

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

ESTE EXEMPLAR FOI ENTREGUE EM FORMA FINAL
DA TESE DE MANOEL GONÇALVES RODRIGUES
COMISSÃO JULGADORA EM 20/10/95
ORIENTADOR

**Um Estudo sobre a Expansão do Gás Natural
no Brasil num Contexto de Integração
Regional**

Autor: Manoel Gonçalves Rodrigues
Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi

02/95



UNIVERSIDADE	BC
INSTITUTO	
T/UNICAMP	
R618e	
V.	
27926	
667/96	
	X
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	04/07/96
N.º CPD	

CM-00089538-3

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

R618e Rodrigues, Manoel Gonçalves
Um estudo sobre a expansão do gás natural no Brasil num contexto de integração regional. / Manoel Gonçalves Rodrigues. -- Campinas, SP: [s.n.], 1995.

Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gás Natural 2. Desenvolvimento regional. 3. Meio ambiente. I. Jannuzzi, Gilberto de Martino. II. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA TÉRMICA E FLUIDOS**

Um Estudo sobre a Expansão do Gás Natural no Brasil num Contexto de Integração Regional

**Autor: Manoel Gonçalves Rodrigues
Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi**

**Curso: Engenharia Mecânica
Área de Concentração: Térmica e Fluidos**

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

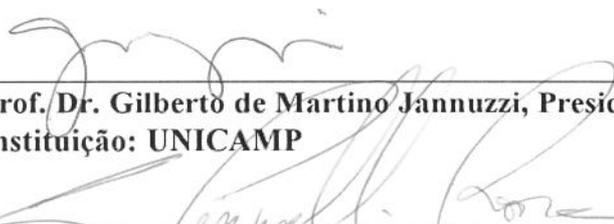
Campinas, 1995
S.P. - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA TÉRMICA E FLUIDOS

TESE DE DOUTORADO

Um Estudo sobre a Expansão do Gás Natural no Brasil num Contexto de Integração Regional

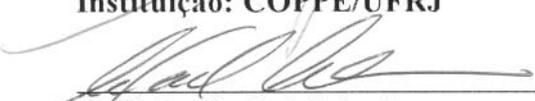
Autor: Manoel Gonçalves Rodrigues
Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi



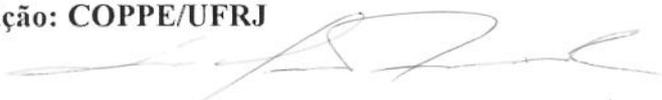
Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi, Presidente
Instituição: UNICAMP



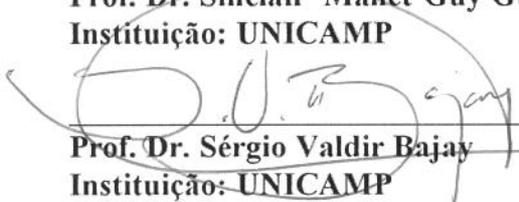
Prof. Dr. Luiz Pinguelli Rosa
Instituição: COPPE/UFRJ



Prof. Dr. Rafael Schechtman
Instituição: COPPE/UFRJ



Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra
Instituição: UNICAMP



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
Instituição: UNICAMP

Campinas, 20 de outubro de 1995

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	1
1 - O Que é Gás Natural?	1
2 - Definição e Limites para o Estudo sobre Gás Natural	3
3 - Objetivos	9
4 - Estrutura dos Capítulos	9
5 - Política de Preço do Gás Natural	11
Capítulo 2 - Gás Natural na Matriz Energética e Meio Ambiente	14
1 - Aspectos Gerais	14
2 - Uma Revisão da Participação do Gás Natural no Contexto da Matriz Energética	16
2.1 - O Gás Natural na Matriz Energética Mundial	16
2.2 - Caracterização e Evolução do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira	20
3 - Estudo de Caso sobre a Introdução do Gás Natural em Indústrias do Estado do Rio de Janeiro	24
Capítulo 3 - Desenvolvimento de Tecnologias e Equipamentos de Uso Final na Indústria de Gás Natural	31
1 - Aspectos Gerais	31
2 - Equipamentos de Uso Final no Setor de Gás Natural	33
2.1 - Potencial de Usuários de Gás	33
2.2 - Equipamentos Consumidores de Gás	35

3 - Novas Tecnologias na Indústria de Gás Natural	39
3.1 - <i>Tecnologias para Redução de Impactos ao Meio Ambiente</i>	39
3.2 - <i>Motores e Turbinas a Gás</i>	41
3.2.1 - <i>Motores a Gás</i>	41
3.2.2 - <i>Turbinas a Gás</i>	45
4 - Estudo de Caso da Capacitação Tecnológica dos Fabricantes de Equipamentos de Gás nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo	48
4.1 - <i>Considerações Iniciais</i>	48
4.2 - <i>Inquérito sobre os Fabricantes de Equipamentos de Gás</i>	50
4.3 - <i>Comentários Finais</i>	52
4.4 - <i>Informações Solicitadas as Indústrias de Equipamentos de Gás</i>	53
Capítulo 4 - O Papel do Gás Natural na Promoção da Integração Regional	55
1 - Aspectos Gerais	55
2 - A Construção da Indústria de Gás Natural na Europa	57
2.1 - <i>Breve Análise da Evolução da Indústria de Gás</i>	57
2.2 - <i>Perspectivas do Mercado Futuro</i>	58
2.2.1 - <i>Oferta de Gás Natural</i>	58
2.2.2 - <i>Demanda de Gás Natural na Europa</i>	61
2.2.2.1 - <i>Europa Ocidental</i>	61
2.2.2.2 - <i>Europa Central e do Leste</i>	64
2.3 - <i>Desenvolvimento do Sistema de Transmissão e Integração através do Gás Natural</i>	67
2.3.1 - <i>Sistema de Interligação de Redes de Gás</i>	68
2.3.2 - <i>Custos do Sistema de Transmissão de Gás</i>	72
2.4 - <i>Estrutura da Indústria de Gás Natural</i>	75
2.4.1 - <i>Organização da Indústria de Gás</i>	75
2.4.2 - <i>Modelos Institucionais da Indústria de Gás na Europa</i>	80
3 - A Estratégia Regional do Gás Natural na América do Norte	90
3.1 - <i>O Gás Natural como Vetor de Desenvolvimento</i>	90
3.1.1 - <i>Estados Unidos</i>	90
3.1.2 - <i>Canadá</i>	96

3.2 - <i>Perspectivas do Mercado Futuro</i>	99
3.2.1 - <i>Oferta de Gás Natural</i>	99
3.2.2 - <i>Demanda de Gás Natural</i>	101
3.3 - <i>Estrutura da Indústria de Gás</i>	108
3.3.1 - <i>Organização da Indústria de Gás</i>	108
3.3.2 - <i>Modelos Institucionais da Indústria de Gás</i>	109
Capítulo 5 - Possibilidades de Expansão do Gás Natural no Brasil	115
1 - O Gás Natural como Fator de Integração Energética no Cone Sul	115
2 - Breve Histórico do Setor de Gás Natural	121
3 - Modelo Institucional	124
4 - Diagnóstico do Setor de Gás Natural	128
4.1 - <i>O Gás Natural no Brasil</i>	128
4.2 - <i>Condicionamento para o Desenvolvimento do Gás Natural</i>	138
Capítulo 6 - Conclusões e Recomendações	145
Referências Bibliográficas	151

Lista de Figuras

Capítulo 3

1 - Gás Natural e Seus Competidores	36
2 - Ciclo Fechado	47
3 - Ciclo Aberto	47

Capítulo 4

1 - Sistema de Transmissão de Gás na Europa Ocidental	68
2 - Sistema Internacional de Transmissão de Gás da Europa	70
3 - Balanço de Gás nos Países Europeus e Prováveis Novas Interconexões	71
4 - Principais Gasodutos de Transmissão de Gás no Estados Unidos	92
5 - Rede de Transporte de Gás Natural do Canadá	99
6 - Maiores Áreas de Suprimento de Gás Natural	100
7 - Diferenças de Preços entre as Maiores Áreas de Suprimento de Gás Natural	101
8 - Configuração de Gás Natural da Indústria na América do Norte	110

Capítulo 5

1 - Rede de Gasodutos de Gás Natural na Argentina	118
2 - Crescimento da Rede de Gás na América do Sul	119
3 - Reservas de Gás Natural no Brasil (milhões m ³ /explotáveis prováveis) em junho 1993	130
4 - Produção do Gás Natural no Brasil (mil m ³ /dia) em outubro 1993	132
5 - Utilização do Gás Natural no Brasil	133
6 - Extensão da Rede de Gasodutos no Brasil, em Km	134
7 - Principais Gasodutos do Brasil	135

8 - Vendas Anuais de Gás Natural no Brasil, em 10^9 m ³	136
9 - Utilização do Gás Vendido no Brasil (mil m ³ /dia) em outubro 1993	137
10 - Sistema de Gasodutos Existentes e Planejados nas Regiões Sudeste, Sul e Mato Grosso do Sul	144

Lista de Tabelas e Quadros

Capítulo 2

1 - Conteúdo Médio de Carbono no Combustível	16
2 - Reservas Provadas de Gás Natural no Mundo	18
3 - Produção Comercial de Gás Natural no Mundo em 1990	19
4 - Penetração do Gás Natural nos Balanços Energéticos (% da demanda de energia primária)	19
5 - Estrutura do Consumo Setorial de Gás Natural no Mundo (1989)	21
6 - Mercado para o Gás Natural	22
7 - Mercado Potencial de Gás Natural	22
8 - Mercado de Penetração do Gás Natural	23
9 - Evolução do Consumo de Fontes Primárias	25
Quadro I - Atividade das Empresas Pesquisadas	26
Quadro II - Tipo de Equipamentos e Combustíveis Substituídos pelo Gás Natural	27
Quadro III - Consumo Diário de Gás Natural e dos Combustíveis Substituídos	27

Capítulo 3

Quadro I - Equipamentos a Gás nos Mercados Comercial, Industrial e Residencial	37
1 - Emissões de Gases Produzidos pela Geração de 100 Mwh	40
2 - NO _x e CO ₂ Emitidos de Três Queimadores Alternativos a 300 KW	41
3 - Comparação das Emissões de Sistemas de Energia (Kg MWh ⁻¹)	41
Quadro II - Características dos Motores a Gás	42
Quadro III - Vantagens dos Motores a Gás	43
Quadro IV - Comparação do Nível de Emissões dos Motores a Gás Natural e o Limite Estabelecido pelo Proconve para Motores Diesel	44

Quadro V - Desempenho dos Ônibus Movidos a Gás Natural	45
Quadro VI - Comparativo Custos com Combustíveis	46
Capítulo 4	
1 - Reservas de Gás Natural	59
2 - produção de Gás Natural	60
3 - Demanda de Gás Natural na Europa Ocidental (Mtoe)	62
4 - Demanda de Gás Natural na Europa Ocidental 2000 (Mtoe)	63
5 - Demanda de Gás Natural na Europa Central e do Leste (Mtoe)	65
6 - Demanda de Gás Natural na Europa Central e do Leste 2000 (Mtoe)	66
7 - Total de Investimentos em Projeto de GNL	74
8 - Estimativas de Custos de Projetos de GNL	74
9 - Transmissão e distribuição Própria, OECD Europa (excluindo a Alemanha)	76
10 - Propriedade dos Gasodutos Internacionais no Sistema de Transmissão de Gás Europeu	79
11 - Importações da Indústria de Gás na Grã-Bretanha, 1989-1993	81
12 - Balanço da Indústria de Gás na Alemanha, 1989-1993	84
13 - Balanço da Indústria de Gás na França, 1989-1993	86
14 - Balanço da Indústria de Gás na Itália, 1989-1993	87
15 - Nível de Capacidade Regional em 1990 e Resumo da Capacidade Adicional na Proposta de Projeto de Tubulação e sistema de Expansão, em Março de 1992	95
16 - Suprimentos de Gás Natural, Estados Unidos 1960-2010 (bcm)	102
17 - Suprimentos de Gás Natural, Canadá 1960-2010 (bcm)	103
18 - Demanda de Gás Natural, Estados Unidos 1960-2010 (bcm)	104
19 - Demanda de Gás Natural, Canadá, 1960-2010 (bcm)	106
20 - Previsão Norte-americana de Preços de Gás Natural 1990 \$/MMBTU	108
Capítulo 5	
1 - Importações Alternativas para o Gás Natural	120
2 - Reservas e produção de Gás Natural no Brasil	129
3 - Classificação e Localização das Reservas de Gás Natural no Brasil, em 10^9 m^3	129
4 - Classificação das Reservas Explotáveis de Gás Natural no Brasil, em 10^9 m^3	131

5 - Plantas de Tratamento de Gás Natural no Brasil. Capacidade e Produção de Líquidos	133
6 - Consumo Energético do Gás Natural no Brasil	136
7 - Preços do Gás Natural, em US\$/m ³ - Valores correntes-, nos diversos setores de consumo, no Brasil	138
8 - Projeções do Mercado Potencial de Gás Natural para o Brasil, em m ³ /dia	141
9 - Projeções de Mercado Potencial de Gás Natural por Estados Brasileiros, em m ³ /dia	142
10 - Projeções do Mercado Realizável de Gás Natural na Região Centro-Sul, em mil m ³ /dia	142
11 - Ajuste entre a Oferta e a Demanda de Gás Natural para as Regiões Sul e Sudeste e Mato Grosso do Sul, em 1000 m ³ /dia	143
12 - Vendas de Gás Boliviano vs Preço no "City-Gate", em US\$/MMBTU	144

Resumo

Este trabalho analisa a expansão do uso do gás natural na matriz energética brasileira. Para isto foram consideradas como variáveis importantes de estudo, na estratégia de penetração de mercado de seus potenciais consumidores, os fatores de integração regional, ambiental e tecnológico. O método de trabalho constitui-se em um profundo levantamento bibliográfico na literatura especializada, bem como visitas técnicas a instalações de equipamentos de gás em seus segmentos de consumo, e a realização de duas pesquisas de campo. Os resultados mostraram que este energético tem vantagens ambientais em relação aos demais combustíveis, com o aumento de eficiência de processos industriais e redução de custos de manutenção periódica de equipamentos. Em termos de inovação tecnológica e de capacidade de produção para um mercado em expansão, a indústria nacional ainda não está adequadamente preparada em relação aos competidores estrangeiros. A indústria gasífera mundial está reformulando os seus mecanismos regulatórios, visando essencialmente estimular as companhias de gás a atuarem em ambientes mais competitivos de mercado. Os instrumentos utilizados incluem remoção de monopólios legais e de direitos exclusivos, processos de privatização, bem como o acesso livre às redes de gasodutos. Verifica-se, outrossim, que os fatores associados à tecnologia e localização foram importantes no desenvolvimento da indústria gasífera e indutor de promoção da integração regional. A expansão do gás natural na economia brasileira, e também como vetor de integração energética no Cone Sul, depende de políticas energéticas e tributárias específicas, além de um claro delineamento do modelo institucional almejado. O processo de integração energética através da utilização do gás natural deve ter como parâmetro a complementariedade da dinâmica industrial dos países envolvidos, com o objetivo de interligação de um gasoduto internacional, com rotas que priorizem a minimização dos custos de transporte, item este oneroso na definição dos preços do gás nos “city-gates”. Posteriormente, com o crescimento da demanda de gás natural, pode-se avaliar a introdução dos sistemas de liquefação para a importação do gás natural em determinadas

regiões, diferentemente de projetos em curso no mundo desenvolvido e de maior custo, com a instalação de unidades modulares, de alta flexibilidade a mudanças na estrutura de mercado e com alto grau de automatização de processos. O Ministério das Minas e Energia deve assumir plenamente e de forma crescente o seu papel estatutário de planejamento e coordenação do setor de gás no país, com políticas energéticas bem definidas e com a criação, no âmbito do Departamento Nacional de Combustíveis, de órgão específico para tratar de assuntos de gás, tanto para definição de políticas de preços quanto como agente regulador do setor a nível nacional. Nesse sentido, a ampliação dos mercados para o gás natural deve ser incentivada pelos governos federal e estaduais através de mecanismos de políticas fiscais, creditícias e tarifárias de fomento

Abstract

This thesis analyses the expansion of the natural gas use in the Brazilian energy matrix. In this analyses we considered the technological and environmental variables as important issues to investigate the potential consumer market. The method used was an extensive bibliography survey on specific literature, a technical study of gas equipment sites, regarding their consuming segments, and two field researches. The results showed that this energy source has environmental advantages in relation to other fuels with an increase on industry process efficiency and a cost reduction on regular equipment maintenance. In terms of technological innovation and production capacity for a growing market, our national industry is not adequately ready yet as foreign competitors are. The world-wide gas industry is changing its regulatory devices, the aim of these changes is mainly to motivate gas companies to act into more competitive environments. The tools used include the removal of legal monopolies and exclusive rights, privatization processes, as well the free access to pipeline networks. We can check that factors associated with technology and localization were important to the gas industry development, and they also promoted regional integration. Natural gas expansion in the Brazilian market, and also as a factor of energy integration in the South, depends on specific energy and tax policies, besides a clear outline of the envisaged institutional framework. These instruments also needed if it has to play a role in regional energy integration. The energy integration process using natural gas should have as a parameter the industry dynamism of the countries involved, and the objective should be the interconnection of intercontinental pipelines, and routes which should minimize the transportation cost. Later, due to growing natural gas demand, we can evaluate the introduction of liquefaction system for delivering gas in such areas, in different way from the ongoing projects in the developed countries, units market structure change with high process automation. The Ministry of Mines and Energy should assume more and more its by-laws role for planning and coordinating the national gas sector, showing well-defined energy policies and creating within the National Fuel

Department a specific division to handle gas prices issues and to regulate the sector in the country. The expansion of natural gas markets must be encouraged by the State and Federal Governments through fiscal, credit, and tariff policies.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais.

Agradecimentos

Este trabalho contou com a colaboração de várias pessoas, às quais agradeço de modo especial pelas contribuições apresentadas.

À minha família pelo apoio em todos os momentos da minha vida.

Aos professores e colegas do Departamento, que de alguma forma ajudaram neste trabalho.

Ao meu orientador, pelo estímulo e incentivo durante todas as etapas de minha formação acadêmica.

CAPÍTULO 1

Introdução

1 - O que é Gás Natural?

A Associação Internacional do Gás classifica o gás natural como uma mistura de hidrocarbonetos, contendo pequenas quantidades de outros compostos orgânicos químicos, encontrada em fase gasosa ou em solução com o petróleo em reservatórios naturais subterrâneos. Em muitas regiões do mundo o gás natural é considerado, em seus aspectos legais ou práticos, como petróleo na fase gasosa.

A composição química do gás natural possui os compostos parafínicos mais leves (hidrocarbonetos saturados), sob a forma genérica C_nH_{2n+2} . O metano (CH_4) está representado em uma proporção superior a 80%, e o restante está associado ao etano (C_2H_6) e a pequenas frações de outros compostos parafínicos mais pesados. Dependendo da região de produção, pode-se encontrar água (H_2O), dióxido de carbono (CO_2), gás sulfídrico (H_2S), hélio (He), argônio (Ar), além de mercaptanas que são compostos de enxofre (S).

Dependendo da composição e de sua origem, o gás natural possui poder calorífico variando entre 9526 a 10545 kcal/Nm³. É mais leve que o ar, com densidade de 0,64 à pressão atmosférica ao nível do mar.

O gás natural é classificado em dois tipos: gás associado ou não ao petróleo. O primeiro é encontrado geralmente dissolvido em líquido (petróleo cru) e/ou formando uma capa

protetora gasosa (gás livre) sobre o mesmo; o segundo é aquele em que os depósitos subterrâneos de gás natural não vêm acompanhados de hidrocarbonetos em fase líquida.

Como energético, o gás natural é um combustível de boa qualidade devido às suas características de combustão limpa quando comparadas a outros combustíveis fósseis, ele é eficiente em aplicações de processos industriais, substituindo com vantagens os combustíveis sólidos, líquidos e gasosos. Na verdade, com exceção de alguns usos de eletricidade em processos de alto grau de avanço tecnológico, o gás natural não possui concorrente nas atividades industriais e tem bastante eficácia de uso em caldeiras, fornos, ferramentas de corte e acabamento de produtos (Rodrigues & Chagas, 1992).

A participação do gás natural nas atuais matrizes energéticas dos países desenvolvidos, acima de 20%, mostra a importância desta fonte de energia na contribuição da melhoria dos sistemas produtivos mundiais, e na busca do crescimento sócio-econômico e progresso tecnológico da humanidade. No Brasil, ao contrário, apesar de termos um vasto espaço geográfico com bacias sedimentares, a participação na matriz energética é em torno de 2,5% (Balanço Energético Nacional, 1994).

Com o crescimento das reservas mundiais de gás natural e, principalmente, com a possibilidade de sua utilização como minimizador de impactos ambientais no consumo de energéticos, essa fonte de energia pode se tornar a base do sistema técnico de uma nova ordem dos sistemas produtivos e importante fator de indução no desenvolvimento regional.

As crescentes modificações nas sociedades contemporâneas estão alterando profundamente as empresas no que se refere ao seu planejamento estratégico, incluindo-se a visão de negócio, a sua estrutura organizacional e os aspectos de alguma forma ligados à sua linha de produção.

Essa nova ordem dos sistemas de produção é entendida como aquela que busca uma produção de bens e serviços de baixo custo e uma melhoria na qualidade dos produtos, incorporando os avanços da inovação tecnológica e proporcionando eficiência de equipamentos e processos com menor impacto no meio ambiente.

Nesse contexto, o gás natural reforça esse modo de produção, uma vez que é um substituto versátil, principalmente no setor industrial, com custos de produção e manutenção de equipamentos relativamente baixos em relação às outras fontes de energia e de utilização da tecnologia, ou seja, esse energético pode se tornar a base energética ideal na mudança para este novo paradigma dos sistemas produtivos.

2 - Definição e Limites para o Estudo sobre Gás Natural

O interesse e a importância desta pesquisa inserem-se na preocupação das questões do uso da energia nas sociedades modernas, com a degradação ambiental a ela associada, segundo um paradigma de desenvolvimento econômico que exalta a exploração de recursos naturais de forma predatória, além do uso incessante de energéticos sem a correspondente qualidade de vida do homem enquanto ser social.

Nesse sentido, é fator extremamente relevante a análise do uso e da difusão de fontes de energia, respaldados em um novo paradigma que valorize a relação homem-natureza. Essa nova concepção de sociedade introduz uma nova lógica nos sistemas produtivos fundamentados na qualidade de vida, na qual a variável ambiental é um dos alicerces básicos.

Pode-se observar que a concorrência nas economias avançadas implica na pressão constante pelo aumento da eficiência dos sistemas produtivos através da incorporação de inovações tecnológicas em processos industriais e na qualidade de produtos. A intensificação na busca dessas inovações e a expansão para novos mercados são alternativas fundamentais para a sustentação de patamares satisfatórios de produtividade pela empresa moderna. O aumento da eficiência dos sistemas produtivos e do uso da energia são as bases importantes da economia das sociedades modernas, ou seja, do melhoramento técnico nos usos finais da energia, difusão de tecnologias de menor impacto ambiental e mudanças estruturais nas indústrias, notadamente nas de maior intensidade energética (cf. Rodrigues & Chagas, op. cit., 1992).

O crescimento da globalização da economia mundial, processo esse intensificado pelo grau de avanço tecnológico nas atividades econômicas, tem provocado reestruturações nos vários setores que compõem o setor energético, notadamente em seu modelo institucional, tecnologias de uso final e ênfase na eficiência energética (Id).

Martin (1992) enfatiza que o estágio alcançado pelo petróleo no balanço energético mundial, na sociedade contemporânea, deve-se essencialmente ao fato do petróleo ter sido de grande utilidade nos transportes internacionais. O desenvolvimento dos sistemas de transportes também é resultado de uma organização oligopolista da indústria petrolífera e das condições de sua implementação em um determinado número de países subdesenvolvidos (Id).

Os estudos tradicionais associados à utilização do gás natural tem como seu foco de análise a visão setorial (Oliveira, 1985). Esses trabalhos procuram enfatizar, de modo particular, a alocação ótima dos recursos econômicos e a rentabilização financeira auferidos pelos projetos de investimentos em gás no atendimento a um determinado mercado consumidor. Além disso, outros estudos têm sinalizado as possibilidades da penetração do gás, em seus diversos segmentos de consumo, em uma determinada região, ou seja, estudos de mercado (Id).

Vainer (1992), por sua vez, mostra que os grandes projetos de investimentos têm representado um modo particular de configuração do espaço regional. Esses pólos de desenvolvimento, gerados a partir desses projetos, visam atender a produção e reprodução das condições gerais de acumulação e ordenamento territorial (Id). Observa-se que tais empreendimentos têm provocado, em grande parte dos casos, o processo de apropriação de recursos naturais e humanos em uma determinada região, sob a lógica estrita do fator econômico, que na maioria das vezes, responde a padrões estabelecidos, externos a esses espaços, circunscritos aos das regiões das proximidades desses projetos.

Ferreira (1988) considera que a análise crítica das teorias econômicas gerais enfatiza que a localização geográfica, custo de transporte e as aglomerações das atividades produtivas, estudos esses inerentes às teorias econômicas espaciais e regionais, convergem para as questões estruturais da organização capitalista. Outros estudiosos como Von Thünen, o

primeiro dos teóricos da localização, bem como seus seguidores W. Rodcher e A. Schäfle, adeptos da Escola Histórica Alemã do século XIX, pesquisaram a existência de leis naturais na evolução espacial das estruturas econômicas.¹

Ao investigar a literatura nacional e internacional sobre o gás natural, pode-se observar a inexistência de trabalhos sobre desenvolvimento regional. Na verdade, a literatura tem mostrado um descaso em relação ao planejamento regional no contexto da teoria econômica espacial (Haddad, 1989). Alguns trabalhos apenas referem-se sucintamente aos benefícios advindos do uso do gás natural como fator de integração regional (Oliveira, op. cit., 1985).

Um estudo inovador sobre a utilização do gás natural em seus mercados consumidores, e como ponto central deste trabalho acadêmico, considerando o cenário acima referenciado, deve introduzir em sua análise variáveis de localização (regional), tecnológica e ambiental. Essas variáveis devem ser analisadas com o intuito de obter dados empíricos que possam ser aplicados no desenvolvimento de mercados da indústria de gás.

O presente trabalho aborda os aspectos do fator de localização, entendido como a vantagem econômica obtida pela proximidade das jazidas em relação às regiões de consumo. Adicionalmente, em estreita conexão, este trabalho associado ao fator tecnológico, que além de importante no processo histórico de desenvolvimento da indústria gasífera mundial, está associado à minimização dos custos para o transporte de gás para regiões distantes. Com a introdução, cada vez maior, da questão ambiental e seus impactos negativos na qualidade de vida das populações humanas, na pauta de agendas das entidades internacionais e das nações, torna-se necessário analisar a variável ambiental, de importância crescente, em estudos sobre a utilização de energia.

Por outro lado, um dos métodos teóricos de associar essas variáveis de localização, tecnológica e ambiental, e portanto, de qualificar a importância de um estudo avançado sobre gás natural pode buscar as suas origens em ensaios de economia, considerando-se a aplicação

¹ Para maiores detalhes sobre a abordagem dos fatores locacionais e custo de transporte na teoria econômica, ver detalhadamente o trabalho de Carlos Maurício de C. Ferreira, em Haddad, P. Roberto (org), *Economia regional - teorias e métodos de análise*, 1989.

do conceito de rendas diferenciais, entendidas como o benefício advindo da exploração de jazidas de menor custo, quando comparadas com a jazida marginal (cf. Chevalier et alii, 1986).

O desenvolvimento metodológico do conceito de renda diferencial aplicado a um estudo sobre gás natural configura a forma como este é encontrado na natureza, e também o seu aproveitamento ao longo da cadeia produtiva. Nesse sentido, uma das aplicações desse conceito mostra a importância de poder se associar um estudo sobre gás natural centrado em fatores regionais, tecnológicos e ambientais.

É preciso ressaltar que um estudo sobre a utilização do gás, em seus mercados de consumo, e a relação com o processo de formação de renda do setor de gás devem ser realizados *a posteriori*, o que não se caracteriza como objeto de investigação deste trabalho acadêmico.

Em relação ao gás natural, o processo de formação da renda é metodologicamente semelhante ao do petróleo (Junior, 1988). A renda petrolífera deve representar a diferença entre o preço de valorização de uma tonelada de óleo bruto comercializada aos clientes e o custo médio para extração, transporte, refino e distribuição dessa mesma tonelada (Id). A renda gasífera, por sua vez, pode ser definida como a diferença entre o preço médio de faturamento e o custo de produção e de transporte.

As rendas de localização podem ser definidas como as vantagens obtidas devido à proximidade das reservas de gás natural em relação ao mercado consumidor, possibilitando a dinamização sócio-econômica da região com a inserção de um projeto de investimento.

Entretanto, a integração regional através de projetos de investimentos no setor de infraestrutura, no âmbito do Cone Sul, em particular no setor energético, pode representar a dinamização e reestruturação produtiva das economias desses países. O uso eficiente da energia é essencial ao crescimento econômico e social dessa região. O perfil da matriz energética induz a capacitação tecnológica e industrial, além da diversificação das estruturas produtivas através de inovações tecnológicas. Nesse particular, a energia passa a ser um ponto central da integração econômica, possibilitando a dinâmica de complementaridade industrial.

O papel da energia em um processo de projeto de investimento e de integração regional deve ser visto sob a luz do suprimento da demanda futura, e deve-se entender principalmente como esses novos fluxos poderão modificar as estruturas existentes, possibilitando o desenvolvimento sócio-econômico regional.

Nesse sentido, o gás natural pode representar o vetor de integração da matriz energética brasileira com seus vizinhos do sul do continente. Tal possibilidade abre espaço para importantes mudanças nas economias desses países, no que concerne à produção de equipamentos para indústrias, residências e comércio, com o fortalecimento de um indústria de gás integrada na região e tecnologicamente avançada.

As rendas tecnológicas expressam o aparelho produtivo da “*filière*” do gás natural, desde a produção até a distribuição. Essas rendas expressam as vantagens econômicas auferidas pelo setor com a introdução de inovações tecnológicas. Ao longo da cadeia de processamento do gás natural, verifica-se que o custo de transporte é um item oneroso, e conseqüentemente requer avanços tecnológicos para a sua minimização, tanto em gasodutos como em metaneiros.

O avanço tecnológico possibilita aos países em desenvolvimento traçarem caminhos menos intensivos em energia do que o percurso realizado pelos países desenvolvidos (cf. Tolmasquim, 1993). Tais processos possibilitam a configuração espacial do território em bases produtivas com menores impactos ambientais, bem como o uso de energéticos mais eficientes no setor industrial.

As rendas ambientais estão intrinsecamente associadas às propriedades físico-químicas do gás natural e a sua conseqüente necessidade de tratamento em unidades de processamento para a retirada de impurezas. Essas propriedades permitem aumentar a renda do setor em função da valorização do uso desta fonte de energia, em relação aos demais energéticos, devido à redução de impactos no meio ambiente. Concomitantemente, a sociedade também auferir benefícios pela utilização de energéticos mais limpos, e que possibilitam a redução de gastos em outros setores, por exemplo, na saúde da população em áreas de níveis de poluição elevados.

A questão da agressão ao meio ambiente imposta pelo modelo de industrialização desde a primeira Revolução Industrial até os dias atuais pode colocar o gás natural como um energético importante a ser difundido mundialmente, pelas suas vantagens ambientais em relação aos demais combustíveis fósseis. Com esse propósito específico, esse energético pode representar a transição do paradigma industrial atual para outro onde variáveis de qualidade ambiental e de vida sejam dominantes.

Um dos principais problemas mundiais está relacionado ao aumento da temperatura do planeta, da ordem de 1,5 a 4,5 graus centígrados, até o próximo século (cf. Tolmasquim, op. cit., 1993). Provalvemente a origem desse fenômeno é causada pela intensificação do efeito estufa, provocado essencialmente pela emissão de CO₂ (55%, basicamente pelo uso de combustíveis fósseis e desmatamento), CH₄ (15%) e os restantes por clorofluorcarbonos e ozônio troposférico (O₃). Essas emissões de CO₂ evoluíram de 280 ppm antes da Revolução Industrial para um valor estimado de 560 ppm para 2050 (Id).

Na verdade, a energia está intrinsecamente associada às atividades humanas em contraste com os seus impactos ambientais. As conferências de Estocolmo e Rio de Janeiro sobre meio ambiente mostraram a necessidade de remodelar o emprego da energia nas atividades sócio-econômicas, e conseqüentemente melhorar a eficiência energética com a difusão de tecnologias emergentes e o uso de energéticos menos poluentes.

Portanto, o desenvolvimento de um estudo sobre a expansão do gás natural na matriz energética deve ser centrado em variáveis importantes que expressam o grau de avanço tecnológico dos sistemas de produção, o aumento gradativo da qualidade ambiental em produtos e serviços, bem como a dinamização e integração regional pela interligação cada vez maior dos mercados em blocos econômicos. (A utilização ótima do gás natural nas atividades econômicas deve representar uma conquista da sociedade moderna, em busca de uma melhoria na qualidade de vida.)

3- Objetivos

Este estudo tem como finalidade analisar a expansão do gás natural na matriz energética brasileira. Nessa análise, em relação ao objetivo proposto, caracteriza-se como variáveis de controle os fatores de integração regional, progresso tecnológico e impactos ambientais.

Nesse sentido, essas variáveis são analisadas em capítulos específicos, evidenciando as correlações entre as mesmas para o desenvolvimento e expansão da indústria gasífera. Com esses resultados empíricos obtidos a partir dessas três variáveis, pretende-se obter elementos que possam ser aplicados à realidade brasileira, e verifica-se se tais variáveis são fatores importantes para a expansão da indústria de gás.

4 - Estrutura dos Capítulos

Para a realização deste trabalho foi elaborado um profundo levantamento bibliográfico na literatura nacional e internacional referente à estratégia do uso de gás natural na busca de seus diversos mercados de consumo. Como levantamento primário de informações, foram realizadas visitas a instalações de equipamentos de consumo de gás em indústrias, edifícios residenciais e em áreas comerciais.

Como complemento do método de investigação desta pesquisa, foi realizado um estágio na Companhia Estadual de Gás Canalizado do Estado de São Paulo (Comgas), nas áreas de planejamento, aplicação do gás e laboratório de ensaios de equipamentos, com o objetivo de verificar *in loco* como atua estrategicamente uma companhia de gás. Essa experiência foi importante para o conhecimento do estado da arte dos equipamentos a gás utilizados no setor residencial e industrial, com grande subsídio para o desenvolvimento do capítulo 3. Além disso, foi possível a observação da estratégia e planejamento das atividades de captação de clientes por uma companhia de gás.

Por outro lado, foram realizados dois estudos de caso visando solidificar os objetivos do estudo proposto.

No capítulo 2, é analisada de modo bastante sucinto a importância do fator ambiental no contexto da indústria gasífera. Analisa-se comparativamente o gás natural em relação aos demais combustíveis fósseis, essencialmente em termos de poluentes atmosféricos. Com esse propósito, foi realizado um estudo de caso em indústrias selecionadas no Estado do Rio de Janeiro, com vistas a diagnosticar a penetração do gás natural em substituição a outros combustíveis, em termos de redução de impactos ambientais e do custo de manutenção dos equipamentos, bem como o aumento de eficiência do processo industrial. Além disso, é feita uma revisão de alguns estudos e bibliografias pertinentes aos objetivos da pesquisa, e também são mostrados os mecanismos de penetração do gás natural na busca de seus mercados na matriz energética mundial e brasileira.

No capítulo 3, é feita uma análise qualitativa do fator tecnológico, em relação aos equipamentos de uso final do setor de gás, na qual ele é relacionado com o desenvolvimento e estratégia da indústria gasífera. Com esse objetivo, um estudo de caso exploratório junto a alguns fabricantes de equipamentos de gás nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro foi empreendido para obter uma pequena amostra do grau de avanço e capacitação tecnológica dessas empresas na eventual possibilidade de expansão do gás natural no país.

No capítulo 4, é feita uma investigação do papel do gás natural como elemento na promoção da integração regional nas sociedades mais desenvolvidas, ou seja, Europa e América do Norte. São qualificados os possíveis fatores que conduziram ao crescimento sócio-econômico quando da maior participação do gás em seus mercados consumidores, e também as estratégias de sua penetração nas principais regiões.

No capítulo 5, são caracterizadas as evidências empíricas das variáveis investigadas e sua aplicabilidade na inserção do desenvolvimento da indústria gasífera nacional numa perspectiva de integração regional. Para tal finalidade, foi realizada uma análise das possibilidades de expansão do gás natural no Brasil com o objetivo de alcançar os seus potenciais mercados consumidores.

No capítulo 6, são resgatadas as principais considerações e conclusões dos capítulos anteriores, além de serem proporcionadas recomendações para futuras pesquisas e estudos.

5 - Política de Preço do Gás Natural

Diferentemente do petróleo, o gás natural não tem preços internacionais e mercados "spot" onde se pode adquirir, ao preço do dia, grandes quantidades do produto. Os contratos de compra e venda correspondem a transações onde a variável geopolítica e as garantias governamentais são pontos-chave.

O preço do gás natural é negociado de forma a incorporar o custo de produção, a renda da jazida, os impostos na produção e na venda, o custo de transporte e distribuição, e a margem de comercialização na distribuição do gás.

O gás natural pode substituir quase todos os derivados de petróleo, na maioria de seus usos finais, e, como consequência natural, o seu preço costuma ser atrelado ao do petróleo. O gás natural não possui um mercado cativo como energético. Ele é tipicamente um combustível substituto, com vantagens do ponto de vista ambiental. Para substituir os seus concorrentes, o gás natural deve ter um preço competitivo que, dependendo do rigor da legislação ambiental vigente, pode incorporar um prêmio para as suas vantagens ambientais. O porte do mercado de gás natural, principalmente se esse mercado estiver em formação, é extremamente sensível ao preço do produto.

De modo geral, os contratos internacionais indexam o preço do gás natural ao preço médio de uma cesta de óleos brutos e/ou aos preços dos derivados de petróleo que mais facilmente podem ser substituídos pelo gás natural.

Na negociação do preço do gás entre países produtores e importadores, os produtores usualmente reivindicam uma política de preço que incorpore uma paridade entre o petróleo e o gás natural, enquanto que os importadores querem que essa paridade ocorra em relação aos óleos combustíveis industriais.

O preço de gás no mercado, no qual está relacionado ao energético substituto, é usado preferencialmente na Alemanha, Holanda, Suíça, Espanha, Suécia e Dinamarca.

O preço de gás pelo custo, ou seja, os custos de produção do gás importado da fronteira, dos custos de transmissão, distribuição e estocagem é usado no Japão e Estados Unidos. Em alguns países como a Áustria, França e Bélgica, o preço de gás para o consumidor final é soma do preço de fronteira acrescido de custos locais.

Por outro lado, na Inglaterra e Itália, as tarifas são uma mistura dos dois princípios acima descritos (cf. *Natural Gas Prospects and Policy*, op. cit., 1991).

Nesse contexto, o preço a ser negociado em cada contrato de suprimento de gás natural deve se situar em um intervalo onde o limite inferior corresponde ao custo de produção, transporte e distribuição do gás, acrescido das devidas margens de remuneração do capital investido no suprimento e dos impostos que incidem sobre ele, e o limite superior reflete o seu custo de oportunidade, definido como o preço do energético a ser substituído por unidade de conteúdo energético útil¹, acrescido de um eventual prêmio para os atributos favoráveis do gás, do ponto de vista ambiental, e subtraído do custo médio unitário de conversão dos equipamentos do consumidor para a queima do gás natural. Gomes (1994) estima o valor médio de US\$ 0,15/MMBTU, na indústria paulista, para este custo de conversão.

Em países exportadores de gás natural, o preço do gás situa-se próximo a esse limite inferior, enquanto que em países importadores com forte demanda reprimida de gás, como o Brasil, esse preço tende a se situar próximo ao limite superior em questão. Na penetração inicial do gás natural no mercado consumidor, deve-se oferecer bons descontos para se atrair um consumo suficiente para viabilizar o suprimento de gás. Quando há uma legislação ambiental rigorosa penalizando os combustíveis mais poluentes, adiciona-se ao custo destes combustíveis a serem substituídos pelo gás natural um prêmio ambiental significativo para o gás.

Os primeiros passos para se determinar os valores de equilíbrio de mercado - preço e quantidade - para o gás natural devem contemplar a determinação das curvas de demanda e de

¹ O cálculo deste conteúdo energético "útil" requer uma estimativa da eficiência de conversão dos equipamentos do consumidor queimando gás natural e o combustível sendo substituído.

oferta do produto, incluindo os seus usos como matéria prima, para cada um dos intervalos de planejamento do objeto de estudo (Bajay & Rodrigues, 1994).

As curvas de demanda partem dos usos finais e setores de consumo de gás, nas quais o custo de oportunidade é maior, mas as quantidades demandadas não o são em geral muito grandes, até atingir esses setores de consumo onde os energéticos a serem substituídos são de menor valor, mas as quantidades envolvidas são elevadas. Na realidade brasileira, o GLP, o gás de nafta, o óleo Diesel e o óleo combustível de baixo teor de enxofre e baixa viscosidade são bons exemplos de combustíveis de valor relativamente elevado que podem ser substituídos pelo gás natural, enquanto que os óleos combustíveis mais viscosos e de alto teor de enxofre são os combustíveis de menor valor, mas com elevado potencial de substituição pelo gás natural.

Por outro lado, as curvas de oferta de gás natural partem do desenvolvimento dos campos de produção mais promissores, geralmente de gás associado, e das eventuais importações mais baratas, até os campos de produção mais caros, geralmente de gás não-associado e situados a longas distâncias dos principais centros de consumo, e importações mais onerosas, como, por exemplo, as de gás natural liquefeito (GNL), que requerem, inclusive, instalações portuárias de regaseificação.

CAPÍTULO 2

Gás Natural na Matriz Energética e Meio Ambiente

1 - Aspectos Gerais

Este capítulo procura de forma bastante sintética e numa abordagem empírica, através do exame da literatura técnica disponível e de um estudo de campo no setor industrial do Estado do Rio de Janeiro, obter uma correlação entre o uso do gás natural e o fator ambiental. Adicionalmente, foi realizada uma investigação da participação desse energético nas matrizes energéticas brasileira e mundial.

O gás natural frente aos outros combustíveis possui algumas características particulares, quando processado, entre as quais: em geral baixo teor de enxofre, pureza do gás e dos processos de produção e combustível em estado gasoso, facilitando a diversificação de queimadores.

O teor de CO_2 presente no gás natural é pouco significativo, bem como a presença de H_2S e de outros componentes de enxofre, que não são muito frequentes na maioria das áreas produtoras de gás. Como a composição básica é CH_4 e C_2H_6 associada a pequenas frações de CO_2 e N_2 , esse energético possui elevado poder calorífico.

Os virtuais benefícios do gás natural na redução da poluição são amplamente reconhecidos (Eurogas, *The Natural Gas Industry and the Environment*, sd., p.1). Na Europa Ocidental, a fumaça urbana e as emissões de enxofre diminuíram nos anos recentes, como consequência dos consumidores finais, com reflexos significativos na matriz energética desses

países que mudaram para combustíveis mais limpos, como, por exemplo, o gás natural, e assim, provocando a melhoria da qualidade ambiental das cidades (Ibid., p. 1-2).

O consumo de energia de um país ou região depende de fatores tais como: estrutura econômica, geografia, população, avaliação dos recursos energéticos, clima, preços relativos entre os energéticos e políticas econômicas e industriais. Mills et alii (1991) enfatizam que a redução dos gases na atmosfera no efeito estufa depende basicamente da reorganização do consumo de energia. Esses mesmos autores afirmam que para estabilizar a concentração dos gases do efeito estufa é necessária a redução das emissões de CO₂, NO₂ e CFCs em 60% e CH₄ na faixa de 15 a 20%.

Considerando em termos de emissões de nitritos, enxofre e material particulado, o gás natural é vantajoso em relação a outros combustíveis fósseis. Estudo realizado por Wilson (1990) apresenta que em termos de quantificação e comparação do ciclo do combustível em emissões de gases do efeito estufa, esse energético é vantajoso em relação a outros combustíveis fósseis, notadamente o carvão e petróleo (ver em detalhes relatório Ibama/Coppe, 1992).

Por outro lado, estudos realizados sobre o vazamento de CH₄ no sistema de distribuição de gás natural na Grã-Bretanha mostram que dependendo do percentual de vazamento (tubulações com vida útil já esgotada), o gás natural pode ser inclusive mais poluente, em relação às emissões para o efeito estufa, do que os derivados de petróleo e comparáveis ao carvão (Mitchell et alii., 1990; Revista Energy Policy, mar.1990).

Os principais gases do efeito estufa, que essencialmente provocam o chamado aquecimento global do planeta, são: CO₂, CH₄, óxido nitroso (N₂O), ozônio e clorofluorcarbonos (CFCs). Adicionalmente, o monóxido de carbono (CO) influencia na concentração dos gases do efeito estufa na atmosfera.

Uma estratégia para a redução dos gases do efeito estufa consiste na modificação do consumo de energia nas matrizes energéticas de países desenvolvidos e também emergentes. Na verdade, esse perfil de mudanças varia em cada país, dependendo de sua estrutura energética e econômica, influenciada pelo custo de oferta de energia em cada setor da atividade econômica, grau de distribuição da riqueza, natureza da base do sistema de

produção, bem como variedade e densidade dos meios de transporte (Duquette & Mainville, sd).

Em função da baixa quantidade de carbono, o gás natural é o combustível fóssil que produz a mais baixa emissão de CO₂ por megajoule de energia utilizada, com 49 gramas. Isto representa 35% menos que o petróleo e 45% menos que a linhita (tabela 1).

Tabela 1 - Conteúdo Médio de Carbono no Combustível

Combustível	gC/MJ	gCO ₂ /MJ
Carvão marron e linhita*	25,2	92
Carvão betuminoso	23,7	87
Petróleo	19,9	73
Gás Natural	13,5	49

*Valores Médios

Fonte: Duquette & Mainville, sd., p.15

Quando verifica-se a quantidade de emissões de dióxido de enxofre (SO₂) do gás natural em relação aos demais combustíveis, observa-se uma diferença significativa. Como exemplo, em uma produção de um milhão de kWh em uma central de geração térmica, o gás natural representa apenas a emissão de 1,5 kg de SO₂, ou seja, aproximadamente seis mil vezes menos que o petróleo e dez mil vezes menos que a linhita (cf. Duquette & Mainville, sd., op. cit., p 3-4).

2 - Uma Revisão da Participação do Gás Natural no Contexto da Matriz Energética

2.1 - O Gás Natural na Matriz Energética Mundial

O gás natural ocupava a terceira posição no Balanço Energético Mundial em 1990, com uma produção comercializada de 2100 Gm³, representando aproximadamente 20% do consumo de energia primária no mundo (Martin, 1992). O consumo ainda encontra-se concentrado em algumas regiões: Europa Ocidental (14%), América do Norte (29%) e Europa Oriental (38%). Por sua vez, o gás natural ainda não atingiu todos os consumidores em potencial (Id).

Embora o gás natural seja conhecido há três milênios, onde gregos, romanos e chineses o utilizavam em pequenas utilidades da época, somente nos séculos XVII e XVIII este

energético entra definitivamente para a história da energia, com o desenvolvimento de seu modo de fabricação e de suas propriedades (Rapport Annuel Figaz, 1989).

Entretanto, o gás para o atendimento das necessidades industriais surgiu no século XIX, inicialmente com o uso final para iluminação. A descoberta da energia elétrica com a redução de custos associados, bem como um melhor poder iluminante das lâmpadas elétricas incandescentes inviabilizou o gás para finalidades de iluminação (cf. Rodrigues, 1987).

Com tais modificações na estrutura de mercado, as companhias de gás mudaram as suas estratégias de penetração e conquista dos diversos segmentos de consumo. Inicialmente, as atividades foram direcionadas para atender o segmento residencial, principalmente, para cocção de alimentos e calefação. Posteriormente, essas companhias diversificaram as suas estruturas organizacionais para atendimento aos segmentos comerciais e industriais.

O carvão foi a primeira matéria-prima utilizada na fabricação de gás manufacturado (canalizado) de médio poder calorífico, na faixa de 4000 a 4900 kcal/Nm³. A inovação tecnológica verificada nas primeiras décadas do século XX na indústria petrolífera possibilitou a produção de gás manufacturado com o uso de derivados de petróleo.

Na verdade, na década de 20, o gás natural ainda era considerado uma fonte de energia de pouca atrativa e direcionada o atendimento ao mercado local. Essa situação foi solidificada pela dificuldade da infra-estrutura de transmissão/distribuição de gás, e, como consequência, restringiu a sua comercialização em seus mercados potenciais. A inovação tecnológica do setor de petróleo foi novamente responsável pelo avanço da indústria do gás, através do desenvolvimento da transmissão de energia a longas distâncias por gasodutos e navios criogênicos, possibilitando o atendimento aos mercados industriais e as metrópoles (Rodrigues & Araújo, op. cit., 1992; Rodrigues, op. cit., 1987).

A tabela 2 apresenta a evolução das reservas provadas de gás natural no mundo, no período 1940/1990. Observa-se uma grande intensidade e diversidade geográfica na exploração de gás, e simultaneamente, o crescimento de sua utilização em seus segmentos de consumo.

As reservas provadas de gás natural progrediram de 8,5 trilhões de m³ em 1950 para 131 trilhões de m³ em 1990, ou seja, um crescimento acelerado de 1440% em quatro décadas, isto é, equivalente a 7,1% ao ano.

Tabela 2 - Reservas Provadas de Gás Natural no Mundo

Região	10 ¹² Nm ³			
	1950	1960	1980	1990
América do Norte	5,3	9,4	8,0	7,5
América Latina	0,7	1,9	4,3	7,5
Europa Ocidental	0,1	3,5	3,9	5,7
Europa Oriental/ ex-URSS	0,1	9,8	26,5	53,4
África	-	3,8	6,1	8,6
Oriente Médio	1,8	6,8	18,1	37,8
Ásia/Oceania	0,5	1,6	4,9	11,2
Total	8,5	36,8	72,2	131,7

Fonte: Cedigaz, 1991

As reservas provadas na América do Norte, no período 1940/1990, apresentaram um crescimento mais lento em relação a outras regiões do mundo. De 5,3 trilhões de m³ em 1950 evoluíram para 7,5 trilhões de m³ em 1990, um crescimento equivalente a 41,5% no período em questão, isso representa apenas 0,9% ao ano. Entre os fatores explicativos para tal situação, dois podem ser considerados importantes: um maior consumo verificado nesta região, por exemplo, em 1950, representava 93% do consumo mundial com a utilização de 180 bilhões de m³ do total de 194 bilhões de m³; a inovação e difusão tecnológica dos sistemas de exploração de petróleo e gás, que permitiram às empresas e países delinear estratégias de aumento das reservas provadas em outras regiões do planeta.

A tabela 3 mostra a produção comercial de gás natural por diferentes regiões do mundo. Pode-se verificar que a maior parcela da produção mundial corresponde a América do Norte e Europa Oriental/ex-União Soviética (ex-URSS), regiões tradicionais na utilização desta fonte de energia (cf. Span Amoco Corporation, 1992).

A penetração do gás natural nos balanços energéticos mundiais evidencia de forma sistemática o crescimento ascendente em seus mercados potenciais, contribuindo para a promoção de desenvolvimento regional (Cedigaz, 1991; Stern, 1990). Por sua vez, essa expansão está associada a planos energéticos de diminuição de dependência externa de

suprimento de energia, a fatores de melhorias ambientais, bem como a políticas de valoração da utilização de gás em mercados potenciais (Rodrigues & Araújo, op. cit., 1992; Hough, 1989).

Tabela 3 - Produção Comercial de Gás Natural no Mundo em 1990 10^{12} Nm^3

América do Norte	605,5
América Latina	80,4
África	69,6
Europa Ocidental	202,1
Europa Oriental/ex-URSS	854,2
Oriente Médio	104,7
Ásia/Oceania	147,9

Fonte: Cedigaz, 1991

A tabela 4 apresenta a evolução histórica da penetração do gás natural em balanços energéticos, em diferentes regiões do mundo, particularmente nos países europeus, ex-URSS e Japão. Observa-se que, no período 1970/1990, a participação do gás natural é crescente em relação à demanda de energia primária, notadamente nos países europeus. Em 1990, por exemplo, a Holanda e a ex-URSS possuíam, respectivamente, 40,9% e 42,2% de gás natural em seus balanços energéticos, em relação ao consumo total de energia primária.

Tabela 4 - Penetração do Gás Natural nos Balanços Energéticos
(% da demanda de energia primária)

	1970	1975	1980	1985	1989	1990
Canadá	18.4	22.0	21.9	25.5	23.2	23.0
Estados Unidos	32.8	28.3	26.8	24.1	24.8	24.8
CEE*	7.2	15.9	17.4	18.1	18.3	18.5
Bélgica	8.5	19.6	19.5	17.3	17.0	16.5
Dinamarca	-	-	-	3.1	10.4	11.9
Espanha	-	1.8	2.2	3.5	5.1	5.5
França	5.6	9.9	11.7	12.9	12.1	12.2
Irlanda	-	-	8.7	21.6	18.7	17.3
Itália	9.7	15.2	17.2	20.7	24.0	25.3
Luxemburgo	-	8.9	11.7	9.7	12.4	10.5
Holanda	32.4	53.4	46.7	53.0	42.1	40.9
Alemanha Ocidental	5.5	14.3	16.5	15.2	17.2	17.5
Reino Unido	4.9	15.6	20.0	23.5	22.6	23.1
ex-U.R.S.S.	21.4	23.4	26.5	33.9	40.4	42.2
Japão	1.2	2.6	6.0	9.9	10.0	10.4
MUNDO	17.0	17.7	17.8	19.2	21.2	21.6

* Comunidade Econômica Européia

Fonte: Cedigaz, 1991

A tabela 5 apresenta a estrutura do consumo setorial de gás natural no mundo. Observa-se a participação significativa do uso desse energético nos setores residencial/terciário da América do Norte, ou seja, 38,5% do consumo total para o ano de 1990. Verifica-se, também, que o uso de gás natural como matéria-prima no setor industrial é muito importante, com 31% do consumo total neste mesmo ano.

Na América Latina, os setores residencial/terciário e industrial como matéria-prima são bastante significativos, com 12,5% e 36,5% respectivamente na estrutura setorial de consumo de gás natural. Certamente esses valores são relativamente elevados, obtidos devido à grande percentagem de gás natural na matriz energética da Argentina (Cedigaz, op. cit., 1991; Brandt, 1991).

2.2 - Caracterização e Evolução do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira

O gás natural, no contexto da matriz energética brasileira, vem apresentando, recentemente, um crescimento acelerado, notadamente em função da implementação de políticas energéticas e medidas político-institucionais, as quais procuram maximizar a aplicação desse energético em seus diversos e possíveis usos finais.

A tabela 6 fornece, com clareza, um diagnóstico preliminar obtido em dados do Plangás (Plano Nacional do Gás Natural), quanto ao mercado potencial¹ para as regiões brasileiras, estimando-o em cerca de 63 milhões de m³/dia, em 1991, aproximadamente 90 milhões de m³/dia, em 1995. O mercado de penetração² mostra-se ainda mais significativo, evoluindo, nesses mesmos anos de referência, de uma quota diária de 14 milhões de m³ para quase dos 44 milhões de m³.

A tabela 7 evidencia o mercado potencial para o gás natural pelas regiões do Brasil para os anos 1991 e 1995. Pode-se verificar que a Região Sudeste é o grande mercado, com grande destaque para São Paulo e Rio de Janeiro, que tendem a ser os indutores de difusão,

¹ É todo o mercado que teoricamente pode consumir gás, em seus diversos segmentos de consumo.

² É o mercado captável para consumo a um determinado preço para o gás, em relação aos energéticos concorrentes, além do custo de conversão de equipamentos.

Tabela 5 - Estrutura do Consumo Setorial de Gás Natural no Mundo (1990)

	Centrais Elétricas %	Sector Energético (sem Centrais Elétricas) ⁽¹⁾	Indústrias sem Matéria-Prima	Matéria-Prima	Residencial/ Terciário e Outros ⁽²⁾
América do Norte	13,5	13,5	31	3,5	38,5
América Latina	19	25	36,5	7	12,5
Europa Ocidental ex-U.R.S.S.	15,5	7,5	29	6	42
Europa Oriental	37,5	13	31,5	5	13
África	17	27	26	14	16
Oriente Médio	33	39	20	4	4
Japão	33	30	22	7	8
Austrália - Nova Zelândia	71,5	25	2	1,5	-
Sudeste Asiático	25	19	35,5	6	14,5
Mundo	26	21	32,5	12,5	8
10 ⁶ tep PCI	429	260	498	91	403

Nota: (1) Os dados dos países da OCDE, ex-URSS e Europa Oriental devem ser considerados como estimados.

(2) Transporte e agricultura

Fonte: Cedigaz, 1991

em larga escala, do gás natural, favorecendo, também, os mecanismos de importação do energético em questão, especificamente da Bolívia e Argentina.

Tabela 6 - Mercado para o Gás Natural (mil m³/dia)

Ano	1991	1995
Mercado Potencial	63.223	88.678
Mercado de Penetração	14.182	43.357

Fonte: Plangás

Tabela 7 - Mercado Potencial de Gás Natural (mil m³/dia)

Região	1991	1995
Centro-Oeste	-	-
MS	311	2.702
Nordeste	-	-
BA	89.33	10.737
AL	1.094	2.038
SE	1.690	2.038
PB	477	551
RN	177	344
CE	755	860
PE	2.469	3.389
Sudeste	-	-
RJ	14.583	17.394
MG	100	6829
SP	16.214	22.025
ES	2.825	3.398
Sul	-	-
PR	5.562	6.592
SC	2.879	3.601
RS	5.209	6.178
Total	63.223	88.676

Fonte: Plangás

A tabela 8 apresenta o mercado de penetração para o gás natural no Brasil por regiões. Através desses dados, podemos verificar as grandes possibilidades abertas a uma acelerada penetração na Região Sudeste.

Entretanto, esses estudos de mercado visam basicamente verificar as possibilidades de substituição de várias fontes energéticas (GLP, nafta, Diesel, lenha e eletricidade), para além do desenvolvimento de novas aplicações para o gás natural em cogeração e geração de energia

elétrica. É necessário, também, levar-se em consideração o deslocamento do óleo combustível com a entrada do gás natural. Nesse sentido, é necessário estudar esses novos mercados agregados ao consumo atual, as alterações no perfil de refino das refinarias existentes, bem como os novos usos para o óleo combustível deslocado, que poderia ser viabilizado, por exemplo, na geração termoelétrica.

Tabela 8 - Mercado de Penetração do Gás Natural (mil m³/dia)

Região	1991	1995
Centro-Oeste	-	-
MS	1.089	1.386
Nordeste	-	-
BA	5.833	9.377
AL	1.497	1.795
SE	1.869	2.098
PB	37	224
RN	344	-
CE	285	-
PE	1.956	-
Sudeste	-	-
RJ	8.173	10.542
MG	1.912	3.541
SP	12.593	19.135
ES	2.011	2.443
Sul	-	-
PR	1.833	-
SC	2.773	3.735
RS	1.454	-
Total	43.357	54.234

Fonte: Plangás

A tabela 9 apresenta a evolução do consumo de energia primária, no período 1980/1993, na qual se verifica a crescente participação da energia hidroelétrica de, 37,3 milhões de tEP em 1980 para 80 milhões de tEP em 1993, ou seja, um aumento de 82,1% em termos percentuais. A lenha teve, no mesmo período, uma redução percentual de 20,5%, de 30,6 milhões de tEP em 1980 para 25,4 milhões de tEP em 1993. Por sua vez, o gás natural tem apresentado um crescimento ascendente no consumo total de energia primária de 0,8% em 1980 para 2,5% em 1993.

Desde a década de 70, a chamada política energética nacional teve como ponto central de atuação a reprodução dos padrões industriais e de desenvolvimento do Hemisfério Norte. Na verdade, o estilo de desenvolvimento do país, principalmente nas últimas duas décadas, constituiu-se na centralização do poder federal na busca incessante de expansão da oferta de energia, visando suprir a diversificação do parque industrial brasileiro. A consolidação dessas metas de produção de energia foi respaldada pela alocação de recursos financeiros externos, visando atender os empreendimentos hidroelétricos em abastecer indústrias eletrointensivas.

A reestruturação da matriz energética nacional passa por dois pontos importantes: primeiro, se alterar o modelo industrial que utiliza de fontes de energia subsidiadas, favorecendo a adoção de políticas de conservação; segundo, a busca constante de tornar a matriz energética mais qualitativa, do ponto de vista ambiental, em termos de consumo de energéticos, isto é, cada vez mais utilizar fontes de energia que provoquem menor impacto no meio ambiente.

3 - Estudo de Caso sobre a Introdução do Gás Natural em Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Foi realizada uma pesquisa de campo em indústrias do Estado do Rio de Janeiro em 1991, selecionadas pelo porte da empresa e atividade que a mesma desempenha na atividade sócio-econômica estadual. Foi enviado a essas empresas um questionário (Anexo I), no qual é evidenciada a contribuição que uma fonte de energia, como o gás natural, pode trazer em termos de melhoria ambiental, custo de manutenção de equipamentos e eficiência de processo.

A amostra da pesquisa consistiu na seleção de quinze empresas, sediadas em diferentes regiões do Estado, com porte e atividades produtivas diferenciadas. O questionário foi respondido por dez empresas, isto representou uma ótima coleta de informações para o objetivo inicialmente proposto. Essas empresas representam uma parcela significativa e representativa do setor industrial fluminense, tanto em termos de diferenciação de produtos, como na renda industrial.

Tabela 9 - Evolução do Consumo de Fontes Primárias

Fontes	Unidade: 10 ³ tEP													
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Energia Primária Não Renovável	60605	58921	60367	59455	69694	66801	71328	74039	73894	73691	72914	73078	74191	75111
Petróleo	54319	52478	51856	50905	54124	54580	58081	59460	59709	59771	59382	57638	59752	59903
Gás Natural	1078	1032	1396	1912	2364	2949	3361	3817	3947	4110	4147	4229	4501	4805
Carvão Vapor	1195	1794	2193	2163	2198	2472	2931	2697	2247	2224	1917	2385	2022	1768
Carvão Metalúrgico	4013	3617	3768	4475	6008	6800	6955	7251	7638	7586	7468	7672	7916	8203
Urânio (U308)	0	0	1154	0	0	0	0	814	353	0	0	1154	0	432
Energia Primária Renovável	78155	78991	82671	90018	98984	104382	103789	108229	110380	111884	108166	111361	111783	11596
Energia Hidráulica	37383	37922	40928	43928	48312	51729	52902	53824	57737	59360	59945	53157	64769	68080
Lenha	30695	30034	28745	29855	32922	32513	32356	32367	32158	32541	28180	26367	24776	25452
Produtos da Cana-de-Açúcar	9082	9955	11844	15056	16342	18576	16781	20197	18506	17966	17937	19524	19523	18974
Outras Fontes Prim. Renováveis	995	1080	1154	1179	1408	1564	1750	1841	1979	1977	2104	2313	2715	2790
Total	138760	137912	143038	149473	163678	171183	175117	182268	184274	185535	181080	184439	185974	190407

Fonte: Balanço Energético Nacional, 1994.

O quadro I mostra as empresas pesquisadas e as respectivas atividades desenvolvidas. Pode-se verificar que a pesquisa foi direcionada na busca da diversificação de atuação de mercado dessas empresas, visando caracterizar a flexibilidade da introdução do gás natural no setor industrial.

Quadro I - Atividades das Empresas Pesquisadas

Cortume Carioca S.A.	Industrialização de couros, colas, resinas e tintas
Asberit Ltda.	Indústria química
Roche Químicos e Farmacêutica S.A.	Indústria farmacêutica
Nova América S.A./Multifábrica S.A.	Textil - Abertura, Fiação, Tecelagem e Acabamento
Prosint S.A.	Metanol
Companhia Nacional Alcalis	Indústria química de base/Carbonato de Sódio nos tipos leve e denso (barrilha)
Companhia Siderúrgica Nacional	Aço Plano (bobinas laminadas a quente, a frio, a folhas zincadas e de flandres)
Klabin Fabricadora de Papel e Celulose S.A.	Embalagens e chapas de papelão ondulado
Plus Vita S.A.	Pão industrializado
Bayer do Brasil S.A.	Produtos químicos, orgânicos e inorgânicos, farmacêuticos, defensivos agrícolas, aceleradores de vulcanização, HF, poliésteres etc.

O quadro II mostra os principais tipos de equipamentos convertidos para uso do gás natural, bem como os tipos de combustíveis substituídos nas empresas pesquisadas.

O quadro III mostra o consumo de gás natural e dos combustíveis substituídos nas empresas, de acordo com a pesquisa de campo realizada.

A análise do resultado da pesquisa mostrou que a maioria das empresas realizou o sistema de conversão de equipamentos com recursos próprios.

Por sua vez, a opção pela utilização do gás natural como estratégia de penetração de mercado foi em sua maior parte, apresentada pela CEG (Companhia Estadual de Gás Canalizado do Rio de Janeiro). A Petrobrás também apresentou a opção de gás natural a alguns consumidores de grande porte, e no caso da empresa Cortume Carioca S.A., a FEEMA (Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente) pediu a utilização do gás natural para

reduzir a poluição do ar. Em três empresas pesquisadas, a decisão do uso desse energético foi devido a estudos próprios.

Quadro II - Tipos de Equipamentos e Combustíveis Substituídos pelo Gás Natural

Empresas	Equipamentos	Combustível
Cortume Carioca S.A.	Caldeiras	Óleo BPF
Asberit Ltda.	Caldeiras, refeitório (cocção)	Óleo BPF
Roche Químicos e Farmacêutica S.A.	Queimador, válvulas.	Óleo combustível
Nova América S.A. Multifábrica S.A.	Caldeiras, aquecedores, refeitórios (cocção).	Óleo BPF GLP Querosene
Prosint S.A.	Gazeadeiras	Nafta
Companhia Nacional Alcalis	Caldeiras, fornos de cal e secador de OCE	Óleo BTE e Na ₂ CO ₃
Companhia Siderúrgica Nacional	Caldeiras, fornos, altos-fornos	Coque Óleo combustível
Klabin Fabricadora de Papele Celulose S.A.	Combustor, válvulas, modulador.	Óleo combustível
Plus Vita S.A.	Caldeiras, fornos.	Gás manufacturado
Bayer do Brasil S.A.	Queimadores, caldeiras, compressor.	Nafta, Óleo e BTE, GLP, OC4, BPF

Quadro III - Consumo Diário de Gás Natural e dos Combustíveis Substituídos

Empresas	Gás Natural (Nm³)	Comb. Substituídos
Cortume Carioca S.A.	2500-3000	5000-6000 litros
Asberit Ltda	5400	-----
Roche Químicos e Farmacêutica S.A.	2500	1200 kg
Nova América S.A.	16500	27000 kg
Multifábrica S.A.	10000	26000 kg
Prosint S.A.	350	-----
Companhia Nacional Alcalis	320000	320000 kg
Companhia Siderúrgica Nacional	337000	-----
Klabin Fabricadora de Papel e Celulose S.A	4500	5400 litros
Plus Vita S.A.	5750	11500 m ³
Bayer do Brasil S.A.	90000	550000 kg/Nafta 54000 m ³ de gás natural em equivalente energético

O tempo do projeto de conversão dos equipamentos para uso do gás natural variou de dois a doze meses, em função do porte da empresa e do tipo de equipamento substituído/convertido.

As vantagens apresentadas em relação aos combustíveis substituídos foram bastante significativas, a saber: redução de mão-de-obra técnica de limpeza (combustão limpa); conservação de equipamentos; menor custo global; redução da poluição ambiental, maior facilidade operacional e a não necessidade de estoque.

Em relação à emissão de poluentes para a atmosfera, após a entrada do uso do gás natural, as empresas pesquisadas apresentaram: redução da fuligem devido a uma queima mais perfeita, com redução de CO_2 , CO e SO_2 .

A redução de custos de manutenção foi observada devido, essencialmente, à maior simplicidade no processo de gás natural para combustão, além de melhor conservação e limpeza de equipamentos.

Em relação à melhoria da qualidade de produtos alguns progressos foram observados, por exemplo, na Companhia Siderúrgica Nacional, no processo LD, com redução de teor de enxofre na cal e provocando a redução do input de enxofre (via cal) na fabricação de aço.

Nesse contexto, foi possível concluir em nossa pesquisa de campo uma melhoria na relação custo/benefício do uso de gás natural em relação, essencialmente, ao óleo combustível.

O estudo de caso em questão, tendo como base uma amostra do setor industrial fluminense, evidencia o uso do gás natural na redução de impactos ambientais, principalmente, relacionada à emissão de poluentes atmosféricos.

ANEXO I

Nome da Empresa:

Nome e Cargo da Pessoa Entrevistada:

- 1) Qual é a atividade principal desta empresa?
- 2) Desde quando esta empresa usa Gás Natural?
- 3) Por quem foi apresentada à esta empresa a opção do uso do Gás Natural?
- 4) Quais foram os requisitos exigidos por sua empresa para a conversão para uso do Gás Natural?
- 5) Quem fez o projeto de conversão?
- 6) Em quanto tempo foi executado o projeto?
- 7) Quais foram os tipos de equipamentos adaptados e/ou construídos para uso do Gás Natural?
- 8) Onde foram obtidos os recursos necessários à execução do projeto?
- 9) Qual(is) foi(ram) o(s) combustível(is) substituído(s) pelo Gás Natural?
- 10) Existe algum sistema de segurança para um eventual corte de suprimento de Gás Natural?
- 11) Foi dada alguma garantia do fornecedor de Gás Natural quanto à confiabilidade do fornecimento?
- 12) Qual é o consumo diário de Gás Natural desta empresa?
- 13) Qual era o consumo anterior de combustível?

- 14) Quais são as vantagens apresentadas pelo Gás Natural em relação ao(s) combustível(is) anterior(es)?
- 15) Há alguma perspectiva de expansão desta empresa com base na utilização do Gás Natural?
- 16) O uso do Gás Natural reduziu a emissão de poluentes na atmosfera em sua indústria? Quais?
- 17) O Gás Natural melhorou o desempenho dos equipamentos do sistema produtivo, em termos de redução de custos de manutenção, qualidade de produtos e combustão limpa?

CAPÍTULO 3

Desenvolvimento de Tecnologias e Equipamentos de Uso Final na Indústria de Gás Natural

1 - Aspectos Gerais

Martin (1992) afirma que o abastecimento energético sofreu poucas mudanças, nos últimos séculos, com o uso predominante do trabalho braçal dos homens nas diversas atividades econômicas. A madeira, biomassa então abundante, foi intensamente utilizada como fonte de energia, principalmente, para cozimento de alimentos, no aquecimento ambiental em regiões de inverno rigoroso e na alimentação de fornos para fundição de metais e cozimento de cerâmicas.

O desenvolvimento da tecnologia de geração a vapor, através da conversão da energia química do combustível em térmica e, depois, mecânica, possibilita a difusão de inovações tecnológicas nas atividades econômicas, bem como o aproveitamento da energia química dos combustíveis para a produção de trabalho e não apenas como fonte de calor. Na verdade, a invenção e difusão da máquina a vapor utilizando o carvão mineral como fonte de energia foi o ponto central que impulsionou a Revolução Industrial dos séculos XVIII e XIX.

O uso do petróleo e gás natural no século XIX trouxe novas fontes de energia para o mercado mundial e a associação da utilização dos derivados de petróleo com o motor de combustão interna, possibilitou a incrementação rápida dos meios de transporte mundial no século XX. Por sua vez, a utilização da eletricidade responde às necessidades das sociedades, em busca de melhores padrões sócio-econômicos, que os limites do sistema técnico estavam estabelecendo, ou seja, a conversão dos recursos naturais em vetores energéticos, força motriz

e de iluminação adequados às necessidades emergentes das sociedades. Os grandes avanços dos conhecimentos científicos acumulados foram os responsáveis pela formação da indústria elétrica e da inovação tecnológica que esta provocou em seus diversos usos finais.

O desenvolvimento tecnológico não é um processo completamente autônomo, mas está intimamente relacionado com os anseios e necessidades impostas pelas sociedades. A história da utilização das fontes de energia, no que tange a obtenção de um produto, representa o somatório e a adição de sucessivos avanços do progresso técnico.

Schumpeter (1935) percebeu relações profundas entre o desenvolvimento econômico e a geração de novas tecnologias. Muitas dessas inovações são originadas no campo da energia: a Revolução Industrial com a máquina a vapor utilizando o carvão no século XIX e, neste século, com a expansão industrial utilizando petróleo e eletricidade.

No trabalho de Schumpeter duas definições de inovação tecnológica são enfatizadas: uma abrangente, que incorpora aspectos externos a inovação, em relação ao caráter técnico, e uma considerada mais restrita.

A dimensão da inovação abrangente envolve os seguintes fatores:

- a) A colocação de um novo produto no mercado;
- b) Novos sistemas de produção;
- c) Abertura de um novo mercado;
- d) Nova organização da indústria/firma.

A visão restrita corresponde ao caráter de descontinuidade das inovações, ou seja, a separação conceitual entre o processo de invenção e de inovação, sendo o primeiro considerado no âmbito científico e o segundo no comercial.

Outros estudiosos como Rosemberg (1976) questionam a visão de Schumpeter. Esse autor considera que, de fato, não existe uma separação rígida entre invenção e inovação, como na visão schumpeteriana.

A inovação corresponde a toda mudança em uma dada tecnologia (Sabato, 1972). A invenção é uma primeira fase de uma inovação, sendo que nem todas as invenções são

transformadas em inovações comercialmente aceitas. A invenção é a concepção viável de novos processos e produtos; a inovação tecnológica é um mecanismo pelo qual estas concepções são transformadas em novos produtos e processos ou modificados (Barbiere, 1990).

2 - Equipamentos de Uso Final no Setor de Gás Natural

2.1 - Potencial de Usuários de Gás

A qualidade do gás natural como energético para os segmentos de consumo (industrial, residencial, etc) possibilitou o desenvolvimento tecnológico para a sua efetiva utilização. Muitos equipamentos consumidores de gás foram desenvolvidos levando-se em consideração aspectos importantes: altas temperaturas; maior recuperação de calor; aquecimento direto; diversidade de uso e flexibilidade de operações.

Na verdade, a utilização do gás natural tem atendido de modo satisfatório, técnica e economicamente, a conversão de equipamentos que utilizam derivados de petróleo e a instalação de novos equipamentos. A energia mecânica necessária ao acionamento dos compressores, bombas, geradores e outros equipamentos é facilmente obtida com a utilização do gás natural.

No mercado internacional, os equipamentos a gás disponíveis e tecnologicamente desenvolvidos são oriundos da Argentina e Itália para o setor automotivo, e dos Estados Unidos e Japão as turbinas e unidades de resfriamento de água por absorção.

No mercado brasileiro, o setor produtivo ainda não possui capacidade de produção para suprir a demanda futura a preços competitivos dos equipamentos de gás, nos diferentes segmentos de consumo. Apesar desses equipamentos serem fabricados no país, é necessária a importação de sistemas de cogeração e automotivo (turbinas, kits, compressores etc).

No segmento automotivo, por exemplo, os compressores são importantes na medida em que o gás proveniente das áreas de produção/distribuição é transformado em gás natural comprimido. A esses suprimentos são ligados os “dispensers”, equipamento que enche os

tanques de ônibus ou dos táxis. Para armazenar o gás natural comprimido sob alta pressão, os veículos carregam cilindros de aço com válvulas de segurança.

A indústria mundial de gás apresenta diversos equipamentos que gradativamente apresentam avanços técnicos por segmentos de consumo. De modo resumido, podemos discriminar esses equipamentos pelos seus respectivos setores de consumo:

- Setor industrial: caldeiras, fornos, panelões, estufas, aquecedores de água, secadores, aquecedores de fluidos térmicos, maçaricos, bicos de bunsen, etc.
- Setor residencial: aquecedores de água, fornos, fogões, secadores de roupa etc.
- Setor comercial: máquinas de assar frangos, panelões, fogões, secadores, fornos, bicos de Bunsen, aquecedores de água, caldeiras etc.
- Setor de cogeração: turbinas a gás.
- Setor automotivo: cilindros, kits, estações de abastecimento.

Os usuários potenciais dos vários segmentos de consumo e utilizam cada vez mais o gás natural em suas necessidades energéticas, em decorrência das qualidades ambientais e de melhoria de eficiência desta fonte de energia, bem como de estratégias adequadas de penetração de mercado. Os usuários do gás natural pelos mercados consumidores podem ser discriminados:

- Setor industrial: indústrias de qualquer tipo e porte, para acionamentos de máquinas, autogeração e cogeração.
- Setor comercial: shopping centers, hipermercados, hotéis, complexos turísticos, edifícios sedes e administrativos e centros de processamento de dados.
- Setor terciário/residencial: hospitais, clínicas médicas, escolas, centrais de telecomunicações, aeroportos, portos, estações rodo-ferroviárias, clubes sociais e esportivos, condomínios residenciais e terminais de transporte coletivo.
- Setor saneamento: estações de tratamento de água e esgoto, aterros sanitários, usinas de reprocessamento de lixo e sistemas de tratamento de efluentes industriais.
- Setor energético: termoelétricas, postos de abastecimento de gás natural veicular, centrais de utilidades (eletricidade, vapor, ar e água quente), unidades móveis para geração de emergência.

A figura 1 mostra a complexidade do uso do gás natural, além de verificar o nível de competição entre os vários energéticos e matérias-primas.

Do gás natural úmido, proveniente das bacias produtoras de petróleo e gás, retira-se a gasolina natural (pentano e hexano) e gás liquefeito de petróleo - GLP (propanos e butanos) e também o etano, obtendo-se o gás natural seco.

O gás natural seco tem utilização intensiva na operação de calor direto (secagem, cimentos, refratários etc), na geração de vapor (indústria e eletricidade), bem como na geração de energia elétrica em turbinas. É também bastante utilizado na produção de amônia, metanol, hidrogênio, gasolina ou Diesel sintético.

Nas indústrias, o uso do gás pode ocorrer no ramo de alimentos, cerâmicas, fundição e siderurgia, entre outras. Uma vantagem do uso do gás natural, e de relativa importância nos grandes centros urbanos, é a substituição da energia elétrica usada no aquecimento (eletrotermia) pelo gás.

2.2 - Equipamentos Consumidores de Gás

Pode-se verificar a introdução dos equipamentos de gás natural nos mercados residencial, industrial e comercial em função dos combustíveis substituídos em segmentos específicos de penetração desses mercados.

Do ponto de vista de substituição de combustível nos mercados residencial e comercial a prioridade é o deslocamento de GLP e da energia elétrica. No mercado industrial, é objetivo maior a redução do uso de derivados de petróleo.

Os equipamentos industriais mais usados na geração de calor a partir de combustíveis fósseis são caldeiras, fornos, secadoras, recuperadores, geradores de ar quente e incineradores. Por sua vez, para a produção de força motriz industrial a partir de combustíveis fósseis em equipamentos são os motores Diesel e turbinas a gás.

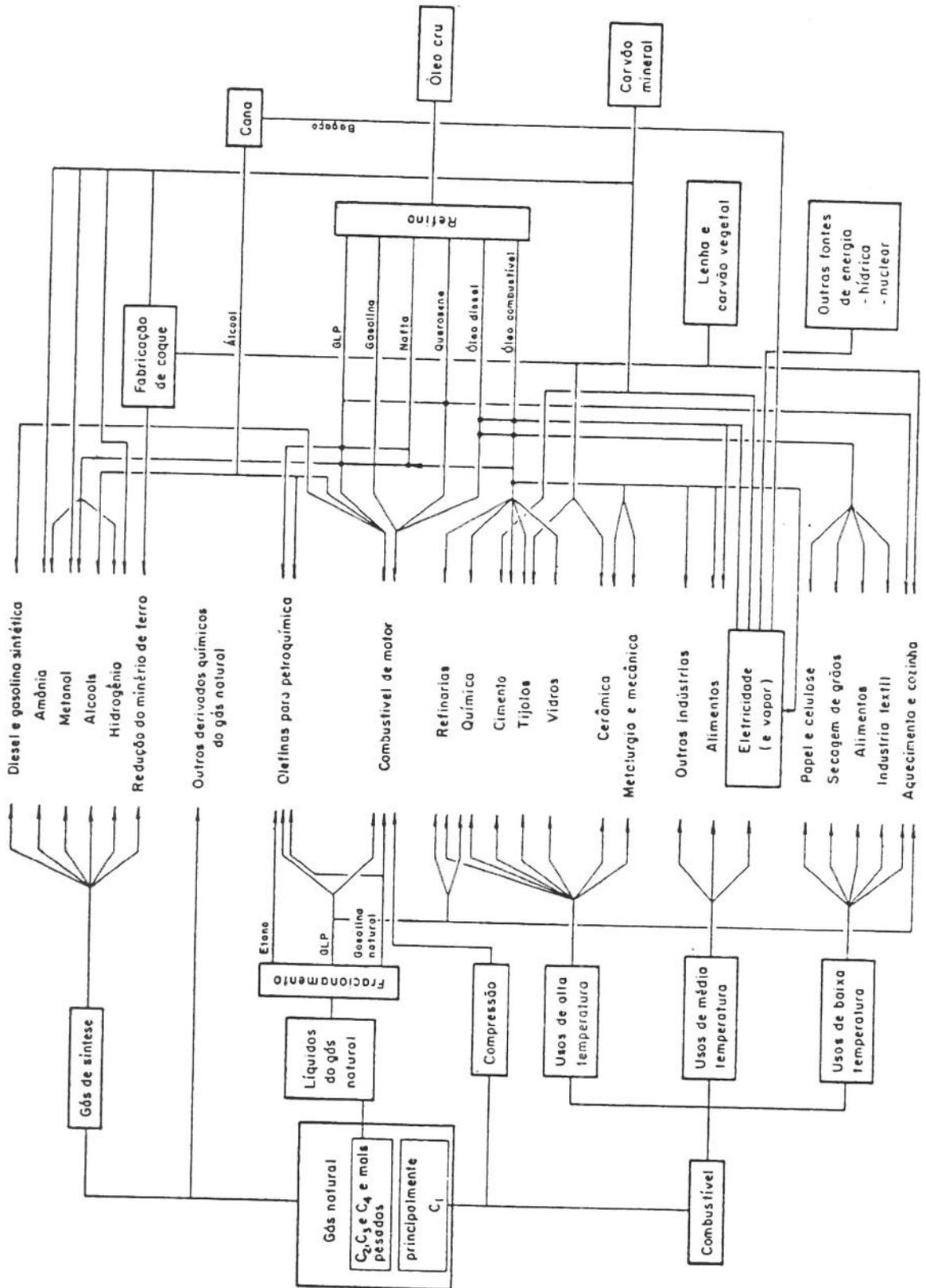


Figura 1 - Gás natural e seus competidores.

Fonte: Comissão Nacional de Energia

A adaptação dos equipamentos industriais ao gás natural é essencialmente a modificação ou substituição das instalações de combustão (queimadores, misturadores e canalizações) e de controle. Essas conversões de equipamentos não apresentam maiores dificuldades de realização e são bastante utilizadas nos países europeus de indústria de gás.

Na verdade, a qualidade do gás natural como combustível possibilitou o desenvolvimento de várias técnicas em seus diversos usos finais, além de inovação tecnológica em muitos equipamentos industriais, principalmente queimadores e processos, favorecendo maiores rendimentos térmicos e economias de energia, além de redução de poluição.

O quadro I mostra os principais equipamentos a gás utilizados nos segmentos residencial, comercial e industrial, além dos combustíveis substituídos e o mercado consumidor, fornecidos pela CEG.

Quadro I - Equipamentos a Gás nos Mercados Comercial, Industrial e Residencial

Mercado Comercial

Equipamento	Consumo Médio	Mercado	Comb. Substituído
Fornos	1400 kcal/min	Panificações	Lenha, eletricidade, GLP
Secadoras de roupas	1100 kcal/min	Lavanderia	Eletricidade e GLP
Geradores de água quente	2100 kcal/min	Condomínio, clubes, hospitais	Eletricidade, GLP, Diesel
Inicineradores	2900 kcal/min	Hospitais	Diesel, BPF
Equipamentos para cocção		Restaurantes, hotéis	Eletricidade e GLP
Caldeiras		Clínicas, hotéis lavanderias	Eletricidade, Diesel, BPF
Churrasqueiras e frangueiras		churrascarias restaurante	Eletricidade, GLP e carvão
Equipamentos para sauna		Academias e clubes	Eletricidade, GLP

Mercado Industrial

Equipamento	Mercado	Comb. Substituído
Estufas litográficas	Metalúrgica	Eletricidade, BPF querosene
Fornos para fundição de metais	Metalúrgica	Eletricidade, óleo combustí-vel
Fornos para tratamentos térmicos	Metalúrgica	Eletricidade, óleo combustí-vel

Equipamento	Mercado	Comb. Substituído
Fornos cerâmicos	Indústria de vidro e cerâmica	Eletricidade, GLP lenha e óleos
Fornos para fusão de vidro	Indústria de vidro	Eletricidade, GLP, óleo combustível
Fornos rotativos	Cimenteiras	Eletricidade, óleo combustível
Caldeiras	Várias	Óleo combustível e lenha
Aquecedores de fluido térmico	Indústria têxtil e química	Óleo combustível
Vaporizadores	Química	Óleo combustível
Craqueadores	Indústria química e farmacêutica	Eletricidade, GLP óleo combustível
Spray dryers	Farmacêutica	GLP
Maçaricos para fechamento de ampolas	Indústria de vidro	GLP
Maçaricos para corte	Metalúrgicas	GLP e acetileno
Shell Molding	Metalúrgicas	Óleo combustível
Geradores de atmosfera	Metalúrgicas Indústrias Químicas	Eletricidade
Rolos secadores	Usina de Asfalto, Indústria Beneficiadora de Sal	Eletricidade, óleo combustível
Autoclaves	Farmacêutica	Eletricidade GLP
Estufas de secagem para papel e tintas	Indústria de Papel e Química	Óleo combustível, eletricidade, GLP, Diesel
Torradores de café	Indústria Alimentícia	Eletricidade, GLP, Diesel, lenha, óleo combustível
Pós queima	Indústria Alimentícia	Eletricidade
Forjas	Metalúrgicas	Óleo combustível
Turbinas para geração de energia	Várias	Eletricidade

Mercado Residencial

Equipamento	Capacidade	Observação
Aquecedor instantâneo	65 a 310 kcal/min	
Aquecedor de acumulação	75 a 150 kcal/min	
Aquecedor solar		Complementação GN
Fogões domésticos	50 a 210 kcal/min	
Secadores de roupas		
Geladeiras		GLP ou querosene*

* Em substituição a GLP ou Querosene

3 - Novas Tecnologias na Indústria de Gás Natural

3.1 - Tecnologias para Redução de Impactos ao Meio Ambiente

O uso de combustíveis fósseis na civilização industrial tem sido criticamente avaliado em relação ao seu grande potencial de poluição, principalmente devido aos efeitos nocivos na saúde humana.

No Congresso Mundial de Energia, ocorrido em 1989, foi anunciada a importância do uso e difusão do gás natural como fonte de energia favorável em escala mundial na redução de impactos ambientais nas sociedades modernas. Alguns fatores contribuem para esta afirmação: aumento constante das reservas provadas; meios de transporte adequados; alta eficiência em muito de seus usos; e consideráveis vantagens ambientais em uma era de melhoria da qualidade de vida das populações humanas.

O uso do gás natural tem demonstrado contribuições significativas na direção de reduzir os efeitos do aquecimento atmosférico (efeito estufa), devido à relativa redução das emissões de CO₂ na combustão, em equivalente quantidade de energia, em relação ao petróleo e carvão (cf. Relatório Ibama/Coppe, op. cit., 1992). Essa relação está na razão de 0.6 para o gás natural tendo 1.0 como referência para o carvão e 0.8 para o petróleo (OECD, 1993).

As implicações das tecnologias emergentes utilizando o gás natural, com o aumento da eficiência energética e melhorias ambientais, apresentam possibilidades bastante atraentes nos mercados consumidores.

Certamente um dos mais promissores mercados de crescimento do gás natural é o da geração de eletricidade através do uso de ciclos combinados de turbinas a gás e turbinas a vapor (Gas Turbine Combined Cycle - GTCC e Combined Heat and Power - CHP). O uso dessas tecnologias possibilita um aumento global de eficiência, redução de emissões de SO₂ e também de CO₂.

A tabela 1 apresenta as diferentes emissões de gases produzidos em centrais de geração de energia. Observa-se que as plantas a GTCC e CHP têm os melhores índices médios dos gases poluentes lançados na atmosfera.

Tabela 1 - Emissões de Gases Produzidos pela Geração de 100 MWh

Tipo de Planta	CO ₂ (Kg)	NO _x (como NO ₂) (Kg)	CO (Kg)	CH ₄ (Kg)	SO ₂ (Kg)
Central a carvão + caldeira a gás	155.000	370	17	6	1300
GTCC + caldeira a gás	99.000	201	71	15	< 1
CHP turbina a gás	72.000	128	109	21	< 1
CHP motor de ignição sem cata- lizador	67.000	1800	390	300	< 1
CHP motor de ignição com cata- lizador	72.000	120	257	135	< 1

Fonte: CHEREHUGH, G. Implication of Emerging of Natural Gas Tecnologies for the Environment. Lisbon, International Conference on Emerging Natural Gas Tecnologies, 1990.

A tabela 2 mostra o desempenho de três queimadores usando gás natural em equivalência com sistemas a petróleo e elétricos. Observa-se que as reduções de óxidos de nitrogênio emitidos pelos queimadores de gás são menores em relação aos equivalentes aos sistemas a carvão e petróleo, bem como ao CO₂.

O potencial das células a combustível parece atrativa em certas aplicações de geração de energia. A esses sistemas são atribuídas muitas vantagens, entre as quais: alta eficiência elétrica, uma vida útil que pode chegar a 20 anos e um sistema de operação com baixas emissões de poluentes.

A tabela 3 apresenta em detalhes uma comparação das emissões de poluentes em sistemas de geração. Observa-se que os sistemas a gás e a célula a combustível são os que apresentam os menores índices de emissões de materiais particulados, óxidos de enxofre e de nitrogênio. Por sua vez, o avanço da pesquisa científica-tecnológica tem desenvolvido esforços no desenvolvimento de equipamentos de maior controle das emissões de S, no que tange à questão debatida mundialmente em eventos internacionais sobre chuva ácida (Playle, 1990).

Tabela 2 - NO_x e CO₂ emitidos a partir de três queimadores alternativos de 300 kW

	Queimador a ar frio	Queimador Recuperador (sem controle de NO _x)	Queimador Recuperador (com controle de NO _x)	Queimadora a ar frio	Forno
Tipo de Combustível	Gás Natural	Gás Natural	Gás Natural	Óleo Combustível	Central a Carvão
Eiciência (%)	20	30	37	32	20
NO _x ppmv (ref 3% O ₂)	150	400	200	175	380
NO _x emitido gm.hr ⁻¹	83	148	81	100	233
CO ₂ emitido kg.hr ⁻¹	54	36	40	72	98

Fonte: CHEREHUGH, G. Implication of Emerging of Natural Gas Technologies for the Environment. Lisbon, International Conference on Emerging Natural Gas Technologies, 1990.

Tabela 3 - Comparação das Emissões de Sistemas de Energia (kg.MWh⁻¹)

Contaminate	Tipo de Geração de Energia			
	Gás	Óleo	Carvão	FGG-1 célula combustível
SO _x	-	3.35	4.95	0.000046
NO _x	0.89	1.25	4.95	0.031
Particulados	-	0.42	0.41	0.000004

Fonte: CHEREHUGH, G. Implication of Emerging of Natural Gas Technologies for the Environment. Lisbon, International Conference on Emerging Natural Gas Technologies, 1990.

3.2 - Motores e Turbinas a Gás

3.2.1 - Motores a Gás

O gás natural para uso veicular é comprimido e armazenado em cilindros especiais de aço liga, a pressões de 200 kgf/cm². A sua combustão apresenta a emissão de gases pouco nocivos, exceção ao CO, óxidos de S e hidrocarbonetos não queimados, principalmente com os motores em marcha lenta. (Poullalion, 1986)

Os motores a ciclo Otto utilizados em automóveis queimam como combustível gás e hidrocarbonetos leves, tendo aplicações de pequeno porte. As emissões de CO correspondem a apenas 1%, com o uso do gás natural, contra os tradicionais 5%, em média, para os demais combustíveis (Id). Além disso, a limpeza dos equipamentos é alta, devido ao desaparecimento de resíduos sólidos oriundos da combustão, eliminando assim a formação de depósitos nas velas e cilindros dos motores.

O motor a ciclo Otto é um motor a explosão, com o uso de mistura ar e combustível na câmara de combustão, comprimida e queimada após a ignição por centelha elétrica. Uma das principais vantagens do uso do gás natural é o seu alto índice de octanagem, que proporciona taxas de compressão de até 13:1. Regulagem de motor misto: gasolina-gás deve ser feita em função da gasolina.

A Cotema Equipamentos e Peças Ltda, no campo de motores a gás, compara avanços tecnológicos com uso do gás natural e outros combustíveis (quadro II). Por sua vez, são analisadas as vantagens do motor a gás em termos econômicos, operacionais, logísticos e ecológicos (quadro III).

Quadro II - Características de Motores a Gás

<u>Princípios Básicos</u>		
<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Otto, ignição por centelha, 4 válvulas por cabeçote • Configurações: Aspirado, Turbinado, Lean • Pressão do gás natural na admissão • Nível de emissões na exaustão • Sistema de arrefecimento • Operação e manutenção • Vida útil 		
<u>Combustíveis Alternativos</u>		
	PCI (kcal/m ³)	Octanos
• Gás Natural	8.000 - 9.000	110 - 120
• Gás Bio-digestor	4.000 - 6.000	85 - 110
• GLP	maior de 10.000	menor de 90
<u>Parâmetros de Consumo/Nm³</u>		
• Gás Natural	3.0 - 3.5 kWh	4.0 - 4.7 HPh
• Biogás	2.0 - 2.4 kWh	2.7 - 3.2 HPh

<u>Balanço Térmico</u>	
• Rendimento líquido	30 - 35%
• Energia térmica recuperável	50 - 60%
• Eficiência teórica (M/E+T)	85 - 90%
• Perda residual	10 - 15%

Fonte: Cotema Equipamentos e Peças Ltda.

A conversão de motores a gasolina e álcool para gás natural, em termos de inovação tecnológica, encontra-se em estágio avançado. Os usos desse combustível, nos veículos do ciclo Otto, é determinado mundialmente por fatores econômicos e por normas contra a poluição.

Os motores a ciclo Diesel são geralmente utilizados em pequeno, médio e grande porte. Esses motores podem utilizar gás natural no sistema dual-fuel, equivalente a 95% de gás e 5% de diesel. As emissões de CO nesse ciclo, utilizando gás natural, correspondem a 0,2% contra a média de 5%, na média, para os demais combustíveis em uso no segmento de transporte.

Quadro III - Vantagens do Motor a Gás

Logística

- Auferir confiabilidade ao sistema energético contra eventual interrupção ou racionamento de eletricidade.
- Fator de produtividade e qualidade no processo industrial.
- Grande disponibilidade do gás.
- Tempo reduzido para implantação do sistema.

Ecológica

- Não requer devastação do solo para obtenção do combustível, preservando a fauna e a flora.
- Queima limpa, em relação aos combustíveis fósseis, praticamente sem deixar resíduos nocivos e a natureza e saúde humana.
- Fonte renovável de energia no caso de uso de gás biodigestor.

Econômica

- Elimina desembolso antecipado de recursos na aquisição do gás, o que ocorre com outros combustíveis fósseis e biomassa.
- Maior rendimento e durabilidade do equipamento, otimizando o tempo de retorno do investimento.
- Aumento substancial de energia disponível sem consumo adicional com combustível, devido ao potencial para cogeração.

Operacional

- Versatilidade nas aplicações, combinando energias mecânicas, elétricas e térmicas em diferentes regimes de serviços.
- Maior intervalo entre intervenções para manutenção de rotina e revisões gerais.
- Flexibilidade através de modulação de cargas, permitindo operação, em série ou em paralelo.
- Viabilidade de operação com gás de baixo poder calorífico e menor pressão na entrada.

Fonte: Cotema Equipamentos e Peças Ltda.

O motor a ciclo Diesel é de combustão interna utilizando taxas de compressão elevadas, visando a obtenção do centelhamento do combustível introduzido após a compressão do ar.

As vantagens da utilização do gás natural em veículos automotores em substituição ao óleo Diesel apresentam fatores técnicos, tais como: maior vida útil do motor; redução dos custos de manutenção; maior rendimento térmico porque o motor trabalha com elevadas taxas de compressão, em função da alta percentagem de metano e reduzidos problemas de detonação da mistura ar-combustível.

Em relação ao fator ambiental, a utilização do gás natural reduz sensivelmente a emissão de substâncias poluentes provenientes da descarga dos veículos. O quadro IV mostra uma comparação das emissões de motores a gás natural e os limites de emissões de motores à óleo Diesel.

Quadro IV - Comparação do Nível de Emissões dos Motores a Gás Natural e o Limite Estabelecido pelo Proconve para Motores Diesel.

Componentes	g/kWh		
	Limites de Emissões Diesel	Motores OTTO a Gás	Motores Dual Diesel + Gás
Monóxido de Carbono (CO)	11.20	10.75	7.75
Hidrocarboneto (HC)	2.80	2.13	5.61
Compostos de Nitrogênio (NO _x)	18.00	20.70	8.64

Fonte: Petrobrás Distribuidora S.A.

Verifica-se que nos motores de ciclo Diesel, há uma redução de 4% e 24% nos níveis de CO e HC, respectivamente. Entretanto, ocorre um aumento de 15% no nível de emissão de NO_x.

Nos motores dual diesel + gás, ocorre uma redução de 31% e 52% nos níveis de CO e de NO_x, respectivamente. A emissão de HC corresponde a um aumento de 100%.

O quadro V apresenta o desempenho de ônibus urbanos movidos a gás natural, em função do tipo de motor/potência e de índice de substituição pelo gás.

O estudo mostrado no quadro VI, da Cotema Equipamentos e Peças Ltda, compara o custo do combustível a gás natural e Diesel, com a mesma potência contínua, rotação, operação e energia gerada de ambos os motores. Observa-se a nítida vantagem do gás natural em relação ao óleo Diesel.

Quadro V - Desempenho dos Ônibus Movidos a Gás Natural

Parâmetros de Rendimento	Ciclo Diesel		Ciclo Otto Gás Puro
	Kit Mecânico	Kit Eletrônico	
Motor (Tipo/Potência)	OM 352 (140 cv)		M-366G (150 cv)
Índice e Substituição (% Gás)	57%	63%	100%
Equiv. Operacional (m ³ Gás/Litro de Diesel substituído)	1.10	1.04	1.20
Autonomia por Abastecimento (km)	370	350	270

Fonte: Petrobrás Distribuidora S.A.

3.2.2 - Turbinas a Gás

A definição clássica de turbina a gás é atribuída a um equipamento rotativo que transforma a energia química dos combustíveis gasosos ou líquidos em energia mecânica.

A turbina a gás é uma máquina bastante simples acionada pela expansão de gases quentes provenientes da combustão de um combustível.

Quadro VI - Comparativo Custo com Combustíveis

Gás Natural x Diesel

<u>Discriminação</u>	<u>Gás Natural</u>	<u>Diesel</u>
Parâmetros		
• Modelo motor	L-7042GSI	L-6670DSI
• Potência contínua	1.200 HP (895 KW)	1.200 HP (895 KW)
• Rotação	1.200 RPM	1.200 RPM
• Operação	8.000 horas/ano	8.000 horas/ano
• Energia gerada	7.160 MWh/ano	7.160 MWh/ano
Comparativo		
• Custo de combustível - US\$	0.13/m ³	0.32/litro
• Poder calorífico inferior - PCI	8.400 kcal/m ³	8.180 kcal/l
• Consumo específico	1.953 kcal/HPh	0.1992 l/Hph
• Consumo anual	2.232.000 m ³	1.912.320 litro
• Custo anual - US\$	290.160	611.942
• Custo geração - US\$	40,52/MWh	85,46/MWh
Diferencial		
• Economical anual - US\$	321.782	-
• Economia US\$/MWh	44.94	-
• Economia percentual	52.58%	-

Fonte: Cotema Equipamentos e Peças Ltda.

O ciclo compreende um compressor, uma câmara de combustão, e a turbina que fornece a potência de compressão e a potência útil da máquina receptora (bomba, gerador elétrico, compressor etc). Um fluido refrigerante abaixa a temperatura de entrada do compressor a temperatura inicial do ciclo. Um recuperador permite economizar energia para o aquecimento. O ciclo pode ser aberto ou fechado (figuras 2 e 3).

Quanto ao ciclo de funcionamento, as turbinas a gás podem ser classificadas em três grupos:

- a) ciclo simples: compreende os gases de exaustão que são descarregados diretamente na atmosfera, não se aproveitando a sua energia térmica.
- b) ciclo regenerativo: possibilita o aproveitamento de gases de exaustão para aquecer o ar comprimido pelo compressor. As eficiências das turbinas são otimizadas, principalmente, em regimes de operação com carga parcial.

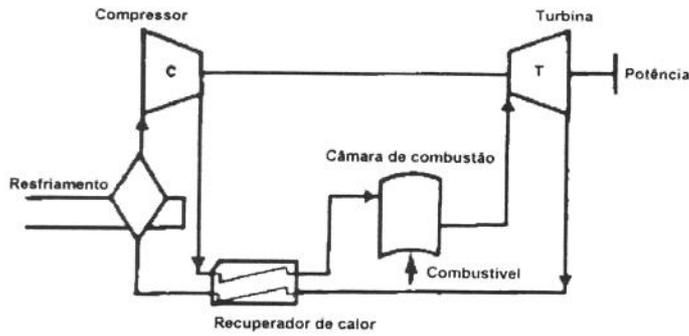


Figura 2 - Ciclo fechado.

Fonte: Poulallion, 1986.

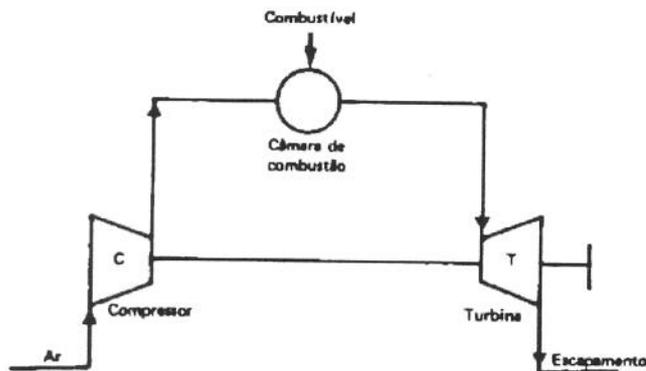


Figura 3 - Ciclo aberto.

Fonte: Poulallion, 1986.

c) ciclo combinado: aproveita simultaneamente os gases de exaustão para aquecer água e gerar vapor. O vapor obtido é utilizado para acionar a turbina a vapor ou para o processo. A eficiência térmica neste ciclo é alta e ele é cada vez mais utilizado no mundo.

Em relação à concepção das turbinas a gás, existem dois tipos básicos: turbina aeroderivativa e industrial.

As turbinas aeroderivativas possuem o gerador de gás concebido para uso aeronáutico, nas quais o baixo peso e o reduzido tamanho são priorizados.

As turbinas industriais possuem o gerador de gás concebido para as atividades da indústria, a robustez e a adequação à ambiente de trabalhos agressivos são primordiais.

A concepção da turbina a gás foi por longo tempo conhecida, mas somente em 1939 a primeira turbina industrial foi instalada, ao mesmo tempo em que a turbina aeronáutica era testada em aviões a jato na Alemanha e, depois, na Inglaterra.

Até a década de 60, as turbinas a gás industriais e aeronáuticas se desenvolveram separadamente. Posteriormente, modificações técnicas foram empreendidas em turbinas aeronáuticas para a adequação a uma turbina de potência conectada a um gerador, bomba etc.

Na verdade, as turbinas a gás não representam uma nova tecnologia. Durante a década de 80, um crescimento acelerado pela procura de turbinas a gás para produção de energia ocorreu em função do aumento das reservas de gás, pressões ambientais e mudanças no mercado de energia elétrica.

4 - Estudo de Caso da Capacitação Tecnológica dos Fabricantes de Equipamentos de Gás nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo

4.1- Considerações Iniciais

As possibilidades do gás natural na matriz energética nacional apresentam boas perspectivas de crescimento durante a década de 90, principalmente no século XXI. A reformulação institucional dos atores envolvidos e a capacitação de suprimento de equipamentos pelos mercados consumidores serão as questões importantes a serem solucionadas.

Os estudos de mercado em relação à substituições dos diferentes combustíveis em uso pelo gás natural, bem como novas aplicações em sistemas de cogeração e geração de energia elétrica, devem considerar a viabilização dessas substituições em confronto com os seus custos, disponibilidade de produto e equipamentos consumidores de gás.

Na verdade, para se obter os custos reais de substituição parcial e total de equipamentos para o uso do gás natural é necessária uma pesquisa junto aos fabricantes, principalmente, considerando que cada equipamento tem um preço diferenciado tanto para a conversão como para a substituição.

No mercado industrial, por exemplo, os estudos de expansão do gás devem levar em consideração a questão do óleo combustível que certamente será deslocado conjuntamente com outros energéticos substituíveis devido a fatores fundamentais: existência de redes urbanas, atomizadas com a necessidade de fortalecimento de consumidores de grande porte para a viabilização dos mesmos; os impactos ambientais desses energéticos substituíveis necessitam cada vez mais de uma energia final que possibilite flexibilidade e qualidade total do produto.

Adicionalmente, questões-chave devem ser resolvidas, entre os quais se destaca: reformulação dos esquemas de refino com a adequação aos novos modos de produção e do perfil da demanda; aplicações para o óleo combustível deslocado, que a princípio pode-se pensar para a geração termoelétrica, com o desenvolvimento de estudos sobre os prováveis impactos no meio ambiente; política de preços e tributação que não incorpore subsídios ao gás natural e preços competitivos em relação aos outros energéticos substituíveis.

As companhias de gás de São Paulo e Rio de Janeiro geralmente desenvolvem esforços visando a superação das deficiências de mercado de aparelhos de gás natural, através da conversão de equipamentos que utilizam diferentes combustíveis. Existe também o contato entre o consumidor final associado aos potenciais fornecedores de equipamentos de uso final e queimadores, principalmente.

No mercado residencial, por exemplo, já se encontra a utilização de queimadores do tipo Multigás, com aplicação no aquecimento de água. Este tipo de equipamento foi resultado de uma experiência importante e estratégica entre a CEG e os fabricantes de aquecedores.

O desenvolvimento eficaz do setor de gás no país no que tange ao atendimento de equipamentos específicos pelos diferentes mercados pressupõe a necessidade de uma cooperação entre as companhias de gás internacionais já suficientemente experientes neste setor, visando estimular a divulgação e difusão pela indústria nacional do desenvolvimento de novos produtos, bem como a normatização de equipamentos, tanto em relação às normas de gestão de qualidade (ISO 9000), quanto às de gestão ambiental (ISO 14000).

4.2 - Pesquisa sobre os Fabricantes de Equipamentos de Gás

Nos anos de 1992 e 1993 foi realizada uma pesquisa entre os fabricantes de equipamentos de gás nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro. A amostra foi de quinze indústrias, em função do porte e do tipo de equipamento produzido pelas mesmas.

O questionário (item 4.4) enviado a essas indústrias verificou a capacidade de produção de seus aparelhos de gás para suprir o mercado consumidor na eventualidade de sua expansão na matriz energética nacional. Adicionalmente, foi perguntado sobre o grau de inovação tecnológica desses equipamentos em relação a similares estrangeiros.

Apenas sete indústrias responderam a esse questionário. A partir da análise dessas respostas, se infere que a indústria nacional, concentrada no eixo Rio-São Paulo, ainda não está suficientemente preparada em termos de capacidade de produção e avanço tecnológico para atender a um mercado em expansão de gás natural mesmo frente aos equipamentos similares estrangeiros.

Na verdade, deve-se padronizar as normas de fabricação de equipamentos em consonância com as mais avançadas no mundo, visando atingir um maior grau de competitividade e de eficiência.

Uma breve análise das respostas das indústrias que responderam à pesquisa é realizado a seguir:

- Kepler Weber Controle Ambiental S.A., localizada em Diadema/SP, afirma não ter condições de responder as perguntas formuladas relativas à coleta de dados de consumo de combustíveis e possibilidade de conversão de equipamentos.
- Cilbrás S.A., localizada no Rio de Janeiro/RJ, é uma empresa do Grupo White Martins fabricante de cilindros para gás natural comprimido, e todas as respostas ao questionário podem ser obtidas junto a Holding do Grupo.
- Confab Industrial S.A., localizada no Rio de Janeiro, respondeu que não há qualquer problema nos fornecimentos de fornos e caldeiras de sua linha de queima de gás natural. Quanto à conversão, acredita que deve ser analisada caso a caso, sendo que o seu custo não deve ser muito alto.

- Cotema Equipamentos e Peças Ltda., localizada em Água Branca/SP, enviou literatura técnica dos equipamentos da Waukesha Engine Division (motores a gás natural), de sua exclusiva distribuição. Os seus produtos gozam de elevado conceito mundial e representam cerca de 90% das máquinas desta natureza na Petrobrás. Além do uso do gás natural em seus equipamentos, podem ser utilizados gás o de bio-digestor e GLP, independente da pressão de entrada.
- Detector Eletronics do Brasil Ltda., localizada no Rio de Janeiro/RJ, é uma empresa 100% nacional dedicada à fabricação e comercialização de instrumentos e sistemas para monitoração da qualidade do ar e da segurança em ambientes industriais de risco. A empresa enviou o catálogo de seus produtos, sendo o principal fornecedor de sistemas de detecção de gás e fogo da Petrobrás. Em relação ao gás natural, a sua participação tem-se restringido ao fornecimento de sistemas de detecção de fogo ou vazamento de gás nas unidades de compressão fornecidas aos postos de abastecimento. A ampliação do mercado possibilita atender os fornos e caldeiras a serem adaptados para instalação de sistemas para controle de chama e para ignição de alta confiabilidade. A capacidade de produção para atender a demanda crescente é satisfatória e suas normas de segurança estão de acordo com os padrões internacionais, necessárias para a proteção das unidades de produção, transporte, armazenamento, distribuição e consumo de gás natural.
- Compressores Indústria e Comércio Ltda., localizada em Campinas/SP, é representante no País da Ariel International Corporation - USA, e é especializada em compressores industriais de ar, gás e/ou processo, nacionalização e fabricação de componentes, assessoria técnica e engenharia de campo etc., fornecedora de indústrias químicas, petroquímicas e de petróleo do país. A tecnologia de compressores é avançada com participação aproximada de 30% do mercado americano, tendo instalado aproximadamente 8000 unidades em forma de pacotes. Atende também os mercados europeus, asiáticos e africanos. Os compressores Ariel podem ser acionados por motor elétrico, Diesel, turbina ou a gás natural. As aplicações que mais tendem a crescer no mercado brasileiro são: uso automotivo como substituto do Diesel e da gasolina; obtenção de GLP; e para reinjeção em poços de produção de petróleo, visando aumentar a sua produção. A expansão acelerada do gás natural no país implica que a indústria não está preparada para atender a demanda, seja esta em poços e/ou plataformas de produção, meios de transporte, armazenagem e equipamentos adaptados ao seu uso. Em

relação à importação de gás natural, a Argentina e Bolívia, pelas suas reservas, são as melhores alternativas para o país. Em relação a equipamentos, compressores, transportes rodoviários, gasodutos, estações de abastecimento de veículos, plantas de UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural) etc., os melhores países para importação são: Estados Unidos, Itália, Suíça e Nova Zelândia. No Brasil, a produção desses equipamentos ainda precisa de uma redução de custo, competitividade e tecnologia em relação ao mercado exterior.

- White Martins Gases Industriais S.A., localizada no Rio de Janeiro/RJ, fabrica equipamentos a gás natural que são comercializados pela SAWM através de suas subsidiárias W.M. Soldagem e Cilbrás (Empresa Brasileira de Cilindros Ltda). Todos os equipamentos são produzidos em consonância com as normas brasileiras e/ou internacionais adequadas e estão projetados com grau tecnológico atualizado e disponível a nível mundial. Os equipamentos estão nas seguintes linhas de utilização: cilindros de alta pressão; válvulas para cilindros; reguladores de pressão; maçaricos e bicos para corte; maçaricos e bicos para aquecimento de corte; maçarico siderúrgico para corte; e maçarico e bico siderúrgico para escarfaagem. Esta empresa enviou catálogos atualizados e folhetos explicativos. Em relação à capacidade produtiva, nas linhas de utilização de seus produtos, estão aptos a atender a demanda total do mercado brasileiro.

4.3 - *Comentários Finais*

Os resultados obtidos em nossa pesquisa infere que os custos de instalação e conversão de equipamentos a gás natural têm preços diferenciados por tipo de equipamento e finalidade.

Os equipamentos com maior grau de desenvolvimento para atender a uma demanda crescente do gás natural na matriz energética são: fornos, caldeiras e aquecedores.

A expansão do gás natural na matriz energética pressupõe a análise de alguns pontos em detalhes. É preciso considerar os custos de implantação de gasodutos, sistemas de compressão e redes de distribuição para as indústrias e outros segmentos de consumo. Esses custos representam o item oneroso da filière gasífera.

Na realidade, um posto de distribuição de gás veicular, com apenas um compressor, cujo custo está estimado em US\$ 500 mil, tem a capacidade de atendimento de 70 ônibus pelo

período de 8 horas. O custo médio de conversão para veículos leves está na faixa de US\$ 2 mil. Em um ônibus o diferencial em relação ao similar movido a Diesel é estimado em US\$ 4 mil (Comgas, 1992).

Os fogões e aquecedores de acumulação apontam a necessidade de adaptações nos aparelhos existentes no mercado nacional (CEG, 1992). Por sua vez, a conversão dos equipamentos domésticos a gás natural, para troca de injetores, queimadores, registros e outros gastos de conversão está em torno de US\$ 300 por residência em São Paulo, considerando o financiamento obtido do Banco Mundial para a substituição do gás de nafta (Gazeta Mercantil, 16/09/93; Comgas, 1993).

4.4 - Informações Solicitadas às Indústrias de Equipamentos de Gás

- 1 - O grau de avanço tecnológico de equipamentos a gás produzidos pela indústria nacional, nos mercados residencial, comercial e industrial;
- 2 - Os principais equipamentos de gás natural, nos mercados industrial e residencial, para substituição dos atuais equipamentos utilizados com outras fontes de energia, no caso de expansão vigorosa do gás natural nos diversos mercados da matriz energética, além dos custos inerentes a essa substituição;
- 3 - Os principais mercados a serem atendidos pelo gás natural, considerando um cenário favorável de expansão do gás natural substituindo outras fontes de energia;
- 4 - A capacidade da indústria brasileira em suprir tal demanda por equipamentos de consumo de gás natural, pelos diferentes mercados de consumo;
- 5 - No caso da capacidade da indústria nacional não ser capaz de suprir a demanda de equipamentos, por diferentes segmentos de consumo, principalmente para atendimento dos mercados industrial, residencial, comercial e de transporte, e considerando um cenário de expansão para o gás natural, quais os fabricantes internacionais (países, capacidade, tipo de equipamentos, custo de aquisição) capazes de suprir a demanda nacional, pelos diferentes mercados;
- 6 - Comparação dos equipamentos a gás, em termos de inovação tecnológica, produzidos pela indústria nacional em relação aos similares estrangeiros;

- 7 - Análise dos custos de produção dos equipamentos a gás produzidos pela indústria nacional em relação a indústria internacional produtora de equipamentos a gás;
- 8 - Competitividade da indústria nacional de equipamentos a gás considerando a integração do país no Cone Sul, bem como ao gradativo aumento da globalização da economia mundial.

CAPÍTULO 4

O Papel do Gás Natural na Promoção da Integração Regional

1 - Aspectos Gerais

Neste capítulo é feita uma análise sobre o desenvolvimento da indústria de gás natural em países industrializados, enfatizando-se os aspectos das perspectivas futuras do mercado desse energético, a construção dos sistemas de redes de gás canalizado que possibilitaram a integração regional, bem como os mecanismos regulatórios desta indústria.

Nos países desenvolvidos, o debate sobre qual a melhor utilização do gás natural colocase em determinar o melhor papel a ocupar no balanço energético nacional. Os governos desses países procuram incentivar o uso deste energético para os mercados que mais se beneficiam desta forma de energia, ou seja, os mercados mais nobres - petroquímica e uso domiciliar. Entretanto, sua utilização tradicional tem-se concentrado como combustível em três grandes mercados: geração de eletricidade; produção de calor e vapor na indústria, e uso domiciliar para aquecimento e cocção de alimentos.

O estudo da questão da energia, enquanto elemento para o desenvolvimento da sociedade moderna, surgiu com o advento da Primeira Revolução Industrial no século XVIII, fundamentado na utilização de carvão em seu sistema técnico, e principalmente, com o fantástico crescimento industrial da segunda metade do século XIX, também chamado de Segunda Revolução Industrial (Martin op. cit., 1992). Nesse contexto, o uso de recursos energéticos de forma intensiva e diversificada é solicitado para fazer frente a esse progresso vertiginoso. A eletricidade e os hidrocarboneto - notadamente o petróleo, são os carros-chefe desse processo de industrialização.

Somente no século XX, o gás natural aparece como um bem energético, em sua maior parte no mercado norte-americano, de grande importância para o progresso social e econômico. A experiência da indústria de gás em outras partes do mundo ocorrerá bem mais tarde, principalmente após a Segunda Guerra Mundial.

As dificuldades técnicas e econômicas ligadas ao transporte e armazenagem do gás natural explicam, em grande parte, o caráter localizado dessa indústria no cenário energético mundial. Nos Estados Unidos, e em menor escala também na ex-URSS, o gás natural foi utilizado desde a segunda metade do século XIX. O desenvolvimento tecnológico do aproveitamento do uso desse energético nos Estados Unidos foi um dos fatores fundamentais para o estabelecimento do modelo econômico norte-americano sobre o velho modelo europeu da Primeira Revolução Industrial (cf. Oliveira, pp. 15-16).

Enquanto os Estados Unidos e a ex-URSS fortaleciam-se com a utilização em seu sistema técnico, de carvão, petróleo e gás natural, a Europa Ocidental utilizou incessantemente o carvão até o final da Segunda Guerra Mundial, e sendo posteriormente, inundado pelo petróleo das “sete irmãs” (companhias petrolíferas internacionais). Na verdade, a firme utilização do gás natural na Europa é um fenômeno dos anos 70, que coincide com o início do declínio da Segunda Revolução Industrial comandada pelo Estados Unidos (Ibid., p.16). A busca de soluções européias para aumentar o consumo de gás natural reflete um esforço de menor distanciamento para o mundo pós-industrial.

O comércio internacional de gás natural ainda é bastante restrito e localizado. Pode-se distinguir três grandes áreas no planeta de desenvolvimento da indústria de gás: o continente americano, representado, principalmente, pelos Estados Unidos; o fluxo de gás da África, ex-URSS, Noruega e Holanda no abastecimento da Europa; e, ainda, um mercado incipiente na Ásia, no qual os países do Oriente Médio e asiáticos exportam gás por metaneiros para o Japão e para os novos países industrializados, tais como a Coreia do Sul e Formosa.

A indústria de gás nos Estados Unidos é a maior e a mais complexa do mundo, sendo totalmente formada de capitais privados, tanto na produção como no transporte e distribuição de gás. Até os anos 80, esta indústria estava sujeita a rígidos regulamentos governamentais que foram sendo gradualmente modificados, possibilitando uma maior concorrência nesta indústria e com reflexos significativos nos preços do gás e também do petróleo.

Os países europeus constituem um importante mercado importador de gás natural no mundo, em plena expansão. O maior produtor e exportador de gás é a ex-URSS, e apresenta tendências futuras de desempenhar um importante papel no cenário energético europeu. A Europa Ocidental cada vez mais procura diversificar o seu perfil energético, diminuindo a dependência em relação à importação de fontes de energia.

2- A Construção da Indústria de Gás Natural na Europa

2.1- Breve Análise da Evolução da Indústria de Gás

O desenvolvimento da indústria de gás natural na Europa Ocidental inicia-se com a descoberta de jazidas de gás no Vale do Pó, na Itália e em Lacq, na França, nos anos 50 deste século. A descoberta do campo gigante não associado ao petróleo de Groningen, em 1959, na plataforma continental da Holanda, representa um marco referencial na indústria europeia de gás.

Nos anos 60, várias descobertas de jazidas de gás ocorreram em território europeu, especialmente, no Mar do Norte, nas costas da Inglaterra. Posteriormente, durante os anos 70, na plataforma continental da Noruega, imensas jazidas de gás são descobertas e direcionadas essencialmente ao atendimento das redes de gasodutos interligados para abastecimento dos mercados europeus.

Pode-se inferir que, para o sucesso da indústria de gás europeia nas últimas quatro décadas, alguns pontos foram importantes para o direcionamento das políticas públicas: uma diversificação de fontes de energia, com o aumento crescente do gás natural na matriz energética; uma estrutura organizacional do setor na qual as prioridades de cada país foram o cerne dos mecanismos institucionais; e as particularidades das diversas situações nacionais e o inter-relacionamento que se associam a esses interesses.

Noreng (1983) acrescenta que para o desenvolvimento do mercado de gás natural na Europa Ocidental as forças de mercado pouco tiveram importância, mas sim a aplicação de estratégias conscientes na busca de seus mercados alvos, um confronto de forças na conquista desses mesmos mercados, e, em algumas situações, existiram relações de cooperação.

Deve-se ressaltar como uma variável importante o papel das grandes companhias de petróleo na criação e estruturação do comércio europeu de gás natural. Duas dessas companhias tiveram grande importância, ou seja: Shell e Exxon. Ambas descobriram em regime de cooperação o campo supergigante de Groningen, base para a revolução gasífera na Europa (cf. Oliveira, op. cit., pp. 19-20).

Na verdade, essas duas companhias petrolíferas estão envolvidas nos negócios de gás natural pelo mundo, tendo inclusive reservas comprovadas de gás natural da mesma ordem de grandeza das de petróleo. Na Europa Ocidental, especificamente, ao verificar-se em detalhes os negócios desta indústria, pode-se observar a ação da Exxon e/ou da Shell em todas as atividades gasíferas.

2.2 - Perspectivas do Mercado

2.2.1 - Oferta de Gás Natural

Em janeiro de 1991, as reservas provadas de gás natural na Europa e ex-URSS eram de aproximadamente de 60 trilhões de m³ (49 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo). A distribuição geográfica dessas reservas mostra que em torno de 88% das mesmas estão localizadas na ex-URSS; 4,7% na Noruega; 2,8% na Holanda; 1% na Inglaterra e Romênia. Os remanescentes 2,3% estão distribuídos pelos outros países europeus (ver tabela 1).

Os recursos de gás ainda a serem descobertos, excluindo-se, entre outros, as ocorrências em recursos de baixa permeabilidade e hidratos, foram estimados em cerca de 57 trilhões de m³ (47 bilhões de toneladas de óleo equivalente), segundo informações da Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas. O potencial para novas descobertas de jazidas de gás é bastante favorável na ex-URSS, seguido pela Inglaterra e Noruega, com algo próximo a 90% e 6%, respectivamente, das estimativas totais de novas descobertas.

A Comissão Econômica da Europa, das Nações Unidas, estima que o custo médio de exploração no mundo de petróleo tem estado em torno de US\$ 32,5/ton (US\$ 1991). É estimado que o custo médio de exploração de petróleo para os países europeus tende a crescer para algo próximo a US\$ 36,5/ton (US\$ 1991), com exceção da ex-URSS, Inglaterra e Noruega. Nesse sentido, pode-se inferir que seriam necessários aproximadamente US\$ 1 trilhão

de disponibilidade de capital para investir-se na exploração em novas descobertas de jazidas de gás estimadas no continente europeu.

Tabela 1 - Reservas de Gás Natural

(Mtoe)*

País	Reservas Provadas em 01/01/91	Para ser descoberto	Custo total a ser descoberto (em bilhões de 1990 US\$)
Albânia	1.65**	10.9**	0.40
Áustria	11.60	12.4	0.45
Bulgária	5.80	16.5	0.60
Tchecoslováquia	11.60**	12.4	0.45
Dinamarca	113.00	123.8	4.70
França	30.90**	49.5	1.80
Alemanha	200.00**	170.0	6.24
Grécia	5.00	24.8	0.90
Hungria	75.40**	330.0	12.00
Irlanda	41.30	37.1	1.35
Itália	261.50**	206.3	7.53
Holanda	1394.30	247.5	9.00
Noruega	2313.30	1538.6	34.00
Polônia	140.00**	541.7	14.50
Romênia	434.80**	381.2**	13.90
Espanha	18.20	57.8	2.10
Turquia	27.20	41.3	1.50
Reino Unido	462.00**	1270.0/2196.2**	28.00/48.00
URSS	43337.30**	41250.0**	900.00
Yugoslávia	72.60**	74.3**	2.70
Total	48959.50	46396/47322.3	1042.12/1062.12

* Milhões de toneladas de óleo equivalente

** Extraído do questionário compilado pelos países representantes que conduziram o estudo.

Fonte: Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas, 1993.

A tabela 2 mostra a projeção da produção europeia de gás natural até o ano 2010. Em 1989, a produção total foi cerca de 1 trilhão de m³, da qual 77% foi originada pela ex-URSS, 7% pela Holanda e os restantes 16% pelos outros países europeus. Até o ano 2010, a produção de gás é estimada entre 1,25 a 1,4 trilhões de m³, principalmente, com o aumento significativo da produção do Leste da Europa.

O suprimento de gás de fornecedores de outros continentes, ou seja, a importação de outras regiões externas à Europa, dependerá de expectativas de crescimento da demanda, bem como a identificação de potenciais fontes de fornecimento desse energético. Em 1989, somente

3% do gás consumido pelos países europeus vieram de regiões externas: Líbia e Argélia. Em 1990, o Irã firmou contrato com a ex-URSS para o fornecimento de cerca de 2.2 bilhões de m³/ano.

Tabela 2 - Produção de Gás Natural

(bilhões de metros cúbicos)

País	1988	1989	1995	2000	2010	R/P Ratio**
Albânia	0.228	0.238	0.34*	0.70	0.85	8
Áustria	1.26	1.40	1.40	1.40	1.40	10
Bulgária	0.01	0.01	0.10	0.50	0.90	700
Tchecoslováquia	0.74*	0.67*	0.60*	1.00*	1.50	21
Dinamarca	2.76	3.19	3.20	3.50	4.00	43
França	4.58	4.35*	2.90*	1.80	1.80	9
Alemanha	29.40	27.91*	25.00*	13.00*	10.00*	13
Grécia	0.22	0.21	0.23	0.25	0.30	29
Hungria	6.57*	6.50*	5.36*	4.05*	4.00	14
Irlanda	2.02	2.28	2.30	2.40	2.60	22
Itália	16.63	16.70*	17.50*	17.50*	13.00	19
Holanda	64.10	71.10	71.40	67.20	62.00	24
Noruega***	31.19	27.90	26.70	29.40	29.20	100
Polônia	5.40*	4.72*	5.90*	7.30*	9.00	36
Romênia	36.30*	32.70*	17.00*	11.00*	5.50	16
Espanha	0.93	1.55	2.00*	2.80*	3.50*	14
Turquia	0.10	0.17*	0.46*	0.46	0.46	194
Reino Unido	50.58	825.50*	65.20*	65.20*	74.10*	13
URSS	799.60*	44.70	880.00/ 925.00	920.00/ 1050.00	1050.00*/ 1200.00	64
Yugoslávia	3.02	2.86	4.0	5.0	6.5	31
Total	1,055.37	1,074.66	1,131.59 1,174.66	1,163.36 1,293.36	1,243.51 1,393.51	52

* Extraído do questionário compilado pelos países representantes que conduziram o estudo.

** Baseado nas reservas provadas no final de 1989 e produção durante 1989.

*** Volumes abaixo dos contratos correntes.

Fonte: Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas, 1993.

Para as próximas décadas, o número de países externos à Europa no que concerne ao suprimento de gás natural para atender a demanda tende a crescer, bem como uma estratégia de diversificação de fornecedores, entre os quais podem se destacar: Argélia, Líbia, Nigéria, Camarões, Irã, Golfo Pérsico, Trinidad-Tobago e Venezuela.

A Argélia, por exemplo, já é um tradicional exportador de gás natural para a Europa. Em 1990, exportou cerca de 27 bilhões de m³, principalmente, para a Itália, França e Bélgica.

Novos projetos estão em discussão e/ou já foram aprovados: a expansão do novo gasoduto transmediterrâneo cruzando a Tunísia e estendendo-se à Itália; e a construção de um gasoduto através do Marrocos até a Espanha e Portugal.

O gasoduto da Argélia até a Itália poderá aumentar o fornecimento de gás dos atuais 12 bilhões de m³ para algo em torno de 25 bilhões m³ no século XXI, atendendo inclusive o Norte da Itália onde nunca o gás argelino penetrou em seus segmentos de consumo.

A construção do gasoduto da Argélia até a Espanha, atravessando o Marrocos e o estreito de Gibraltar terá capacidade de transporte de gás de cerca de 10 bilhões de m³/ano e deverá entrar em operação no final da década de 90. Este novo gasoduto tem bom potencial para ser conectado à rede europeia de gás, possibilitando atender o mercado de Portugal, ou mesmo países mais distantes tais como a França e Alemanha.

2.2.2 - Demanda de Gás Natural na Europa

2.2.2.1 - Europa Ocidental

A economia europeia ocidental expandiu-se durante a década de 80. A atividade econômica apresentou um crescimento médio de 2,1% a.a. e o produto industrial aproximadamente de 1,6% a.a. O consumo primário de energia apresentou uma taxa de crescimento mais baixa, em torno de 0,7% a.a., evidenciando uma redução da intensidade energética nos setores econômicos, certamente com reflexos dos choques do petróleo dos anos 70.

Entretanto, o consumo de gás natural na década de 80 aumentou a participação na matriz energética europeia de 13,3% em 1980 para 15% em 1989. A tabela 3 mostra em detalhes a estimativa da demanda até o ano 2000, por países. Esses dados são fundamentados na suposição de um crescimento médio da atividade econômica europeia de 2,5% a.a., bem como crescimento da demanda de energia primária da ordem de 1,4% a.a., atingindo o consumo global ao redor de 1800 milhões de toneladas de óleo equivalente/ano ao final da década de 90.

Tabela 3 - Demanda de Gás Natural na Europa Ocidental

(Mtoe)

País	1988	1989	1995	2000
Áustria	4.0	4.3	5.3	5.7
Bélgica	7.2	8.0	9.6	10.0
Dinamarca	1.4	1.5	2.9	3.7
Finlândia	1.4	1.8	3.0	4.0
França	24.5	25.2	31.0	36.0
Alemanha	52.3	54.5	62.6	67.7
Grécia	0.1	0.1	1.7	2.5
Irlanda	1.6	1.8	1.7	1.7
Itália	34.2	36.9	52.3	57.4
Luxemburgo	0.4	0.4	0.5	0.6
Holanda	30.5	30.8	32.8	33.3
Noruega	1.7	1.7	2.5	2.5
Portugal			0.7	1.2
Espanha	3.3	4.4	7.0	7.9
Suécia	0.3	0.4	1.9	4.5
Suíça	1.6	1.7	1.7	1.9
Turquia	1.1	2.9	8.6	13.8
Reino Unido	47.0	46.0	56.0	63.0
Yugoslávia	6.1	6.1	9.3	12.6
Total	218.7	228.5	291.1	330.0

Fonte: Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas, 1993.

Vale notar que as estimativas da Comissão Econômica para a Europa, das Nações Unidas, consideram que os combustíveis sólidos provavelmente manterão a sua participação percentual podendo haver pequena redução até o final dos anos 90. A demanda de eletricidade primária deverá ter um pequeno aumento de participação percentual para o mesmo período, bem como os derivados de petróleo. Por sua vez, é esperado um aumento da participação do gás natural na matriz energética do gás natural de 15% em 1989 para algo próximo a 18% em 2000, atingindo um nível de cerca de 330 milhões de toneladas de óleo equivalente/ano, aproximadamente 100 milhões acima do consumo atual.

A tabela 4 mostra a previsão de demanda de gás natural para o ano 2000, por segmentos de consumo. Pode-se verificar que estão previstas mudanças importantes durante a década de 90. Os setores residencial e comercial aumentariam o seu consumo de gás em cerca de 30 milhões de m³/ano, porém uma redução percentual de 46% em 1989 para cerca de 42% em 2000. A mesma tendência é esperada para o setor industrial na qual a redução percentual seria de 38% para 35%, no mesmo período considerado. Ademais, o consumo de gás para geração

de eletricidade teria um grande aumento de participação percentual, evoluindo de 13% em 1989 para 18% em 2000, com um consumo adicional de 30 milhões de toneladas de óleo equivalente em relação ao consumo atual.

Tabela 4 - Demanda de Gás na Europa Ocidental 2000 (Mtoe)

País	Residencial & Comercial	Indústria	Centrais de Geração	Outros usos	Total
Áustria	1.5	2.2	1.6	0.4	5.7
Bélgica	4.2	3.9	1.9		10.0
Dinamarca	1.0	1.0	1.2	0.5	3.7
Finlândia	0.1	1.7	2.3		4.0
França	17.9	14.9	2.8	0.4	36.0
Alemanha	25.2	20.4	13.9	8.2	67.7
Grécia	0.5	1.5	0.5		2.5
Irlanda	0.4	0.8	0.3	0.2	1.7
Itália	21.1	17.5	18.0	0.8	57.4
Luxemburgo	0.3	0.3			0.6
Holanda	17.8	15.5			33.3
Noruega			1.5	1.0	2.5
Portugal	0.3	0.8	0.1		1.2
Espanha	1.2	6.2	0.5		7.9
Suécia	0.4	1.2	2.9		4.5
Suíça	1.0	0.7	0.2		1.9
Turquia	2.5	8.3	3.0		13.8
Reino Unido	35.7	14.7	8.7	3.9	63.0
Yugoslávia	6.7	4.2	1.1	0.6	12.6
Total	135.0	115.8	59.5	16.0	330.0

Fonte: Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas, 1993.

Certamente o consumo de gás para geração de energia elétrica está condicionado a melhoramentos tecnológicos, principalmente aqueles relacionados à eficiência de turbinas a gás, visto que a necessidade de intensidade de capital é menor em plantas que utilizam o gás natural, além do reconhecimento de melhoria ambiental advinda de seu uso como combustível.

A economicidade do gás para geração de eletricidade é função direta da taxa de desconto, do preço do gás e da demanda. O gás é competitivo a uma taxa de desconto de 10%

devido ao seu baixo custo de capital (OECD/IEA, 1991)¹. É viável o seu uso frente as opções a carvão e nuclear a um preço na faixa de US\$ 4-5/MMBTU².

No setor residencial o atendimento ao mercado tem sido feito em áreas urbanas de alta densidade populacional, próximas aos campos produtores de gás (Bergendall, 1988). A penetração de mercado para o gás em áreas de reduzida densidade de população ou em regiões remotas tem sofrido a concorrência de outros energéticos. O desenvolvimento tecnológico tem representado avanços na redução dos custos de distribuição e tornado economicamente viável a conexão das redes de gás às pequenas vilas com competitividade frente ao carvão e petróleo.

Apesar da alta taxa de participação do gás no setor residencial de alguns países europeus tais como a Bélgica, Alemanha, França, Itália, Holanda e Grã-Bretanha, o gás natural tem expandido o número de consumidores. A British Gas, por exemplo, aumentou significativamente o número de clientes residenciais no final dos anos 80. Entre 1988 e 1990, aproximadamente 400 mil clientes/ano foram conectados à rede de gás ("Natural Gas - Prospects and Policies", 1991).

Ademais, deve-se levar em consideração que o consumo de energia por residência tende a se reduzir devido a melhoria nas construções: aquecimento ambiental com materiais mais adequados; redução do tamanho dos domicílios; concepção arquitetônica etc., além do uso de equipamentos mais eficientes no consumo da energia.

No setor industrial, um dos principais consumidores de gás é a indústria química. Mais da metade do consumo de gás deve-se aos segmentos dos minerais não-metálicos, aço e ferro, alimentos, maquinaria e papel/celulose. É estimado que quase metade da demanda de gás em indústrias é utilizada para produção de vapor e em torno de 30% em aplicações diretas de calor (Purvin & Gertz, 1991).

2.2.2.2 - Europa Central e do Leste

Os países da Europa Central e do Leste têm uma intensidade energética mais alta e menor eficiência na utilização de fontes de energia, quando comparada com seus vizinhos

¹ Em novos projetos de gás viáveis, a taxa de desconto está na faixa de 15 % a 20%.

² MMBTU → Milhão de British Thermal Units.

ocidentais. Provavelmente as causas desses desequilíbrios podem estar associadas à relativa abundância de recursos energéticos nesses países, sobretudo de petróleo e gás natural na ex-URSS, vendidos baratos para os demais países pertencentes ao antigo bloco socialista, bem como a contribuição do sistema político centralizado implantado após a Segunda Guerra Mundial.

Esses países europeus, principalmente a ex-URSS constituem uma das maiores áreas de exportação de energia do mundo, provendo cerca de 25% da produção mundial de energia.

A tabela 5 mostra em detalhes a demanda de energia estimada até o ano 2000 na Europa Central e do Leste, com expressiva maioria representada pela ex-URSS com cerca de 650 milhões de toneladas de óleo equivalente no ano 2000.

Tabela 5 - Demanda de Gás na Europa Central e do Leste

(Mtoe)

Países	1988	1989	1995	2000
Albânia	0.2	0.2	2.3	2.6
Bulgária	5.3	5.3	7.0	8.8
Tchecoslováquia	9.1	9.8	14.1	15.5
Hungria	9.3	9.3	9.4	10.2
Polônia	10.1	9.9	12.6	21.6
Romênia	33.7	33.2	27.3	25.5
Subtotal	67.7	67.7	73.9	84.2
URSS	583.7	594.7	620.0	650.0
Total	651.4	662.4	692.7	734.2

Fonte: Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas, 1993.

A tabela 6 mostra a demanda de gás estimada para o ano 2000, para os diversos segmentos de consumo, na Europa Central e do Leste. Verifica-se que durante a década de 90 os segmentos residencial e comercial terão os maiores requerimentos de gás comercializados.

Em 1989 o gás natural representava apenas 19% da demanda de energia final desses países. As estimativas realizadas pela Comissão Econômica para a Europa das Nações Unidas estima que a necessidade de energia será crescente, onde o gás natural representará cerca de 23% em 1995 e 25% em 2000, na matriz energética desses países. O segmento residencial e comercial deverá crescer de 23% em 1989 para cerca de 39% em 2000, enquanto que o setor industrial deverá reduzir a sua participação de 56% em 1989 para cerca de 45% em 2000.

Tabela 6 - Demanda de Gás na Europa Central e do Leste 2000 (Mtoe)

Países	Residencial, Comercial & outros ^a	Indústria & estoque armazenado	Geração de energia	Total
Albânia	0.4	1.4	0.8	2.6
Bulgária	8.8			8.8
Tchecoslováquia	4.2	9.1 ^b	2.2 ^c	15.5
Hungria	3.7	2.2	4.3	10.2
Polônia	10.5	7.0	4.1	21.6
Romênia	6.3	15.1	4.1	25.5
Subtotal	33.9	34.8	15.5	84.2
URSS				650.0
Total				734.2

a: Incluindo diferenças estatísticas

b: Incluindo o setor comercial

c: Incluindo planta de calefação

Fonte: Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas, 1993.

Na ex-URSS a indústria de gás teve história própria. Os primeiros usos do gás são registrados desde o século XIX, devido às atividades desenvolvidas pela indústria petrolífera na região de Baku. Foi somente durante a década de 50, que os planos quinquenais começaram a dar ênfase crescente à utilização do gás natural. Em 1960, a participação desta fonte de energia na matriz energética era inexpressiva. Em duas décadas esse país desenvolveu um gigantesco sistema de transporte e distribuição de gás, possibilitando um fantástico crescimento econômico e regional integrado.

Na verdade, todos os desafios tecnológicos no setor de gás na ex-URSS já foram solucionados, onde as inovações tecnológicas foram diferenciadas em relação à indústria do petróleo, ao contrário do desenvolvimento da indústria norte-americana de gás (Poullalion, op. cit., 1986). Por sua vez, os sistemas de transmissão de gás envolvem grandes volumes desse energético com fluxos direcionados de regiões isoladas para indústrias e para a exportação.

Nesse contexto, pode-se inferir que um dos objetivos dos planos energéticos da ex-URSS é a estratégia de procurar aumentar as suas reservas provadas de gás natural e direcioná-las a preços acessíveis à exportação, principalmente, para o mercado europeu.

Cerca de 40% do gás produzido no mundo origina-se da ex-URSS. Em 1990, 100 bilhões de m³ foram exportados, sendo que 60% deste total para a Europa Ocidental. As reservas provadas são de 51 trilhões de m³.

O sistema de integração regional na ex-URSS pelo gás natural, promotora de grande parte do desenvolvimento econômico-social no pós-guerra, consiste em aproximadamente 500 campos de gás produtivos, 46 locais subterrâneos de armazenagem de gás, uma rede de gasodutos de cerca de 220 mil km e 376 estações de compressão com uma potência instalada de 50 GW (Comissão Econômica para a Europa das Nações Unidas, op. cit., 1993, p.18). Existem mais de 180 mil vilas e 55 mil pequenas e grandes cidades abastecidas pelo gás natural ou GLP, ou seja, cerca de 240 milhões de habitantes do total de 300 milhões utilizam o gás em suas residências. Por sua vez, cerca de 30% do gás é consumido do setor industrial, especialmente para a produção de metais ferrosos, cimento, vidro e amônia.

2.3 - Desenvolvimento do Sistema de Transmissão e de Integração através do Gás Natural

A conexão dos locais de produção aos centros de consumo requer a necessidade de transmissão de energia. Na verdade, produção e demanda são os dois fatores mais importantes no dimensionamento do transporte de fontes de energia.

O transporte de gás natural pode ocorrer tanto na forma de energia primária, para utilização como matéria-prima na indústria petroquímica, por exemplo, quanto como energia secundária, quando utilizada como combustível.

Uma questão importante é que, apesar de o gás natural ter tido uma contribuição significativa no desenvolvimento econômico-regional em países industrializados, este energético não possui mercado cativo. O modelo de desenvolvimento das sociedades do século XX têm como energéticos diretores o petróleo e a eletricidade na matriz energética de um país, e é possível atingir um certo grau de desenvolvimento econômico sem a necessidade de redes de gás canalizado (Poulallion, op. cit. 1986).

Entretanto, o gás natural apresenta grande vantagem na substituição de qualquer outra fonte de energia, com custos competitivos (ver seção 2.3.2) e vantagens ambientais em sua utilização. Além disso, o gás natural pode adaptar-se mais facilmente às diretrizes de uma

política energética regional por não dispor de um mercado específico de utilização frente aos energéticos concorrentes.

Contudo, o setor de gás natural apresenta um ponto crítico com vistas a uma estratégia de expansão de mercados, ou seja, o seu sistema de transporte desse energético.

O transporte através da cadeia de liquefação do gás natural (GNL) apresenta-se como uma solução mais econômica para transportar grandes quantidades de volume de gás em longas distâncias por mar, ou quando o objetivo é preparar a captação de mercado para posterior utilização intensiva do gás através de redes de gasodutos.

2.3.1 - Sistema de Interligação de Redes de Gás

A figura 1 mostra a estrutura geral do sistema de transmissão de gás natural, desde o produtor ao consumidor de gás.



Figura 1 - Sistema de Transmissão de Gás na Europa Ocidental.

Na Europa, existem milhares de quilômetros de redes de gás canalizado formando verdadeiras artérias em todo o continente. Elas possibilitam conectar os longos gasodutos internacionais aos sistemas de redes de gás dos países europeus, levando-o de distantes regiões produtoras aos consumidores finais. A rede europeia de interconexão de gás jamais poderia ter sido construída sem as relações comerciais de longo prazo entre compradores e vendedores de gás (contratos take or pay).

A figura 2 mostra os gasodutos europeus mais importantes e as estações de recebimento do GNL. Pode-se observar que os países europeus importam grandes volumes de gás da ex-URSS e os países da Europa Ocidental procuram uma estratégia de diversificação de fornecedores.

A figura 3 mostra o fluxo de gás de volumes contratados nos países europeus e as prováveis novas interconexões até o ano 2000. Essas novas conexões de redes de gás podem possibilitar um maior desenvolvimento nas diversas regiões europeias, através da geração de novos empregos, desenvolvimento tecnológico e integração regional, favorecendo o aumento dos fluxos comerciais continentais. Certamente a possibilidade dessas novas conexões de redes de gás dependerá da política de preços dos países envolvidos, o custo do transporte e a competitividade do gás frente aos energéticos concorrentes para o usuário final.

Por outro lado, a ex-URSS apresenta-se como a principal fornecedora de gás aos mercados europeus devido às suas gigantescas reservas, apesar do aumento do consumo doméstico. Essas novas descobertas estão cada vez mais distantes dos centros consumidores, o que pode provocar perda de competitividade em função do custo de transporte. Em grande parte, a colocação dos volumes consideráveis de gás da ex-URSS dependerá de fatores políticos e econômicos nesse país.

Os países da Europa Central e do Leste devem aumentar a diversificação de seus fornecedores de gás, o que pode levar ao aumento das redes de integração dos sistemas de transmissão, através da ligação da região com a Mar do Norte, Holanda e Noruega já vislumbram mercados consumidores para a venda de gás.

A Noruega, com suas imensas riquezas gasíferas e com a descoberta do campo de Troll na plataforma marítima, pode tornar-se o maior fornecedor europeu durante décadas, o que

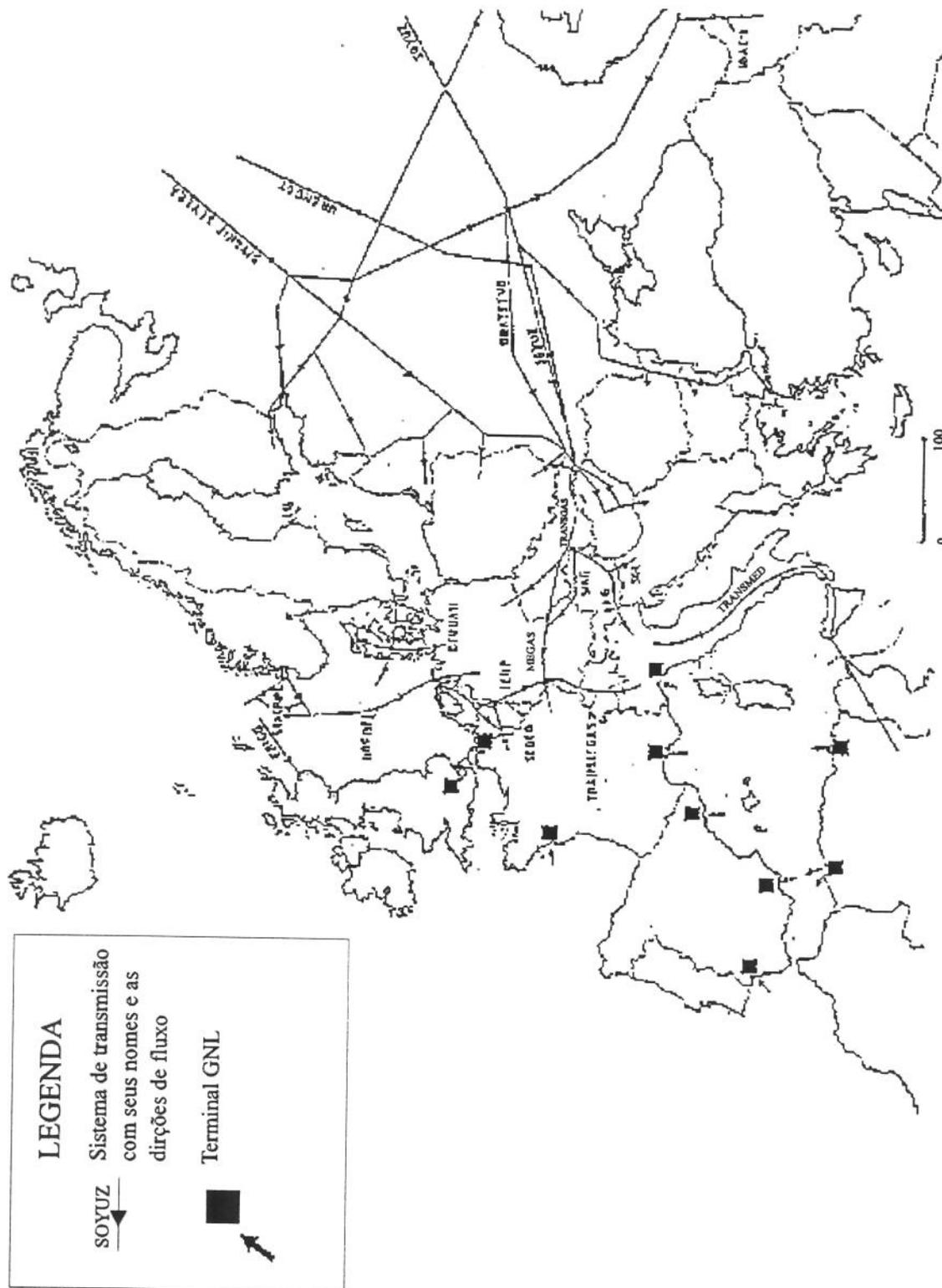


Figura 2 - Sistema Internacional de Transmissão de Gás da Europa.

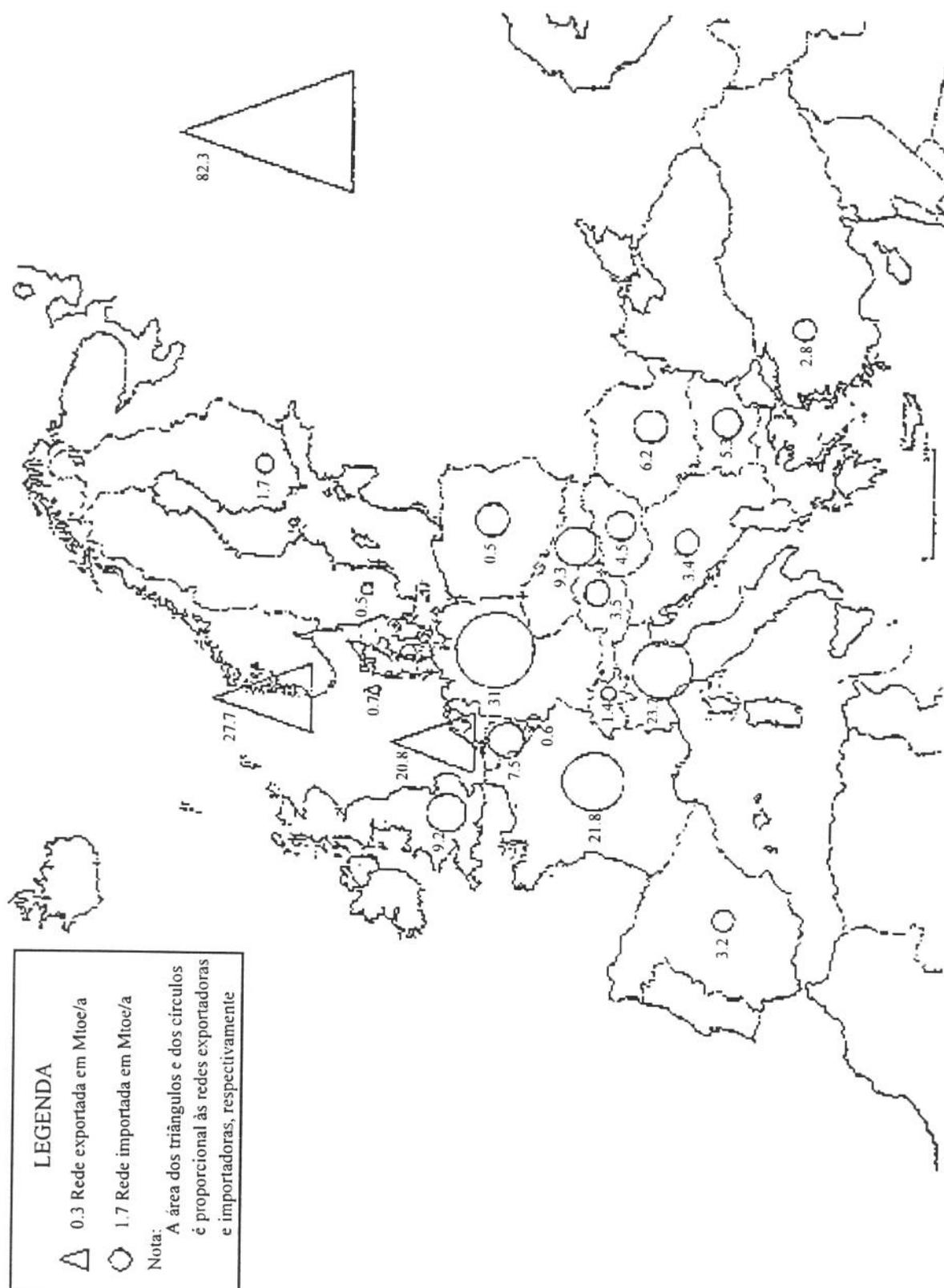


Figura 3 - Balanço de Gás nos Países Europeus e Prováveis Novas Interconexões.

representa um importante papel na segurança de suprimento de gás para os mercados da Europa Ocidental em expansão (Stern, op. cit., 1990).

Em regiões externas à Europa, a Argélia pretende aumentar as suas vendas de gás, bem como outros países africanos. O Oriente Médio é uma região que pode representar uma grande fornecedora de gás para os mercados europeus, pelo sistema de transporte por GNL ou por gasodutos, dependendo dos custos.

2.3.2 - Custos do Sistema de Transmissão de Gás

De acordo com informações fornecidas pela World Gas Conference de 1991, em Berlim, na Alemanha, seriam necessários aproximadamente US\$ 200 bilhões para os próximos 20 anos, para o desenvolvimento da indústria de gás na Europa Ocidental, no que se refere ao desenvolvimento de campos produtores, transporte, armazenagem e distribuição.

Uma questão importante no desenvolvimento da indústria de gás na Europa refere-se ao seu custo de suprimento ou preço nos mercados consumidores. Os custos de transporte por gasodutos e GNL variam em função de cada projeto.

Uma visão aceita no seio das companhias de gás é de que projetos na faixa de 20 a 40 bilhões de m³/ano de aumento adicional de gás nos mercados europeus deve ter um preço de gás no city-gate comercializado acima de US\$ 4.00/MMBTU (US\$ 1990) ou US\$ 25.00/Bbl (Comissão Econômica para a Europa, Nações Unidas, op. cit., 1993).

Para uma estratégia eficiente para a expansão do gás natural um preço de referência deve estar na faixa de US\$ 4.0 - 4.5/MMBTU.

Por sua vez, os preços internacionais do gás natural nos "city-gates", tem se situado na faixa de US\$ 2.5 - 3.0/MMBTU na Europa e entre US\$ 3.5 - 4.5/MMBTU no Japão (cf. Bajay & Rodrigues, 1994).

- *Custos por Gasodutos*

Os custos de construção de um gasoduto variam em função da região do projeto, pelo traçado da rota, espessura e diâmetro da tubulação, bem como da distância considerada. Vale

notar que de um modo geral utilizam-se tubulações de pequenos diâmetros para distâncias mais curtas e para longos percursos tubulações com diâmetros mais elevados.

Existe na bibliografia especializada, principalmente, nos Estados Unidos, informações sobre os custos de sistemas de transportes por gasodutos.

O custo de transporte de gás por quilômetro em 30 projetos de gás onshore em 1990, com percurso total de 1850 km e diâmetro de 42", foi analisado por um estudo da Comissão Econômica da Europa das Nações Unidas. O custo médio obtido foi de US\$ 671 mil/km, sendo que o de menor custo foi de US\$ 404 mil/km e o de maior custo de US\$ 900 mil/km. Uma linha especial de gás para atravessar um rio num trajeto de 7.5 km teve um custo médio de US\$ 3150 mil/km. A maior participação dos custos totais é devido à mão-de-obra e material, da ordem de 70 a 80% do total. Na verdade, esse mesmo estudo considera um valor do custo médio padrão de US\$ 1.2 a 1.4 milhões/km, para diâmetros de 48".

O Transmed Gas Line ligando a Argélia a Itália, com percurso médio de 2500 km, tem um custo médio estimado de US\$ 1194 mil/km, dividido nas seguintes etapas (Arab Petroleum Investment Corporation, 1991):

- _ 500 km com diâmetro de 48", na Argélia - US\$ 1210 mil/km;
- _ 370 km com diâmetro de 48", incluindo três estações na Tunísia US\$ 1400 mil/km;
- _ 1580 km com diâmetro entre 20" a 48" cruzando a Sicília, com 155 km submersos e atingindo a Itália - US\$ 1140 mil/km.

O projeto do Western Gas Pipeline visando levar aos mercados europeus o gás desde Hassi R'Mel (Argélia) até Sevilha (Espanha), com 1265 km de percurso, tem um custo estimado em US\$ 700 mil/km.

- *Custos por GNL*

O transporte de gás através de metaneiros varia em função da distância e rota considerada. O custo de um investimento total de um nova planta de GNL é estimado em cerca de US\$ 1.7 bilhões para a capacidade de 10 Gm³/ano, para regiões como o Qatar ou costas do Irã (APICORP, 1990). O Banco Mundial, por sua vez, estima valores bem maiores para as

plantas de liquefação de gás, ou seja, US\$ 1.4 a 2.0 bilhões para capacidades de 5 Gm³/ano e de US\$ 2.0 a 2.8 bilhões para capacidades de 10 Gm³/ano.

Os mais modernos metaneiros têm capacidade de transportar gás na faixa de 125 a 130 mil m³. Em 1991, o custo de novos metaneiros era estimado na faixa de US\$ 220 a 250 milhões. ARICORP (1991) transporta GNL na faixa de US\$ 1.6 a 1.9/MMBTU entre as costas do Irã ou Qatar para a Europa através do canal de Suez. O Banco Mundial, para a rota Argélia-Europa, estima valores para o custo de transporte de GNL entre US\$ 0.40 a 0.50/MMBTU.

A tabela 7 mostra em detalhes os investimentos necessários em GNL com capacidade de transporte entre 6 e 8 bilhões de m³/ano, com um distância média entre 3 a 4 mil milhas náuticas.

Tabela 7 - Total de Investimentos em Projeto de GNL

Investimento em Capital	US\$ Bilhões
Planta de Liquefação e Embarque	1.5 - 2.0
Metaneiros de 125 mil m ³ (5 a 7)	1.0 - 1.5
Terminal de Regasificação e Armazenagem	0.5 - 1.0
Total	3.0 - 4.5

Fonte: Nações Unidas, 1993

A tabela 8 apresenta a estrutura de custos prováveis de novos projetos de GNL.

Tabela 8 - Estimativa de Custos de Projetos de GNL

	US\$/MMBTU
Recebimento de Gás na Planta de Liquefação	0.5 - 1.0
Liquefação	1.0 - 1.3
Transporte	0.9 - 1.5
Regaseificação	0.5 - 0.9
Total	2.9 - 4.7

Fonte: Banco Mundial

Nesse contexto, pode-se inferir que novas conexões de redes de gás no continente europeu dependerão de decisões econômicas realizadas por vários agentes da indústria de gás como parte de suas relações comerciais futuras.

2.4 - Estrutura da Indústria de Gás Natural

2.4.1 - Organização da Indústria de Gás

A origem da organização da indústria de gás natural remonta aos anos pós-guerra, nas quais as idéias econômicas de Keynes são introduzidas em nome do bem estar comum, ou seja, um estado centralizador e intervencionista, tendo como consequência o surgimento de empresas estatais monopolistas, na época dinâmicas e inovadoras em tecnologia (cf. Oliveira, op. cit., pp. 43-45).

Na Grã-Bretanha e França, por exemplo, existe uma integração verticalizada, sendo que no primeiro o controle é exercido pelo setor privado e no segundo é estatal, diferentemente da Distrigaz da Bélgica e da Gasunie da Holanda, que possuem 50% de capitais públicos e privados, respectivamente. Na Alemanha, de modo particular, verifica-se uma estrutura singular em relação aos demais países europeus, na qual seis companhias importadoras, dezoito de transporte a longa distâncias e mais de quinhentas companhias regionais operando concessões locais, compõem a malha da indústria de gás.

Apesar dessas diferentes estruturas organizacionais, observa-se que o mercado de gás possui companhias com monopólios ou virtuais monopólios. A SNAM, por exemplo, na Itália controla 98% do mercado doméstico e a Ruhngas, na Alemanha, exerce o controle efetivo de 75% do mercado (DRI Europe, Brussels, 1991).

A tabela 9 mostra em detalhes as companhias de transporte e distribuição de gás na Europa Ocidental, bem como a sua estrutura organizacional. O poder público participa de todas as companhias de transporte de gás com exceção da Alemanha e Grã-Bretanha. As companhias de distribuição de gás controladas pelos governos locais têm o direito de instalar e operar redes de gás e vender esse combustível para pequenos clientes em países onde as atividades de transporte e distribuição de gás são separadas. A exceção a esse processo é o caso da Itália, nas quais a Italgas, subsidiária da SNAM, juntamente com companhias privadas controlam metade do mercado de gás.

Tabela 9 - Transmissão e Distribuição Própria, OECD Europa (excluindo a Alemanha)

	Áustria	Bélgica	Dinamarca	França	Finlândia	Grécia	Irlanda	Itália
Companhia de Transmissão	Áustria Fengas, ÖMW.	Distrigaz	DANGAS	GdF	NESTE OY	DEPA	BGE	SNAM
Própria da	ÖMW: ÖLAG (estado), 25% privatizado. Áustria Fengas: estado e 8 companhias regionais	Estado: 50% Intercom e Tractabel: 33% Shell: 17%	DONG (Estado)	Estado	Estado	DEP (compa- nhia de óleo o estatado)	Estado	ENI (Estado)
Distribuição de revenda	Companhias Regionais (Fengas). Companhias Municipais	4 públicas e 19 empresendimentos mistos	Companhias Municipais vendedoras	GdF Sociedade Nacional de Gás do Sudoeste. CFM. 21 companhias municipais	NESTE OY	DEPA	Town gas e BGE	Italgas e 1700 distribuidoras locais.
Própria da	Fengas: própria da região, Governos. Estadual. Municipal Companhias vendedoras, eletricidade utilidades e industriais	Municipalidades e Intercom		SNGSO: Eif (70%). GdF (30%) CFM: EIF. GdF: Total				SNAM (25-30% incluindo Italgas). companhias municipais vendedoras. empre- endimentos mistos

	Luxemburgo	Holanda	Portugal	Espanha	Suécia	Suiça	Reino Unido	Turquia
Companhia de Transmissão	SOTEG	Gasunie	GdP	Enagás	Swedegas	Swissgas	British Gas	BOTAS
Própria da	Estado: 50% Indústria de Aço: 50%	EBN (estado): 50% Shell: 25% Eso: 25%	Companhia Pública Limitada (publica e privada)	INH (Estado)	Vattenfall (estado): 85% Sydkraft: 15%	Associação Suíça de Gás Industrial: 16.45% Associações regionais de gás (Gasverbunde): 53.55% bancos: 30%	Private shareholders	TPAO (Estado)
Distribuição de revenda	3-4 companhias	Gasunie e Companhia municipais vendedoras	Companhias regionais de distribuição	Enagas. duas companhias regionais vendedoras	Swedegas. Companhias municipais e regionais distribuidoras	Gasverbunde. companhias municipais vendedoras	British Gas	
Própria da				Companhias Municipais e privadas		Companhias municipais e também privadas		

Fonte: **Áustria:** Energiebericht 1989. **Vergin & Komgas.** **Bélgica:** EC Commission Directorate General for Energy: Study on common carrier system. Janeiro 1989. **Dinamarca:** Ibid. **França:** Ibid. **Vergin & Komgas.** **Grécia:** DEPA. **Irlanda:** EC Commission. op. cit. **Itália:** EC Commission. op. cit. **Holanda:** Gas Natural e Óleo na Holanda. EEC. **Espanha:** EEC. **Vergin & Komgas.** **Portugal:** Estudo do País. IGR 1989 139/7 **Suiça:** Vergin & Komgas. Swiss Annual 1988. **Turquia:** Estudo do País. Suécia: IGR 1989/149.

A tabela 10 mostra os principais gasodutos internacionais no continente europeu, nas quais observa-se que diversas companhias de gás associaram-se em “*joint-ventures*” para a exportação e importação de gás. Os direitos dessas empresas de importação gás, por exemplo, da ex-URSS ou Argélia iniciam-se nas fronteiras europeias e os sócios devem pagar uma tarifa pelo uso do gasoduto à companhia de transporte local. No transporte de gás da Noruega para a Espanha, por exemplo, é necessária a utilização do sistema de redes de gás canalizado da Distrigaz e Gaz de France. A Ruhngas também possui 50% ou mais de participação acionária em seis companhias de importação de gás da ex-URSS, Holanda e Dinamarca, e este gás é transportado para a Austria, França e Itália.

Do ponto de vista técnico, o sistema de transmissão de gás na Europa é altamente integrado por redes de gasodutos internacionais conectados aos regionais e locais (Hopper et alii, 1990). Com a criação do Mercado Comum Europeu em fins de 1992, a União Europeia (UE) vislumbra a possibilidade de criação de um mercado único de energia. Em 1991 o Conselho de Ministros de Energia da UE introduziu regulamentos e práticas comerciais para que as companhias de gás desenvolvessem métodos visando a cooperação mútua, cujo objetivo maior é promover o desenvolvimento integrado das redes de gás internacionais na Europa.

Nesse sentido, o processo de desregulamentação de gás na Europa, iniciado nos anos 70, aponta para a legislação do “Third Party Access” (TPA), cujo objetivo maior é remover os aspectos discriminatórios dos monopólios públicos nas práticas comerciais de transmissão de gás dentro das redes de interligação. A introdução do TPA no mercado de gás encontra os seus aspectos legais no artigo 90 do Tratado de Roma (DRI Europe, op. cit., 1991).

Duquette & Mainville (1992) consideram que a obrigação de transportar gás pela legislação do TPA promoverá maior competição entre as companhias de gás porque os compradores deste energético poderão escolher os fornecedores sem se preocupar em com as limitações anteriores impostas às redes de gasodutos de gás.

A Eurogás (European Union of Natural Gas Industry), por sua vez, não aprova a introdução da legislação do TPA no mercado de gás. Aquela entidade considera que esta legislação cria desvantagens para a UE, quanto a de redução de segurança de fornecimento de gás, e potencialmente pode aumentar seus custos na chegada das fronteiras europeias.

Tabela 10 - Propriedade dos Gasodutos Internacionais no Sistema Europeu de Transmissão de Gás Europeu

Gasoduto	Fonte/Rota de Gás	Propriedade	
SEGEO	Duto de gás para França, através da Bélgica	Distrigaz	75%
		GdF	25%
TENP	Duto de gás para Itália, através da Alemanha	Ruhrigas ¹	51%
DETG	Duto de gás para o Nordeste da Alemanha	SNAM	49%
		Ruhrigas	50%
		Shell	24%
		Esso	25%
		NAM	1%
SETG	Duto de gás para Alemanha	Ruhrigas	50%
		Shell	24%
		Esso	25%
		NAM	1%
NETG	Duto de gás para a Alemanha	Ruhrigas	50%
METG	Duto de gás para Alemanha	Thyssengas	50%
		Ruhrigas ¹	67%
		Shell	17%
		Esso	17%
Transitgas	Duto de gás para a Itália, através da Suíça	Swissgas	51%
		SNAM	46%
		Ruhrigas	3%
Deudan	Gás dinamarquês para Alemanha	Dangas GmdH (DONG)	49%
		Deudan Holding GmbH (BEB/Ruhrigas)	51%
MEGAL	Gás soviético para Alemanha/França através da Áustria e Alemanha	Ruhrigas	50%
		GdF	43%
		MV	5%
		Megal Foundations	2%
		Netherlands	
Trans Austria Gasline	Gás soviético para Itália, através da Áustria	SNAM	49%
		ÖMV	51%
Trans Tunisia Tubulação	Gás argelino para Itália, através da Tunísia	SNAM	100%
WAG	Parte do Gás francês para MEGAL	Ruhrigas, GdF, ÖMV	

¹ Através de contrato e não debaixo do controle único da Ruhrgas.

Fonte: CEC study on common carrier system; annual reports.

O exame da bibliografia especializada mostra que a diversidade de regulamentos para o transporte de gás na Europa Ocidental nunca foi um obstáculo sério ao desenvolvimento de redes de distribuição, e de promoção à integração regional. Na verdade, não existe um sistema

regulatório único que possa garantir um desenvolvimento futuro para a indústria europeia de gás.

2.4.2 - Modelos Institucionais da Indústria de Gás na Europa

A indústria europeia de gás está sujeita a um variado arcabouço de mecanismos institucionais, legais e regulatórios. Tais mecanismos condicionaram a expansão do gás em seus diversos segmentos de consumo. Muitos desses mecanismos regulatórios estão sofrendo mudanças na Europa Ocidental. Por sua vez, as mudanças na Europa do Leste e Central são imensas devido às alterações das estruturas política e econômica desses países. Em ambas as regiões europeias estão ocorrendo transformações sob os auspícios da UE.

Na maioria dos países europeus a indústria de gás está sob o controle do Estado ou possui uma participação significativa. A Alemanha e a Grã-Bretanha possuem sistemas de gás com participação principal do capital privado. A indústria europeia de gás é caracterizada pelo alto grau de integração vertical e com contratos de longo prazo entre os agentes econômicos. Ela construiu um sistema de transmissão continental interligado, com fortes reflexos no desenvolvimento e integração regional.

Na maioria dos países europeus esta ocorrendo revisões em seus arcabouços legais para a produção, transporte e distribuição de gás. Os objetivos dessas mudanças estão definidos: reduzir o escopo dos monopólios da indústria de gás e induzir as companhias a atuarem em um ambiente mais competitivo no mercado.

A seguir será feita uma breve análise dos modelos institucionais de alguns países europeus. Nessa análise, serão evidenciados os aspectos da estruturação da indústria de gás que aumentaram a participação desse energético na matriz energética, com reflexos no desenvolvimento econômico.

- *Grã-Bretanha*

A indústria de gás britânica foi nacionalizada em 1949. Na época operavam no país mais de mil companhias ligadas a este setor, sendo que a grande maioria produzia gás manufaturado. Essa nacionalização criou a base para um indústria integrada, instituída inicialmente em doze Juntas Regionais do Gás. Em 1972, a Lei do Gás fundiu essas doze

Juntas Regionais e o Conselho de Gás, que as vinha coordenando, criando a British Gas Corporation (BGC).

Antes da privatização da BGC, em 1986, a indústria de gás britânica operava, na prática, em uma situação de monopólio: os produtores de gás, incluindo a BGC, vendiam gás para a BGC, que era responsável pelo transporte e distribuição para quase todo o mercado. O mercado consistia em aproximadamente 17 milhões de consumidores. O segmento residencial e outros pequenos e médios consumidores de gás, isto é, com consumos abaixo de 25 mil therms/ano (2500m³/ano), representando 65% da demanda por gás, utilizavam o sistema de “tariff market” e os restantes 35% eram utilizados pelos grandes consumidores industriais, através do sistema de “contract market”.

Tabela 11 - Balanço da Indústria de Gás na Grã-Bretanha, 1989-1993

Mtoe	1989	1990	1991	1992	1993
Produção	38.5	42.7	47.5	47.6	56.7
Importação	9.0	6.5	5.5	4.9	3.8
Consumo	47.5	49.2	53.0	52.5	60.5
% da demanda	22.7	23.4	24.6	24.6	28.1

Fonte: Datamonitor, BP

Do ponto de vista da regulação, a indústria britânica de gás está sujeita a vários estatutos. O mais importante deles é o Decreto de Gás de 1986, no qual foi criado um marco regulatório sob o comando do Office of Gas Supply (Ofgas). Na verdade, o sistema de regulamentos do mercado de gás tem sido objeto de constante revisão pelo Governo.

A privatização da BGC não seguiu os parâmetros normalmente adotados em outros setores, como energia elétrica e serviços de água. Isto porque, ao contrário destes setores, a BGC não foi previamente desverticalizada, permanecendo, após a privatização, com uma estrutura idêntica à vigente nos tempos de empresa pública.

A manutenção do mesmo poder de mercado pela BGC privatizada encontra-se na origem de toda a evolução futura da regulação na Grã-Bretanha. Já no início do processo (1986), verificou-se que o ritmo de queda dos preços do gás no Mar do Norte não foi repassado, na mesma intensidade, aos consumidores de gás. Este fato ocasionou uma série de dúvidas acerca do processo, originando uma investigação, em novembro de 1987, a cargo da MMC -

Monopolies and Merges Commission. O relatório da MMC, publicado em outubro de 1988, chegou à conclusão de que a BGC praticou política discriminatória de preços, típica de um empresa monopolística.

Imediatamente, a Ofgas aplicou medidas ampliando o grau de competitividade na indústria de gás britânica e garantindo às companhias independentes de gás o acesso ao “grid” de transmissão/distribuição da BGC. Além disso, a BGC foi impedida de realizar contratos envolvendo mais de 90% da produção de qualquer novo poço colocado em operação na plataforma continental do Mar do Norte. Mais ainda, a Ofgas determinou que a BGC publicasse os seus preços, relativos ao mercado industrial, com antecedência de um ano, permitindo uma total transparência de preços da qual se beneficiaram os produtores independentes, que passaram a negociar seus contratos com pleno conhecimento das condições propostas pela BGC.

Essas medidas reduziram em 9% o mercado industrial da BGC em 1991. Em abril do mesmo ano, a Ofgas resolveu regular os preços da BGC mais diretamente do que apenas introduzindo a competição e, nesse sentido, limitou os reajustes das suas tarifas a 95% da inflação do período.

A queda da participação da BGC no mercado industrial levou a Ofgas a competir em mercados médio-consumidores, ou seja, entre 2500th e 25000th/ano (aproximadamente entre 250 e 2500 m³/ano). Ao contrário das grandes demandas industriais, o mercado consumidor de porte médio é mais inelástico aos preços, oferecendo, por isso, maiores níveis de rentabilidade e maior estabilidade ao produtor independente que conseguir deslocar a BGC.

Apesar da BGC ter reduzido em função destas medidas a sua participação no mercado acima de 2500th/ano (250m³/ano) para 47% em meados de 1994, da Ofgas ter suspenso o *announced price schedule system* e de não haver mais evidências de práticas discriminatórias de preço por parte da BGC, a discussão acerca de uma maior contestação aos mercados ainda ocupados pela BGC está longe de ser atenuada.

Com efeito, o debate continua envolvendo, de um lado a Ofgas e o MMC - sustentando posturas mais audaciosas na desregulamentação do setor - e, de outro, o DTI (Department of Trade and Industry) e a própria BGC, que preconizam maior cautela nas mudanças,

respeitando os direitos adquiridos dos acionistas, e adotando um ponto de vista que não dissocia a atividade privatizada do seu caráter intrínseco de serviço público.

No campo de ação, a Ofgas defende a divisão da BGC em doze empresas regionais de distribuição, além da criação de empresas especializadas na compra de gás e na operação do “*grid*” de transmissão, à semelhança do realizado no setor elétrico inglês. O MMC, por seu turno, propôs a criação de uma companhia de transporte independente e pela desregulamentação, já em 1997, do mercado consumidor acima de 1500th/ano (cerca de 150m³/ano), com completa remoção de obstáculos à entrada no mercado de gás a partir do ano 2000.

Do lado mais conservador, o DTI justifica a atual estrutura de mercado e o poder quase monopólico da BGC com uma argumentação que prioriza a questão do nível de empregos e do nível de investimentos da BGC, que seriam afetados caso se avançasse na desregulamentação do mercado residencial. Além disso, o DTI sustenta que qualquer alteração mais radical contrariaria os interesses e os direitos dos atuais acionistas da BGC. Nesse sentido, a manutenção do monopólio da BGC nos mercados residenciais e de pequenos consumidores seria justificável, tanto do ponto de vista do atendimento aos mercados carentes, quanto no que concerne aos objetivos de expansão da BGC em mercados externos (compra do *pipeline* Teneco, nos Estados Unidos, e da distribuidora de Buenos Aires), que encontram lastro nos excedentes gerados pelos mercados cativos (abaixo de 2500th/ano), já que, desde 1987, a empresa vem, continuamente, assistindo a seu poder de mercado reduzir-se.

Apesar de estar reduzindo suas restrições em relação ao poder de mercado da BGC, a Ofgas ainda mantém o comportamento da empresa sob estrita vigilância. É possível que o mercado residencial e de pequenos consumidores seja aberto à competição antes de 1997.

- *Alemanha*

A indústria de gás alemã teve início no século XIX, com a utilização do gás manufaturado do carvão para atender a demanda residencial e industrial. O desenvolvimento dessa indústria foi intensificado com a entrada do gás natural em seus mercados de consumo, facilitando o processo de integração regional com a instalação de indústrias ao longo dos traçados das redes de gás.

Existem mais de quinhentas companhias comerciais independentes de distribuição de gás. Tanto o gás produzido na Alemanha quanto o importado são revendidos pelas companhias transportadoras de gás às companhias de distribuição locais e aos maiores consumidores industriais.

A produção de gás no mercado interno alemão é restrita a algumas empresas, como a Mobil, a Wintershall e a Brigitta. Porém, a maior parte da demanda de gás é atendida através de importações, principalmente do leste europeu. Existem mais de trinta companhias transportadoras de gás, sendo somente algumas consideradas relevantes em termos de mercado atendido, dentre as quais, a mais importante é a Ruhrgas.

A política do governo alemão para o setor de gás é de não intervenção, ou seja, o gás é comercializado em um mercado energético competitivo adotando-se os princípios da economia de livre mercado. Isto representa que as companhias de gás não possuem direitos de monopólio, ou seja, não atendem a mercados cativos.

Tabela 12 - Balanço da Indústria de Gás na Alemanha, 1989-1993

Mtoe	1989	1990	1991	1992	1993
Produção	16.3	16.6	15.8	16.0	15.9
Importação	37.3	37.3	40.8	40.7	43.7
Consumo	53.6	53.9	56.6	56.7	59.7
% da demanda	15.2	15.3	16.5	16.8	17.8

Fonte: Datamonitor, BP

Nesse contexto, a princípio, qualquer empresa cuja finalidade é o atendimento do serviço de utilidade pública no território da Alemanha tem o direito de entrar no negócio de gás, desde que possua as condições técnicas e financeiras para tais empreendimentos. Além disso, estas empresas, associadas ou não em “joint-ventures”, podem livremente importar ou exportar gás, dependendo apenas da aprovação do Ministério da Economia, visando à fixação de cotas de importação e à obtenção de licença para a construção de gasodutos.

É interessante notar que esse sistema conduz a uma acirrada competição “*pipeline-to-pipeline*”. Apesar desta competição entre as empresas de transmissão ser benéfica para os distribuidores e consumidores - pois conduz a preços mais baixos - ela impõe custos

desnecessários às companhias de transporte, dentre os quais a duplicação de dutos é o mais evidente.

O caso alemão é, nesse sentido, considerado bastante singular, na medida em que institue um mercado competitivo sem a contrapartida de um órgão regulador atuante. A exceção a esta regra é constituída pelos pequenos consumidores, os quais são submetidos a monopólios de distribuição regionais que têm, por força desta posição privilegiada, a obrigação de suprimento de seus mercados, em regime de serviço público.

A recente unificação da Alemanha iniciou um processo de privatização das indústrias de gás, de capitais públicos, na parte oriental deste País. Este processo, em ritmo acelerado, possibilitou o surgimento de novas companhias de gás independentes nos negócios do mercado de gás.

A introdução de competição no sistema de transporte de gás na Alemanha, através da legislação do TPA, tem ocorrido em ritmo lento, em função de restrições impostas pela principal companhia de transporte de gás - Ruhrgas, e pelo próprio governo alemão. Entretanto, esta legislação de “*open access*” encontra amparo legal nas leis de competição do país, sendo inclusive, em termos econômicos, mais eficiente que a construção, em paralelo, de gasodutos.

- *França*

A forte intervenção do Estado no mercado energético é uma particularidade deste país. A indústria de gás natural foi facilitada por uma longa tradição de distribuição de gás de carvão nas cidades francesas, e também pela descoberta de jazidas de gás na região do Lacq, no Sudeste do país.

A indústria francesa de gás foi nacionalizada em 1946, com exceção de pequenas companhias distribuidoras locais. A Gaz de France (GdF) é a responsável pelo monopólio do Estado, sob a supervisão do Ministério da Indústria, e tem sob o seu controle a maior parte do transporte e distribuição de gás. Esta empresa monopolista é também responsável pela importação e exportação de gás no território francês. Nesse sentido, a GdF e suas afiliadas controlam a maioria do consumo final de gás, em seus diversos segmentos consumidores, e têm a obrigação legal de suprir o mercado de gás do país.

A GdF está envolvida nos sistemas internacionais de transmissão de gás na Europa, através da participação acionária em várias companhias de transporte transeuropeias. Assim, ela:

- _ Controla 25% do capital acionário da Société Européenne du Gasoduc Est-Ouest (SEGEO), companhia de origem belga. Essa empresa tem a responsabilidade pelo transporte do gás da Noruega, cruzando a Bélgica, até a fronteira francesa;
- _ Participa acionariamente em 43% na Mitteleuropäische Gasleitungsgesellschaft (MEGAL), uma companhia alemã de gás associada à OMV austriaca e à Ruhrgas, para transportar gás da Sibéria até a antiga Alemanha Ocidental.

Tabela 13 - Balanço da Indústria de Gás na França, 1989-1993

Mtoe	1989	1990	1991	1992	1993
Produção	2.7	2.8	2.9	2.8	2.8
Importação	21.7	23.6	24.6	25.5	26.4
Consumo	24.4	26.4	27.5	28.3	29.3
% da demanda	12.1	13.1	11.8	12.1	12.5

Fonte: Datamonitor, BP

A GdF está sujeita à supervisão do Ministério da Indústria, responsável pelo setor de gás no país, e também do Ministério da Economia e Finanças, que estabelece a política de preços para os consumidores domésticos. Os dois Ministérios são, portanto, responsáveis pela regulação da indústria de gás na França.

Já existem estudos governamentais visando a revisar o Decreto de 1946 que nacionalizou os serviços de gás e eletricidade. Esse decreto estabelece que uma companhia nacional de capital público, em sua maioria acionária, deve transportar gás natural a uma companhia de distribuição de gás. O privilégio de transportar gás no mercado francês é da GdF e da SNGSO (Société Nationale des Gaz du Sud-Ouest), da qual a GdF possui 30% de participação acionária. O governo francês tem analisado a possibilidade de aceitar as recomendações da União Européia, a fim de eliminar o monopólio legal da GdF, e enviar um projeto de lei ao Parlamento, permitindo que uma nova legislação seja introduzida para reduzir os direitos exclusivos da GdF e aumentar a participação do capital privado nos negócios de gás na

França. Apesar disso, a GdF não faz parte da lista das 21 companhias que o governo francês anunciou em seu programa de privatização, não sendo também citada em listas subsequentes.

- *Itália*

A introdução do gás natural iniciou-se no pós-guerra explorando as reservas nacionais do Vale do Pó. A SNAM (Societa Nazionale Azienda Metanodotti Spa) é uma empresa do grupo ENI, formada por capitais públicos, e é responsável pelo suprimento, transporte e vendas ao mercado italiano de gás natural. Não existe monopólio legal para a importação de gás, mas a SNAM possui o direito exclusivo de instalar e operar gasodutos para transporte de hidrocarbonetos na Itália.

O setor de gás nesse país não possui nenhuma lei específica reguladora. A organização dessa indústria fundamenta-se em dois instrumentos legais, que permitem certos direitos exclusivos, e nas leis italianas de administração pública.

Tabela 14 - Balanço da Indústria de Gás na Itália, 1989-1993

Mtoe	1989	1990	1991	1992	1993
Produção	15.3	15.6	15.7	16.3	17.5
Importação	21.6	23.5	25.8	24.9	25.2
Consumo	36.9	39.1	41.5	41.2	42.7
% da demanda	24.0	25.9	27.1	27.1	28.4

Fonte: Datamonitor, BP

O primeiro, o Decreto de 1925, concede direitos especiais às "Comune" (governos locais) para a distribuição de gás às residências dentro de suas fronteiras. Uma grande parte dessas concessões de distribuição foram entregues à Italgas, que faz parte da SNAM.

O segundo, o Decreto de 1953, possibilitou a criação da ENI e concedeu a este grupo os direitos exclusivos pela exploração, produção, transporte e venda do gás do Vale do Pó e da plataforma continental que lhe é vizinha. No restante do País (inclusive a plataforma continental) companhias que não pertençam ao grupo ENI podem explorar o gás natural.

A SNAM tem, na prática, o monopólio da transmissão de gás e controla grande parte do setor de distribuição, representando aproximadamente 98% das vendas às indústrias e às companhias italianas de distribuição de gás. O gás é vendido às indústrias, centrais de geração

de energia, plantas químicas e para quase todas as companhias municipais de distribuição de gás. Essas companhias municipais vendem gás para as residências e para pequenos e médios comércios e indústrias. Existem aproximadamente oitocentas companhias municipais de distribuição de gás abastecendo quase três mil e setecentos municípios.

Os preços praticados pela SNAM em suas vendas às companhias de distribuição de gás não estão sujeitos a rígidos regulamentos, mas devem ser supervisionados pelo CIPE (Comitato Interministeriale della Programmazione Economica), um comitê inter-ministerial de controle de preços.

Existem dois instrumentos para controle governamental nas atividades gasíferas do país. O primeiro, a Portaria do CIPE, de 26 de junho de 1974, estabelece o direito de fixar os preços do gás metano para usos industrial e doméstico. O segundo, a Portaria do CIPE de 20 de setembro de 1974, estendeu este controle para os preços do gás natural. O sistema de indexação adotado fundamenta-se na relação do preço do energético com o preço do óleo combustível.

O mecanismo de fixação de preços do gás é acordado entre a SNAM e a associação das companhias distribuidoras de gás e, posteriormente, enviado ao CIPE, que deve pronunciar-se em relação ao acordo inicial. O mesmo procedimento é adotado na fixação da tarifa a ser praticada aos consumidores industriais.

Um lento processo de desregulamentação de setor de gás no país - especificamente relacionado à introdução do "open access" no sistema de gasodutos existentes - tem sido implementada. Em janeiro de 1991, a Lei nº 9 possibilitou que os produtores de gás utilizassem as redes de transporte para uso próprio em suas unidades industriais, bem como para a companhia de eletricidade estatal - ENEL, e suas afiliadas. As condições de transporte e as taxas a serem pagas pelo transporte de gás nos gasodutos, visando cobrir os custos de investimentos e operação, seguem, geralmente, os critérios adotados pelo mercado de gás na Europa. Nos casos em que as partes não entram em acordo, as condições de transporte de gás e as taxas são definidas pelo CIPE.

O interesse pela privatização do setor é recente: pretende-se não somente privatizar o sistema de transporte, mas, possivelmente todo o grupo ENI, através de projetos de lei a serem

encaminhados ao Parlamento. No âmbito dessas reformas, deverá ser proposta a cisão da SNAM em duas empresas distintas (transporte e distribuição), com o objetivo de incrementar a competitividade no modelo de gás italiano.

- *Holanda*

O desenvolvimento da indústria de gás nesse país comprova que o gás natural pode atuar, em certas condições específicas, como um importante fator de desenvolvimento econômico e regional. Na verdade, a história da energia na Holanda mudou drasticamente com a descoberta de gigantescos campos de gás na sua plataforma marítima, em 1959. Em um curto espaço de tempo, a Holanda transformou-se de país pobre em recursos naturais em um dos maiores exportadores de energia da Europa, com reflexos profundos em sua estrutura industrial e tecnológica, bem como na qualidade de vida de sua população.

Desde então, a política energética holandesa tem-se pautado em alguns pontos relevantes, mesmo possuindo grandes reservas comprovadas de gás natural, a saber: incentivo à conservação de energia, diversificação de fontes em sua matriz energética, ou seja, usando carvão ou nuclear para geração de eletricidade se necessário; desenvolvimento de fontes de energia locais; manutenção de reservas de gás natural sob o aspecto estratégico; preços do gás a valores de mercado; garantias de longo prazo para fornecimento de gás e esforços para aumentar a redução do consumo de energia.

O sistema de transmissão de gás é de responsabilidade da Gasunie, formada pela participação da SHELL (25%), ESSO (25%), Governo (10%) e Energie Bakeer Nederland (40%). Na verdade, não existe nenhum aparato legal para o monopólio de transmissão de gás da Gasunie, mas na prática existe. Toda a produção *onshore* e *offshore* deve ser primeiramente oferecido à Gasunie, se este gás for utilizado na Holanda. Além disso, essa empresa também é responsável pela importação e exportação holandesa de gás. No mercado doméstico, esse energético abastece as centrais de geração de energia, os grandes consumidores industriais e as companhias locais de distribuição.

As companhias de distribuição locais de gás estão agrupadas na Associação de Distribuidores de Gás da Holanda (VEGIN). Essas companhias suprem todos os consumidores abaixo de 2 bilhões de m³/ano de consumo de gás. Somente 5% dessas companhias são em sua

totalidade de capital privado. Essas companhias locais possuem monopólio territorial, não sendo possível concorrência com outras companhias distribuidoras de gás, e nem com a Gasunie.

O Ministério para Assuntos Econômicos deve aprovar a política da Gasunie na negociação e venda de gás, bem como nos planos de construção de gasodutos e em outros procedimentos ligados à estocagem e transmissão de gás na Holanda. Essas obrigações estão no contrato da lei civil, visto que não existe nenhuma lei regulatória na indústria holandesa de gás.

3 - A Estratégia Regional do Gás Natural na América do Norte

3.1 - O Gás Natural como Vetor de Desenvolvimento

A história da utilização de fontes de energia, dos desenvolvimentos sócio-econômicos e regionais são nitidamente interligados. Na verdade, as mudanças da base do sistema energético mundial desencandearam revoluções nos campos sociais, industriais e também ambientais (cf. Martin, op. cit., 1992; Poulallion, 1994).

O gás natural teve uma participação significativa no desenvolvimento econômico e social das sociedades norte-americanas e canadenses no século XX, tanto no abastecimento de áreas industriais como em urbanas, representando um melhor nível de vida para essas sociedades industrializadas. A conexão de uma rede regional de gasodutos para uma escala continental, apoiada por instrumentos regulatórios e tarifas adequadas foram o cerne deste crescimento fantástico. Na realidade, os países da América do Norte sempre apresentaram estratégias implícitas para o gás natural de penetração de mercado (Rodrigues & Araújo, op. cit., 1992).

3.1.1 - Estados Unidos

A indústria norte-americana de gás nasceu no estado de Nova York, em um lugar chamado Fredonia, perto do Lago Erie, em 1821. William Hart foi o primeiro a aproveitar os usos advindos da utilização do gás natural no país, e portanto este cidadão é considerado como o "pai do gás natural" nos Estado Unidos.

Em 1858, em função do pioneirismo de Hart, um grupo formou a Fredonia Gas Light Company, considerada a primeira companhia de gás natural do país, para o atendimento das necessidades de iluminação e mais tarde para as demandas residenciais/industriais. Desde o início os produtores de gás procuraram captar os consumidores industriais, e com isto entrando em confronto com os produtores de carvão. Até o final do século XIX, este energético foi intensamente explorado no Sudoeste de New York e Pennsylvania, bem como no Nordeste de Ohio e Indiana. Até 1900, o gás natural já tinha sido descoberto em dezesseis estados americanos.

As necessidades de energia continuaram a crescer intensamente na sociedade norte-americana, ao mesmo tempo verifica-se um crescimento da população em ritmo acelerado advinda das imigrações. Na verdade, desde as últimas décadas do século XIX até os dias atuais, a população norte-americana cresceu na ordem de 10 vezes, ou seja, chegando aos atuais 240 milhões. Esta acelerada no processo demográfico acompanhado pelo crescimento industrial, possibilitaram o uso crescente da energia atual na ordem de 33 vezes em relação ao final do século XIX (AGA, 1989, p.2).

Ao longo da história norte-americana diferentes fontes de energia atenderam às necessidades de crescimento sócio-econômico. No período colonial, a energia obtida pelo trabalho humano, animal e a madeira providenciaram as necessidades da sociedade. Na segunda metade do século XIX, este país começa a mudar a sua base econômica transformando-se de uma nação de produção de produtos primários em industrial.

Em 1890, o carvão era a principal fonte de energia, representando quase 60% da matriz energética, enquanto que a madeira detinha 35% e o petróleo/gás com apenas 5%. Somente após a Segunda Guerra Mundial, o petróleo tornou-se o energético diretor da sociedade americana seguido pelo gás natural.

Verifica-se nos dias atuais que a matriz energética norte-americana é composta, em valores aproximados, por 43% de petróleo, 23% de gás natural, 23% de carvão e o restante por hidroeletricidade, nuclear, entre outros.

O sistema de transmissão de energia por gasodutos, referentes ao transporte e distribuição de gás natural, é de grande complexidade e integração entre as regiões do país.

Este é considerado, no cerne da indústria gasífera, como o mais eficiente na venda de combustíveis no mundo, sendo que os custos de construção dessa infra-estrutura foram calculados acima de US\$ 65 bilhões (cf. AGA., op. cit., p.10). HOPPER et alii (1990) considera que as redes de gasodutos na América do Norte representam uma maturidade na integração interregional no atendimento às necessidades de energia.

A figura 4 mostra os principais gasodutos de transmissão de gás nos Estados Unidos. Uma rede acima de 1 milhão de milhas possibilita conectar as áreas de produção aos consumidores em todas as regiões do país, além de ligar às regiões de produção no Canadá e México.

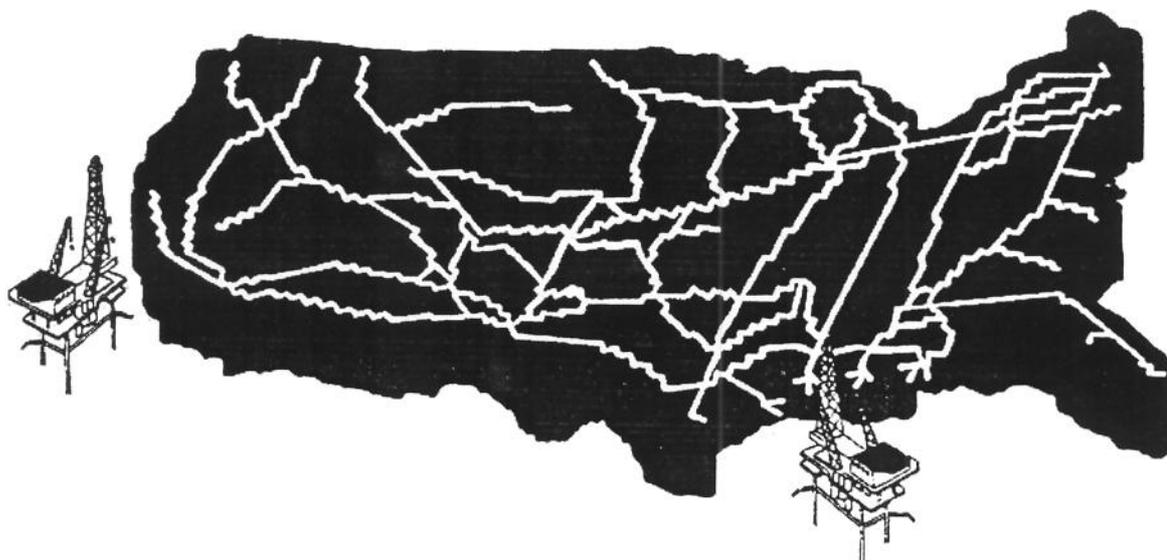


Figura 4 - Principais Gasodutos de Transmissão de Gás nos Estados Unidos

A indústria de gás nos Estados Unidos representou uma importante contribuição em seu processo de desenvolvimento em áreas industriais e urbanas. Após a guerra civil, a descoberta de reservas de gás natural no Nordeste do país fez com que este energético entrasse competitivamente nos mercados residencial e industrial. O uso da eletricidade para esses mesmos fins começa a fazer frente a essas companhias pioneiras. No século XX, entre as décadas de 10 e 30, as dificuldades relacionadas ao transporte e estocagem de gás começam a dificultar a expansão dessa indústria. As novas descobertas de jazidas de gás são de grande porte e localizadas nos estados do Texas, Kansas e Oklahoma, isto é, distantes das regiões consumidoras tradicionais.

Na década de 20, os avanços técnicos no processo de fabricação de tubulações de ferro possibilitaram transportar o gás natural a altas pressões e longas distâncias, o que de fato proporcionou a interligação de todo o país. A passagem do gás manufacturado para o gás natural possibilitou a criação de uma infra-estrutura, com novos métodos de manuseio, distribuição e comercialização do produto. Na verdade, desde a criação da indústria norte-americana de gás até os anos 20 deste século, representa um gradativo acúmulo de aperfeiçoamentos desses métodos e da própria infra-estrutura, até a introdução revolucionária dos gasodutos de aço. Entre as décadas de 30 e 60, as redes de gás canalizado foram literalmente expandidas para todas as regiões com população. Durante esse período a demanda por gás aumentou na ordem de cinco vezes.

No fim dos anos 30 deste século, o comércio interestadual norte-americano de gás e o potencial de crescimento futuro já eram consideráveis a ponto do governo federal regulamentar o setor. O Gas Act foi votado pelo Congresso dos Estados Unidos em 1938. No pós-guerra, o gás natural inicia um processo de integração energética através das redes de gasodutos no atendimento às metrópoles e centros industriais do país. A penetração foi muito importante na década de 60, quando beneficiada por diversos mecanismos reguladores (política de preços reduzidos administrados pela Federal Power Commission, acumulação de desenvolvimento tecnológico e crescimento das reservas nacionais), que possibilitaram ao gás natural tornar-se a primeira fonte de energia produzida e a segunda mais consumida em todo o continente norte-americano, com importantes reflexos na qualidade de atendimento energético às residências e indústrias ("Natural Gas Energy", American Gas Association, 1992).

Atualmente, as linhas de transmissão de gás interligam todos os Estados da Federação, incluindo as ilhas do Hawaii. Esses gasodutos são em sua maioria de diâmetros de 14 a 30", sendo que alguns possuem 42".

A construção de um gasoduto é um empreendimento caro e demanda tempo e planejamento. Nos Estados Unidos, o primeiro passo é obter licença do Governo Federal para construir a linha de gás. A companhia tem de provar que existe uma necessidade de gás para uma determinada região e que esta dará garantias de longo prazo para o suprimento de gás. Posteriormente, deve estabelecer a melhor rota para a linha de gás, atenta para os problemas

ambientais e segurança necessárias ao longo do traçado. Na verdade, o projeto de gás deve estar de acordo com os regulamentos federal, estadual e local de segurança e ambientais.

A tabela 15 mostra os níveis de capacidade regionais das redes de gasodutos, bem como a adicional proposta para a primeira metade da década de 90, incluindo-se os custos. Planeja-se a construção de mais de 4000 milhas de redes canalizadas, excluindo-se as pequenas extensões. Na verdade, muitas dessas capacidades adicionais refletem as mudanças nos padrões de mercado e de fornecimento de gás durante a década de 80, bem como, provocadas pelas reformas de regulação de mercado que conduziram ao mercado *spot*, e a programas de livre acesso das redes de gasodutos pelos diferentes agentes da indústria de gás.

A maioria desses projetos norte-americanos é para transportar gás das áreas de produção norte-americanas para os seus mercados do Nordeste e Oeste do país. Entretanto, aproximadamente 30% desses projetos são para serem conectados à rede canadense.

A abundância de recursos naturais e energéticos, com políticas industriais direcionadas para um desenvolvimento entre as regiões do país de modo não explícito, possibilitou aos Estados Unidos atingirem os padrões de consumo e qualidade de vida atuais.

Verifica-se, em casos particulares nos Estados Unidos, que os energéticos são essencialmente direcionados para outros usos finais na sociedade norte-americana. Os derivados de petróleo são incentivados para a área de transporte, embora já existem políticas explícitas para uso do gás natural em veículos nas grandes cidades para redução dos impactos ambientais. O carvão é queimado nas caldeiras para produção de eletricidade, onde o gás natural também já está sendo incentivado em determinação ao Energy Policy Act de 1992, visando reduções de poluentes atmosféricos. O gás natural é a principal fonte de energia nas manufaturas e residências, onde 55 milhões de lares do país, ou seja, praticamente quase toda a população, é atendida com rede de gás canalizado subterrâneos com tubulações de metal ou plástico, preferencialmente utilizado para aquecimento ambiental e cocção de alimentos.

Observa-se que, no cerne da política energética dos governos federal e estaduais, o papel do gás natural ocupará uma função importante no atendimento energético futuro do país, no que tange à redução do consumo de energia, aumento do número de empregos, desenvolvimento tecnológico e de proteção ao meio ambiente.

Tabela 15 - Nível de Capacidade Regional em 1990 e Resumo da Capacidade Adicional na Proposta de Projeto de Tubulação e Sistema de Expansão, em Março de 1992

Região	Capacidade Regional em 1990 (milhões de pés cúbicos por dia)		Projetos					Capacidade Adicional do Sistema (milhões de pés cúbicos por dia)			Custo Estimado do Projeto (milhões de dólares)		
	Entrando na Região	Saindo na Região	Milhas Estimada de Nova Tubulação	Número de Novas Tubulações do Projeto	Número de Sistemas de Expansão	Total do Projeto	Novas Tubulações Adicionais	Expansão no Sistema de Saída	Total	Novas Tubulações Adicionais	Expansão na Sistema de Saída	Total	
													Total
Oeste	7.111	0	1.063	2	5	7	1.100	3.108	4.208	1.028	1.695	2.721	
Sudoeste	1.571	33.848	534	3	7	10	800	2.045	2.845	260	400	660	
Central	12.791	10.720	990	5	2	5	1.284	429	1.713	749	176	925	
Meioeste	22.553	7.582	0	0	3	3	0	723	723	0	535	535	
Nordeste	10.168	2.004	590	3	9	12	1.068	1.531	2.599	709	543	1.252	
Sudeste	19.834	14.725	1.013	7	3	10	2.910	1.142	4.052	858	1.340	2.198	
Total	74.029	68.679	4.190	18	29	47	7.162	8.878	16.140	3.602	4.689	8.291	

Fonte: Energy Information Administration (EIA). Capacity and Service on the Interstate Natural Gas Pipeline System 1990, U.S. Government Printing Office, DOE/EIA - OSSG, 1992.

3.1.2 - Canadá

O gás natural foi descoberto em New Brunswick em 1859. Posteriormente, foram descobertas reservas de gás em Saskatchewan em 1874, em Alberta em 1883 e no Sudoeste de Ontario em 1889.

Entretanto, algumas empresas de distribuição de gás oriundas do carvão foram criadas em Ontario. O chamado “*city gas*” era utilizado em lâmpadas para iluminação pública. Algumas cidades canadenses também tiveram este gás manufacturado: Toronto (1840), Kingston (1848), Hamilton (1850), Brockville (1853) etc.

Eugene Coste é considerado o pai da indústria canadense de gás, pelo fato de reconhecer o valor do gás natural para o desenvolvimento econômico. Ele fundou a primeira companhia comercial de utilização de gás e abasteceu algumas comunidades: Leamington, Kingsville e Ruthven. Posteriormente, este pioneiro foi para a Província de Alberta onde construiu um dos mais longos gasodutos de seu tempo com cerca de 275 km ligando Bow Island a Calgary.

No início do século XX, o gás manufacturado a partir do carvão continuava a ser utilizado intensamente para cocção de alimentos, aquecimento de água e iluminação. O salto de desenvolvimento da indústria de gás natural, na economia canadense, ocorreu com a descoberta de grandes reservas de gás e a capacidade técnica para a construção de gasodutos de longas distâncias em função do espaço geográfico do Canadá. Na verdade, foi preciso esperar ainda mais algumas décadas para o devido reconhecimento do valor do gás natural no desenvolvimento econômico e regional da sociedade canadense (cf. Canada's Natural Gas Choice, 1991, p. 4).

Em 1924, uma grande descoberta de reservas de gás associado ao petróleo no Turner Valley, na província de Alberta, incrementou fortemente a procura por óleo, sendo que o gás era queimado por não dispor de mercado de consumo. Já nessa época vislumbrava-se que esta província canadense dispunha de grandes jazidas de gás natural.

A história da indústria canadense de gás é de uma constante expansão de penetração de mercados, na busca da melhoria da qualidade de vida dessa sociedade (Ibid., p. 7). Durante as primeiras décadas do século XX, o crescimento dessa indústria foi lento devido às limitações

técnicas ligadas ao transporte de gás, bem como ainda não ter atingido a maturidade e consolidação dos diversos segmentos de mercado consumidores.

Somente em 1955 é que o gás natural consegue ultrapassar a lenha na matriz energética. Com a construção do TransCanada Pipeline e o acesso que este provocou, possibilitando aos produtores atingirem os consumidores de gás, a indústria canadense de gás cresceu em ritmo acelerado. Essa indústria conseguiu, já em 1958, atender ao seu milionésimo cliente e chegando a dois milhões e clientes em fins da década de 60. No início dos anos 90, cerca de quatro milhões de clientes são atendidos pelo gás natural, sendo que esta fonte de energia representa cerca de 30% das necessidades energéticas totais do país. Na Província de Ontario, por exemplo, com a maior população e a base industrial do Canadá, o gás natural representa cerca de 40% de suas necessidades de energia.

A abundância de recursos energéticos possibilitou o desenvolvimento industrial do Canadá, com a criação de empregos e um alto nível de conforto para a sua população. O gás natural contribuiu para esse “*status quo*”, com a criação estimada de 60 mil empregos diretos em todas as fases dessa indústria, que é uma das mais intensivas de capital no contexto da economia canadense. Em toda a municipalidade em que exista uma utilização de gás em sistema de *franchise*, a indústria de gás provoca a criação de novos empregos, contribui com impostos locais e vende produtos e serviços. Em Ontario, é estimada a arrecadação de impostos municipais e provinciais na ordem de US\$ 220 milhões anuais pela indústria de gás (Canada’s gas choice, op. cit., 1991, p. 8).

O gás natural também proporciona benefícios à sociedade canadense auxiliando o setor industrial em sua competitividade frente a globalização da economia mundial. Historicamente, os canadenses têm tido acesso a fontes de energia de baixo custo. Essas condições favoreceram o surgimento de indústrias intensivas em energia, que ajudam a manter o estilo de vida dos canadenses, tais como: papel e celulose; mineração; alumínio; refino de petróleo; produção de ferro e cimento; química e fertilizantes. Nos últimos anos, essas indústrias reduziram sensivelmente seus custos com o uso mais intenso do gás natural. De fato, em muitas aplicações industriais esse energético tem representado um combustível excelente em termos de eficiência energética, redução de impactos ambientais e possibilitado praticar preços mais competitivos dos produtos industriais.

Na verdade, o parágrafo acima evidencia somente os benefícios diretos proporcionados à sociedade canadense. Os benefícios indiretos são de maior abrangência. Por exemplo, o gás natural é a mais importante fonte primária para as indústrias petroquímicas e de fertilizantes da província de Ontário. Esses segmentos industriais são responsáveis por parcelas importantes da pauta de exportações de produtos canadenses, além de favorecer de maneira significativa a geração de novos empregos.

Adicionalmente, políticas industriais e energéticas são direcionadas na busca de produtos de alto valor agregado, minimizadoras de impactos ao meio ambiente, inovação tecnológica, eficiência energética e geração de empregos. Nesse sentido, o gás natural tem um papel fundamental a ocupar no cenário energético futuro do Canadá.

De modo similar ao que ocorreu com o sistema norte-americano de transmissão de gás, o canadense é totalmente interligado e promoveu a integração energética do país. Existem quatro sistemas principais de transmissão de gás interligando o Canadá. A figura 5 mostra de maneira genérica a rede interligada de transporte de gás natural.

O primeiro é o TransCanada Pipelines Limited (TCPL), que é o maior em relação aos outros sistemas de transmissão de gás e opera a mais longa rede de gasodutos do mundo, vendendo gás das Províncias de Alberta, Saskatchewan e British Columbia para as Províncias de Manitoba, Ontario e Quebec. Este sistema possui uma rede de gasodutos superior a 11 mil km e transporta cerca de 4 bilhões de pés cúbicos por dia.

O segundo é o Gas Transmission Company Ltd. e transporta gás do Oeste do Canadá para os mercados dos Estados Unidos ao longo dos Grandes Lagos. Este sistema também importa gás conectado com a Union Gas Facilities South of Sarnia.

O terceiro sistema de transmissão é conectado aos Estados Unidos. A rede de Panhandle através de Detroit é interligada ao sistema da Union Gas em Windsor. Este sistema é capaz de transportar cerca de 150 milhões de pés cúbicos por dia dos Estados Unidos para o Canadá.

O quarto sistema de transmissão de gás recentemente avaliado é direcionado para trazer gás natural para os mercados consumidores nas áreas centrais do Canadá. Com a conclusão do gasoduto de St. Clair, 100 milhões de pés cúbicos por dia podem ser importados. Esse

gasoduto conecta o sistema de transmissão da Union Gas, com a rede de distribuição de Ontario, com a companhia de gás Michigan Consolidated e as redes principais de transmissão e distribuição dos Estados Unidos, além de possibilitar trazer gás do Oeste do Canadá.

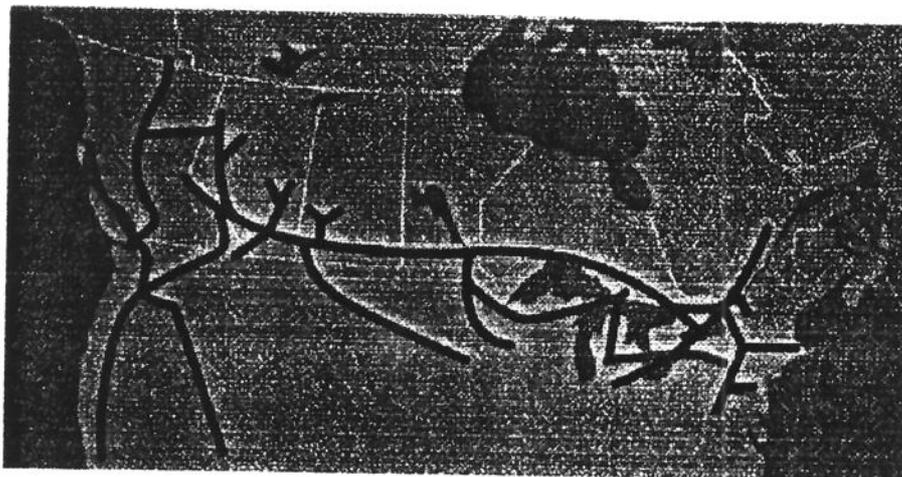


Figura 5 - Rede de Transporte de Gás Natural do Canadá.

3.2 - Perspectivas do Mercado Futuro

3.2.1 - A Oferta de Gás Natural

As reservas provadas de gás natural na América do Norte, em 1991, foram estimadas pela Cedigaz em cerca de 2,76 e 4,77 trilhões de m^3 , respectivamente, no Canadá e Estados Unidos.

Entretanto, vários estudos têm sido realizados para estimar as reservas recuperáveis e seu custo. Um estudo do DOE/EIA (1988) concluiu que as reservas tecnicamente recuperáveis nos Estados Unidos, incluindo o Alaska, é da ordem de 31,5 trilhões de m^3 , sendo que 15,9 trilhões de m^3 são recuperáveis a um custo abaixo de US\$ 3,20/MBTU (US\$ 1990). O National Energy Board (NEB) estima que as reservas recuperáveis do Oeste do Canadá são da ordem de 5,2 trilhões de m^3 . As maiores reservas canadense estão localizadas nas regiões *off-shore* da costa leste (Sable Island) e de fronteiras (Mackenzie Delta), sendo que o NEB estima que nesta última região o gás poderá chegar à fronteira norte-americana, incluindo custo de produção e de transporte, na faixa de US\$ 2,00 - 2,80 /MMBTU (US\$ 1987).

A figura 6 mostra as principais áreas produtoras de gás natural na América do Norte. Verifica-se que, nos Estados Unidos, as principais áreas de fornecimento de gás estão localizadas nas regiões centrais e sudeste (Golfo do México), direcionadas essencialmente para suprir o mercados do Nordeste e Oeste do País. A Província de Alberta procura exportar gás para o mercado norte-americano e regiões centrais do Canadá.



Figura 6 - Maiores Áreas de Suprimento de Gás Natural.

A figura 7 mostra em detalhes a diferença de preços praticados nas áreas de produção da América do Norte e em regiões de consumo e de fronteira. Pode-se verificar que na fronteira da Califórnia, o gás natural oriundo tanto da província de Alberta como do Golfo do México, chega ao preço de US\$ 2,30/MMBTU. Pode-se inferir que o preço de gás natural nos *city-gates* estão atualmente na faixa de US\$ 1,50 a 2,50/MMBTU.

As tabelas 16 e 17 mostram a produção doméstica, importação, exportação de gás natural desde 1960 e estimativas governamentais até 2010, respectivamente, nos Estados Unidos e Canadá. A produção norte-americana atingiu o seu pico na década de 70 e então, declinou, após a baixa dos preços de petróleo em 1986. As estimativas de gás canadense são todas direcionadas para o mercado norte-americano do nordeste e oeste.



Figura 7 - Diferença de Preços entre as Maiores Áreas de Suprimento de Gás Natural.

Uma análise do National Energy Strategy (DOE/EIA, 1991) estima, para a década de 90, os custos de GNL na chegada nas quatro plantas de liquefação no Estados Unidos na faixa de US\$ 3,40 - 5,40 /MMBTU (US\$ 1990), incluindo-se US\$ 1,00 como custo de produção, US\$1,30 como custo de liquefação e US\$ 0,70 como custo de regaseificação, com suprimentos provenientes da Argélia, Nigéria, Noruega etc.

3.2.2 - Demanda de Gás Natural

A tabela 18 mostra estimativas do governo norteamericano relativas à expectativa da demanda de gás natural até o ano 2010, por segmentos de consumo. A demanda para geração de energia e indústria deve crescer até 2000, após o qual é esperada a redução de consumo de gás nesses setores.

O aumento do número de clientes de gás no setor residencial deve aumentar, embora o consumo global deve ser constante, principalmente, pelo aumento da eficiência energética dos equipamentos de gás e novos tipos de construção que proporcionam mais isolamento térmico.

Tabela 16 - Suprimentos de Gás Natural. Estados Unidos, 1960-2010

	1960	1970	1979	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2010
Produção original	333.3	588.6	531.8	487.8	451.5	439.6	454.2	467.5	474.1	481	542	530
Importação	4.3	27.7	26.8	25.4	26.0	20.5	27.1	35.3	37.7	41	71	86
Canadá		27.5		21.3	25.3	20.4	27.1	34.8	36.5	38	-	-
México		0.2		2.6	0	0	0	0	0	0	-	-
Algéria (GNL)		0.1		1.5	0.7	0.1 ⁽²⁾	0	0.5	1.2	4	-	-
Exportação	0.3	2.1	1.3	1.4	1.5	1.7	1.5	2.0	1.9	3	2	2
(principalmente GNL do Alasca)												
Troca de Estoque ⁽¹⁾	-3.5	-3.7	0.6	-8.4	6.4	-4.0	-0.2	1.6	8.8	-14		
Total de Suprimento	333.8	610.5	557.9	503.4	482.4	454.4	479.6	502.4	518.7	505	611	614
Total de Suprimento (em Tcf)	12.3	22.1	20.5	18.5	17.6	16.6	17.6	18.4	19.0	18.4	22.4	22.5
Excesso de produção capacidade (em Tcf)	n.a.	n.a.	0.6	2.8	4.2	3.6	2.6	1.7	0.9	0.2		

Notas: ⁽¹⁾ Índices negativos indicando construção de estoque

⁽²⁾ Importado da Indonésia (spot cargo)

Fontes: 1972-1987: IEA: *Annual Oil Statistics*

1960: *EIA Natural Gas Statistics*

2000 e 2010: IEA: *Energy Policies of IEA Countries, 1990 Review*

Capacidade de produção: AGA: *Issue Brief* 1991-4

Tabela 17 - Sumprimento de Gás Natural. Canadá, 1960-2010

	1960	1970	1979	1985	1986	1987	1988	1989	1990	2000	2010
Produção original	13.5	55.1	78.4	80.2	75.6	81.5	94.6	100.3	103	140	152
Importação dos Estados Unidos	0.2	0.3	0.0	0.0	0.3	0.1	0.4	0.7	0.5	0.6	0.6
Exportação	3.0	20.5	26.6	24.9	20.0	26.6	34.2	36	37	56	56
Troca de Estoque ⁽¹⁾	-0.4	-0.7	-0.7	1.2	-1.0	0	0.2	0.7	2	0	0
Total suprido	10.3	34.1	51.1	56.5	54.8	54.6	61	63	68	84	96

Notas: ⁽¹⁾ Índices negativos indicando construção de estoque

Fontes: EIA, *Annual Oil Statistics and Basic Energy Statistics*

2000 e 2010: IEA: *Energy Policies of IEA Countries, 1990 Review*

Tabela 18 - Demanda de Gás Natural, Estados Unidos, 1960-2010

	1960	1972	1982	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005	2010
Residencial	98.8	139.5	126.2	121.3	117.8	118.0	126.7	129.6	120	131	131	130	126
Comercial	98.8	71.0	71.0	66.5	63.3	66.0	72.9	73.6	73	75	77	79	79
Industrial	100.2	193.0	143.2	145.5	136.4	144.7	157.7	170.1	178	183	196	186	184
Geração de Energia*	41.2	108.3	87.9	83.3	71.0	77.8	71.9	75.5	76	94	125	153	149
Transporte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sector energético**	86.8	89.8	62.1	56.2	62.2	62.2	63.2	64.7	67	(81)	(82)	(82)	(76)
Total consumido	327.0	601.6	490.4	472.7	442.8	468.7	490.5	513.5	514	565	611	629	614
Diferenças estatísticas		8.9	12.9	9.8	11.6	11.8	11.3	5.2	9	0	0	0	0
Total incl. Stat. diff.		610.5	503.4	482.4	454.4	480.5	501.8	518.7	505	565	611	629	614
Total Consumido (em Tcf)	12.0	22.1	18.0	17.3	16.2	17.2	18.0	18.8	18.8	20.7	22.4	23.0	22.5
Total Consumido Incl. Stat. Diff. (Em Tcf)	12.3	22.1	18.5	17.6	16.6	17.6	18.4	19.0	18.4	20.7	22.4	23.0	22.5

* Includidos DH e CHP público

** Includidos perda na distribuição e gas natural para cidades produtoras

Fonte: IEA: Annual Oil Statistics. Energy Policies of IEA Countries. 1990 Review

1960: EIA: Natural Gas Annual 1986. SLT database

1972: Natural Gas Annual

O uso de energia nesse setor é basicamente para aquecimento ambiental e secagem de roupas, com cerca de 75% do consumo médio de gás de um domicílio.

O Energy Policy de 1992 incorporou novas tecnologias como um meio do país obter maior suprimento energético doméstico, eficiência energética e redução de impactos ambientais (AGA, Gas Industry Strategic Market Plan, 1992, pp. 2-3). Por sua vez, os maiores mercados potenciais de crescimento a longo prazo para o gás são a geração de eletricidade, resfriamento e nos transportes (Ibid., p. 2).

Aproximadamente 40% do gás natural são usados no setor industrial norte-americano. A indústria química é nos dias atuais a maior consumidora de gás no setor industrial. As indústrias de aço, ferro, alumínio e refinarias também utilizam bastante o gás natural, bem como as indústrias de vidro, cerâmica, papel e processamento de alimentos. Na verdade, a química do gás natural faz parte da maioria dos produtos utilizados pela sociedade dos Estados Unidos.

No setor comercial, o gás natural representa algo em torno de 15% da demanda total. A maior parte dessa energia é canalizada para aquecimento e resfriamento de escritórios, apartamentos e lojas. O restante é para suprir os restaurantes na cocção de alimentos.

A tabela 19 mostra as estimativas governamentais da demanda de gás natural no Canadá até 2010, por segmentos de consumo.

As demandas de gás no setor residencial e comercial tendem a crescer; eles representam os setores que mais aumentaram o consumo de gás desde a década de 60, além de se ter um crescimento rápido na década de 80 em função do *boom* imobiliário em Ontario. Mais da metade das residências da província de Ontario utilizam gás natural para fins de aquecimento ambiental e de água. Outros usos incluem cocção de alimentos e secagem de roupas (cf. Natural Gas Choice., op. cit., 1991, p. 19). O custo de aquecimento ambiental de um domicílio com fornos de alta eficiência a gás é cerca de um terço do custo de aquecimento com óleo combustível e eletricidade (Ibid., 20). É por este motivo que 90% das residências de Ontario possuem esses fornos.

Tabela 19 - Demanda de Gás Natural, Canadá, 1960-2010 (bcm)

	1960	1970	1979	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2010
Residencial		6.4	10.1	12.7	12.1	11.5	12.7	13.5	13	15	16	16
Comercial	4.2	5.1	8.8	10.7	10.8	8.6	9.3	10.0	11	11	11	12
Industrial	3.2	10.5	18.9	20.4	19.7	21.5	24.1	24.2	23	27	29	34
Geração de Energia	1.2	2.5	2.6	1.4	1.5	1.4	1.7	3.5	4	5	5	8
Transporte	0	0	0	0	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Setor energético	2.9 ⁽¹⁾	6.7	8.9	10.9	11.3	11.4	14.4	15.3	14	20	23	26
Demanda Total	10.3 ⁽¹⁾	31.1	49.7	56.6	55.4	55.0	62.9	67.2	65	78	84	96
Diferenças		3.0	1.4	-0.1	-0.6	-0.2	-0.1	2.9	0	0	0	0
Estatísticas												
Exportações	3.0	20.5	26.6	24.9	20.0	26.6	34.2	35.9	38	48	56	56

Nota: ⁽¹⁾ Incluídas diferenças estatísticas

Fontes: IEA: *Annual Oil Statistics*.

Previsões: IEA: *Energy Policies of IEA Countries*, 1990 Review.

Estimados, 1990: *Oil and Gas Journal*, May 20, 1991.

A demanda de gás natural no setor industrial representa a maior parte do consumo global na sociedade canadense, concentrado no setores químico, alumínio papel e celulose, aço e ferro. Cerca de 45% de todo o gás natural consumido em Ontario é para manufatura, mineração e petroquímica. Na indústria, o gás é usado para aquecimento, tratamento térmico e uma variedade de processos. Melhorias na eficiência energética dos processos industriais possibilitaram que o total de gás consumido tenha aumentado apenas gradualmente recentemente. Adicionalmente, o gás natural também é usado como insumo industrial para a produção de produtos químicos, fibras sintéticas, fertilizantes e plásticos.

No setor comercial, o gás natural é usado preponderantemente no aquecimento de hospitais, hotéis, escolas, shopping centers e restaurantes etc.

Nesse contexto, verifica-se que a demanda de gás natural na América do Norte deve alcançar 695 bilhões de m³ em 2000 e 710 bilhões de m³ em 2010, de acordo com as estimativas dos governos do Canadá e Estados Unidos, sendo que o máximo consumo será em 2005 como 724 bilhões de m³, principalmente, devido à demanda de gás para geração de energia.

A tabela 20 mostra as previsões dos preços do gás natural nos Estados Unidos até 2010, por segmentos de consumo por diferentes instituições. Espera-se que tanto os preços aos consumidores finais, como os preços wellhead, aumentem no período considerado. Esses dados pressupõem que a demanda de gás aumentará e o excesso conjuntural da oferta de gás (bolha de gás) verificado na década de 80 desaparecerá.

O mercado *spot* desenvolveu-se devido ao surgimento de bolhas de gás e ao processo de desregulação do mercado norte-americano durante a década de 80. Observa-se que alguns atores da indústria do gás querem reviver os contratos de longo prazo, pois durante o pico pela demanda por gás, na década de 80, as companhias distribuidoras invocaram esse tipo de contrato com as companhias transportadoras de gás.

Na verdade, os contratos do mercado *spot* tendem a desaparecer com a redução da bolha de gás. As companhias distribuidoras bem como os clientes preferem assinar contratos de longo prazo, visando garantir a segurança no suprimento de gás. Certamente, esses contratos de gás terão ainda um papel a desempenhar nas indústrias norte-americana e canadense de gás.

Tabela 20 - Previsão Norte-Americana de Preços de Gás Natural 1990 \$/MMBTU

	1989	1990	2000	2010	Preço estimado no mundo em 2010 \$/barril
<u>EIA</u>					
Média Well-head	1.8	1.7	2.5 - 2.3	4.5 - 4.6	23.4 - 45.4
Residencial	5.7	5.7	6.6 - 6.3	8.5 - 8.6	
Comercial	4.8	4.8	5.7 - 5.4	7.7	
Industrial	3.0	2.2	3.8 - 3.5	5.8	
Utilidades Elétricas	2.5	2.2	3.2 - 2.9	5.1 - 5.2	
Todos os Setores	4.0	3.8	4.6 - 4.3	6.6 - 6.5	
<u>AGA</u>					
Média Well-head	1.8	1.7	3.3 - 5.1	5.3 - 8.2	36 - 69
<u>GRI</u>					
Aquisição Média ¹			3.3	5.4	35.3
Residencial			7.0	9.0	
Comercial			6.1	8.0	
Industrial			4.2	6.4	
Utilidades Elétricas			3.8	5.9	

¹ Referindo custos de aquisição

Fontes: EIA, *Annual Energy Outlook 1991*, January 1991 (Low World Oil Price Forecasts Reference Case and High World Oil Price Forecasts) and *Natural Gas Monthly*, April 1991.

AGA, *Gas Energy Supply Outlook, 1989 2010* (three scenarios: Low, Middle and High price).

GRI, *'91 Policy Implications of the GRI Baseline Projections of US Energy Supply and Demand to 2010*, August 1990.

3.3 - Estrutura da Indústria de Gás Natural

3.3.1 - Organização da Indústria de Gás

Nos Estados Unidos existem mais de dez mil pequenos produtores de gás, que representam cerca 35% da produção nacional de gás natural; o restante é produzido pelas grandes companhias de petróleo e gás, além de cerca de 7% representarem importações. Além disso, vinte e três grandes companhias de transporte interestaduais de gás trazem gás das áreas produtoras, principalmente, Texas e Louisiana para o mercados consumidores.

A organização da indústria de gás sofreu profundas mudanças na década de 80, passando para uma estrutura mais dinâmica, visando a competitividade de mercado. Na estrutura convencional da indústria norte-americana de gás, os produtores vendiam gás para as companhias de transporte que, por sua vez, passavam às companhias distribuidoras e estas aos consumidores finais.

A figura 8 mostra a nova configuração da indústria de gás, visando a uma maior liberdade de mercado e a separação das funções de negociação dos contratos, e o transporte efetivo do gás. Atualmente, os produtores vendem gás diretamente a todos os clientes da indústria de gás, com exceção dos segmentos residenciais e comerciais. As companhias de transporte interestaduais e os mercados de gás competem em igualdade de condições na venda de gás aos seus potenciais consumidores.

A Província de Alberta é a maior região de produção de gás do Canadá e aproximadamente 1000 produtores operam nesta região. O gasoduto transcontinental TCPL tem um importante papel a desempenhar transportando gás para o leste do país. Anteriormente ao processo de desregulação de mercado, as companhias distribuidoras de gás tinham contratos de longo prazo com a TCPL. O gás era obtido pelo TCPL, também em contratos de longo prazo, com cerca de 700 produtores de gás. As exportações de gás são de responsabilidade da TCPL, Westcoast, Foothills Pipeline e Alberta Natural Gas Co. Existem oito principais pontos de exportação ao longo da fronteira norte-americana onde os gasodutos canadenses são interligados aos Estados Unidos. Todas essas companhias de transporte de gás são de capital privado, bem como a maioria dos produtores de gás.

3.3.2 - Modelos Institucionais da Indústria de Gás

A regulamentação do mercado do setor de gás e as questões institucionais, nos países desenvolvidos, são bastante diferenciadas em função da importância dessa fonte energética na matriz energética e da disponibilidade do produto nos diferentes segmentos de consumo. As experiências dos Estados Unidos e Canadá representam marcos importantes na indústria do gás no que concernem às estratégias e planejamento na penetração de mercado.

- **Estados Unidos**

A estrutura do mercado de gás é bastante diferenciada por cada região do País. O mercado norte-americano consiste em dezenas de milhares de produtores com vinte e três sistemas de transporte interestaduais associados a centenas de pequenas companhias de transporte para atendimento a aproximadamente mil e seissentas companhias de distribuição de gás.

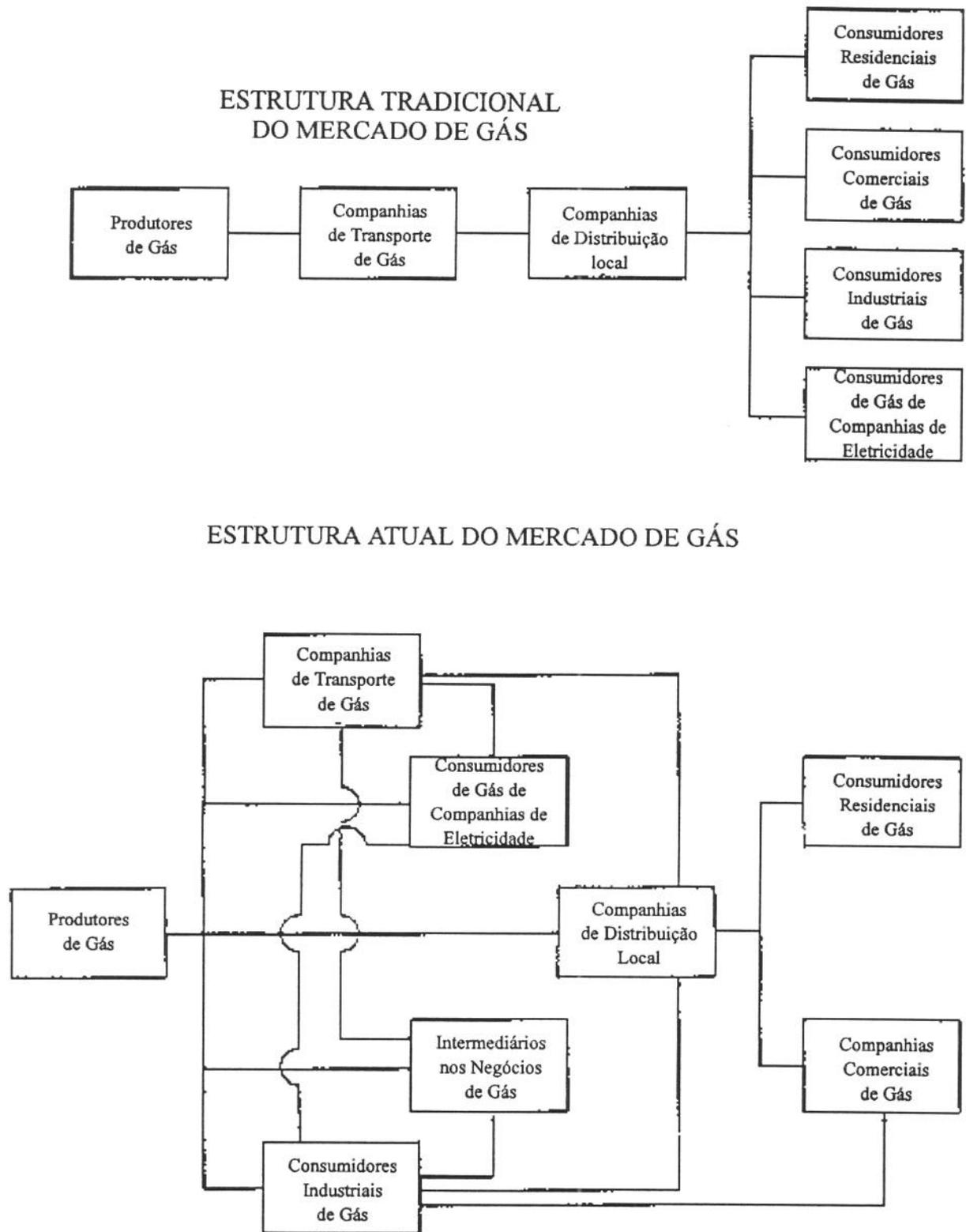


Figura 8 - Configuração de Gás Natural na América do Norte.

A regulamentação desse mercado ocorre de duas maneiras: através do Federal Energy Regulatory Commission (FERC), Washington, D. C., ligado ao transporte e comércio interestadual, e das Public Utility Commissions (PUCs) ligadas às questões intraestaduais.

O sistema de transmissão de energia por gasodutos, referente ao transporte e distribuição de gás natural, é de uma complexidade e integração de grande amplitude. Este representa o mais eficiente sistema de vendas de combustíveis no mundo, com custo de construção acima de US\$ 65 bilhões.

O Gas Act de 1938, decreto parlamentar votado e aprovado pelo Congresso dos Estados Unidos foi, na verdade, uma necessidade imposta pelo descontrole gerado pela não regulamentação anterior do transporte de gás. A FERC foi a responsável por esta regulamentação do transporte interestadual, aprovando a construção de novos gasodutos e fixando tarifas para esta atividade. Pode-se inferir que esta normatização criou uma verticalização na indústria de gás norte-americana, com contratos de longo prazo (*take or pay*) entre produtores e transportadores/distribuidores de gás, o que acabou inibindo a entrada de novos concorrentes no mercado.

No pós-guerra, o gás natural consolidou o seu processo de integração, através da construção de redes de gasodutos voltados ao atendimento de metrópoles e centros industriais do país. A penetração foi muito importante na década de 1960, quando beneficiou de diversos mecanismos regulatórios e condições de contorno favoráveis - política de preços reduzidos, administrados pela FERC, acumulação de desenvolvimento tecnológico e crescimento das reservas nacionais -, o que possibilitou ao gás natural tornar-se a primeira fonte de energia produzida e a segunda mais consumida em todo o continente norte-americano, com importantes reflexos na qualidade de atendimento energético às residências e indústrias.

A nível federal, a FERC foi criada para exercer um papel de controle efetivo e, em grande parte, de agente de fixação dos preços *well-head* (boca do poço) e dos preços de venda de gás das companhias de transporte para as distribuidoras. A nível estadual, as agências reguladoras, denominadas de Public Utility Commissions ou Public Service Commissions, foram concebidas para controlar as políticas de preço das companhias de distribuição de gás.

O início do processo de desregulamentação da indústria de gás ocorreu com o Natural Gas Policy Act de 1978, que reduziu o controle dos preços *well-head* do gás, o que foi, posteriormente, acelerado pelos decretos da FERC nº 436 de 1985 e nº 500 de 1987. Os últimos dois decretos possibilitaram o livre acesso para transporte de gás às redes interligadas de gasodutos pelas companhias distribuidoras de gás, consumidores industriais e comerciais, representando a quebra de um virtual monopólio no transporte inter-estadual de gás. O decreto da FERC nº 436 está centrado em alguns pontos importantes:

- _ Possibilitou o transporte de gás de uma forma não discriminatória, ou seja, livre acesso aos gasodutos;
- _ Adotou o sistema *first-come, first-served basis*, caso a demanda por gás fosse superior à capacidade de transporte de livre acesso aos gasodutos.

Na década de 70, as companhias de transporte inter-estaduais de gás fizeram contratos de longo prazo com os produtores, com uma expectativa bastante otimista em relação ao crescimento da demanda a ser atendida nos diversos segmentos e com preços estimados dentro desta perspectiva. Os contratos de longo prazo (*take or pay*) foram, dessa forma, negociados com preços elevados e com restrições para renegociação em termos de preço e volume. Porém, durante a década de 80, em função da disponibilidade de gás no mercado norte-americano (bolha de gás), ou seja, excesso de oferta conjuntural, os preços rapidamente descontrolaram-se e o mercado, antes estruturado em base rígidas, teve seus agentes e sua dinâmica tradicional fortemente atingidos. Este fato, ocorrido em função do início do processo de desregulamentação da indústria gasífera norte-americana, mostrou a necessidade de reformulação deste setor visando introduzi-lo em um cenário mais competitivo, sem a necessidade de questionamento, nos tribunais de justiça, dos contratos anteriormente firmados.

Em decorrência disto, dois eventos importantes no setor de gás norte-americano ocorreram em 1992: o Energy Policy Act e o decreto da FERC nº 636. O Energy Policy Act visava basicamente reduzir a emissão de poluentes atmosféricos nas atividades econômicas do país. Dentre as possibilidades de utilização do gás natural afetadas, estão as aplicações no setor de transporte e em centrais de geração de energia. O decreto da FERC nº 636 abre efetivamente a indústria de gás para competir em novos mercados, ou seja, completa a transição para um mercado de transporte de gás totalmente desregulamentado. O objetivo é

que os gasodutos ofereçam, em igualdade de condições, serviços de transporte para todos os atores da indústria do gás. Nesse sentido, em janeiro de 1993, todos os mecanismos de controle dos preços *well-head* foram removidos, terminando um controle de preços de 40 anos nos suprimentos inter-estaduais de gás.

Na realidade, o objeto deste processo de desregulamentação da indústria de gás nos Estados Unidos foi trazer uma maior competição no setor e a criação de um mercado *spot*, além de possibilitar, aos diversos clientes, um preço mais baixo e maior número de opções na escolha de fornecedores de gás.

- **Canadá**

A indústria de gás é composta de aproximadamente setecentas companhias produtoras de gás, em três províncias: British Columbia, Saskatchewan e Alberta. O transporte desse gás é realizado por cinco grandes companhias e vinte e quatro de tamanho menor, abastecendo o mercado nas províncias canadenses e exportando gás para os Estados Unidos, principalmente para a Califórnia. Existe também a Trans-Canada Pipelines Ltd (TCPL), uma companhia de transporte de gás inter-provincial para suprir o mercado das províncias do Sudeste do país. A nível municipal, existem centenas de companhias de gás. Na Província de Ontario, por exemplo, existem mais de setecentas companhias municipais oferecendo serviços de gás canalizado.

A estrutura de regulação do mercado da indústria de gás canadense é de responsabilidade do NEB, ligado ao transporte de gás inter-provincial e internacional. O NEB foi criado em 1959, e dentre as suas principais funções, estão: aprovação das cotas de importação e exportação de volumes de gás; estabelecimento do preço de venda do gás ao mercado exportador; aprovação da construção e operação de gasodutos inter-provinciais e internacionais; e normatização da política de preços referente ao mercado doméstico. As províncias canadenses são responsáveis pelo sistema de regulação do mercado dentro de suas fronteiras, sendo que as companhias de gás necessitam de permissão das autoridades provinciais para a exportação de seus volumes de gás para outras províncias e para o exterior.

O processo de desregulação da indústria de gás canadense teve início na década de 80 e foi, em linhas gerais, similar à experiência norte-americana. Os sistemas de gasodutos foram

abertos às companhias de distribuição de gás e aos clientes industriais para negociação direta, o que acarretou a prática de preços mais baixos.

CAPÍTULO 5

Possibilidades de Expansão do Gás Natural no Brasil

1 - O Gás Natural como Fator de Integração Energética no Cone Sul

O gás natural vem despertando o interesse na América Latina desde a década de 70. A penetração deste energético no mercado somente foi consolidada em dois países: Argentina e Trinidad-Tobago. A produção de gás natural comercializada aumentou efetivamente nos dois maiores produtores latino-americanos, ou seja, Venezuela e México. Ademais, tem sido detectadas reservas que poderão se tornar viáveis economicamente em diversos países deste continente, notadamente, Colômbia, Bolívia, Chile e Peru.

O potencial de crescimento do gás natural na matriz energética latino-americana é amplo. Em relação à oferta deste energético, observa-se o crescimento das reservas e a produção em ascensão. Por sua vez, a infra-estrutura de distribuição urbana de gás é incipiente, as distâncias geográficas do continente são grandes e a densidade populacional é relativamente pequena, e assim requer a necessidade de aporte de investimentos em escala maior. Deve-se ressaltar que o custo do transporte de gás é caro e é um dos pontos-chave para a expansão do gás natural na América Latina.

O gás natural seguramente terá um papel fundamental, inclusive como vetor de integração, a ocupar na matriz energética latino-americana desde que se estabeleçam definições claras das regras de políticas energéticas, tarifárias e modelos institucionais.

O processo de integração regional dos países da América Latina e Caribe sempre apresentou dificuldades para a sua efetiva implementação¹. Certamente, a maioria desses fatores que impedem a integração continental são de caráter endógenos. Entre esses, podem ser citados: a heterogeneidade sócio-econômica desses países; as finalidades apenas comerciais e a não abordagem dos aspectos culturais, por exemplo; e o receio da perda relativa de soberania, bem como de mercado em setores econômicos que seriam deslocados em função da concorrência e competitividade.

Araújo (1992) descreve em detalhes a evolução histórica do processo de integração regional nos países da América Latina, desde os movimentos de independência política do século XIX, passando pelos acordos bilaterais e chegando até propostas mais ousadas, como a perspectiva de integração ampla, como por exemplo, o Mercosul - Mercado Comum do Cone Sul -, formado, até agora, pelo Brasil, Argentina, Uruguai e Paraguai.

O Mercosul foi criado com a assinatura do Tratado de Assunção, em março de 1991. Os objetivos deste bloco regional são a livre circulação de bens, serviços, recursos financeiros e mão-de-obra. A partir da segunda metade da década de 90, deverá ocorrer a eliminação de direitos aduaneiros e de barreiras alfandegárias, devendo-se, com isto, estabelecer uma alfândega comum para produtos externos à região e a coordenação de posições em foros comerciais regionais e internacionais, e também a coordenação de políticas macroeconômicas e setoriais em diversas áreas.

O Mercosul, a exemplo da UE e do NAFTA (North American Free Trade Area), representa idéias inovadoras às novas tendências de globalização da economia mundial, em resposta às mudanças estruturais e do processo de desenvolvimento das sociedades modernas advindas do avanço das técnicas nas áreas de telecomunicações, informática, robótica e de novas práticas comerciais.

Nesse contexto, para o crescimento social e econômico dos países do Mercosul e também da América Latina, é necessária uma estratégia para os setores de infra-estrutura, entre as quais, uma das prioritárias é o energético. De fato, a definição do perfil da matriz

¹ Para maiores detalhes ler capítulo I da tese de Márcio Silva de Araújo (1992).

energética provoca mudanças na estrutura industrial, capacitação tecnológica e, em última instância, a qualidade de vida da população.

Certamente, o gás natural pode representar uma fonte de energia de integração econômica nos países do Cone Sul, pois além de suas qualidades intrínsecas como combustível, este pode provocar a complementaridade da dinâmica intra-industrial e intra-setorial, colaborando efetivamente com políticas industriais e energéticas com fortalecimento do crescimento das economias e a competitividade dos produtos e serviços nos mercados mundiais.

A combinação de fatores geopolíticos e econômicos na América do Sul pode favorecer o surgimento de uma rede integrada de sistemas de transmissão de gás no Cone Sul. Os fatores que podem ajudar em tal integração são os processos de reestruturação industrial, a ênfase na integração regional, a busca do crescimento econômico e aspectos ambientais.

A emergência de um novo *grid* de redes de gasodutos em larga escala será de fundamental importância para o desenvolvimento da indústria de gás no mundo, além de favorecer o crescimento econômico e social dos países do Cone Sul.

A Argentina utiliza gás em sua matriz energética desde a década de 40. Atualmente, o gás natural representa mais de 40% da demanda de energia primária da matriz energética argentina. A capacidade de transporte de gás é de 58 milhões de m³/dia, com uma extensão de gasodutos acima de 8000 km e uma rede domiciliar acima de 38000 km (Araújo, op. cit., 1992, p.48). O Plano Energético Nacional (PEN) estima o aumento da capacidade de transporte de gás para cerca de 98 milhões m³/dia até 2000 (ver figura 1). Por sua vez, as reservas provadas são acima de 700 bilhões de m³, com expectativas de crescimento futuro.

Por outro lado, a indústria de gás na Argentina está passando por profundas reformas institucionais, referentes aos processos de desregulamentação e privatização. Na verdade, a privatização na Argentina é um exemplo de desmembramento no suprimento de gás, por várias companhias de exploração e produção, duas de transporte e oito de distribuição de gás quando da venda das estatais Gas del Estado e YFP (Yacimientos Petrolíferos Fiscales).

A Bolívia possui reservas próximas a 150 bilhões m^3 , sendo que o gás natural representa cerca de 20% da demanda de energia primária de sua matriz energética. Na realidade, a integração regional pode representar uma oportunidade comercial muito boa para este país, inclusive com a ajuda internacional financeira para a montagem do *grid* de gasodutos.

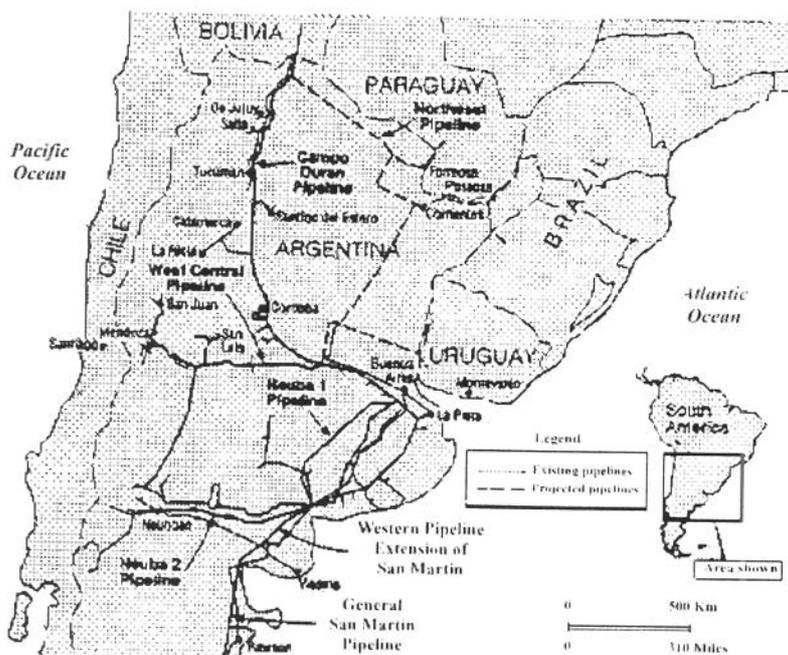


Figura 1 - Rede de Gasodutos de Gás Natural na Argentina.

Fonte: Oil & Gas Journal

No Brasil, o gás natural pode ser uma das soluções viáveis para o futuro energético do país. A Petrobrás, por exemplo, planeja aumentar a produção nacional para atender a demanda futura para no início do século XX, bem como reduzir as perdas de gás a patamares abaixo de 5% (Oil & Gas Journal, Jan. 18, 1993). O Estado de São Paulo é o mais industrializado do país, com cerca de 33 milhões de habitantes e mais da metade da renda brasileira. O gás natural pode ser utilizado nesse estado para a geração de energia, indústrias e transporte. Provavelmente, o setor industrial será o indutor do crescimento do setor de gás natural no país, sendo o Estado de São Paulo o alavancador desse processo (cf. Rodrigues & Araújo, op. cit., 1992).

A infra-estrutura para o transporte de gás natural ainda não foi construída no Cone Sul. A tabela 1 apresenta diferentes traçados de rotas de gasodutos para importar o gás da Argentina e Bolívia para o Brasil. O cenário mais provável é o traçado que levará o gás das províncias do nordeste argentino passando por Santa Cruz de La Sierra e chegando a São Paulo. O custo estimado, em US\$ 1993, é de US\$ 1,8 bilhões para abastecer de gás os

mercados do Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo e o Sul do país, ou seja, 80% da economia brasileira (cf. Oil & Gas Journal, op. cit, Jan 18, 1993). A Argentina também pode exportar gás para os mercados consumidores no Brasil e uma das opções é levar o gás das províncias do nordeste do país para a Bolívia e depois para o Brasil, transportando esses volumes de gás pela rota já existente. Uma segunda opção seria uma conexão adicional das Províncias de Misiones e Corrientes até o Estado do Rio Grande do Sul estendendo-se para todo o restante do Sul do país.

O início do processo de integração regional e energética começaria pelo Brasil, Argentina e Bolívia. Na verdade, a Bolívia poderia se tornar um centro de distribuição de gás na América do Sul, transportando gás das Províncias do Nordeste da Argentina para o Brasil, podendo representar a emergência do surgimento de uma *grid* de gasodutos no Cone Sul.



Figura 2 - Crescimento da Rede de Gás na América do Sul.

Fonte: Oil & Gas Journal

Existem outras opções para incentivar o desenvolvimento da indústria de gás natural na América do Sul, por exemplo, a conexão por gasodutos da Argentina ao Chile e para o Uruguai são novas opções de crescimento do gás natural que estão sendo analisadas.

Tabela 1 - Importações Alternativas para o Gás Natural

Alternativa	Rota	Principal mercado	GNP, US\$ bilhões	População (milhões)	Observações
Bolívia-Brasil (alta probabilidade)	Santa Cruz-	• São Paulo	183.1	33.1	• Maior parque industrial Industrial - Geração elétrica • Grande centro industrial com atividades intensas de mineração
	Puerto Suarez-	• Minas Gerais	41.6		
	Corumbá-Ribeirão Preto-São Paulo	• Rio de Janeiro	63.0	15.8 15.1	
Bolívia-Brasil (através do Paraguai) (baixa probabilidade)	Santa Cruz-Assunção-	• São Paulo	183.1	33.1	• Segundo maior centro industrial do Brasil
	Foz de Iguaçú-Curitiba-	• Rio de Janeiro	63.0	14.1	
	São Paulo	• Paraná	23.1	9.1	
		• Paraguai	±6	4.3	
Argentina-Brasil (média probabilidade)	Campo Duran-Formosa	• Rio G. do Sul	35.3	9.2	• demanda insuficiente: compete com energia hidroelétrica • Agricultura rica e centro industrial • Centro industrial secundário
	-Missões- Rio Grande do Sul- Santa Catarina-	• Santa Catarina	15.1	4.5	
	Paraná	• Paraná	23.1	9.1	

Fonte: Oil & Gas Journal, Jan. 18, 1993

Poulallion (1994) afirma que os sistemas de liquefação para a América Latina devem ser diferentes em relação dos projetos desenvolvidos no resto do mundo para os transportes intercontinentais. Os projetos de liquefação na Argélia, Indonésia, Malásia, e os previstos para a Venezuela, Nigéria e Kuwait são projetos de grande escala, financiados por países importadores do Hemisfério Norte. Os projetos para a América do Sul devem ser modulares, altamente automatizados, de processos comuns e oferecendo uma grande disponibilidade e flexibilidade.

Na verdade, os sistemas por gasodutos e por cadeias de GNL não são competidores e a escolha deve ser feita em função da distância, das capacidades reais de transporte, das modulações diária e anual e da taxa de desconto do capital. Para um mercado concentrado e consolidado de grande capacidade, o gasoduto é a melhor solução econômica, e para um mercado em formação, a cadeia do GNL, junto com o GLP é o único meio de penetração, como ocorreu na Itália, Espanha, Inglaterra e França (Poulallion, *op. cit.*, 1994).

2 - Breve Histórico do Setor de Gás Natural no Brasil

As primeiras descobertas de gás natural no Brasil remontam à década de 40, no campo de Candeias na Bahia. Inicialmente, o gás era utilizado para a geração de eletricidade - na Cotegipe - e no abastecimento de indústrias - na Ilha de Itaparica -, além da reinjeção nos reservatórios para aumentar a recuperação secundária do petróleo. Posteriormente, a Petrobrás, fundada em 1953, instalou duas unidades de processamento de gás natural, visando o aproveitamento das suas frações mais pesadas para a produção de GLP.

A política adotada pela Petrobrás desde a sua fundação, em relação ao uso do gás natural em seus diversos mercados consumidores, foi a de marginalização desse energético, em função de sua estratégia de busca prioritária de petróleo, e, também, pela restrição da limitação da oferta de gás natural. Essa política também foi a prática seguida pelas companhias transnacionais de petróleo na busca de seus mercados globais.

O marco fundamental do setor de gás natural no país foi a descoberta de hidrocarbonetos - petróleo e gás - na Bacia de Campos, no início da década de 80. Desde então, vultosos

investimentos foram realizados na prospecção e produção *off-shore* e na interligação dos centros fluminenses e paulistas de consumo, através de gasodutos.

A Constituição Brasileira, promulgada em 1988, concedeu ao governo federal o monopólio na produção, importação, transporte e processamento de petróleo e gás natural. A empresa estatal privilegiada por esse monopólio foi a Petrobrás, que também atua na distribuição de derivados de petróleo e gás natural, através da sua subsidiária, a Petrobrás Distribuidora - BR. Com a reforma constitucional de 1995, o privilégio concedido à Petrobrás foi eliminado com a flexibilização de seu monopólio aberto a parcerias com capitais privados.

Na distribuição de gás natural e gás canalizado, de uma forma geral, destacam-se, hoje, a Comgás e a CEG, empresas estaduais que atendem aos mercados dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, respectivamente. A atual Constituição outorga aos estados o direito de concessão na distribuição de gás natural. Vários estados brasileiros estão se mobilizando no afã de formar companhias estaduais de distribuição de gás natural, em geral associando-se à Petrobrás e/ou à iniciativa privada..

As primeiras companhias distribuidoras de gás no país foram fundadas ainda no século XIX e utilizavam o gás produzido através da gaseificação do carvão. A partir da década de 40, a concorrência do GLP freou a expansão do mercado dessas empresas. Este fator fez com que apenas duas empresas sobrevivessem no mercado, graças à intervenção dos respectivos governos estaduais: a Comgás e a CEG.

Na década de 70, essas companhias adquiriram unidades de craqueamento catalítico da nafta, produto abundante na época e de preço acessível. Na década de 80, o gás natural da Bacia de Campos, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, abriu amplas perspectivas de penetração desse energético na matriz energética brasileira, em função da relativa abundância das reservas e da sua proximidade dos centros de consumo.

Em 1990 foi criada a Associação Brasileira de Empresas de Gás Canalizado - Abegas, congregando 14 empresas e órgãos de concessão de serviços de gás canalizado estaduais. O objetivo desta associação é possibilitar uma maior participação do gás natural nos diversos segmentos de consumo, bem como contribuir em políticas nacionais e setoriais na sua área de atuação.

O DNC (Departamento Nacional de Combustíveis) do MME (Ministério das Minas e Energia) possui a incumbência de fixar os níveis dos preços dos derivados de petróleo e do gás natural, a nível nacional, com o devido aval dos Ministérios da Fazenda e do Planejamento. Uma recente legislação do governo federal acabou com a equalização desses preços a nível nacional, estabelecendo que cada região do país deve refletir nesses preços os seus custos próprios de transporte e distribuição.

O Plangás (Plano Nacional de Gás Natural), concebido na segunda metade da década de 80, foi uma tentativa de ordenação do setor de gás natural no Brasil. Um diagnóstico preliminar estimou um mercado potencial, para as diversas regiões brasileiras, de 63 milhões de m³/dia em 1991 e 90 milhões de m³/dia em 1995. Por sua vez, a evolução do mercado realizável mostrou-se ainda mais significativa, evoluindo, entre esses mesmos anos, de 14 milhões de m³/dia para 44 milhões de m³/dia. O mercado da Região Sudeste, especialmente o do Estado de São Paulo, destacou-se como o indutor da difusão em larga escala desse energético.

As metas do Plangás não foram integralmente atingidas devido às seguintes razões: escassez de recursos para os investimentos requeridos pelo plano, indefinição de uma política de preços eficaz e ausência de uma coordenação central para a implantação do plano.

O Relatório da Comissão de Reexame da Matriz Energética Nacional propôs, em abril de 1991, as seguintes metas indicativas para serem atingidas: elevação da participação do gás na matriz de oferta, de 2% em 1990, para, no mínimo, 4,5% em 2000 e 6% em 2010.

O Relatório da Comissão do Gás Natural, publicado em março de 1992, concluiu que, para o suprimento do mercado brasileiro até o ano 2000, seria necessário o estabelecimento de política de investimentos para a Petrobrás, voltada para novas descobertas de gás natural, além de promover a importação desse energético para abastecer as regiões Sul e Sudeste do país. Adicionalmente, foi proposto que as atividades ligadas ao setor deveriam ser auto-sustentadas.

Por outro lado, os estudos dessa Comissão concluíram que, na matriz de oferta de energia, a participação do gás natural deveria chegar a 9,8 por cento no ano 2000 e a 11,9 por cento no ano 2010, isto é, valores superiores aos recomendados no Relatório do Reexame da Matriz Energética Nacional.

Adicionalmente, essa Comissão do Gás Natural propôs a priorização da utilização do gás natural na substituição do óleo Diesel e do GLP, derivados críticos para o país, e do óleo combustível na indústria, de acordo com necessidades de caráter ambiental, da qualidade dos produtos e da eficiência dos processos produtivos.

Já em 1993, técnicos do MME e da Petrobrás (Miguez et alii, 1993) produziram um trabalho priorizando o uso energético industrial - cerca de 70 ou 75% da oferta - e muito pouco como matéria-prima petroquímica. Uma fração relativamente pequena, da ordem de 10 a 15% da oferta, poderia ser destinada à geração elétrica e parcelas aproximadamente iguais, avaliadas em 4 a 6% da oferta, seriam destinadas à substituição do óleo Diesel no transporte urbano e do GLP no mercado residencial das cidades já servidas de redes de distribuição. Essas propostas foram formuladas para o período 1996/2005.

Os obstáculos históricos ao crescimento e difusão do gás natural nos mercados brasileiros tem sido as políticas de preços que não estimulam o uso do gás em substituição ao óleo combustível na indústria e o GLP nas residências, por exemplo. Concomitantemente, ainda tem havido a falta de mediação, por parte do MME, entre os interesses da Petrobrás e os das companhias de distribuição de gás canalizado.

3- Modelo Institucional

As primeiras abordagens institucionais para o setor de gás encontram-se nas constituições estaduais que dispunham de serviços públicos de produção e distribuição de gás de rua para atendimento ao setor residencial.

Essas companhias de gás institucionalizaram-se através de decretos estaduais, que regulamentavam as atividades de produção, estocagem, transmissão e distribuição de gás dessas empresas, não requerendo Lei Federal específica sobre o setor.

A Lei Federal nº 2004, de 1953, define a política nacional para o petróleo e cria a Petrobrás. em seu Artigo 1. afirma: “Constitui monopólio da União ..., o transporte marítimo do petróleo e derivados, o transporte por condutos de petróleo bruto e derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.”. Em seu Artigo 2. define a Petrobrás como responsável por esse monopólio.

O Decreto nº 8217, de 1978, aprova a reforma do Estatuto da Petrobrás e em seu Artigo 4. dispõe: " A Petrobrás tem por objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, a distribuição, a importação, a exportação, o comércio e o transporte de petróleo - proveniente de poço, de xisto ou outras fontes -, de seus derivados e de gases naturais, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Resolução nº 08, de 1984, do CNP (Conselho Nacional do Petróleo), dispõe sobre a utilização do gás natural de origem mineral. Em seus Artigos 3º, 4º, 5º, incorpora o relacionamento com as empresas de gás canalizado estaduais:

Art. 3º: O fornecimento do gás natural, incluindo quotas e prazos, para uso industrial e automotivo, e às empresas concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado será definido pelo CNP.

Art. 4º: As empresas concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado, para uso domiciliar e institucional, já constituídos ou que venham a se constituir para esse fim, poderão associar-se à Petrobrás, observadas as disposições aplicáveis a cada caso.

Art.5º: A construção de gasodutos, unidades de processamento de gás natural, que é da competência da Petrobrás, e outras instalações que visem a sua utilização, dependem de prévia autorização do CNP, nos termos da legislação vigente. Este artigo não interfere na rede de distribuição de gás canalizado das concessionárias estaduais para uso domiciliar, institucional e comercial.

A Portaria nº 1061 de 1986, do MME, define em seu Artigo 6. "que nas regiões onde existam dutos da Petrobrás esta poderá abastecer consumidores industriais ao longo dos gasodutos de transporte, enquanto as empresas distribuidoras não se habilitarem ao atendimento".

Na verdade, este documento assegura a Petrobrás o monopólio de transporte por condutos de gás natural de qualquer origem, inclusive oriundos de exportação e importação.

Por outro lado, esta Portaria 1061 abre a possibilidade das empresas estaduais de distribuição de gás canalizado de atendimento aos diversos segmentos de consumo, desde que estas tenham interesse nesses mercados.

A Constituição Federal de 1988, em seu Artigo 25, parágrafo segundo, assegura aos Estados da Federação a exploração diretamente ou através de concessão à empresa estatal dos serviços de gás canalizado. Na realidade, esta Constituição manteve o Monopólio da União nos seguintes itens:

- _ Pesquisa/lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
- _ A refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;
- _ A importação/exportação dos produtos/derivados básicos resultantes das atividades previstas nos dois itens anteriores;
- _ O transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no país;
- _ O transporte por meio de conduto de petróleo bruto de derivados de petróleo e gás de qualquer origem;
- _ A pesquisa/lavra e o enriquecimento/reprocessamento, bem como a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

Pode-se verificar que a Lei 2004, de 1953, que criou o monopólio da União em relação ao Petróleo e a Petrobrás, foi omissa em relação ao gás natural, fonte de energia então inexpressiva na matriz energética brasileira. Empresas de capital privado já exploravam os serviços de gás canalizado anterior a Lei 2004, ou seja, já existia uma dissociação da indústria de gás em relação a do petróleo no país.

Contudo, a intervenção do Estado foi fundamental para a manutenção das Companhias de Gás de São Paulo e do Rio de Janeiro, em função da concorrência imposta pelo GLP e a fabricação do gás manufacturado, através da gaseificação do carvão, em processos obsoletos e tecnologicamente pouco avançados.

Nesse contexto, a redefinição institucional do setor de gás natural é importante à medida que esta fonte de energia apresenta crescimento ascendente das reservas brasileiras, e também mundiais, além de representar uma contribuição na redução de impactos ambientais em novos sistemas de produção com melhoria de qualidade de produtos e eficiência de processos.

Por sua vez, é importante ressaltar que as questões institucionais para o papel do gás natural na sociedade brasileira devem refletir os interesses de uma política de desenvolvimento econômico e social nacionais e como estímulo e indutor de desenvolvimento regional.

A distribuição do gás natural, por exemplo, conforme verifica-se no Artigo 25., parágrafo segundo, da Constituição Federal de 1988, assegura aos Estados da Federação a exploração dos serviços locais de gás canalizado ou mediante a concessão à empresa estatal. Esse artigo foi mantido o seu conteúdo no que se refere à concessão deste serviço público por parte dos estados, durante a reforma constitucional de 1995, apenas como ressalva da possibilidade da iniciativa privada poder atuar na distribuição de gás canalizado associado ou não a empresas estatais. Tal fato representou um processo de desregulamentação na área de distribuição visando o aumento de competitividade e de estímulo ao desenvolvimento de municípios e localidades. O papel do Estado deve ser o poder de regular e fiscalizar as atividades econômicas ligadas à essa indústria

Em relação à importação de gás natural deve-se avaliar a participação do setor privado, considerando as alternativas possíveis, tanto o transporte por gasoduto - Bolívia, Argentina e Peru, bem como por metaneiros - Nigéria, Argélia, Venezuela, entre outros, analisando-as no cronograma de médio e longo prazos. Entretanto, ressaltando que nos diferentes projetos de importação deve-se minimizar os investimentos, ou seja, custos de transporte, vislumbrando uma integração futura no sistema nacional de transmissão de gás natural.

Dado o forte acoplamento dos setores de gás natural e petróleo no Brasil, os modelos institucionais alternativos para o setor de gás natural são, em essência, os mesmos que se vislumbram para o setor de petróleo, ou seja:

- (i) Flexibilizar o monopólio, via, por exemplo, contratos de risco na prospecção e produção de petróleo e gás natural, constituição de *joint-ventures* com empresas estaduais ou privadas, quebra do monopólio para a importação de gás natural, prática do *wheeling*, etc., conforme tem sido proposto, genericamente, pela própria direção da Petrobrás, no contexto das mudanças na Constituição de 1988 referentes a este monopólio. O MME teria que assumir integralmente o seu papel estatutário de planejador e coordenador maior dos setores de petróleo e gás natural no país, mediando, inclusive, no contexto de políticas energéticas

bem definidas, os eventuais conflitos de interesse entre a Petrobrás e as empresas distribuidoras de gás natural.

- (ii) Quebrar completamente do monopólio do governo federal sobre o petróleo e o gás natural. O poder concedente e regulatório permaneceria nas mãos dos governos federal e estaduais, estes últimos na sua esfera de jurisdição. A atuação direta do estado, de uma forma geral, nestes setores, tende a diminuir neste cenário, a favor de uma atuação mais dinâmica na regulamentação das atividades destes setores e na busca de uma certa competitividade neles. Esta nova característica da atuação do estado nestes setores também poderia se manifestar, em menor escala, no cenário anterior, de flexibilização do monopólio.

Nesse sentido, a participação da iniciativa privada na distribuição do gás natural, seja sozinha, seja em parceria - majoritária ou minoritária - com os governos estaduais e, eventualmente, com a própria Petrobrás, deve ocorrer, sempre que vantajosa, em qualquer que fosse escolhido um desses cenários institucionais alternativos.

As maiores incertezas estavam ligadas à eventual quebra, total ou parcial, do monopólio do governo federal nos setores de petróleo e gás natural, à inserção de algum grau de competitividade nestes setores - hoje ainda inexistente - e, dos cenários e grau de flexibilização do monopólio, e aos instrumentos a serem utilizados para se obter uma maior competição nesses mercados. Essas definições sempre dependem, essencialmente, da correlação de forças no Congresso Nacional.

4 - Diagnóstico do Setor de Gás Natural do Brasil

4.1 - O Gás Natural no Brasil

As reservas medidas de gás natural cresceram bastante - 126,7 por cento - nos últimos 12 anos, atingindo em 1992 a quantidade de $136,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. A participação das reservas *off-shore* no total das reservas medidas também aumentou, de 46,8 por cento em 1981 para 54,6 por cento em 1992.

Cabe observar que nunca houve, no Brasil, uma preocupação específica com o aumento das reservas de gás natural e que uma fração significativa das reservas brasileiras corresponde

a gás associado (60%, aproximadamente), isto é, gás que só pode ser produzido em associação com a produção de petróleo.

Tabela 2 - Reservas e produção de gás natural no Brasil

Anos	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Reservas provadas, em 10 ⁹ m ³	60,29	72,33	81,61	83,89	92,73	95,83	105,34	108,9	116,01	114,57	123,78	136,7
Produção, em 10 ⁶ m ³	2.475	3.030	4.013	4.903	5.467	5.687	5.781	6.076	6.105	6.279	6.597	6.976
Relação reservas/ produção, em anos	24,36	23,87	20,34	17,11	16,96	16,85	18,22	17,92	19	18,25	18,76	19,6

Fonte: (Bajay et alii, 1994)

As reservas provadas de gás natural do Brasil são relativamente pequenas, representando menos de 2% das reservas da América Latina.

As reservas de gás natural também podem ser classificadas quanto à localização e o estágio atual de disponibilidade. Essas informações estão sumarizadas na tabela 3.

A figura 3 mostra a distribuição geográfica das reservas de gás natural, por Estado da Federação. Note-se que a concentração corresponde aos Estados do Rio de Janeiro, Bahia e Alagoas.

Tabela 3 - Classificação e localização das reservas de gás natural no Brasil, em 10⁹m³

Local	Reservas exploráveis			Reservas não definidas
	Provadas	Prováveis	Possíveis	
Terra	62,2 (46%)	23,0 (41%)	23,2 (73%)	25,1 (31%)
Mar	74,5 (54%)	32,8 (59%)	8,7 (27%)	55,0 (69%)
0 a 100 m	18,0 (13%)	6,7 (12%)	2,1 (6%)	6,1 (8%)
100 a 400 m	32,2 (23%)	10,4 (19%)	0,3 (1%)	3,5 (4%)
400 a 1000 m	24,3 (18%)	15,6 (28%)	6,1 (19%)	4,1 (5%)
maior 1000 m	0,0 (0,0)	0,1 (0,0)	0,2 (1%)	41,3 (52%)
Total	136,7 (100)	55,8 (100)	31,9 (100)	80,1 (100)

Fonte: Petrobrás (1993, a)

As informações quanto ao estágio de desenvolvimento das reservas exploráveis de gás natural no país são apresentadas na tabela 3. Observa-se que uma fração expressiva das reservas de gás natural carecem de investimentos para que possam ser aproveitadas.

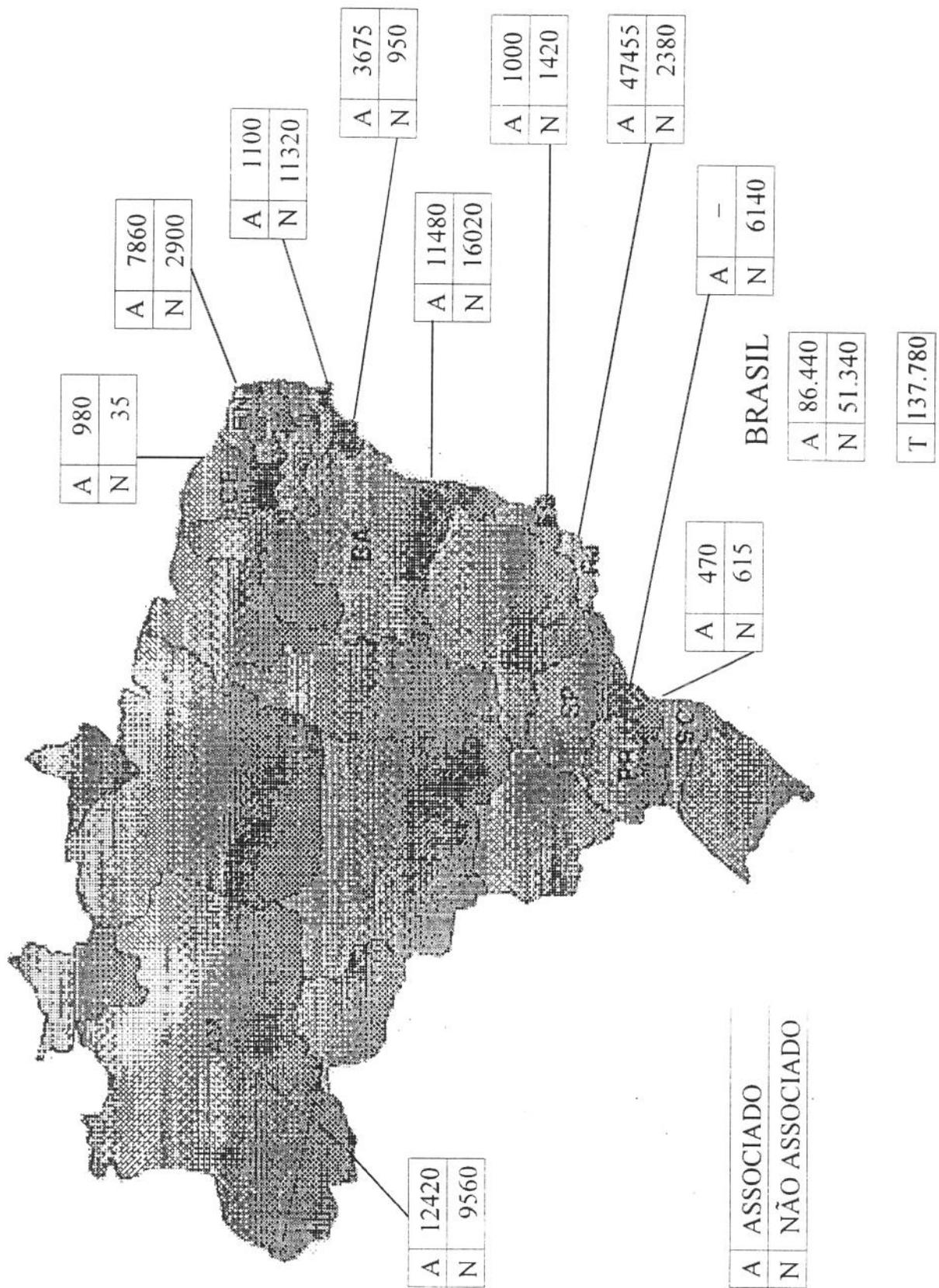


Figura 3 - Reservas de Gás Natural no Brasil (milhões m³/explotáveis prováveis) em junho 1993.

Fonte: Petrobrás

A maior parcela das reservas "não definidas" de petróleo e gás natural está localizada em águas profundas, sob lâminas d'água superiores a 1000 metros. Esses recursos só poderão ser recuperados mediante o desenvolvimento de tecnologias de exploração e exploração apropriadas, o que está sendo feito no contexto de um projeto estratégico de capacitação, o "Procap 2000", da Petrobrás. Atualmente a produção de petróleo *off-shore* no Brasil é feita tendo como limite 780 metros de profundidade.

O crescimento da produção de gás natural foi um pouco menos significativo no período 1981/92 do que o verificado com o petróleo. A produção de gás natural no Brasil está quase que integralmente - cerca de 80% - vinculada à produção de petróleo - gás associado. Como o consumo de gás natural era muito baixo até o início dos anos 80, no período analisado a relação reservas provadas/produção para o gás natural caiu significativamente até 1984, apresentando uma tendência de estabilização - em torno de 17 a 20 anos.

Tabela 4 - Classificação das reservas exploráveis de gás natural, em 10^6 m^3

Desenvolvidas	Em desenvolvimento	Não desenvolvidas	Total
85,7 (38%)	18,5 (8%)	120,1 (54%)	224,3

Fonte: Petrobras (1993, a)

A figura 4 mostra a produção nacional de gás natural por Estados da Federação. Com $8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$, o Rio de Janeiro representa aproximadamente 40% do total da produção, quase exclusivamente gás associado ao petróleo.

O índice de perdas de gás natural caiu de forma significativa, ou seja, de 33% em 1981 para 9% em 1995, indicando uma maior preocupação na recuperação e na viabilização de um mercado maior para esse energético. As perdas de gás estão associadas a fatores tais como a inexistência de sistemas de escoamento da produção, o que em geral ocorre em campos isolados, à falta de viabilidade econômica para o seu aproveitamento, ou, ainda, por falta de pressão natural para o transporte até a costa. A figura 5 mostra a evolução do percentual de utilização do gás natural no Brasil e as previsões estimadas até o ano 2000, elaboradas a partir de dados da Petrobrás.

A pequena capacidade de tratamento de gás natural no Brasil quase triplicou no período 1981/92, de acordo com os dados da tabela 5. Esse crescimento ocorreu de forma mais

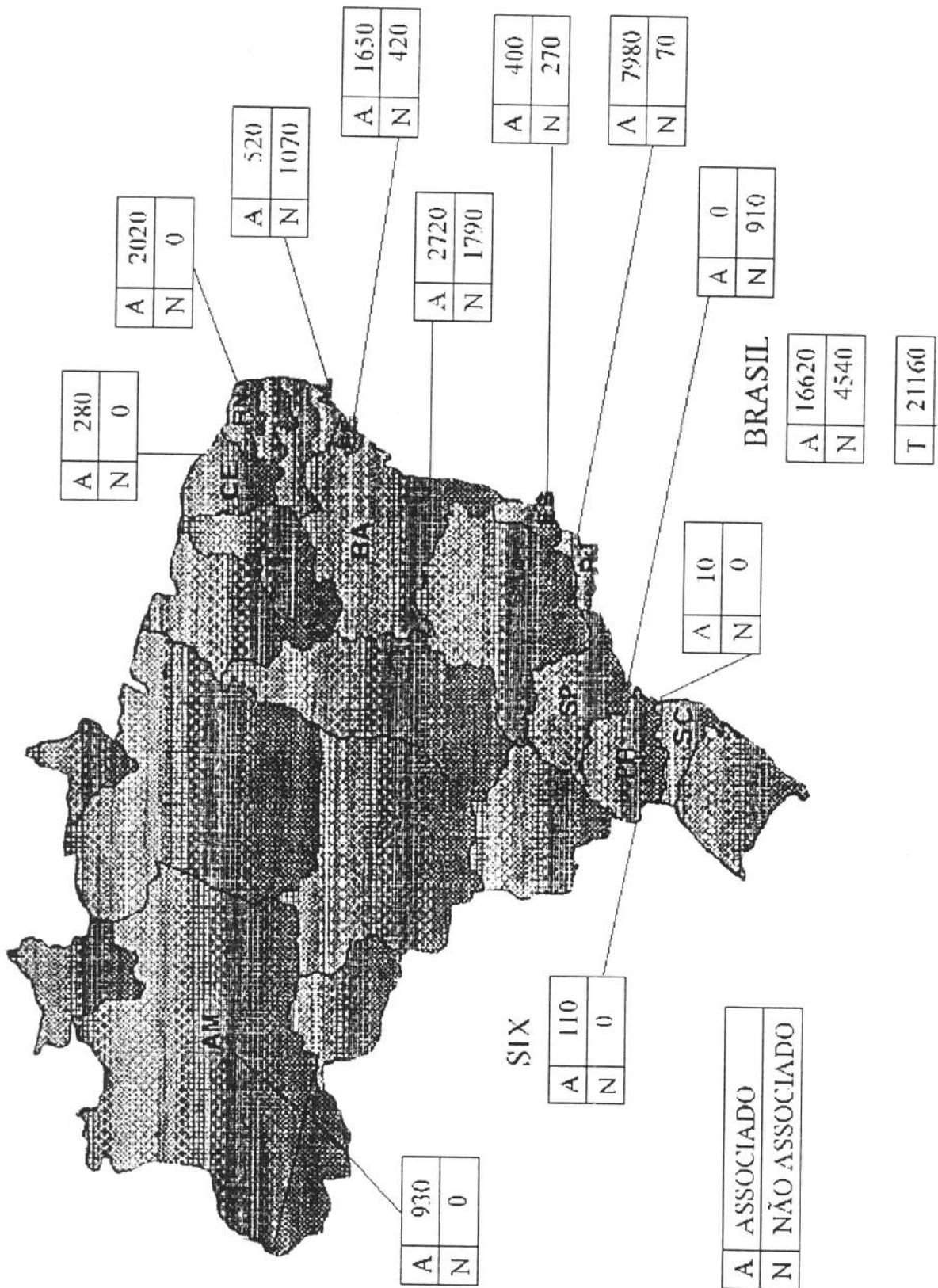


Figura 4 - Produção do Gás Natural no Brasil (mil m³/dia) em outubro 1993
 Fonte: Petrobrás

pronunciada até meados dos anos 80, estando a capacidade instalada quase inalterada desde 1987. A produção de frações líquidas do gás natural (tabela 5) cresceu de forma ainda mais acentuada, quadruplicando no período em questão.

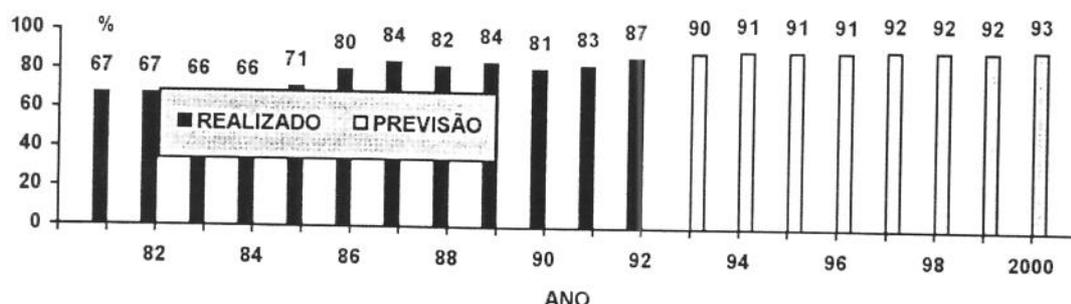


Figura 5 - Utilização do Gás Natural no Brasil.

Tabela 5 - Plantas de tratamento de gás natural no Brasil: capacidade e produção de líquidos

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Capacidade de tratamento, em 10 ⁶ m ³	6	6	9	9	11	11	15	15	16	16	16	16
Produção de líquidos de GN, em 10 ³ m ³ / dia ¹	1.0	1.2	1.5	2.0	2.7	3.3	3.8	3.5	3.3	3.6	3.7	4.0

Fonte: (Bajay et alii, 1994)

A atual rede de transporte de gás natural no país é constituída pelos seguintes sistemas:

- (i) o sistema Rio-São Paulo, com pouco mais de 1.100 km, permite o abastecimento, através de uma rede interligada, das Regiões Metropolitanas do Rio de Janeiro e São Paulo e do Vale do Paraíba, bem como da região da Baixada Santista - área industrializada do litoral do Estado de São Paulo. O gás servido é proveniente da Bacia de Campos;
- (ii) o sistema Alagoas-Sergipe-Bahia, no Nordeste do país, constituído por uma rede interligada de gasodutos de mais de 1.100 km de extensão, que atende aos mercados dessa região;
- (iii) o gasoduto que une os campos localizados no Rio Grande do Norte ao Estado de Pernambuco, com menos de 800 km de extensão total, também no Nordeste do país, chamado de Nordestão; ele serve às indústrias ao longo de seu percurso;

¹ 0,765(Propano+Butano) + 0.235(Gasolinas).

(iv) sistemas isolados de pequeno porte nos Estados do Ceará e Espírito Santo, ambos com aproximadamente 200 km.

Com a possível utilização das reservas de gás natural de Urucu, na região Amazônica, e a viabilização da importação de gás da Bolívia, será necessária a ampliação da malha de gasodutos em um futuro próximo, o que possibilitará o atendimento de um número maior de mercados para este energético. Só o gasoduto Brasil-Bolívia e os trechos de transporte do gás boliviano para os estados do Sul do país - totalizando cerca de 3.400 km - permitirão a duplicação da atual rede.

Conforme indicado na figura 6, a extensão da rede brasileira de gasodutos evoluiu de 1550 km em 1981 para 3597 km em 1992.

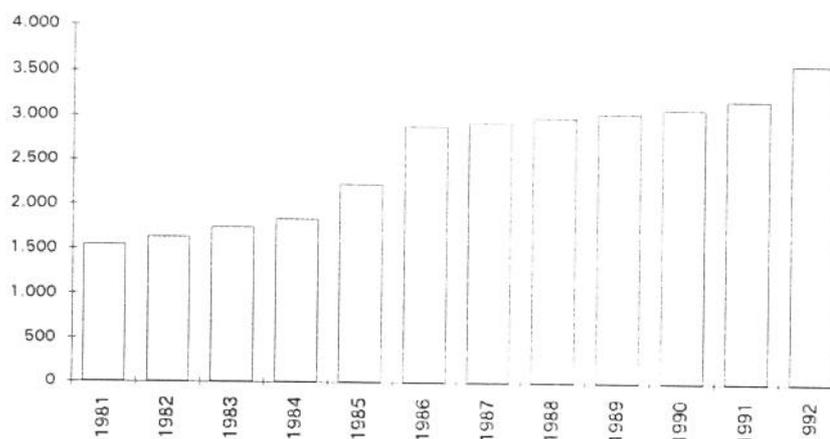


Figura 6 - Extensão da rede de gasodutos no Brasil, em km.

A figura 7 mostra os principais gasodutos do Brasil, os diâmetros de tubulação e extensão da rede. Os principais projetos de construção de gasoduto abrangem três regiões:

(i) Área do Rio de Janeiro:

Rio/Belo Horizonte com 16"/357 Km

Cabiúnas/Campos com 6"/84 Km

Cabiúnas/Cantagalo com 8"/90 Km

(ii) Bacia de Santos:

Bacia de Santos/Tefran com 12"/115 Km

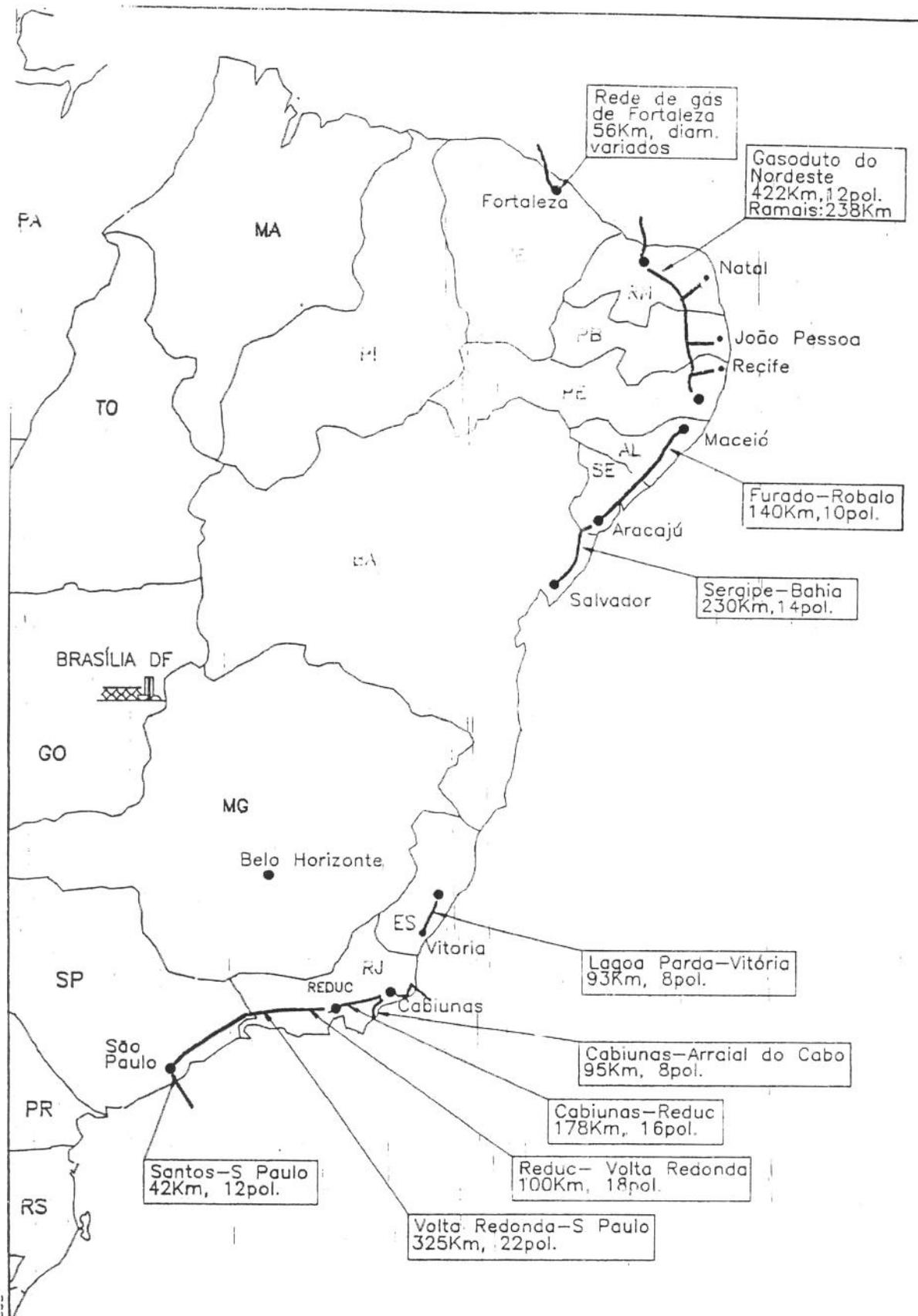


Figura 7 - Principais Gasodutos do Brasil.

(iii) Vitória:

Contorno de Vitória com 8" / 45 Km

De acordo com a figura 8, as vendas anuais de gás natural ao mercado interno evoluíram de $0,995 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ em 1981 para $4,614 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ em 1992.

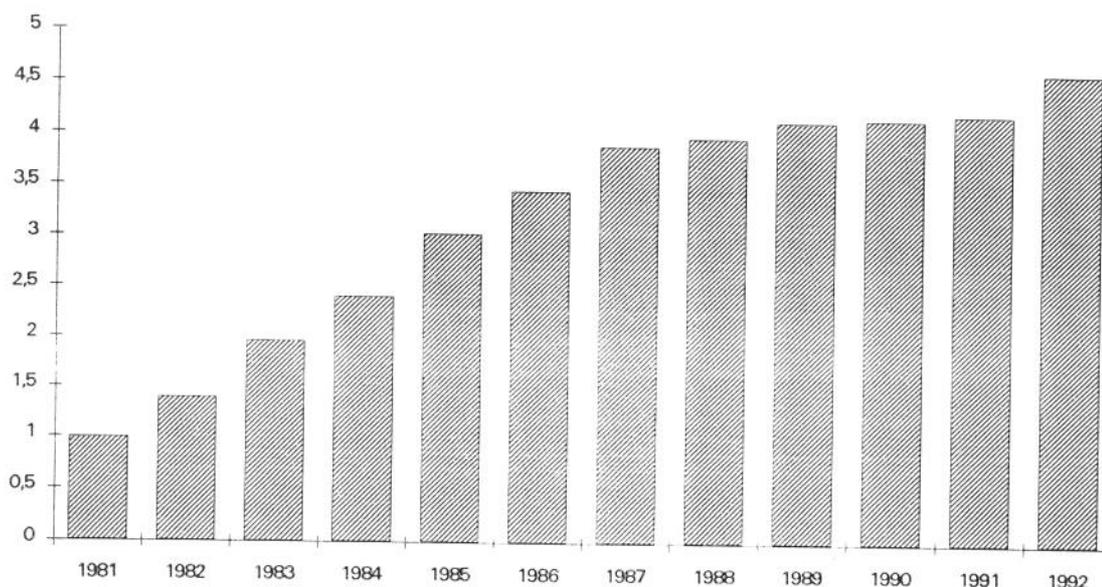


Figura 8 - Vendas anuais de gás natural no Brasil, em 10^9 m^3

O consumo energético do gás natural, inexpressivo até o início dos anos 80, cresceu de forma significativa no período 1981/92 (tabela 6). As taxas médias de crescimento foram de 15,4% a.a.. O consumo per capita quadruplicou no período em questão.

Tabela 6 - Consumo energético do GN no Brasil

	unid.	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Consumo energético	10^9 m^3	0,578	0,804	0,938	1,147	1,591	1,921	2,195	2,136	2,145	2,404	2,397	2,803
Setor residencial	%	0	0	0	0	0	0	0,05	0	0,09	0,21	0,25	0,21
Setor transporte	%	0	0	0	0	0	0	0	0,14	0,09	0,08	0,08	0
Setor industrial	%	65,92	51,37	47,87	45,25	42,74	45,34	51,53	56,09	58,09	63,85	67,46	67,18
Setores público e energético	%	34,08	48,63	52,13	54,75	57,26	54,66	48,42	43,77	41,73	35,86	32,21	32,61
Consumo per capita	m^3/hab	4,684	6,406	7,351	8,836	12,05	14,30	16,07	15,38	15,18	16,73	16,39	18,85

Fonte: (Bajay et alii, 1994)

O consumo final energético de gás natural, que representa cerca de 60% da produção, é ainda restrito aos setores industrial e ao próprio setor energético. Os mercados nos setores residencial e de transportes, ambos ainda pequenos, só começaram a ser desenvolvidos a partir de 1987.

Existe muita expectativa, no entanto, quanto ao aumento da oferta e à viabilização de um mercado maior a partir da importação de gás natural da Bolívia e, no futuro, talvez, também da Argentina. São identificados como usos de maior potencial a produção de eletricidade, o uso como combustível industrial e o uso como carburante, basicamente em sistemas de transporte coletivo em grandes cidades.

A figura 9 mostra a utilização de gás natural vendido no Brasil para consumo de $9,5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$. Verifica-se que 56% é para uso combustível, 27% para fertilizantes e outros 17% para automotivo, petroquímico, redutor e doméstico.

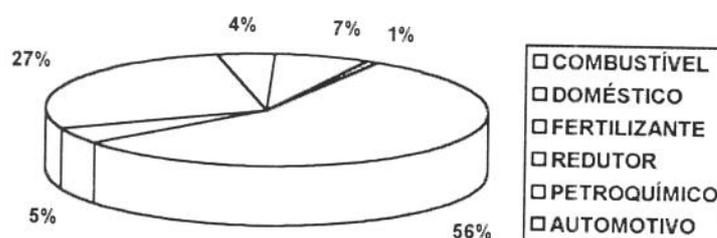


Figura 9 - Utilização do Gás Vendido no Brasil ($\text{mil m}^3/\text{dia}$) em outubro 1993.

Finalmente, a tabela 7 apresenta a evolução dos preços do gás natural no país, em $\text{US\$/m}^3$ - valores correntes -, nos setores residencial e serviços, transportes e industrial, de 1981 a 1992. Observa-se o "achatamento" destes preços nos últimos anos do registro.

Tabela 7 - Preços do gás natural, em US\$/m³ - valores correntes -, nos diversos setores de consumo, no Brasil

Setores	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Residencial e serviços	0,248	0,219	0,177	0,182	0,133	0,109	0,120	0,071	0,077	0,102	0,086	0,082
Transporte	0,248	0,219	0,177	0,182	0,133	0,109	0,120	0,123	0,125	0,140	0,116	0,111
Industrial	0,103	0,061	0,050	0,088	0,133	0,109	0,120	0,123	0,125	0,140	0,116	0,111

Fonte: (Bajay et alii, 1994)

4.2 - Condicionamento para o Desenvolvimento do Gás Natural no Brasil

Pode-se verificar que as reservas brasileiras de gás natural são ainda pequenas e carecem de investimentos para serem devidamente utilizadas. Também, o consumo de gás natural é ainda incipiente, estando ele quase todo concentrado em poucos setores da economia e em poucas regiões do país.

A produção brasileira de gás natural, em função da própria limitação atual do mercado, está praticamente restrita ao gás associado. Não existe, no presente, qualquer definição quanto ao uso das reservas de gás não associado, principalmente as da região Amazônica.

Como as reservas brasileiras são pequenas e, além disso, parte delas situam-se distante dos grandes centros de consumo, para que o gás natural tenha uma maior participação na matriz energética será necessária a viabilização de sua importação. Uma negociação nesse sentido está sendo conduzida com a Bolívia, existindo, também, a perspectiva de que algo similar possa ser feito, a médio prazo, com a Argentina, principalmente para o abastecimento do mercado potencial da região sul do país. Em síntese, no contexto do Mercosul, do ponto de vista da oferta, a posição do Brasil deverá ser exclusivamente a de importador.

Um dos maiores problemas, senão o maior, para a viabilização de um maior mercado para o gás natural tem sido a quase "ação de obstrução" da Petrobrás que, tirando proveito do papel legal a ela assegurado pela Constituição, sobretudo nas etapas de transporte e importação, tem agido de forma a preservar o mercado de alguns derivados de petróleo. Embora a empresa reitere seu interesse para com a inserção do gás, em larga escala, na matriz energética, seu empenho tem sido limitado, inclusive porque sua atual capacidade de inversão está sendo totalmente canalizada para as atividades petrolíferas.

Alguns estados do Brasil viabilizaram recentemente, por iniciativa própria, com ou sem parceria com a Petrobrás, empresas distribuidoras. No Nordeste do país, onde já existe alguma estrutura de produção e transporte, essas iniciativas certamente serão decisivas para a consolidação de um mercado mais significativo que o atual.

Por outro lado, existem regiões ainda não atendidas, como Minas Gerais e os estados da Região Sul, ou parcialmente atendidos, como São Paulo. Essas áreas são, inclusive, as mais industrializadas do país e as de maior concentração populacional. Nessas regiões, caso não haja ao menos uma flexibilização do monopólio outorgado à Petrobrás, a viabilização de um mercado de maior envergadura para o gás natural tornar-se-á bem mais difícil.

Uma das questões ainda não equacionadas é a da priorização do consumo do gás, o que, por sua vez, também restringe a consolidação do mercado, em função da ausência de grupos de interesse relativamente organizados.

A partir de 1988, com a promulgação da nova Constituição, a remuneração real da Petrobrás tem sido afetada numa proporção maior do que a própria defasagem dos preços ao consumidor. Desde 1988, os estados e municípios têm liberdade de fixar as alíquotas dos tributos de sua competência, e essas, têm crescido de uma forma significativa (Bajay et alii, 1994).

A prática de subsídios tem resultado em um enorme ônus para a empresa. Parte das atuais dificuldades financeiras da Petrobrás está associada às despesas, não regularmente reembolsadas por parte do governo federal, do esforço de equalização dos preços dos derivados em um país de dimensões continentais como o Brasil. Essa prática é questionável, não só pelos custos e pelos problemas econômicos e administrativos causados à empresa e ao governo, mas também pelo não incentivo ao equacionamento dos problemas de abastecimento energético dentro de uma perspectiva regional.

Em relação aos países do Mercosul, tomando-se por base os dados de abril a junho de 1992 (Mercosur, Subgrupo de Trabajo 9, sem data), nota-se que existe um desalinhamento mais pronunciado no caso de alguns derivados de petróleo e do gás natural para alguns usos. Os preços praticados no Brasil naquela época eram os menores entre os quatro países membros do Mercosul para os seguintes energéticos: óleo Diesel, óleo combustível industrial,

GLP para consumo doméstico, querosene de aviação para uso em vôos nacionais e gás natural para consumo nas indústrias petroquímica, de fertilizantes e siderúrgica.

Neste sentido, é interessante observar a existência, já no presente, de um comércio irregular deste energético nas zonas fronteiriças e de reclamações de representantes industriais que identificam vantagens indevidas em benefício da produção brasileira.

Ainda com relação à questão dos preços, entretanto, é importante observar que a manutenção da atual situação é improvável dentro de uma perspectiva de médio prazo, mesmo se considerada a hipótese de flexibilização do monopólio do governo federal nos setores de petróleo e gás natural. Por outro lado, os desajustes entre os preços dos vários energéticos constituem uma das primeiras questões que careceram de equacionamento para que seja possível a consolidação do Mercosul.

Conforme demonstrado pelas projeções das tabelas 8 e 9, elaboradas a partir de dados da Comissão do Gás Natural, referente a março de 1992, verifica-se que mercado potencial do gás natural no Brasil é enorme, sobretudo nas regiões Sudeste e Nordeste e nos setores industrial e energético. Observa-se, na tabela 8, o significativo potencial do setor automotivo, bem maior que os potenciais dos setores residencial e comercial, tradicionais consumidores de gás encanado. Na tabela 9, destacam-se os mercados potenciais de gás natural dos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia e Minas Gerais, nesta ordem.

Nas estimativas do mercado potencial de gás natural trabalha-se com hipóteses bastante otimistas quanto às perspectivas de aceitação e, sobretudo, quanto aos preços futuros do gás natural, baixos o suficiente para "desbancar" seus principais competidores, mesmo os mais baratos e, conseqüentemente, os de maior consumo. Com hipóteses mais realistas, pode-se chegar a projeções do mercado realizável do gás natural.

A tabela 10 mostra as projeções para a Região Centro-Sul, até o ano 2005, elaboradas pela Petrobrás. Observa-se que os grandes mercados consumidores de gás natural nesta região são os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Tabela 8 - Projeções do Mercado Potencial de Gás Natural para o Brasil, em m³/dia

USO	1993	1995	2000	2010
Automotivo	500.960	1.514.216	3.885.356	6.361.170
Residencial	418.893	825.909	1.231.857	2.425.234
Comercial	215.317	369.064	756.874	2.242.491
Geração elétrica + cogeração	1.183.764	5.079.764	14.682.664	22.792.628
Industrial - matéria-prima	2.528.800	3.185.800	5.343.800	6.718.800
Industrial energético	(14.679.300)	(26.400.112)	(38.475.718)	(76.375.500)
Cimento	210.000	1.364.210	2.647.491	5.294.001
Siderurgia	831.000	2.013.213	3.905.313	10.967.452
Mineração e pelletização	314.000	337.568	855.360	1.527.630
Não-ferrosos e outros	291.462	597.967	840.211	1.937.015
Química	3.275.954	4.481.321	7.005.693	10.577.331
Alimentos e bebidas	1.345.671	2.580.030	3.573.534	6.812.189
Têxtil	663.247	1.552.276	1.993.882	3.265.501
Papel e celulose	1.046.260	1.636.005	2.616.749	5.640.338
Cerâmica	599.000	2.231.216	2.954.082	5.415.819
Vidro	1.227.000	1.367.776	1.624.617	2.995.158
Outros	4.875.706	8.238.530	10.458.786	21.943.066
TOTAL	19.527.034	37.374.865	64.376.269	116.915.823

A tabela 11 apresenta o ajuste entre a oferta e a demanda realizável para esta região. A oferta nacional no cenário de hipótese básica - HB (reservas já existentes), acrescida da importação da Bolívia e da oferta decorrente de novas descobertas - HB de jazidas de gás natural corresponde, no ano 2000, a uma demanda em torno de 22 milhões m³/dia, que evolui para algo em torno de 24 milhões de m³/dia na segunda década do século XXI. A demanda ajustada à oferta é bem inferior ao mercado realizável na região (tabela 10); os estados de São Paulo e Rio de Janeiro são os mais prejudicados, em termos de demanda reprimida de gás natural, com a limitação da oferta apresentada na tabela 12.

No projeto do gasoduto com a Bolívia, a Petrobrás e seus prováveis parceiros privados nesta empreitada têm anunciado um preço provável do gás natural boliviano no *city-gate* de São Paulo de US\$ 2,70/MMBTU. Este preço está sendo considerado elevado demais pela Abegas (Gomes, 1994), já que ele não possibilita uma fixação do preço final do gás aos consumidores industriais que possibilite um retorno sobre o investimento da companhia distribuidora da ordem de 12 a 15%* e que seja capaz de provocar uma substituição maciça dos óleos combustíveis de elevado teor de enxofre, de baixo preço e elevada demanda; a

* A taxa de retorno usualmente empregada pela Petrobrás em seus projetos é de 15%.

Tabela 9 - Projeções do Mercado Potencial de Gás Natural por Estados Brasileiros, em m³/dia

Região Centro-Oeste				
Estado	1993	1995	2000	2010
Mato Grosso	0	0	0	0
Mato Grosso do Sul	0	112.000	222.902	225.984
TOTAL	0	112.000	222.902	225.984
Região Nordeste				
Estado	1993	1995	2000	2010
Alagoas	901.300	1.260.000	1.640.000	3.414.000
Bahia	4.151.000	5.787.000	9.203.000	15.284.000
Ceará	156.335	301.000	848.000	1.575.000
Paraíba	110.000	121.000	190.000	287.000
Pernambuco	2.330.664	2.602.000	3.195.000	6.125.000
Rio Grande do Norte	74.335	108.000	148.000	278.000
Sergipe	2.042.400	2.142.000	2.432.000	3.229.000
TOTAL	9.766.034	12.321.000	17.656.000	30.192.000
Região Norte				
Estado	1993	1995	2000	2010
Amazonas	0	1.337.500	2.043.700	4.568.900
Rondônia	0	502.900	1.262.600	4.055.300
TOTAL	0	1.840.400	3.306.300	8.624.200
Região Sudeste				
Estado	1993	1995	2000	2010
Espírito Santo	485.000	495.000	866.000	1.367.000
Rio de Janeiro	4.911.000	6.282.000	11.948.000	13.676.000
São Paulo	4.365.000	8.287.000	18.219.000	34.567.000
Minas Gerais	-	2.116.000	4.038.000	13.941.000
TOTAL	9.761.000	17.180.000	35.071.000	63.551.000
Região Sul				
Estado	1993	1995	2000	2010
Paraná	-	2.032.000	2.727.000	4.883.000
Santa Catarina	-	2.132.000	2.861.000	5.125.000
Rio Grande do Sul	-	1.755.000	2.534.000	4.313.000
TOTAL	-	5.919.000	8.122.000	14.321.000

Tabela 10 - Projeções do Mercado Realizável de Gás Natural na Região Centro-Sul, em mil m³/dia

Estado	1995	2000	2005
RGS	1000	2534	4000
MG	1148	8001	10352
PR	1247	2761	3148
SC	1700	2830	3852
RJ	5000	7500	18000
SP	7500	17712	20528
MTS	462	3018	6194
Total	18057	44356	62838

Fonte: Petrobrás

Tabela 11 - Ajuste entre a Oferta e a Demanda de Gás Natural para as Regiões Sul e Sudeste e Mato Grosso do Sul, em 1000 m³/dia

OFERTA					
	1995	2000	2005	2010	2014
Oferta Nacional HB	8.810	9.020	7.420	5.120	3.500
Importações da Bolívia	8.000	13.714	16.000	16.000	16.000
Oferta HB + Imp	16.810	22.734	23.420	21.120	19.500
Oferta Nacional ND	0	0	980	3.280	4.900
Oferta HB+ND+Imp.	16.810	22.734	24.400	24.400	24.400
DEMANDA AJUSTADA À OFERTA					
	1995	2000	2005	2010	2014
Mato Grosso do Sul	430	637	684	684	684
Minas Gerais	1.069	1.584	1.700	1.700	1.700
Paraná	1.161	1.628	1.748	1.748	1.748
Rio de Janeiro	4.655	5.438	5.837	5.837	5.837
Rio Grande do Sul	931	1.380	1.481	1.481	1.481
Santa Catarina	1.583	1.935	2.076	2.076	2.076
São Paulo	6.982	10.131	10.874	10.874	10.874
TOTAL	16.810	22.734	24.400	24.400	24.400

Fonte: Petrobrás, 1992.

legislação ambiental brasileira ainda não é capaz de catalizar tal substituição, por conta das virtudes ambientais do gás natural.

Além disso, a viabilização financeira do gasoduto depende fortemente de uma expressiva demanda de gás natural consumido em usinas termelétricas a ciclo combinado operando com fatores de capacidade superiores a 50%, ao menos nos primeiros anos do funcionamento do gasoduto; nos anos subsequentes, parte da cota de gás da termelétricidade poderia ser revendida, na forma de contratos interruptíveis, a grandes consumidores industriais, em um momento no qual as vantagens do gás serão melhor apreciadas por estes consumidores (Copesp, 1993). Os fatores de capacidade desejáveis para estas usinas operando segundo o regime de complementação térmica* são da ordem de 20%. O sobrecusto na geração dessas centrais, devido aos fatores de capacidade desnecessariamente elevados nos primeiros anos de operação do gasoduto, deve ser rateado entre os consumidores dos setores elétrico e de gás

* No regime de complementação térmica, adotado, com adaptações, na operação dos parques geradores hidrotérmicos no país, as usinas termelétricas só funcionam no atendimento da base da curva de carga em períodos hidrológicos desfavoráveis.

natural; entre outras consequências, isto implica tarifas de gás natural mais reduzidas nesses anos.

A tabela 12, elaborada por Gomes (1994), indica os mercados realizáveis e os preços finais do gás natural boliviano, nesta década, para preços no *city-gate* de São Paulo variando de US\$ 2,01/MMBTU a US\$ 2,70/MMBTU.

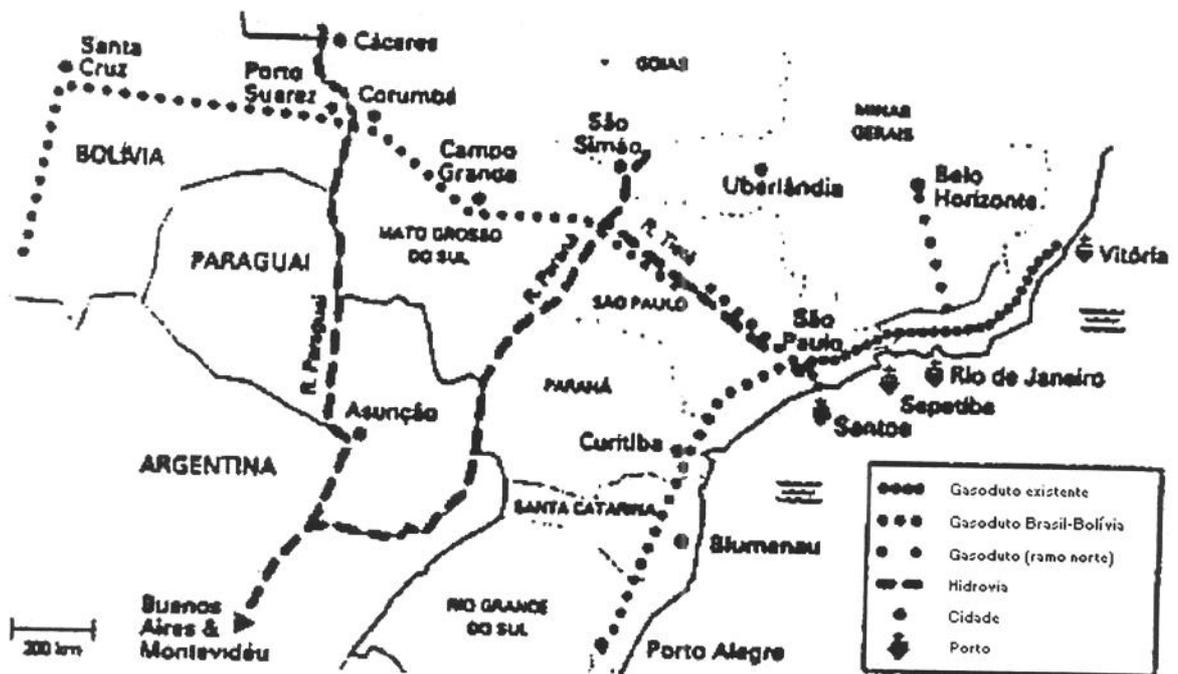


Figura 10 - Principais Projetos de Infra-Estrutura no Brasil.
 Fonte: Agência para o Desenvolvimento do Tietê-Paraná.

Tabela 12 - Vendas de Gás Boliviano vs. Preço no *City-Gate*, em US\$/MM BTU

Preço <i>city-gate</i>	Margem de distribuição (12 a 15%)	Preço Final	Mercado econômico (m ³ /dia)
2,01 a 2,13	1,05 a 1,17	3,18	8.000.000
2,41 a 2,50	0,90 a 0,99	3,40	4.400.000
2,59 a 2,70	0,85 a 0,96	3,55	2.800.000

CAPÍTULO 6

Conclusões e Recomendações

Ao longo deste estudo, verificou-se que o gás natural é uma fonte de energia primária que apresenta condições físico-químicas favoráveis a uma maior difusão de seu uso em mercados potenciais de consumo, na matriz energética brasileira. É um energético que apresenta queima relativamente limpa, quando comparado aos demais combustíveis fósseis, aumenta a eficiência de processos industriais e reduz o custo de manutenção periódica de equipamentos. Adicionalmente, esse energético tem largo uso no aquecimento de caldeiras, fornos, estufas e em ferramentas de corte.

Como pode-se observar no capítulo 2, um dos pontos básicos para a estratégia de redução de impactos no meio ambiente advindos do uso de fontes de energia, consiste na modificação dos padrões de consumo na matriz energética, tanto de países desenvolvidos como em desenvolvimento. Ou seja, deve-se cada vez mais priorizar o uso de energéticos mais limpos em termos ambientais. Tais mudanças, evidentemente, dependem de alterações na estrutura energética que possui forte correlação com o custo da oferta de energia em cada setor da atividade econômica.

Verifica-se, outrossim, que nas últimas décadas os balanços energéticos dos países desenvolvidos, em termos percentuais da demanda de energia primária, mostram a participação crescente do uso do gás natural direcionado para mercados específicos, a saber: geração de energia, atividades industriais e finalidades residenciais. Na verdade, tais tendências refletem estratégias implícitas no uso racional da energia, redução da degradação ambiental e na melhoria da qualidade de vida dessas sociedades.

No caso brasileiro, ao contrário dos países desenvolvidos, o tratamento da expansão do uso do gás natural, na matriz energética, sempre foi considerado secundário. Mesmo caracterizando-se a qualidade ambiental desse energético como sendo relativamente boa, em relação aos demais combustíveis fósseis, comprovada na literatura técnica e no estudo de caso realizado no setor industrial fluminense, a política para o gás natural frente aos demais hidrocarbonetos não tem sido vantajosa, em função da prioridade atribuída ao petróleo.

Como vimos no capítulo 3, um dos pontos-chave para o crescimento e difusão do gás natural, na matriz energética nacional, nas próximas décadas, reside no grau de capacitação tecnológica de suprimento de equipamentos pelos mercados consumidores. O nosso estudo de caso evidenciou, que ao menos no eixo Rio-São Paulo, ainda não está adequadamente preparada, em termos de inovação tecnológica, frente aos similares estrangeiros e de capacidade de produção reduzida para atendimento a um mercado em expansão. Uma das questões importantes é enfatizar a padronização das normas de fabricação de equipamentos em relação às mais avançadas do mundo. É necessária a certificação e etiquetagem desses equipamentos pelos órgãos legalmente constituídos do Governo Federal, visando atingir um aumento da competitividade e eficiência dos equipamentos fabricados no país frente a concorrência no mercado internacional, tanto na redução de custos como na qualidade dos produtos. Nesse estudo de caso realizado, foi verificado que os custos de instalação e de conversão de equipamentos para o gás natural têm preços diferenciados por tipo de equipamento e uso específico. Ou seja, deve-se realizar um levantamento dos custos de conversão de equipamentos em cada indústria específica. Os equipamentos que apresentam maior perspectiva de crescimento no mercado nacional são os fornos, caldeiras e aquecedores.

O capítulo 4 mostra que os fatores associados à localização e tecnologia, no setor gasífero, foram instrumentos importantes para o desenvolvimento das indústrias de gás canadense e norte-americana, bem como promotora de integração regional. A fase inicial dessa indústria ocorreu com a utilização de jazidas de gás próximas ao mercado de consumo, impulsionando o desenvolvimento dessas regiões. Posteriormente, devido ao avanço tecnológico ocorrido nas atividades da indústria de petróleo, com o avanço tecnológico de gasodutos de longas distâncias, foi possível o abastecimento de áreas industriais e urbanas da América do Norte, e concomitantemente com melhoria do nível de vida dessas sociedades.

No lado europeu, particularmente importante deve-se observar que o desenvolvimento da indústria gasífera no pós-guerra, e como consequência a construção do *grid* interregional, ocorreu devido à descoberta de jazidas de gás nas plataformas marítimas holandesas, britânicas e norueguesas. Tal fato possibilitou maximizar a renda associada ao gás no que tange ao fator localização, em relação aos mercados consumidores, e posteriormente alargados pelo fator tecnológico. Observa-se que as tendências do mercado futuro para o gás estão centradas na expansão de consumo no segmento de geração de energia, onde o fator ambiental pode entrar como um dos determinantes na expansão dessa indústria.

Nesse contexto, e analisando-se as evidências empíricas da experiência internacional, o desenvolvimento da indústria brasileira de gás está correlacionado com o fator localização, em função das proximidades de suas reservas gasíferas em relação ao mercado consumidor, no caso específico no abastecimento dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. O fator tecnológico será importante na medida em que a demanda por gás cresça nessas regiões, inclusive para abastecimento de outros mercados regionais do país, e seja necessária a sua importação por gasodutos ou por metaneiros, principalmente, para redução de custos associados ao transporte de gás. O fator ambiental será importante, para expansão e consolidação dessa indústria no país, em áreas de projetos de investimentos bem definidos, tais como nas indústrias de cerâmica e de vidro, e também, em programas específicos para a utilização desse energético em veículos automotores de tecnologia avançada em centros urbanos. Essa restrição se deve em função das vantagens ambientais do gás natural, em relação aos demais combustíveis fósseis, serem apenas comprovadamente boas em determinados contextos, como observado no capítulo 2. Na verdade, com a incorporação da contabilidade ambiental nos fluxos de comércio internacional, o fator ambiental será cada vez mais importante para a análise da expansão do setor energético.

Como vimos no capítulo 5, a expansão do gás natural na economia brasileira, e também como vetor de integração energética no Cone Sul, depende de políticas energéticas e tributárias específicas, além do delineamento de um modelo institucional. Essas medidas possibilitam modificar o perfil da matriz energética, tendo como consequência mudanças na estrutura industrial, o avanço do processo de capacitação tecnológica e do desenvolvimento de um dinâmica intra e interregional.

O processo de integração energética através da utilização do gás natural, em seus potenciais mercados consumidores, em uma primeira fase, deve ter como parâmetro a complementaridade da dinâmica industrial do Brasil, Argentina e Bolívia, através da interligação de uma rede de gasodutos intercontinentais. A rota desses gasodutos deve priorizar a minimização do custo de transporte, item oneroso no custo final do gás e na definição dos preços nos centros de distribuição de gás (*city-gates*), além de possibilitar o desenvolvimento sócio-econômico de regiões com boa atratividade para instalação de projetos industriais.

Em uma segunda fase, com o crescimento da demanda por gás natural, pode-se avaliar os sistemas de liquefação para importação de gás ao longo da costa nas regiões Sul e Sudeste do país, sistemas esses com a instalação de unidades modulares, de alta flexibilidade a mudanças na estrutura de mercado e com alto grau de automatização de processos. A concepção desses sistemas é diferente dos projetos em curso no mundo desenvolvido, que necessitam de grandes investimentos de capital fixo e de maior custo operacional, e é concebida para o abastecimento dos mercados dos países desenvolvidos.

O modelo institucional para o setor de gás no Brasil deve incorporar medidas importantes, obtido da experiência internacional, para o seu efetivo crescimento na estrutura energética. Uma dessas medidas refere-se, enquanto serviço de utilidade pública com poder de concessão pelos governos estaduais, é a permissão de capitais privados em associação ou não com os públicos de entrar nos negócios de distribuição de gás, já com a alteração do parágrafo segundo, do artigo 25, da Constituição Federal de 1988, ocorrido com a reforma constitucional de 1995. Essa mudança pode representar o aumento da competitividade no setor e com reflexos no desenvolvimento de municípios e localidades.

No que tange à importação de gás, as vantagens decorrentes da entrada da participação da iniciativa privada devem ser claramente definidas, inclusive em sistemas de parcerias com capitais estatais, para benefício da expansão dessa indústria no país, e também benefícios econômicos e sociais à sociedade brasileira.

Entretanto, como já ocorre na América do Norte através do FERC e ainda incipiente na Europa com a legislação do TPA, a regulamentação e a fiscalização da indústria brasileira de gás devem ser realizadas através do poder público, tanto nos sistemas de gasodutos como no

de metaneiros. Um dos pontos fundamentais que devem balizar todos esses empreendimentos refere-se à minimização dos custos de investimentos, especificamente, no custo de transporte, visando a integração interregional num futuro sistema de transporte de gás natural no país.

A reestruturação do setor de gás no país está fortemente associada ao setor de petróleo. A flexibilização do monopólio da União, outorgada à Petrobrás, deve ser analisada com estudos adequados, resguardando os interesses estratégicos nacionais, tanto no que se refere à prospecção e produção de petróleo/gás como na formação de *joint-ventures* com empresas de capital privado e nas práticas de *wheeling*.

Como sugestão complementar, o MME deve assumir de forma concreta o seu papel de estatutário de planejamento e coordenação do setor de gás no país, com políticas energéticas bem definidas. No âmbito estadual, as secretarias de energia devem desempenhar essas mesmas funções. Nesse sentido, o DNC deve ser reformulado com a criação de um órgão específico para tratar de assuntos de gás, tanto na definição de política de preços como agente regulador do setor a nível nacional.

O MME pode buscar soluções de consenso, junto a Petrobras e Abegas, em políticas coerentes de repartição do mercado entre os derivados de petróleo e o gás natural, evidentemente respeitando os limites técnicos e comerciais do parque de refino nacional. As potencialidades de penetração do gás natural nos mercados inter e intraregionais, com seus efeitos benéficos ao meio ambiente devem ser parâmetros importantes na expansão e consolidação desses mercados. A política de preços para o gás, de modo particular, é de fundamental importância no desenvolvimento do setor de gás, e deve ser estabelecida de acordo com a metodologia proposta no capítulo 5.

Nesse contexto, a ampliação dos mercados para o gás natural deve ser incentivada pelos governos federal e estadual através de mecanismos de políticas fiscais, creditícias e tarifárias de fomento, desde que somente esses subsídios sejam incorporados na fase inicial da expansão do setor de gás e unicamente internalizados por essa indústria, visando não onerar os contribuintes brasileiros.

Em novos estudos e pesquisas sobre gás natural, pode-se analisar o processo de formação de renda nesse setor em relação aos fatores regional e tecnológico. Além disso, a

relação da questão ambiental e as possibilidades de aumento de renda gasífera devem ser avaliadas à luz da melhoria de qualidade de vida das sociedades modernas. Por outro lado, um tema importante é verificar os fatores endógenos circunscritos a um determinado espaço regional quando da introdução da indústria de gás, enquanto atividade econômica relevante nessa região.

Referências Bibliográficas

- AGOSTINI, P et alli. A Carbon Tax to Reduce CO₂ Emissions in Europe. *Energy Economics*, p. 279-290, october 1992.
- ALINHAC, M. *Actualisation et Système de Prix en Économie Énergétique*. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1980.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION, USA. Natural Gas Energy - A Resource Guide. 1989. 20 p.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION, USA. Gas Energy Supply Outlook, 1989-2010.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION, Virginia, USA. Gas Industry Strategic Market Plan 1993-1997. December 1992.
- AMERICAN GAS, Arlington, USA. Moving in on the Mexican Market for Natural Gas. V.74, n.12, december 1992/january 1993.
- AMERICAN GAS, Arlington, USA. The Expanding Role of Vendors in Gas Industry Activities. V.75, n.3, april 1993.
- ANASTASI, C. et alli. Effects of Future Fossil Fuel Use on CO₂ Levels in the Atmosphere. *Energy Policy*, p. 936-944, december 1990.
- ARAB PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION (APICORP). 1990/91.
- ARAÚJO, M. S. *Gás Natural no Cone Sul: Perspectivas de Integração*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1992. 307 p. Tese (mestrado).

- AZEDLINE, A. M., MIRANDA, G. A. Os Combustíveis para Turbinas a Gás. *Petro & Gás*, p.56-60, abril 1989.
- BAJAY, S. V. et alli. *Sistemas Energéticos Comparados - Fase I: Informe Preliminar - Brasil, Mercosul/SGT n.9*. Brasília: Ministério das Minas e Energia, 1994.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, Brasília, DF. Ministério das Minas e Energia, 1994.
- BARBIERE, J. C. *Produção e Transferência de Tecnologia*. São Paulo: Átila, 1990. 178 p.
- BERRY, L., WITTE, P. Gas Heating System Retrofits for Low Income Households: Evolution Results and Future Direction. *Energy System and Policy*, v.12, p. 119-134.
- BRAND, M. Impacts of the Structures of Electricity and Gas Tariffs on the Rational Use of Energy. *Energy Economics*, p. 103-108, april 1990.
- BRASIL ENERGIA, Rio de Janeiro, RJ. Gás Natural. V.9, n.122, junho 1990.
- BRITISH PETROLEUM, UK. Datamonitor, 1994.
- CAMARGO, N. V., FERREIRA, W. F. Conversão de Equipamentos Térmicos Estacionários para Gás Natural. *Petro & Gás*, p. 30-32, junho 1988.
- CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES, INC., Cambridge, UK. Natural Gas Trends. 1991. 85 p.
- CANADIAN GAS ASSOCIATION, Ontario, Canada. A Guide to Natural Gas Utility Ratemaking. Sd.
- CANNON, R. E. *Gas Processing Industry: Origins and Evolution*. Ed. Pennweel, 1993.
- CEDIGAZ, Paris, France. Natural Gas in the World. 1991.

- CHEREHUGH, G. Implication of Emerging Natural Gas Technologies for the Environment. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EMERGING NATURAL GAS Technologies, 10, 1990. Lisbon. *Proceedings*: International Energy Agency, 1990, p.49-60.
- CHEVALIER, J. M. et alli. *Economie de L'Energie*. Paris: Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, 1986.
- CHRISTELLER, C. *Rente Gazière et Economie Internationale du Gaz Naturel*. Berkeley: University of California, 1981.
- CLÉMENT, B., DUMAS, F. *Stratégie des Acteurs sur les Marchés du Gaz Naturel en Europe*. Paris: Direction du Gaz Naturel, Elf Aquitaine, 1993.
- CLESIO, J. *L'Industrie du Gas*. Ed. Press Universitaire, 1993
- COMGAS, São Paulo, SP. Gás sua História Começa Aqui. Sd. 16 p.
- COMGAS, São Paulo, SP. Recomendações Técnicas para Sistemas de Combustão de Gás Natural para Altas Temperaturas. Março 1987. 86 p.
- COMGAS, São Paulo, SP. Recomendações Técnicas para Sistemas de Combustão de Gás Natural para Equipamentos de Baixa Temperatura com Potência Térmica menor ou igual a 120 Kw (100000 kcal/h). Julho 1987. 91 p.
- COMISSÃO NACIONAL DO GÁS, Brasília, DF. Relatório da Comissão Instituída pelo Decreto de 18/07/91. 1992.
- COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, Brussels, Belgium. Proposal for Council Directives Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Natural Gas. 1993.
- COMISSÃO ECONÔMICA DA EUROPA DAS NAÇÕES UNIDAS, Belgium, 1993.
- CONSUMERS GAS, Toronto, Canada. Annual Reports, 1992.

- COPESP, São Paulo, SP. Análise das Repercussões da Entrada do Gás Natural na Matriz Energética do Estado de São Paulo sobre a Expansão da Oferta Local de Energia - Nota Técnica n.3: Análise da Atratividade da Inserção de um Parque Térmico a Gás Natural na Região Sudeste. GT/5, Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, 1993.
- CORNOT-GANDOLPHE, S. *Les Ressources en Gaz Naturel - Les Échanges Internationaux - Perspectives à L'Horizon 2000*. Paris: CEDIGAZ, 1993.
- COSTA, W. M. Política de Preços de Gás Natural. In: VIII Curso de Planejamento Energético. Rio de Janeiro: PPE/COPPE /UFRJ, 1990.
- COUTINHO, M. C. *Os Rumos do Gás Natural são Debatidos em Seminário. Petro & Gas*, p. 10-19, junho 1988.
- DEFFARGES et alli. Growing Brazilian Demand to Spur Gas Network in South America. *Oil & Gas Journal*, p. 34-38, jan. 18, 1993.
- DIAS, D. S., RODRIGUES, A. P. *Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais*. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994. 217p.
- DREYFUS, D. A. The Pacific Rim and Global Natural Gas. *Energy Policy*, p.133-141, february 1993.
- DRI EUROPE, Brussels, Belgium. Transmission and Distribution of Natural Gas - NACE 162, European Union of the Natural Gas Industry, 1991.
- DUQUETTE, M., MAINVILLE, F. *The Contribution of Natural Gas to an Environment Strategy of Greenhouse Effect Reduction and Acid Rain Control*. Montreal: Centre Interuniversitaire de Recherche sur la Science et la Technologie. Sd.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington, USA. Commercial Buildings Characteristics 1989. DOE/EIA-0246(89), june 1991.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington, USA. Housing Characteristics 1990. DOE/EIA-0314(90), may 1992.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington, USA. Largest US Oil and Gas Fields. DOE/EIA-TR-0567, august 1993.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington, USA. Purvin & Gertz Report, 1991.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington. Petroleum - An Energy Profile. DOE/EIA - 0545(91), august 1991.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington, USA. Directory of Energy Information Administration Models 1993. DOE/EIA-0293(93), july 1993.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington, USA. Natural Gas 1994 - Issues and Trends. DOE/EIA-0560(94), july 1994.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Washington, USA. Natural Gas Productive Capacity for the Lower 48 States. DOE/EIA-0542(93), march 1993.

ENERGY INFORMATION AGENCY, Washington, USA. Annual Energy Outlook 1991. April 1991.

ENERGY INFORMATION AGENCY, Washington, USA. Annual Energy Review 1992. DOE/EIA- 0384(92), june 1993.

ENERGY INFORMATION AGENCY. Capacity and Service on the Interstate Natural Gas Pipeline System 1990. DOE/EIA-0556, june 1992.

ENERGY INFORMATION AGENCY. Natural Gas 1992 - Issues and Trends. DOE/EIA - 0560(92), march 1993.

ENERGY POLICY, London, UK. March 1990.

ENERGY POLICY, UK. March 1990.

- EUROGAS, Brussels, Belgium. Eurogas Views on Third Party Access. Addendum to PCCG Report, april 1994.
- EUROGAS, Brussels, Belgium. The Natural Gas Industry and the Environment. Code of Conduct, sd.
- EXTERNAL AFFAIRS CANADA. Energia e Tecnologia: a Experiência Canadense. Sd.
- FEDERATION DE L'INDUSTRIE DU GAZ, Bruxelles, Belgium. Figaz Rapport Annuel, 1989.
- FERREIRA, I. Turbinas a Gás. *Petro & Gás*, p. 26-32, dezembro 1989.
- FINANCIAL TIMES, London, UK. UK Gas Report. N.7, 10 march 1994.
- GAZETA MERCANTIL, São Paulo, SP. 16 setembro 1993.
- GAZETA MERCANTIL, São Paulo, SP. Mercosul (relatório), 31 dezembro 1994.
- GAZETA MERCANTIL, São Paulo, SP. Indústria do Rio substitui o Gás pelo Óleo Combustível. P. 12, 11 january 1994.
- GIRAUD, A., LA TOUR, X. B. *Géopolitique du Pétrole et du Gaz Paris*: Éditions Technip, 1987. 418 p.
- GOMES, I. C. Preços de Gás Natural - a Ótica do Mercado. *Brasil Energia*, setembro/outubro 1994.
- GRI, USA. 91 Policy Implications of the GRI Baseline Projection of U. S. Energy Supply and Demand to 2010. August 1991.
- GRUBB, M. et alli. *Energy Emerging Technologies*. Hants: The Royal Institute of International Affairs, 1992.
- GUIMARÃES, P. C. M. Considerações sobre a Utilização do Gás Natural em São Paulo. *Petro & Gás*, p. 21-22, agosto 1989.

- GUZMAN, O, M. *Gás Natural na Argentina*. Bariloche: Instituto de Economia Energética, sd.
- HADDAD, P, R. (org). *Economia Regional: Teorias e Métodos de Análise*. Fortaleza: BNB, ETENE, 1989. 694 p.
- HARTSHOPN, J. E. Natural Gas Development Begins at Home. *Energy*, v.10, n.2, p. 111-118, 1985.
- HENDERSON, J. S. Natural Gas Prices and Contractual Terms. *Energy Systems and Policy*, v.12, p. 255-271, 1988.
- HOGAN, D. J., VIEIRA P. F. (Orgs). *Dilemas Sócio-ambientais e Desenvolvimento Sustentável*. Campinas: Unicamp, 1992.
- HOUGH, V. Reserves Estimates Revised. *Petroleum Economist*, p.249-252, august 1989.
- HUITRIC, R., CROWLEY, J. Inter-Energy Competition and Natural Gas Prices in the United States. *Energy Studies Review*, v.2, n.2-3, 1990.
- IENO, G. O. et allí. Gás Natural e Consequências Ambientais na Geração de Eletricidade para a Região de Manaus. In: I Encontro Brasileiro de Ciências Ambientais, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1994.
- INSTITUTO BRASILEIRO DO PETRÓLEO (IBP), São Paulo, SP. Anais do 3º Seminário Internacional sobre Gás Natural. 1991.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Paris, France. Natural Gas Prospects and Policies. OECD, 1991. 239 p.
- JENSEN, J. T. Gas Resources and Gas Markets: A Global View. *Energy*, v.10, n.2, p. 139-149, 1985.
- JULIUS, D., MASHAYEKHI, A. *The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*. Great Britain: Oxford University Press, 1990. 177 p.

- JUNIOR, H. Q. P. *Elementos para a Formação de uma Política de Preços para o Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1988. 169p. Tese (mestrado).
- KEMP, A. G. An Assessment of UK North Sea Oil and Gas Policies. *Energy Policy*, p.599-622, september 1990.
- KESSER, J. et alli. Is Natural Gas Really the Answer? *Energy Policy*, v.22, n.7, p.623-628, 1994.
- KREPEL, P. A. Preço Competitivo para o Gás Natural: uma Questão Essencial. *Petro & Gas*, p.5-7, fevereiro 1989.
- LAJES, A. M. G., CAVALCANTI, A. O. *Integração Econômica da Agro-Indústria Canavieira com o Setor Petrolífero-Petroquímico no Brasil*. Recife: Instituto de Planejamento de Pernambuco-CONDEPE, 1994.
- LIMA, H. Produção de Petróleo no Mundo: Situação Atual, Passado Recente e Perspectivas Futuras. *Petro & Gás*, p. 34-54, out. 1989.
- LOPES, G., THOMAZ, C. *Planejamento e Estratégia Empresarial*. São Paulo: Saraiva, 1978.
- MACCHI, E. Power Generations. In: International Conference on Emerging Natural Gas Technologies, 10, 1990. Lisbon. *Proceedings*: International Energy Agency, 1990, p.85-104.
- MARTIN, J. M. *A Economia Mundial da Energia*. São Paulo: Universidade Estadual Paulista, 1992. 135 p.
- MARTINS, A. Planejamento Energético Regional. In: VIII Curso de Planejamento Energético. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 1990.
- McGOWAN, F. et alli. *Regulation of the Privatised British Gas Industry*. Sussex: SPRU/University of Sussex, ISBN 0-903622-40-8, november 1990.

- MIELNIK, O. *Sistema Técnico e Sistema Energético*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 1984. 11p.
- MIGUEL et alli. Importação de Gás da Bolívia: Fator de Integração Latino-Americana. In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1993, v.2, p.533-539.
- MILLS, E. et alli. No Regrets for Reducing Greenhouse Gas Emissions. *Energy Policy*, p.526-542, july/august 1991.
- MITCHELL et alli. A Study of Leakage from the UK Natural Gas Distribution System. *Energy Policy*, p. 809-818, november 1990.
- MURAT, D. *Intervention de L'Etat dans Secteur Petrolier en France*. Paris: Ed. Technip, 1969.
- NETO, L. A. *Mercado para o Gás Natural no Brasil*. Brasília: Comissão do Gás Natural/ABEGAS, 1991.
- NOGUEIRA, L. A. H. *Aspectos da Utilização de Turbinas a Gás Aeroderivativas em Cogeração*. Itajubá: IEM/EFEI, sd.
- NORENG, O. *L'Europe et la Coopération Internationale dans de Domaine Energétique*. Universidade de Nice, 1983.
- OIL & GAS JOURNAL, USA. Jan. 18, 1993.
- OLIVEIRA, A. P. *O Gás Natural: Uma Energia Civilizante?* Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão, 1985.
- ONTARIO MINISTRY OF ENERGY, Toronto, Ontario. A Guide for Ontario Natural Gas Buyers. Sd.
- ONTARIO NATURAL GAS ASSOCIATION, Scarborough, Canada. Natural Gas - Canada's Natural Energy Choice. Consumer Gas, 1991.

- ORGANIZACION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT (OECD), Paris, France. Environmental Policy and Technical Change. 1985.
- PAIM, G. *Petrobrás: Um Monopólio em Fim de Linha*. Rio de Janeiro: Topbooks, 1994.
- PEIGNELON, G. La Experiencia de Gaz de France en Materia de Usos del Gas Naturel en las Aplicaciones Residenciales e Industriales. *Petro & Gás*, p. 21-28, junho 1988.
- PETRO & GAS, Rio de Janeiro, RJ. Anuário 92. Mcklausen, 1992.
- PETRO & GAS, Rio de Janeiro, RJ. Capacitação Brasileira na Indústria de Petróleo. N.36, outubro 1991.
- PETRO & GAS, Rio de Janeiro, RJ. Edição Especial. n. 37, dezembro 1991.
- PETRO & GÁS, Rio de Janeiro, RJ. Ministério das Minas e Energia define Política para o Gás Natural. P. 65-66, outubro 1986.
- PETRO & GÁS, Rio de Janeiro, RJ. N. 48, setembro 1993.
- PETRO & QUÍMICA, Rio de Janeiro, RJ. Gás. Ano 11, n.8, julho 1989.
- PETROBRÁS, Rio de Janeiro, RJ. A Petrobrás e o Gás Natural. Serviço de Comunicação Social, sd.
- PETROBRÁS, Rio de Janeiro, RJ. Sistema Petróleo: Diagnóstico e Perspectivas. 1993-a.
- PETROLEUM ECONOMIST, London, UK. Gas in the Former Soviet Union. A Special Report, sd.
- PETROLEUM ECONOMIST, Soughborough, UK. The International Energy Journal, august 1993.
- PLANO NACIONAL DO GÁS NATURAL (PLANGAS), Brasília, DF. Ministério das Minas e Energia, 1988.

- POULALLION, P. *Manual do Gás Natural*. Rio de Janeiro: Confederação Nacional da Indústria, 1986.
- POULALLION, P. *O Gás Natural na Indústria*. Rio de Janeiro: Confederação Nacional da Indústria, 1989. 37 p.
- POULALLION, P. *O Gás Natural, a Energia de Desenvolvimento Integrado do Sul*. *Petro & Gas*, n.51, p.10-19, outubro 1994.
- RODRIGUES, M. G. *Combustíveis no Setor Residencial: um Estudo sobre o Estado do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1987. 137 p. Tese (mestrado).
- RODRIGUES, M. G. O Gás Canalizado no Abastecimento Residencial no Estado do Rio de Janeiro. *Petro & Gás*, p. 56-59, outubro 1990.
- RODRIGUES, M. G., BAJAY, S. V. Gás Natural. In: Bases para uma Política Energética Sustentável e de Longo Prazo. São Paulo: *Convênio Secretaria de Energia-Ministério das Minas e Energia/IEE-USP*, 1994.
- RODRIGUES, M. G., CHAGAS, N. K. Com Gás, Rumo ao Futuro. *Ciência Hoje*, v.15, n.85, p. 24-29, outubro 1992.
- ROSA, L. P. et alli. *Consequências das Emissões da Queima de Combustíveis Fósseis, Queimadas e Deflorestamento no Brasil para o Efeito Estufa*. Rio de Janeiro: UFRJ, Relatório IBAMA/COPPE, 1992.
- ROSA, L. P. et alli. *Custos dos Programas Nucleares de Geração Elétrica e Militar no Brasil Comparados com os da OCDE*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 1992.
- ROSENBERG, N. *Perspectives on Technology*. London: Cambridge University Press, 1976.
- ROSENBERG, N. *Tecnologia y Economía*. Londres: Cambridge University Press, 1976.
- ROSENBERG, N. *The Economics of Technological Change*. Bungag: Penguin Books Ltd, 1971. 501p.

- ROSENBERG, R. B. State of the Art of Innovative Technologies. In: International Conference on Emerging Natural Gas Technologies, 10, 1990. Lisbon. *Proceedings*: International Energy Agency, 1990, p.165-176.
- RUSSO, M. V. Regulation Strategies and Market Entry: Natural Gas Distribution in California. *Energy System and Policy*, v.12, p.69-83, 1988.
- SABATO, J. A. *El Comercio de Tecnologia*. Washington: Organización de los Estados Americano, 1972.
- SALGADO, L. H. Implicações da Estrutura Regulatória das Atividades Econômicas sobre a Competitividade: Defesa da Concorrência e do Consumidor. In: Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira. Campinas, Nota Técnica, Convênio IE/Unicamp-IEI/UFRJ-FDC-FUNCEX, 1993.
- SANTOS, T. *Revolução Científica Técnica e Acumulação do Capital*. Petrópolis: Vozes, 1987.
- SCHMOOKER, J. Economic Sources of Inventive Activity. *Journal of Economic History*, p. 1-20, march 1962.
- SCHUMPETER, J. A. *Theorie de L'Evolution Economique*: Recherches sur le Profit, le Cresite, le Interet et le cycle de la Conjoncture. 1935.
- SCHUMPETER, J. A. The Instability of Capitalism. *Economical Journal*, p. 361-386, 1928.
- SCHUMPETER, J. A. *Business Cycles*. New York: McGraw-Hill, 1939. 2v.
- SHELL, Rio de Janeiro, RJ. Gás Natural. Gerência de Comunicação Social, 1983.
- SMITH, T. S. *Petróleo e Política no Brasil Moderno*. Brasília: Universidade de Brasília, 1978.
- SPAN AMOCO CORPORATION, Chicago, USA. Energy- A guide to the World's Supply and Demand. n.4, 1990.

- SPAN AMOCO CORPORATION, Chicago, USA. Natural Gas. Special Section, n.1, 1992.
- STERN, J. P. *Third Party Access in European Gas Industries*. London: The Royal Institute of International Affairs, sd. 141p.
- TAMAGNO, M. B. As Relações entre o Brasil e a Argentina: *Avaliação e Tendências*. *Digesto Econômico*, p.29-39, maio/junho 1990.
- TAUK, S. M (Org). *Análise Ambiental: uma Visão Multidisciplinar*. São Paulo: Universidade Estadual Paulista, 1991. 169 p.
- TOLMASQUIM, M. T. *Meio Ambiente, Eficiência Energética e Progresso Técnico*. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Eficiência Energética, v.1, n.1, p.3-17, out.1993.
- TUCKER, E. S. Growth Rate Accelerates. *Petroleum Economist*, p. 243-245, august 1989.
- UNITED NATIONS, New York, USA. Gas Networks in Europe - Interconnection and Extension. Economic Commission for Europe, 1993.
- VAINER, C. B., ARAÚJO, F. G. *Grandes Projetos Hidrelétricos e Desenvolvimento Regional*. Rio de Janeiro: CEDI, 1992. 88 p.
- VINOGRADOV, V. N., PORSHAKOV, B. P. USSR Oil and Gas Industry Training. *Energy Policy*, p.945-948, december 1990.
- VOLWAHSEN, A., NIJKAMP, P. New Directions in Integrated Regional Energy Planning. *Energy Policy*, p. 764-773, october 1990.
- WILSON, D. Quantifying and Comparing Fuel-Cycle Greenhouse-Gas Emissions. *Energy Policy*, p.550-562, july/august 1990.
- WORLD BANK, Washington, USA. Brasil-Natural Gas Pricing and Regulatory Studies. Report n.12772, march 22, 1994.

WORLD BANK, Washington, USA. The Status of Liquefied Natural Gas Worldwide, Industry and Energy Department Working Paper. Emerging Series Paper n.25, march 1990.