. 0-100% apl. s/ capacidade inst. não atrelada a contratos
Demanda não-termel.	-10%	base	+10%	função triangular s/ as projeções da Petrobras

**Tabela 6 – Critérios utilizados na análise de sensibilidade da alternativa via gasodutos**

[fonte: elaboração própria]

<b>variável</b>	<b>mínimo</b>	<b>base</b>	<b>máximo</b>	<b>observações</b>
CAPEX	1427	1502	1577	função triangular
OPEX	30%	50%	70%	função triangular s/ parc. fixa dos custos de oper.
Tributo s/ receitas	32%	34%	36%	função triangular
Tributo s/ lucro	14,25%	16,25%	18,25%	função triangular
Fator de carga (termel.)	0%	30%	100%	função lognormal ( $\mu = 30\%$ , $\sigma = 1$ ) lim. 0-100% apl. s/ capacidade inst. não atrelada a contratos
Demanda não-termel.	-10%	base	+10%	função triangular s/ as projeções da Petrobras
Custo de Produção	1,00	1,20	1,50	função triangular
Preço GNL merc. intern.	0	3,07	$+\infty$	<i>Mean-reverting process</i> calculada a partir de dados extraídos do EIA

**Tabela 7 – Critérios utilizados na análise de sensibilidade da alternativa via GNL**

[fonte: elaboração própria]

Por fim, a Tabela 8 traz o algoritmo incorporado às planilhas de cálculo utilizadas nas simulações de cada uma das alternativas em pauta.

= <b>Receita Bruta</b>	$RB = (Dnac \times Tref') + [Dint \times (Pint - Pprod)](*)$
- Tributos	$Trec = \%Trec \times RB$
= <b>Receita Líquida</b>	$RL = RB - Trec$
- Opex	$OPgas = \%OP \times RB$ ou $OPgnl = (futil \times OPplen) + (Opint) (*)$
= <b>EBITDA</b>	$EBITDA = RL - OP$
- Depreciação	$Dep = I/10$
= <b>EBIT(**)</b>	$EBIT = EBITDA - Dep$
- Tluc (IRPJ+CSLL)	$Tluc = \%Tluc \times EBIT$
= <b>Lucro Líquido</b>	$LL = EBITDA - Tluc$
- Capex (invest)	$I$
= <b>Fluxo de caixa</b>	$FC = LL - I$
<p>Onde:</p> <p><math>Dnac = Dtermel + Dconv = [Dtcontr + (Dtdesc \times fcarg)] + Dconv</math></p> <p><math>Dint = Dpleno - Dnac</math> se <math>Pint &gt; US\\$3,3/MBTU</math></p> <p><math>Tref'</math> = variável aleatória referente à tarifa de transp. do gás comercializado no Brasil.</p> <p><math>Dint</math> = parcela da demanda de gás natural destinada ao merc. internacional.</p> <p><math>Pint</math> = variável aleatória referente ao preço do GNL no mercado norte-americano.</p> <p><math>Pprod</math> = variável aleatória referente ao custo de produção e transporte até a costa.</p> <p><math>\%Trec / \%Tluc</math> = variável aleatória referente aos tributos incidentes sobre a receita / lucro.</p> <p><math>futil</math> = fator de utilização da planta de liquefação <math>\rightarrow (3,3 \text{ mta}/(Dnac + Dint))</math>.</p> <p><math>OPplen</math> = custos operacionais para a utilização plena da usina de liquefação.</p> <p><math>Opint</math> = custos operacionais adicionais quando da exportação de gás natural.</p>	

\* para a opção via gasodutos,  $Dint=0$  e  $Opint=0$

\*\* o cálculo do IRPJ e CSLL tiveram como base o EBIT com perdas carregadas para frente.

**Tabela 8 – Algoritmo utilizado nas simulações**

[fonte: elaboração própria]

## 4.2 Avaliação e interpretação dos resultados da simulação

Finda a fase de formulação do problema, cabe agora iniciar a etapa de análise dos resultados. Porém, antes cabem algumas pequenas ressalvas quanto à leitura dos dados obtidos, explicitando não somente as particularidades do método utilizado, como também suas respectivas limitações em relação à mensuração dos riscos inerentes a cada um dos projetos.

### 4.2.1 Considerações sobre a variância do VPL como medida de risco do projeto

Desenvolvida por Harry Markowitz, a regra média–variância (também referenciada na literatura como Regra E-V) tem sido um dos critérios mais populares na avaliação comparativa de alternativas mutuamente excludentes de investimentos. De acordo como Markowitz (1952), um projeto A será mais atrativo que o projeto B se:

$$E(A) \geq E(B) \quad \text{e} \quad \text{var}(A) < \text{var}(B) \text{ ou}$$

$$E(A) > E(B) \quad \text{e} \quad \text{var}(A) \leq \text{var}(B)^{110}$$

Para os casos não enquadrados na Regra E-V cabe ressaltar que a utilização da variância como uma indicação de risco deve ser avaliada com critério, sem o qual poderá conduzir a decisões pouco fundamentadas. De fato, quanto maior a variância, maior o desvio em relação ao valor esperado do projeto e, portanto, maior o risco. No entanto, sob condições particulares, projetos considerados mais arriscados podem adequar-se melhor às preferências do investidor, tal qual observado nos casos de correlação negativa com os demais ativos integrantes de sua carteira. Além disso, conforme lembram Levy e Sarnat (1990), alguns projetos podem apresentar expectativas de lucros amplamente favoráveis, o que pode justificar sua adoção em detrimento a outra alternativa de menor rentabilidade.

---

<sup>110</sup> Onde  $E(A)$  representa o valor esperado para o projeto A e  $\text{var}(A)$  refere-se à sua variância.

Além de limitar-se a alguns casos particulares, a utilização da regra E-V não permite avaliar se os riscos suportados pelo investidor estão sendo devidamente remunerados. Como alternativa, Brealey e Myers (2000) sugerem que a utilização dos métodos de simulação para cálculo da distribuição VPL deve utilizar, a priori, a taxa livre de risco em substituição ao custo de oportunidade do capital. Nestas condições, o risco do projeto poderia ser devidamente mensurado a partir da dispersão observada na distribuição de probabilidades do resultado de cada um dos projetos, o qual serviria para subsidiar o cálculo das taxas de desconto a serem empregadas na análise do valor presente líquido das alternativas em estudo. De acordo com Brealey e Myers, cada fluxo de caixa deveria ser, então, descontado à taxa proporcional ao risco suportado pelo investidor (dado pela dispersão da distribuição previamente calculada), o que resultaria um VPL único (e não uma distribuição) para cada um dos projetos em estudo. Nesse caso, o critério de escolha entre dois ou mais investimentos mutuamente exclusivos permaneceria sendo selecionar aquele que apresentasse o maior valor dentre todas as alternativas, exceto para o caso que todos eles sejam negativos.

Embora mais coerente e completo do que a simples utilização da Regra E-V visto que tal metodologia permite avaliar se o risco suportado pelo investidor está sendo ou não devidamente remunerado, na prática a determinação do custo do capital cerca-se de grandes dificuldades, seja em função da falta de dados, seja em função da falta de consenso nos meios acadêmicos, governamentais e empresariais quanto aos critérios e premissas que a fundamentam.

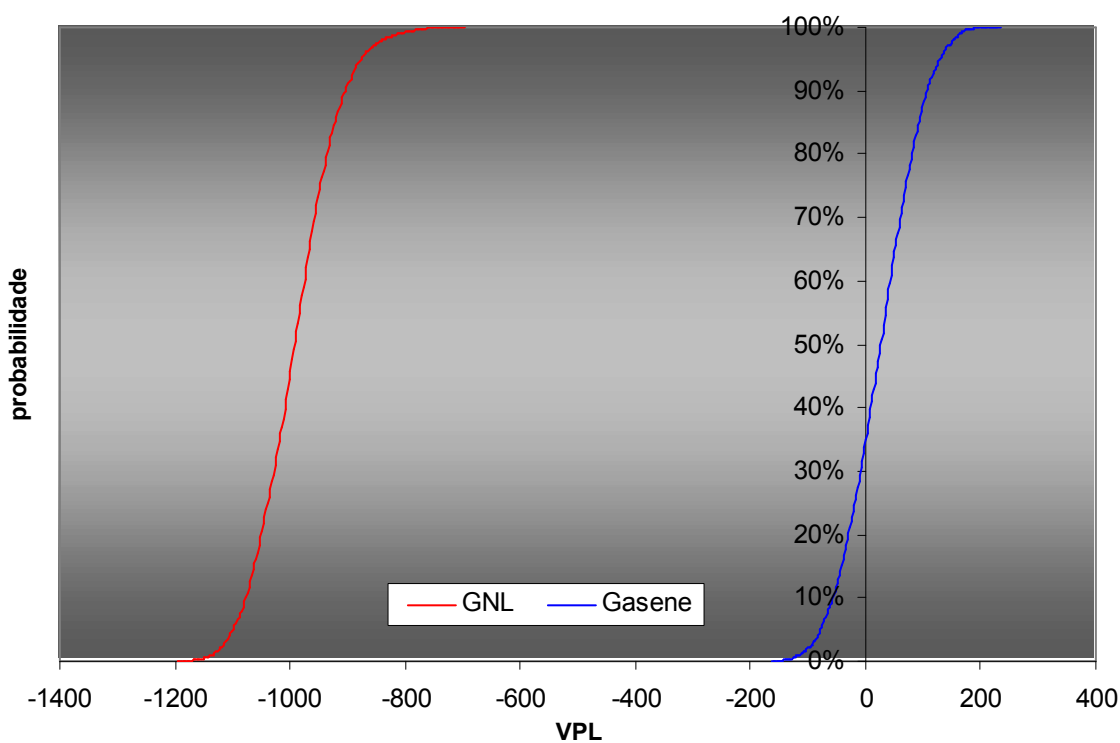
Desta forma, optou-se em utilizar uma taxa de desconto única de 10% para ambos os projetos, baseada principalmente na estimativa das condições do empréstimo previamente negociado pela Petrobras junto ao BNDES e outras instituições financeiras internacionais. Se por um lado a utilização de uma mesma taxa de desconto (supostamente o custo de oportunidade do capital) inviabilize, segundo os críticos da Regra E-V, a correta mensuração do risco inerente a cada um dos projetos, por outro, possibilita uma melhor avaliação da evolução do fluxo de caixa esperado para cada um dos projetos e, sob determinadas condições, pode conduzir a um processo coerente de escolha da melhor alternativa dentre todas as avaliadas. Além disso, por tratar-se de projetos de infraestrutura, a opção de utilizar uma única taxa de desconto reduz significativamente os riscos



associados a eventuais distorções nos cálculos do custo de oportunidade do capital de cada uma das alternativas em estudo, mitigando, assim, as próprias imprecisões do resultado final do estudo.

#### 4.2.2 Avaliação comparativa dos resultados do projeto

De posse destas ressalvas iniciais e das principais premissas utilizadas para o desenvolvimento do modelo, pode-se agora avaliar os resultados obtidos ao longo do processo de simulação. Conforme mencionado previamente, tal simulação baseou-se no método de Monte Carlo<sup>111</sup>, para o qual utilizou-se o software @Risk versão 4.5 (profissional). Para cada uma das alternativas foram calculadas 5000 iterações, das quais extraíram-se as duas curvas de probabilidade acumulada da Figura 29.



**Figura 29 – Resultado das simulações**

[fonte: elaboração própria]

<sup>111</sup> Para maiores informações sobre os processos de análise probabilística, ver Mian (2002), enquanto que uma abordagem mais específica do método de simulação de Monte Carlo podem ser conseguidas em Jäckel (2002).

Para a alternativa via GNL, o resultado indica que é praticamente nula a probabilidade de retorno do capital investido. O valor esperado da distribuição do VPL desta opção indica um prejuízo de US\$991 milhões, com desvio padrão de US\$68 milhões. Para a alternativa via gasodutos, o valor esperado da distribuição do VPL é positivo em US\$25,7 milhões, com desvio padrão de US\$62,8 milhões, do qual resulta uma probabilidade de cerca de 65% de obter lucro.

Considerando ainda que  $E(\text{gasod.}) \gg E(\text{gnl})$  e  $\text{var}(\text{gasod.}) < \text{var}(\text{gnl})$  (Regra E-V), pode-se afirmar que, muito embora o risco não tenha sido mensurado, a opção de investimento em transporte de gás natural a partir de gasoduto (Gasene e Malhas NE) é estatisticamente dominante à alternativa baseada na utilização de um projeto conjunto de desenvolvimento do mercado interno atrelado à exportação de GNL no mercado internacional. Todavia, cabe considerar que embora o estudo permita inferir, dentro das premissas utilizadas e do volume de informações utilizado, que a alternativa via gasodutos é mais apropriada do que a envolvendo GNL, a metodologia aqui conduzida não permite avaliar se o risco suportado pela Petrobras ao conduzi-lo será devidamente remunerado se comparado a outras alternativas de investimento com as mesmas características em relação ao risco. A rigor, a utilização do método proposto por Brealey e Myers (1990) conduziria à mesma condição de dominância entre os dois projetos analisados, muito embora permitiria avaliar se, com a taxa de desconto calculada em função do risco incorrido ao executar o projeto, se o valor presente líquido da alternativa dutoviária permanecia sendo positivo e, portanto, se o investimento deveria ou não ser efetivamente realizado.

Ademais, cabe ressaltar que a opção por GNL no Brasil igualmente não se justificaria na esfera governamental (pelo menos não em bases econômicas), visto que sua participação no projeto de GNL representaria algo em torno de um terço do observado na opção via gasodutos (US\$750 milhões) ao longo do período analisado<sup>112</sup>.

---

<sup>112</sup> De fato, dado que o fator de utilização da infra-estrutura da opção via GNL, na média, maior do que a opção via gasodutos, a participação governamental advinda de impostos incidentes sobre a receita (ICMS, PIS e COFINS) foi maior no primeiro. Constata-se que a diferença foi resultante da falta de resultado da opção via GNL.

### 4.2.3 Análise de sensibilidade e o estudo das variáveis mais críticas aos projetos

Muito embora os resultados supramencionados sejam suficientes, dentro das premissas assumidas ao longo do trabalho, para a tomada de uma decisão entre as duas alternativas avaliadas, optou-se pelo aprofundamento das análises aqui conduzidas de modo a permitir uma interpretação um pouco mais detalhada de quais variáveis são mais críticas a cada um dos projetos em pauta. Desta forma, realizou-se uma análise de sensibilidade a partir de discretização dos dados utilizados ao longo do próprio processo de simulação, utilizando-se, para tanto, do software TopRank versão 1.5.

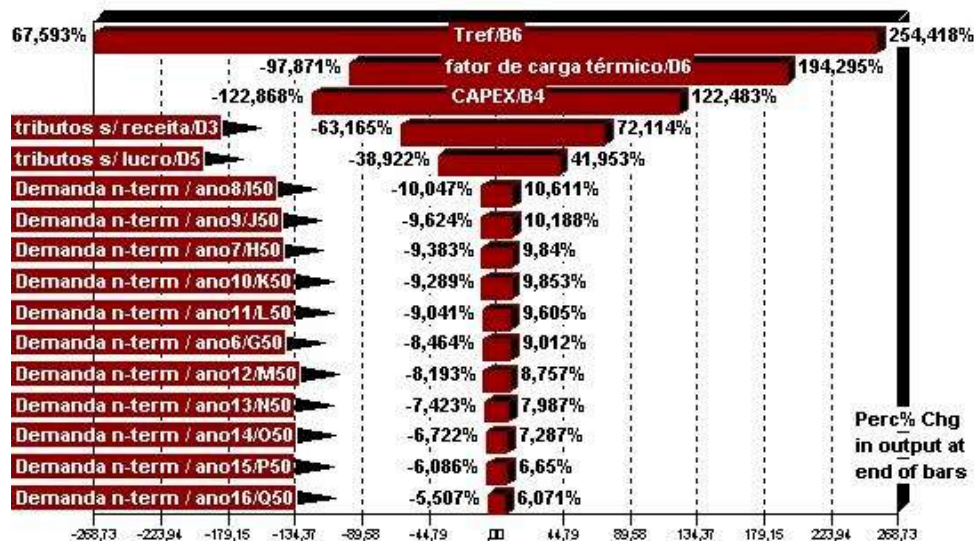
Os valores resultantes desta análise de sensibilidade são os apresentados na Figura 30 e Figura 31 abaixo. Cabe ressaltar que cada barra horizontal do diagrama representa a variação (ou *swing*<sup>113</sup>) no valor presente líquido do projeto causada pelo cálculo do fluxo de caixa a partir dos valores mínimo e máximo de cada uma das variáveis em estudo<sup>114</sup> enquanto todas as demais permanecem inalteradas em seu valor base.

Conforme pode ser visualizado na Figura 30, as variáveis mais críticas à alternativa via gasodutos são, basicamente, a tarifa de transporte, as incertezas acerca do despacho da capacidade termelétrica não atrelada a contratos em longo prazo, eventuais desvios no orçamento inicial do projeto e, por fim, os impactos de políticas tributárias outras que não as consideradas no presente estudo, tal como, por exemplo, incentivos fiscais decorrentes de redução da alíquota do ICMS. Embora menos críticos, os impactos na demanda não-termelétrica explicam-se basicamente pelas incertezas provenientes da frustração do desenvolvimento de mercados como Maranhão e Piauí ou da não efetivação do contrato de fornecimento junto à Usina Siderúrgica do Ceará.

---

<sup>113</sup> Em termos gerais  $|VPL_{base} - VPL_{máx}| + |VPL_{base} - VPL_{min}|$ .

<sup>114</sup> Para a análise de sensibilidade proposta, utilizaram-se os valores que delimitaram o intervalo de confiança de 90% das funções de probabilidades utilizadas no modelo.



**Figura 30 – Análise de sensibilidade da alternativa via gasoduto**

[fonte: elaboração própria]

Para a alternativa via GNL, o valor praticado na tarifa de transporte é, de longe, o fator mais crítico para o resultado, explicado, sobretudo, pelo significativo desvio entre o valor calculado a partir dos preços praticados junto ao consumo final e o valor mínimo de remuneração do investimento, tal qual calculado no Capítulo 2. Desta forma, muito embora o fator de utilização da infra-estrutura ao longo de toda a simulação tenha se mostrado mais alto do que a opção via gasoduto, as receitas geradas foram insuficientes para compensar os elevados custos operacionais inerentes ao projeto via GNL e, conseqüentemente, remunerar o investimento ao longo de toda a cadeia. De fato, as receitas operacionais (EBITDA) da alternativa via gasodutos (aproximadamente US\$2 bilhões ao longo do período à taxa de 10%a.a.) foram, na média, cerca de dez vezes maior do que a alternativa via GNL, o que denota os altos custos de operação e manutenção deste modal.

Afora a tarifa de transporte, todas as demais variáveis tiveram impacto pouco significativo nos resultados do projeto. Embora apareça entre as variáveis mais críticas, verifica-se que o impacto da variável preço do GNL no mercado internacional nesta alternativa é atenuado em função da prioridade de abastecimento do mercado nacional em detrimento ao externo e da elevada parcela da capacidade em usinas termelétricas atrelada a contratos em longo prazo. Nestas condições, a disponibilidade de capacidade para

exportação reduz-se consideravelmente, minimizando, assim, a contribuição do processo de exportação para o resultado do projeto.

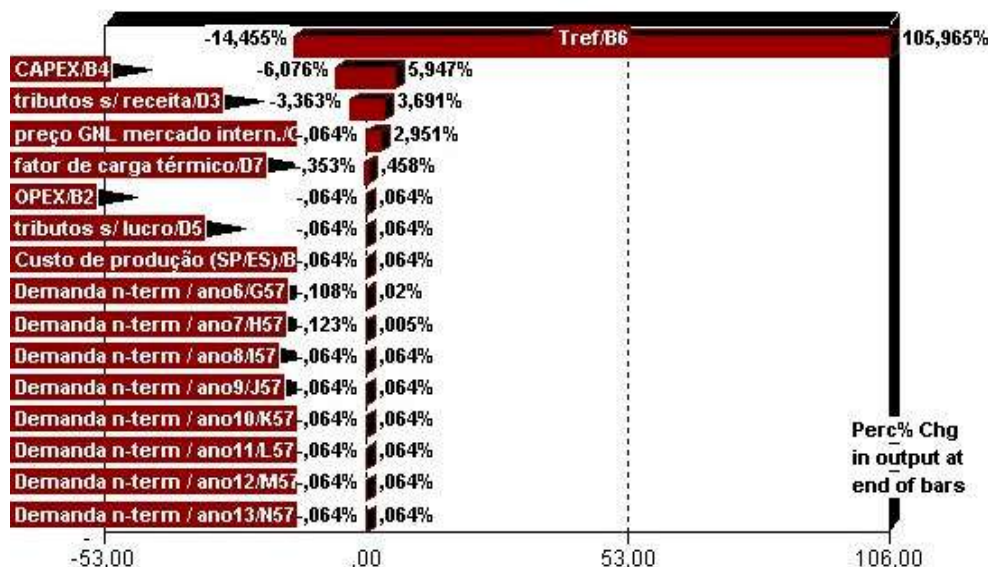


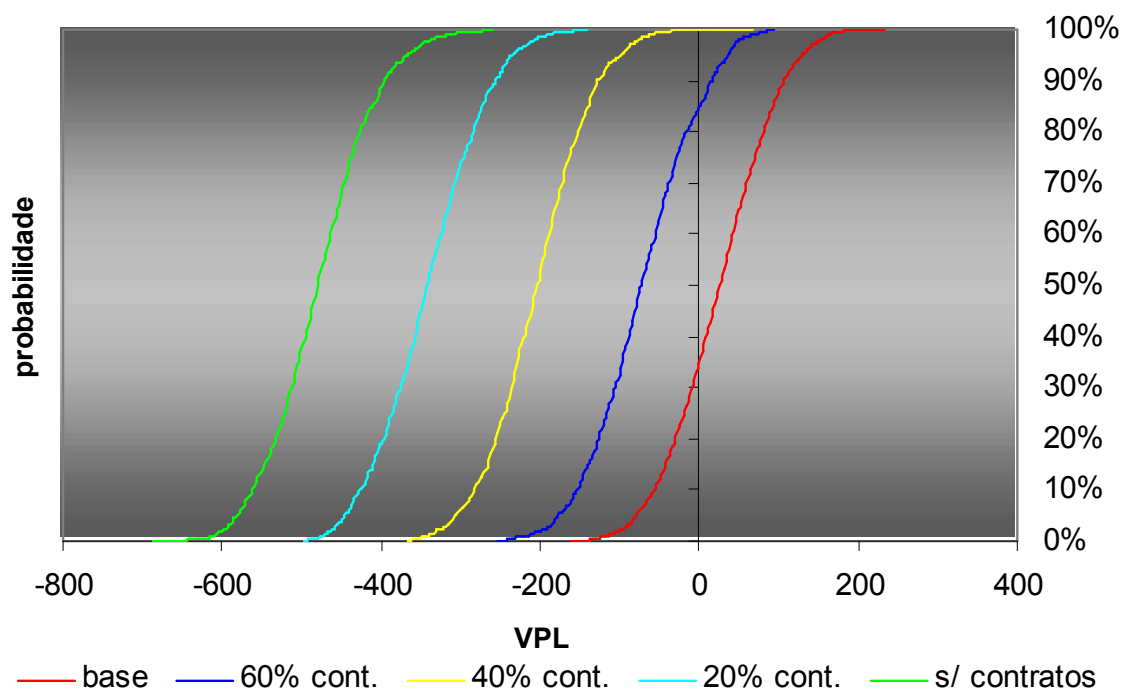
Figura 31 – Análise de sensibilidade da alternativa via GNL

[fonte: elaboração própria]

#### 4.2.4 Impacto das cláusulas de *ship-or-pay* no resultado dos investimentos

Dado que a contribuição da alternativa via GNL foi praticamente anulada em função da significativa parcela da capacidade termelétrica vinculada a contratos em longo prazo, foram elaboradas novas simulações com hipóteses de redução gradativa da capacidade termelétrica previamente contratada. As Figura 32 e Figura 34 representam as curvas de distribuição de probabilidade acumulada para as alternativas via gasodutos e GNL, respectivamente, considerando níveis de contratação variando de 80% (caso base) à condição de eliminação das cláusulas de *ship-or-pay* de todos os contratos celebrados entre a Petrobras e os controladores das usinas termelétricas da região Nordeste.

Para a alternativa via gasodutos observa-se uma relação quase que linear da capacidade atrelada a contratos e os resultados do projeto, que parte de uma condição de lucro de US\$25,7 milhões para algo em torno de US\$477 milhões de prejuízo quando da descontração total da capacidade termelétrica das usinas da região.



**Figura 32 – Evolução do resultado x demanda termelétrica contratada (gasodutos)**

[fonte: elaboração própria]

No que se refere à sua contribuição ao resultado verifica-se que, de fato, há um aumento significativo da sensibilidade do projeto em relação ao fator de carga (ou nível de despacho) das usinas termelétricas instaladas na região Nordeste quando da hipótese de desconstratação plena da capacidade local disponível. Em outros termos, constata-se que não apenas as tarifas de transporte, mas principalmente as cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay* dos contratos celebrados entre a Petrobras e empresas Endesa, MPX e Neoenergia (ex Guarani) são os fatores fundamentais para a garantia do retorno do capital investido na infra-estrutura de transporte de gás natural através gasodutos, tal qual pode ser verificado na Figura 33.

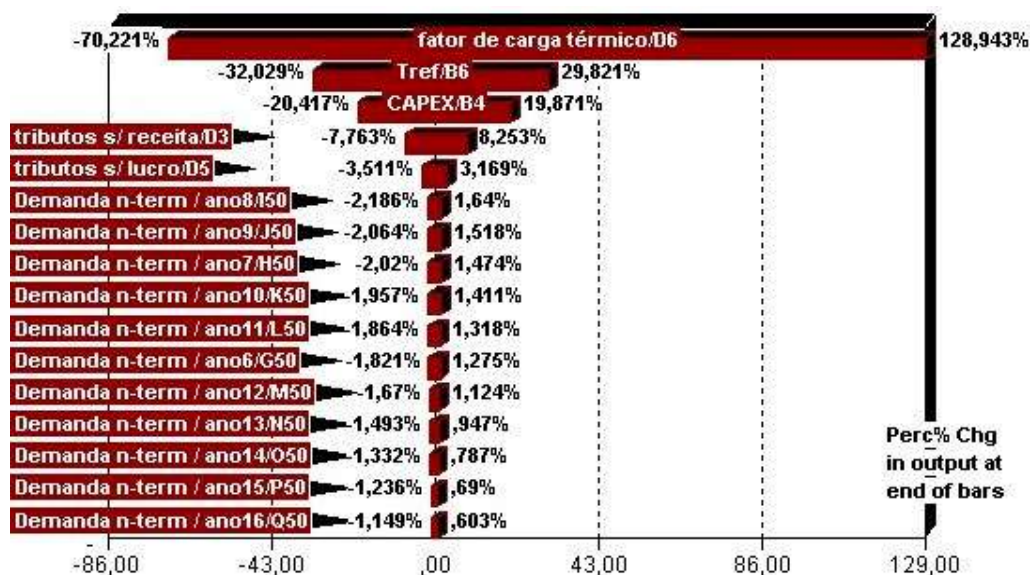
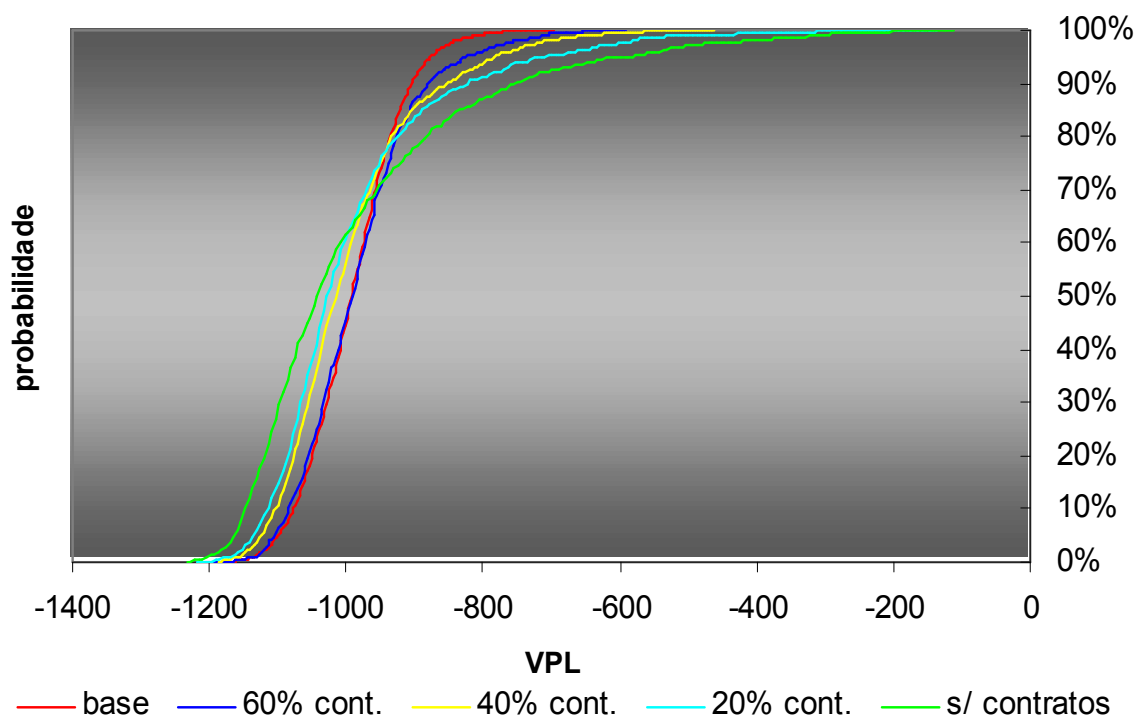


Figura 33 – Análise de sensibilidade da opção via gasodutos sem contratos em longo prazo

[fonte: elaboração própria]

Em relação à alternativa via GNL, verifica-se, em análise à Figura 34, que a variância das curvas de probabilidade acumulada cresce à medida em que diminui a capacidade termelétrica atrelada a contratos de fornecimento mínimo de gás natural, muito embora de maneira não tão significativa a ponto de influenciar decisivamente o valor esperado da distribuição do VPL. De fato, a maior disponibilidade de gás natural no mercado doméstico tende a aumentar a comercialização do GNL brasileiro no mercado internacional. Como consequência, verifica-se um aumento da variância associada principalmente à maior dispersão dos valores mais positivos do projeto, o que denota os maiores riscos e benefícios da comercialização no mercado externo, tal qual discutido no capítulo precedente.



**Figura 34 – Evolução do resultado x demanda termelétrica contratada (GNL)**

[fonte: elaboração própria]

Não por acaso, há um aumento significativo da sensibilidade do projeto ao preço do GNL praticado no mercado internacional, muito embora a tarifa de transporte ainda permaneça sendo a variável mais crítica do projeto, tal qual pode ser verificado na Figura 35.



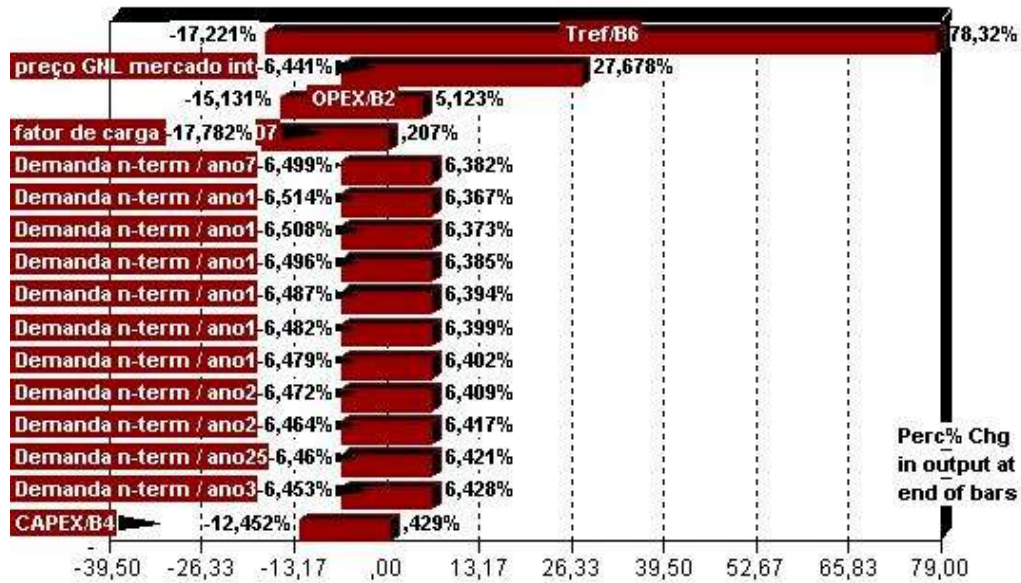


Figura 35 – Análise de sensibilidade da opção via GNL sem contratos em longo prazo

[fonte: elaboração própria]

## 5 Conclusões e considerações finais

Tendo como pano de fundo as tendências da indústria petrolífera mundial e as particularidades do setor energético brasileiro, o presente estudo procurou testar a hipótese de que a proposta de desenvolvimento do mercado doméstico atrelada a um projeto de exportação de GNL brasileiro é mais adequada às condições de contorno observadas na indústria gasífera brasileira do que a alternativa via gasodutos.

Para tal, foram utilizadas duas alternativas para atendimento ao déficit potencial de gás natural da região Nordeste. Uma destas alternativas recai na atual proposta do Projeto Malhas desenvolvido pela Petrobras sob a égide do Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, a qual prevê a expansão da capacidade das malhas de gasodutos existentes nas regiões Nordeste e Sudeste (respectivamente Projetos Malhas NE/ Malhas SE) como forma de eliminar alguns pontos de estrangulamento e posteriormente interligá-las através de um gasoduto (Gasene) de 1,2 mil km de extensão com capacidade de transporte de cerca de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

A segunda alternativa recai na estratégia defendida por Moutinho dos Santos (2004) e Viçter (2004) de utilizar o transporte de GNL como forma de combinar o desenvolvimento do mercado doméstico com a exportação do atual excedente de gás natural proveniente da região Sudeste do país. Nesta opção, prevê-se a construção de uma usina de liquefação no porto de Sepetiba que, por sua vez, abastecerá o mercado nordestino através de terminais portuários de recebimento e regasificação de gás natural liquefeito (GNL), distribuindo-o, após regasificado, através da rede básica de transporte e distribuição atualmente instalada na região.

Desta forma, a partir de uma abordagem probabilística baseada no método de Monte Carlo depreendeu-se que, embora venha ultimamente experimentando um crescimento vigoroso nos últimos anos, a alternativa de associar o atendimento do mercado nordestino de gás natural a uma estratégia de exportação de GNL em arbitragens esporádicas no mercado internacional é, dentro das premissas adotadas e do volume de informações disponíveis no momento de execução do presente estudo, uma opção de investimento menos adequada às condições do mercado gasífero brasileiro do que a representada pela opção dutoviária.

De fato, a tarifa de transporte, calculada em função das condições de contorno do mercado gasífero brasileiro, mostrou-se claramente insuficiente para compensar os elevados custos operacionais inerentes aos processos de liquefação, regasificação e transporte do projeto de GNL e, conseqüentemente, remunerar os aportes financeiros realizados ao longo do segmento de *midstream*.

Por um lado, a possibilidade de relocar parte da produção ociosa no mercado internacional mostrou-se limitada em função tanto dos contratos de fornecimento mínimo de gás natural celebrados entre a Petrobras os controladores de usinas termelétricas da região, como das incertezas relacionadas à comercialização de excedentes no mercado internacional de GNL. De fato não há, até o presente momento, evidências concretas que atestem uma tendência de crescimento sustentado do volume de GNL comercializado a partir de contratos do tipo *spot* e de *swap*, condição necessária para negociação de excedentes. O avanço destes arranjos contratuais em curto prazo observado nesses últimos anos relaciona-se, antes de tudo, a eventos circunstanciais ocorridos ou na esfera produtiva, tais como os problemas políticos na Indonésia ou a explosão de metade dos trens da planta de liquefação de Skikda, ou na esfera de consumo, tais como os choques de preços no mercado norte-americano e o desligamento preventivo de cinco das dezessete usinas nucleares da Tokyo Electric em 2002. Mesmo nestas condições, países como Trinidad & Tobago e Catar, considerados os mais agressivos em relação ao mercado *spot*, comercializaram apenas 16% do volume total exportado em contratos com período de vigência menor do que um ano, o que denota a importância dos contratos em longo prazo nesse mercado.

Por outro, o processo de liberalização dos mercados de energia no mundo em curso em diversos países do mundo tende a tornar ainda mais dificultosa a implementação de projetos desta natureza face às modificações nos mecanismos de comercialização que tendem a tornarem-se cada vez mais flexíveis. Nesse contexto de incertezas, apenas os projetos que detêm vantagens comparativas sobre os demais concorrentes diretos (tal qual Trinidad & Tobago em relação ao mercado consumidor norte-americano) podem optar por uma estratégia de investimento baseada em capacidade excedente livre de impactos advindos das flutuações decorrentes do processo de liberalização dos mercados de energia, o que certamente não é o caso do projeto brasileiro.

Contudo, se por um lado o presente estudo permite refutar, pelo menos nas atuais condições de contorno do mercado gasífero mundial, a alternativa baseada na utilização de um projeto conjunto de desenvolvimento do mercado interno atrelado à exportação de GNL no mercado internacional, por outro, não provê informações suficientes para afirmar que o risco suportado pela Petrobras ao conduzir o projeto de transporte via gasodutos será devidamente remunerado. Desta forma, cabe aqui uma indicação para que futuros trabalhos de pesquisa possam aprofundar a avaliação da alternativa de transporte via gasodutos como solução do déficit de gás natural da região Nordeste, incorporando à análise fatores como os ganhos provenientes da maior flexibilidade que tal infra-estrutura pode proporcionar ao processo produtivo de eventuais descobertas em novos campos ao longo do traçado do Gasene, comparando-os, por exemplo, com os custos associados à opção de simplesmente não investir na implantação de uma infra-estrutura de transferência de gás natural produzido na região Sudeste para suprir o atual déficit da região Nordeste.

Como consideração final pode-se, a partir da sensibilidade da alternativa dutoviária em relação às condições de fornecimento mínimo de gás natural para consumo termelétrico, observar como a instalação de usinas termelétricas induz uma forte interdependência entre os mercados gasífero e de eletricidade a ponto de sinais econômicos gerados pelo arcabouço institucional vigente em uma indústria afetar as decisões de investimento noutra. Aproveitando-se de brechas do antigo modelo institucional do setor elétrico, as distribuidoras nordestinas Coelba (BA) e Celpe (PE), controladas pelo Grupo Neoenergia, e Coelce (CE), da Endesa, passaram a celebrar contratos de 20 anos para compra de energia de usinas termelétricas de seus próprios grupos controladores, realizando o que convencionou-se chamar de *self-dealing*. Em decorrência disso, tais distribuidoras passaram a substituir os antigos contratos assinados junto às geradoras estatais detentoras de usinas hidrelétricas parcial ou plenamente amortizadas (e, portanto, com custos de geração mais baixos), por contratos de compra de energia de usinas termelétricas de seus controladores a custos muito mais elevados, repassando a diferença para as tarifas de distribuição do consumidor final. De fato, esses arranjos contratuais não somente têm garantido a operação destas usinas independentemente da disponibilidade hídrica da região (o que, em outros termos significa uma distorção na operação ótima do sistema elétrico brasileiro), como também assegurado o cumprimento dos contratos de fornecimento

mínimo de gás natural (*take-or-pay* e *ship-or-pay*) celebrados junto à Petrobras, que, em última instância, asseguram a viabilidade, pelo menos dentro das premissas deste estudo, dos investimentos em gasodutos de transporte de gás natural. Em suma, pode depreender-se que, em função de sinais econômicos distorcidos provenientes do antigo modelo institucional do setor elétrico, boa parte dos consumidores de energia elétrica da região Nordeste irão assegurar, caso tal projeto venha a concretizar-se, o retorno financeiro da ampliação da infra-estrutura de transporte de gás natural, consolidando, por assim dizer, uma espécie de transferência de rendas entre as duas indústrias.

## 6 Referências bibliográficas

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **World Energy Outlook 2002**. Paris: OCDE/AIE, 2001.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Regulatory Reform**: European Gas. Paris: OCDE/AIE, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Boletim Mensal do Gás**: de junho de 2004 a dezembro de 2004. Rio de Janeiro: ANP, 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Indústria Brasileira de Gás Natural**: Regulação Atual e Desafios Futuros. Rio de Janeiro: ANP, 2001a.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Regulação**. Rio de Janeiro: ANP, 2001b.

ALVEAL, C.; ALMEIDA, E.L.F. **Evolução dos Mercados Internacionais de Óleo e Gás**. Projeto Rumos e Perspectivas da Indústria de Gás Natural e a Nova Regulação no Brasil. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2000.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2004. Brasília: Ministério das Minas e Energia, 2003.

BALL, J; SHEPHERD, R. **Geopolitics of Natural Gas Study – Atlantic LNG**. Texas: Rice University, 2004. Apresentação no Instituto James A. Baker.

BANKS, F.E. **An Introduction to the Economics of Natural Gas**. **Organization of the Petroleum Exporting Countries Review**, Viena, vol. 27, n.1, p.39, 2003.

BANKS, F.E. **The political economy of natural gas**. Londres: Croom Helm, 1987.

BAUMOL, W. J. Indivisibilities. In: EATWELL ,J; MILGATE ,M; NEWMAN, P(Org). **The New Palgrave: A Dictionary of Economics**. Eatwell,J; Milgate,M; Newman, P (org). Nova Iorque: Palgrave, 1998.

BLANCO, C; SORONOW, D. Mean Reverting Process – Energy Prices Process Used for Derivatives Pricing & Risk Management. **Commodities Now**, junho 2001.

**BP Statistical Review of World Energy 2003**. Disponível em: <http://www.bp.com/>. Acesso em julho de 2004.

BREALEY, R. A.; MYERS S. C. **Principles of corporate finance**. Boston: Irwin/McGraw-Hill, 2000

BROWNE, L. The Strategic Role of Gas in Exploration and Production. **The Oil & Gas Review 2003**. Paris: OCDE, 2003. p 22-27.

CAMPBELL, J. Y. **The econometrics of financial markets**. Princeton : Princeton University Press, 1997.

CARVALHINHO, J.C.L.F. **O valor da flexibilidade em cláusulas de “take-or-pay” de contratos para fornecimento de gás natural industrial**. 2003. 169 f. Dissertação (Mestre em Administração) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

CEG. Disponível em: <http://www.ceg.com.br/historico.htm>. Acesso em setembro de 2004.

CORNOT-GANDOLPHE, S. **Flexibility in Natural Gas Supply and Demand**. Paris: OCDE/IEA, 2002.

CORNOT-GANDOLPHE, S. APPERT, O. DICKEL, R. CHABRELIE, M.F. ROJEY, A. **The Challenges of Further Cost Reductions for New Supply Options (Pipeline, LNG, GTL)**. World Gas Conference, Tóquio 2003.

DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. **Investment under uncertainty**. Princeton: Princeton University Press, 1994.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook**. Washington: U.S. Department of Energy, 2004.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook**. Washington: U.S. Department of Energy, 2003.

FERNANDES, E.S.L.; PINTO JÚNIOR, H.Q. O Mercado Internacional do Petróleo e o Comportamento dos Preços. In: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Regulação**. Rio de Janeiro: ANP, 2001. p. 19-29. ( Séries ANP; n I)

FLOWER, A. Market Access The Key Challenge for LNG Producers. **Oil and Gas Journal**, v. 100, n. 16.,p.7, abr. 2002.

GELLER, H.;TOLMASQUIM, M.T; SCHAEFFER, R. **O uso eficiente da eletricidade – Uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil**. Washington: American Council for an Energy Efficient Economy; Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Eficiência Energética e Procel, 1991.



GREGORY, K., ROGNER, H.: Energy resources and conversion technologies for the 21st century. **Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change**, 171-229. 1998

GROENENDAAI, W. V. **The economic appraisal of natural gas projects**. Oxford: Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, 1998.

INTERNATIONAL GAS UNION; IIASA. Global natural gas perspectives. INTERNATIONAL GAS UNION FOR THE KYOTO COUNCIL MEETING. 2 maio. 2000 **Anais**. Tóquio, 2000.

JÄCKEL, P. **Monte Carlo methods in finance**. New York; Chichester: Wiley, 2002.

JENSEN, J.T. **The development of a global LNG market**. Is it Likely? If so When? Londres: Oxford Institute for Energy Studies, 2004.

JENSEN, J.T. The LNG Revolution. **The Energy Journal**, v. 24, n.2, p.45, 2003.

KILLICK, T.(Org.). **The Flexible Economy**: Causes and Consequences of the Adaptability of National Economies. Londres: Routledge, 1995.

KRAUSE, G.G.; PINTO JÚNIOR, H.Q. Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: Experiência Internacional. In: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Regulação**. Rio de Janeiro: ANP, 2001. p. 31-71 ( Séries ANP ; n.1)

LEVY, H; SARNAT, M. **Capital investment and financial decisions**. Nova Iorque: Prentice Hall, 1990.

LOWELL, D. G. **Sensitivity to relevance in decision analysis**. 1994. 163 f : Tese de Doutorado em Engenharia econômica. Stanford University, Stanford, 1994.

LUENBERGER, D. G. **Investment science**. Nova Iorque: Oxford University Press, 1998.

MARKOWITZ H.M., Portfolio Selection, **The Journal of Finance**, Vol. VII, n.1, Mar. pp 77-91, 1952.

MARSHALL, A. **Principles of economics**: an introductory volume. London: Macmillan, c1920.

MIAN, M.A. **Project economics and decision analysis – Probabilistic models**. Tulsa: Penn Well Corporation, 2002.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Energia, Gás Natural e Sustentabilidade**. 2004. 169 f. Tese de Livre Docência. Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; FAGÁ, M.T.W.; ZAMALLOA, G.C.; VILLANUEVA, L.D. **Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, 2002.

NATIONAL PETROLEUM COUNCIL. **Balancing Natural Gas Policy**: Fueling the Demands of a Growing Economy. Washington: NPC/U.S. Department of Energy, 2003.

NORTH, D.C. **Institutions, Institutional Change and Economic Performance**. Cambridg: University Press, 1990.

PERCEBOIS, J. **Economie de l'énergie**. Paris: Economica, 1989.

PERCEBOIS, J. Gas Market Prospects and Relationship with Oil Prices. **Energy Policy**, v. 14, n. 4.,p.18, ago. 1986.

**PETROBRAS**. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/> Acesso em janeiro de 2005.

**PETROBRAS. Plano de Massificação do Uso do Gás Natural**. Petrobras. Rio de Janeiro, junho 2004.

PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY. Statoil drops oil-linked pricing in UK gas deal. **Petroleum intelligence weekly**, v41 i24 p7, 17 de junho de 2002.

PFEIFFER, D.A. Oil Shortages Look Certain by 2007 - LNG to the Rescue? From the Wilderness Publications (site [www.fromthewilderness.com](http://www.fromthewilderness.com)). Acesso em junho de 2004.

RECHELO, C.A.N; MOUTINHO DOS SANTOS, E. Avaliação das condições de inserção do gás natural na indústria de cimento nacional. In : ENCONTRO BRASILEIRO DOS PROFISSIONAIS DO MERCADO DE GÁS, 5., jun 2004. **Anais**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia, 2004.

ROE, D. **LNG Trade**: A review of markets, projects and issues in the changing world of LNG. Londres: SMi Publishing Ltd, 2001.

SAUER, I.L. Plano de Massificação do Uso do Gás Natural. Apresentação. ENCONTRO BRASILEIRO DOS PROFISSIONAIS DO MERCADO DO GÁS, 16 jun., 2004 **Anais**. São Paulo: 2004.

SAUER, I.L. **Uma investigação do potencial de penetração do gás natural na matriz energética brasileira e de possíveis impactos**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, 2003.

SAUER, I.L. **Energia elétrica no Brasil contemporâneo**: a reestruturação do setor, questões e alternativas em “Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco”. org, BRANCO, A.G. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

SAUER, I.L.; VIEIRA, J.P; KICHNER, C.A.R. **O racionamento de energia elétrica decretado em 2001**: um estudo sobre as causas e as responsabilidades. Representação no Ministério Público, São Paulo, 2001.

SECRETARIA DE INFRA-ESTRUTURA DO ESTADO DA BAHIA. **Infra-estrutura para E&P no Estado da Bahia**. Seminário Jurídico-Fiscal: Brasil Round 6. Rio de Janeiro, março de 2004.

SEN, C.T. World's LNG industry surges, pushed by confluence of factors. **Oil and Gas Journal**, v. 102, n. 22.,p.7, jun. 2004.

SEN, C.T. LNG poised to consolidate its place in global gas trade. **Oil and Gas Journal**, v. 101, n. 24.,p.7, jun. 2003.

SHARKEY, W.W. Natural monopoly. In: T Eatwell,J; Milgate,M; Newman, P (org). **The New Palgrave**: A Dictionary of Economics. Nova Iorque: Palgrave, 1998.

STERN; J. **Security of European Natural Gas Supplies** – The impact of import dependence and liberalization. Londres: Royal Institute of International Affairs, 2002.

SUTHERLAND, R.J. Natural Gas Contracts in an Emerging Competitive Market. **Energy Policy**, v. 21, n. 12, p.1191-1204, nov. 1993.

SYRQUIN, M. **Flexibility and Long-term Economic Development em “The Flexible Economy: Causes and Consequences of the Adaptability of National Economies.** Londres: Tony Killick, Routledge, 1995.

TORRES FILHO, E.T. O Gasoduto Brasil.Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.9, n. 17, p.99-116, jun, 2002.

VICTER, W.G. O futuro da Bacia de Santos. **Brasil Energia**, n 287, p.94, out. 2004.

VIGLIANO, R. Massificação anda a passos lentos. **Brasil Energia**, v. 1, junho 2004. <http://www.brasilenergia.com.br>. Acesso em dezembro de 2004.

VIGLIANO, R. Gás: o produto-problema se torna estratégico. **Brasil Energia**, v. 1, n. 275.,outubro 2003a. Acesso em dezembro de 2004.

VIGLIANO, R. Mudança de rumos no gás. **Brasil Energia**, v. 1, n. 275 outubro 2003b. Acesso em dezembro de 2004.

WILLIAMSON, O.E. **The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting.** London: Collier Macmillan Publishers, 1985.

WILLIAMSON, O.E. Transaction-cost economics: the governance of contractual relations. **Journal of Law and Economics**, 22 p. 233-262, 1979.

WORLD GAS INTELLIGENCE. Green Kogas spot purchasing comes under fire. **World Gas Intelligence**, mar 23. v16 i12 p1, 2005.

WORLD GAS INTELLIGENCE. Kogas' long-term buy. **World Gas Intelligence**, out 13, v15 i41 p5, 2004a.

WORLD GAS INTELLIGENCE. Chinese LNG demand to grow significantly. **World Gas Intelligence**, nov 8, v20 i45 p13, 2004b.

WORLD GAS INTELLIGENCE. Ups, downs of shipping glut. **World Gas Intelligence**, ago 18. v15 i33 p1, 2004c.

WORLD GAS INTELLIGENCE. Green light for UK LNG mega-terminal. **World Gas Intelligence**, out. 22. v14 i43 p1, 2003.

WORLD GAS INTELLIGENCE. Distributors, shippers suffer in Argentina. **World Gas Intelligence**, mar. 20. v13 i12 p1, 2002.

YERGIN, D. **O petróleo: uma historia de ganância, dinheiro e poder**. São Paulo: Scritta, 1994.

ZAMALLOA, G.A.C. **Avaliação de alternativas tecnológicas (GNL e GTL) para viabilização de jazidas de gás natural remotas em países em desenvolvimento – Estudo de Caso: Jazida de Camisea no Peru**. 2004. Tese de Doutorado em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.