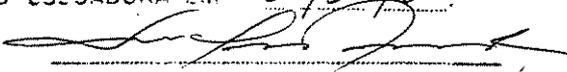


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Mirna Ivonne Gaya
Scandiffio E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 02/07/01.


ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

A Competitividade do Gás Natural no Segmento de Revestimento Cerâmico Brasileiro

Autor: **Mirna Ivonne Gaya Scandiffio**
Orientador: **Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra**

200206829

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

A Competitividade do Gás Natural no Segmento de Revestimento Cerâmico Brasileiro

**Autor: Mirna Ivonne Gaya Scandiffio
Orientador: Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra**

**Curso: Engenharia Mecânica
Área de Concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos**

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2001
S.P. - Brasil

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/ UNICAMP
	Sca 63c
V.º	
T.º	47644
P.º	837/02
C.º	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	07-02-02
N.º CPD	

CM00163693-4

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

Sca63c Scandiffio, Mirna Ivonne Gaya
A competitividade do gás natural no segmento de revestimento cerâmico brasileiro / Mirna Ivonne Gaya Scandiffio. --Campinas, SP: [s.n.], 2001.

Orientador: Sinclair Mallet-Guy Guerra.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gás natural. 2. Gás como combustível. 3. Cerâmica - Indústria. 4. Cerâmica (Tecnologia). I. Guerra, Sinclair Mallet-Guy . II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

A Competitividade do Gás Natural no Segmento de Revestimento Cerâmico Brasileiro

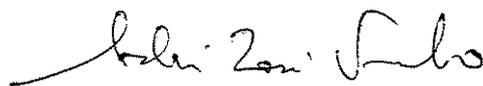
Autor: Mirna Ivonne Gaya Scandiffio
Orientador: Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra



Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra, Presidente
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Saul Suslick
IG/UNICAMP



Prof. Dr. André Tosi Furtado
IG/UNICAMP

Campinas, Julho de 2001

Dedicatória

Dedico este trabalho a Innocenzo, Felipe e Matheus.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente ao Senhor Jesus, o Cristo Todo-Inclusivo, que em seu infinito amor e misericórdia permitiu a realização deste trabalho.

A Innocenzo, muito obrigado pelo amor e paciência; por incentivar-me a prosseguir; a meus filhos, Felipe e Matheus, agradeço a compreensão pela ausência nos momentos que deveriam ser compartilhados no dia-a-dia.

A meus pais, que com o seu testemunho e amor ensinaram-me o caminho a trilhar; agradeço-lhes o incondicional apoio e disposição, prontos a colaborar em toda e qualquer situação.

Agradeço ao prof. Sinclair, sempre presente, prestes a ouvir-me e a incentivar-me, confiante na realização deste trabalho.

À Fapesp, sou grata pela confiança depositada neste trabalho e pelo apoio financeiro recebido.

Aos colegas do departamento, pelo alento e contribuição com as experiências compartilhadas.

"Eu sou a Videira, vós os ramos. Quem permanece em mim, e eu, nele, esse dá muito fruto; porque sem Mim nada podeis fazer".
João 15:5.

Resumo

SCANDIFFIO, Mirna Ivonne Gaya, *A Competitividade do Gás Natural no Segmento de Revestimento Cerâmico Brasileiro*, Campinas, Planejamento de Sistemas Energéticos, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001. 137p. Dissertação (Mestrado).

A introdução de uma fonte energética no balanço nacional é atraente, principalmente se esta obedecer às premissas político-econômicas do país na qual está sendo inserida. Nesse contexto, o gás natural detentor de características viáveis para seu uso como combustível industrial, comercial/residencial e automotivo, somado à baixa emissão de compostos poluentes, apresenta vantagens econômicas e ambientais que o tornam competitivo. No início dos anos noventa, o Governo Federal estabeleceu a meta de aumentar a participação do GN no balanço energético - de aproximadamente 3,0% em 1999 - para 12,0% em 2010. Intensificaram-se os esforços para garantir a oferta; tornou-se realidade o gasoduto Bolívia-Brasil, o qual fornecerá até 30 milhões de m³/dia de gás natural a serem distribuídos em cinco estados brasileiros, responsáveis por 82% da produção industrial e 71% do uso energético nacional. O segmento de revestimento cerâmico poderá agregar fatores de competitividade — tecnológicos, setoriais e sistêmicos — com a utilização do gás natural. O Estado juntamente com os órgãos reguladores – responsáveis por formular o conjunto de regras que determinam a exploração e a formação do preço deste recurso natural - devem ter como prioridade a garantia de oferta e preço justo, para o benefício da sociedade e do país.

Palavras Chave

- Gás Natural; Competitividade; Indústria Cerâmica; Gasoduto Bolívia-Brasil.

Abstract

SCANDIFFIO, Mirna Ivonne Gaya, *The Competitiveness of Natural Gas in the Brazilian Industry of Ceramic Tiles*, Campinas, Planejamento de Sistemas Energéticos, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001. 137 p. Dissertação (Mestrado).

The introduction of an energetic resource in the energy balance is attractive, mainly if this resource obeys the country's political-economical premises. In this context, natural gas has characteristics which allow its use as industrial fuel, commercial and residential use and as automotive fuel. Natural gas presents low emissions of sulphur and carbon, and economic and environmental advantages which make it competitive. In the beginning of the nineties, the Brazilian Government established a goal to increase the natural gas share in the energetic balance, from 3% in 1999 to 12% in 2010. Efforts were intensified to guarantee its supply; the Bolivia-Brasil Gas Pipe became a reality and will supply up to 30 million m³/day of natural gas to be distributed in five Brazilian states, responsible for 82% of the industrial production and 71% of the country's energetic use. The ceramic tiles industry can aggregate competitive issues to its production — technology; quality; price — by using natural gas. Therefore Government and Regulatory Agencies - responsible for formulating the set of rules to determine the exploration and commercialization of this natural resource - need to establish priorities such as supply guarantee and a right price, aiming the social and country's benefit.

Key Words

- Natural Gas; Competitiveness; Ceramic Industry; Bolivia-Brazil Gas Pipe.

Índice

LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABELAS	xii
NOMENCLATURAS	xiv
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO TEÓRICA	
1.1. Breve histórico do pensamento econômico	7
1.2. Globalização	14
1.3. Competitividade	16
CAPÍTULO 2 - O GÁS NATURAL	
2.1. Definição	22
2.2. Composição	23
2.2.1. Composição Comercial	24
2.3. Suprimento	24
2.4. Evolução do Gás Natural	29
2.4.1. Evolução do Gás Natural no Brasil	31
2.5. Reservas	33
2.5.1. Reservas de Petróleo e Gás Natural - Mundo	37
2.5.2. Reservas de Petróleo e Gás Natural - Brasil	40

2.6. Produção e Consumo de Gás Natural	42
2.7. O Gás Natural no Balanço Energético Mundial	46
2.8. Aspectos Regulatórios da Indústria do Gás Natural	49
2.9. O Gás Natural e o Meio Ambiente	54
2.9.1. Aspectos de Segurança	57
CAPÍTULO 3 - O GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA BRASILEIRA	
3.1. Da Energia Primária à Indústria	58
3.2. O Gás Natural e a Competitividade da Indústria Brasileira	59
3.2.1. Co-geração	61
3.2.2. Gás Natural <i>versus</i> óleo combustível	62
3.2.3. Gás Natural <i>versus</i> óleo Diesel	63
3.3. Gás Natural na geração de energia elétrica	64
3.3.1. Termelétricas	65
3.3.2. Semelhantes de diferenças entre o Gás Natural; GLP; gás de refinaria; gás de rua	68
3.4. O Gasoduto Bolívia-Brasil	70
3.4.1. Controle Acionário	71
3.4.2. O Controle Técnico	71
3.4.3. O Contrato	72
3.4.4. Distribuição do Gás Natural	73
3.4.4.1. A Comgás	74
3.4.4.2. A Gás Brasileiro	77
3.4.4.3. A Gás Natural	77
3.5. O Preço do Gás Natural	78
3.6. Importação de Gás Natural	83
3.6.1. Importação de Gás Natural e o Mercosul	83
3.6.2. O Gás Natural na Argentina	85
3.6.3. Outros possíveis " <i>players</i> "	85

CAPÍTULO 4 - USO DO GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA CERÂMICA	
4.1. Panorama Setorial	86
4.1.1. Cerâmica Estrutural	87
4.1.2. Cerâmica Elétrica	87
4.1.3. Louça Sanitária	88
4.1.4. Louça de Mesa	88
4.1.5. Refratários	88
4.1.6. Cerâmicas Avançadas	89
4.1.7. Revestimentos	89
4.2. Revestimento Cerâmico	90
4.2.1. A matéria-prima	90
4.2.2. O processo	91
4.2.2.1. As etapas do processo	93
4.2.3. A utilização do gás natural na indústria cerâmica	98
4.2.3.1. Cálculo da quantidade de gás natural necessário para substituição de outros combustíveis	100
4.2.4. Cogeração na indústria cerâmica	104
4.2.5. Outras Características Técnicas	107
4.2.6. Aspectos mercadológicos	109
4.2.6.1. O setor de Revestimento no Mundo	110
4.2.6.2. O Mercado Nacional	111
4.3. Fatores de Competitividade e o setor de Revestimento Cerâmico Nacional	114
4.3.1. Fatores Interno à Empresa	115
4.3.2. Fatores Estruturais – Setoriais	116
4.3.3. Fatores Sistêmicos	118
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES	120
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123
ANEXOS	132

Lista de Figuras

Fig. 1.1. Fatores Determinantes da Competitividade da Indústria	17
Fig. 2.1. Esquema Simplificado de uma Unidade de Processamento de Gás Natural - UPGN -	26
Fig. 2.2. Sistema de Classificação das Reservas (SPE/WPC)	36
Fig. 2.3. Reservas Provadas de GN (%) Mundo	39
Fig. 2.4. Reservas Provadas de GN (%) América Latina	40
Fig. 4.1. Consumo Energético no Processo de Revestimento Cerâmico - Via Úmida -	97
Fig. 4.2. Diagrama Esquemático das Perdas no Processamento Cerâmico	98
Fig. 4.3. Diagrama Esquemático do Suprimento de Calor e Eletricidade	104
Fig. 4.3A Sistema de Cogeração adotado para o estudo de caso	105
Fig. 4.4. Capacidade Instalada - Distribuição Nacional - 1999	111
Fig. 4.5. Consumo Mundial de Revestimentos Cerâmicos	112
Fig. 4.6. Exportação Brasileira - Pisos e Azulejos - milhões de m ² 1988-1999	113
Fig. 4.7. Destino das Exportações Brasileiras - 1999	113

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Composição do Gás Natural	23
Tabela 2.2. Especificações do Gás Natural	24
Tabela 2.3. Penetração do Gás Natural no Balanço Energético Mundial	29
Tabela 2.4. Reservas de Petróleo e Relação Reservas/Produção	37
Tabela 2.5. Reservas de Gás Natural e Relação Reservas/Produção	38
Tabela 2.6. Reserva Provada e Total – Petróleo e Gás Natural – 2.000	41
Tabela 2.7. Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil	42
Tabela 2.8. Consumo Mundial de Gás Natural 1987-1998	42
Tabela 2.9. Relação Produção e Consumo Mundial	43
Tabela 2.10. Gás Natural no Brasil 1990-1997	44
Tabela 2.11. Produção de GN (mil m ³ /dia) por Estado	45
Tabela 2.12. Evolução da Produção de GN no Brasil 1990-1997	45
Tabela 2.13. Consumo de Gás Natural no Brasil - 1998	46
Tabela 2.14. Consumo Mundial de Energia Primária - por fonte	47
Tabela 2.15. Brasil - Oferta Interna Bruta de Energia	48
Tabela 2.16. Evolução da Oferta Mundial de Energia - por fonte	48
Tabela 2.17. Composição dos Gases da Atmosfera Terrestre	55
Tabela 2.18. Gases do Efeito Estufa "Extra"	55

Tabela 3.1. Consumo de GN - por setor/SP	60
Tabela 3.2. Consumo de GN - por setor industrial/SP	61
Tabela 3.3. Características do Gás Natural x óleo Combustível (OC 2A)	63
Tabela 3.4. Comparativo de Custo em Veículos Automotores a GN x Diesel	64
Tabela 3.5. Exemplos Práticos de Economia do Gás Natural	64
Tabela 3.6. Usinas Prioritárias para o MME - Gás Natural	66
Tabela 3.7. Comparativo na Geração de Energia Elétrica Hídrica vs. Gás Natural	67
Tabela 3.8. Cosipa - Características e Investimento Necessário (US\$)	68
Tabela 3.9. Comparação entre o Gás Natural e Outros Gases	69
Tabela 3.10. Volumes Contratados no Gasbol (milhões de m ³ /dia)	73
Tabela 3.11. Distribuição de Gás Importado da Bolívia nos Estado do Sul, Sudeste e Centro-Oeste	74
Tabela 3.12. Perfil das Áreas de Concessão para Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo - 1999	74
Tabela 3.13. Estado de São Paulo - Projeção de Demanda de GN para 2002	76
Tabela 3.14. Alterações do Preço do GN	78
Tabela 3.15. Gás Natural Nacional – Preços Petrobrás	79
Tabela 3.16. Tarifas do Gás Canalizado – São Paulo	81
Tabela 3.17. Tarifas do Gás Canalizado - Vale do Paraíba	82
Tabela 3.18. Segmentos Co-geração e Termoeletricas	82
Tabela 3.19. Oferta de GN - Nacional e Importado 1998 – 2010	84
Tabela 4.1. Matéria-Prima Mineral e Estados Produtores	90

Tabela 4.2.	Classificação dos Produtos Cerâmicos quanto às matérias-primas	91
Tabela 4.3.	Consumo Mensal de Energia Térmica na Indústria Cerâmica	97
Tabela 4.4.	Evolução do Consumo de Combustíveis na Indústria Cerâmica	100
Tabela 4.5.	Fatores de Transformação para o Gás Natural	101
Tabela 4.6.	Resultados da Análise Econômica - Estudo de Caso	106

Nomenclaturas

ABAR	Associação Brasileira de Agências de Regulação
ABCERAM	Associação Brasileira Cerâmica
ABEGÁS	Associação Brasileira de Gás Natural
ANFACER	Associação dos Fabricantes de Cerâmica para Revestimento
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
C.A.D.E.	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CCPE	Comitê Planejador da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEE	Comunidade Econômica Européia
CEG	Companhia Estadual de Gás
CH ₄	Metano
C ₂ H ₆	Etano
C ₃ H ₈	Propano
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO ₂	Dióxido de Carbono
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CTC	Centro Tecnológico em Cerâmica
CTE	Central de Co-geração Termelétrica
COMGÁS	Companhia Municipal de Gás

CSPE	Comissão de Serviços Públicos de Energia
DNC	Departamento Nacional de Combustíveis
ECIB	Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira
EE	Efeito Estufa
EIA	Estatuto de Impacto Ambiental
FMI	Fundo Monetário Internacional
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas Elétricos
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
H ₂ SO ₄	Ácido Sulfúrico
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
N ₂	Nitrogênio
OC	Óleo Combustível
OECD	<i>Organization for Economic Co-operation and Development</i>
PCS	Poder Calorífico Superior
PEI	<i>Porcelain Enamel Institute</i>
SISNAMA	Sistema Nacional de Meio Ambiente
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
TCO	<i>Transportation Capacity Option</i>
TCQ	<i>Transportation Capacity Quantity</i>
TCX	<i>Transportation Capacity Extra</i>
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE	Usinas Termelétricas
WPC	<i>World Petroleum Congress</i>
YPFB	<i>Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos</i>

Introdução

O gás natural (GN) constitui na atualidade a terceira maior fonte de energia fóssil primária no mundo, situando-se logo após o petróleo e o carvão. Este último energético teve papel fundamental na Primeira Revolução Industrial. O petróleo viria em seguida tornando-se essencial para o desenvolvimento industrial e tecnológico.

A energia¹ e a necessidade de disponibilidade de fontes energéticas primárias ou secundárias acompanharam o desenvolvimento tanto industrial como econômico. Ao longo dos anos — séculos — a descoberta de novas fontes energéticas e sua aplicabilidade evoluíram levando à substituição gradual do energético em uso.

O carvão substituiu — em grande escala — a lenha, energético que contava com uma participação de utilização de 70% em 1860, passando para 20% em 1900. Durante esse período, a Inglaterra, centro do desenvolvimento industrial nos séculos XVIII e XIX, teve no carvão o pivô de sua posição hegemônica do capitalismo de então. Anos mais tarde, os Estados Unidos e outros países europeus entraram no processo de industrialização sustentado pelo carvão mineral.

A descoberta da eletricidade e do motor a combustão interna reformulam a matriz energética no final do século XIX e início do século XX. Isto não somente significou um salto tecnológico expressivo, como também apontou para uma mudança estrutural na economia mundial dando início à Segunda Revolução Industrial, o que determinaria o uso - em grande escala - dos hidrocarbonetos, principalmente do petróleo e seus derivados (TURDERA M., 1997).

¹ Energia: do grego ENERGEIA: Capacidade de um sistema de fazer trabalho; Jean-Marie Chevalier define o Sistema Energético como sendo "um conjunto de processo tecnológicos, econômicos e sociais colocados em funcionamento para transformar energia em seu estado bruto (matéria-prima) em energias domésticas, com a finalidade de satisfazer necessidades humanas como calor, luz, força e impulsão elétrica, qual seja, energia útil".

Diversos fatores de caráter técnico (alto poder calorífico, fácil combustão) e econômico (alto lucro proveniente da relação custo/renda), foram determinantes na ascensão e rápida presença do petróleo como a principal fonte energética mundial. Este fato que torna-se evidente após a Segunda Guerra Mundial e coloca em manifesto a vulnerabilidade dos países industrializados quanto à dependência desse combustível fóssil devido à incerteza de fornecimento; nas duas últimas décadas do século XX iniciava-se também, de modo bastante tímido, uma conscientização quanto aos efeitos causados ao meio ambiente devido ao extensivo uso do petróleo e seus derivados; esta tendência na conscientização cresceria de modo expressivo no final do século.

O gás natural começou a penetrar de forma discreta em vários segmentos do mercado energético. Na maioria dos países, é considerado - até os anos 50 - um subproduto da extração de óleo, sendo descartado nas plataformas por ausência de tecnologia e/ou economicidade para seu uso. Já a trajetória do petróleo apresentou-se diferente: após crescer cerca de 7% ao ano durante um século, a expansão do mercado mundial desse combustível fóssil foi reduzida a uma taxa de 2,5% a.a. no período de 1980-1995.

No final da década de 70 o preço do petróleo atingiu seu auge, caindo cerca de 50% na metade da década de 80². Em menos de quinze anos (1973-1986) os dois choques de petróleo colocaram um fim à pressões produzidas pela rigidez no fornecimentos de petróleo, resultado do crescimento explosivo durante os anos sessenta (J.M. MARTIN, 1990). Isso levou os países industrializados, altamente dependentes do petróleo, a repensarem e reestruturarem suas matrizes energéticas. Revigorou-se a busca por fontes de energia alternativas — renováveis e não-renováveis — liderada pelos países europeus da OCDE³ aos quais aderiram os Estados Unidos, Canadá, Japão, Austrália e Nova Zelândia. Alguns destes adotaram a alternativa nuclear: Bélgica, Japão, Suécia, Grã Bretanha, e a França, país que optou por procurar a sua

² O preço médio (em dólares correntes) passou de US\$1.90/barril(bbl) em 1972, para \$11/bbbl em 1974, para \$36/bbl em 1980, caiu para \$13/bbl em 1986, aumentando para \$20/bbl em 1990; queda para \$15/bbl em 1994, aumento para \$20/bbl em 1997, chegando a US\$30/bbl no final do século XX (BP Statistics/oilprice, 1999).

³ OECD (OCDE) : *Organization for Economic Co-operation and Development*, conta com 29 países-membros, dos quais: 20 são originais: Alemanha, Áustria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, França, Grécia, Irlanda, Islândia, Itália, Luxemburgo, Noruega, Holanda, Portugal, Reino Unido, Suécia, Suíça e Turquia; e 9 por adesão: Japão, Finlândia, Austrália, Nova Zelândia, México, República Checa, Hungria, Coréia do Sul, Polônia.

independência energética na utilização da energia nuclear, gerando em 1997, 79% da energia interna do país, seguido pela Ucrânia, com 45% no mesmo ano (BEN-MME, 2000).

O consumo de gás natural tem evoluído, nas décadas recentes, de maneira significativa. Um marco no seu desenvolvimento - na Europa Ocidental - se deu com a descoberta e exploração - 1956 - do campo de Gröningen, Holanda, estimulando seu uso no próprio país e em seus vizinhos; a expansão acentuou-se com as descobertas de GN no sul do Mar do Norte, em meados da mesma década. O GN representa aproximadamente 35% do combustível utilizado na matriz energética dos países europeus⁴; nos Estados Unidos, representa 26%, na Argentina, 48,5% e, mesmo no Japão, país estritamente importador desse energético, representa 12%. No Brasil, sua utilização e consumo não são expressivos, representando aproximadamente 3% na matriz energética nacional⁵. No entanto, cresce o interesse na divulgação sobre os benefícios, principalmente econômicos e ambientais de seu uso, apesar das fases distintas que integram a cadeia de suprimento de GN serem onerosas.

O que caracteriza a menor ou maior inserção do gás natural no balanço energético de um determinado país é a viabilidade econômica para o acesso ao seu suprimento. No Brasil, aproximadamente 55% das reservas encontram-se em águas profundas — reservas *off-shore* — e cerca de 70% do total das reservas de gás natural são de origem associado — vinculado à produção de óleo — limitando sua exploração. No entanto, o fato de estes altos custos — tecnologia, equipamentos e mão-de-obra especializada — estarem também presentes na exploração e produção de petróleo, minimiza o montante a ser investido em se tratando de GN.

A região leste da cadeia andina, apresenta notáveis reservas de GN, as quais, devido à proximidade territorial torna viável sua importação, base do projeto do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), e também para inserção de GN advindo da Argentina, Uruguai (via Argentina), e Peru; A Venezuela pode vir a ser um futuro *player* no fornecimento de GN através do Estado do Amazonas, questão delicada por se tratar de espaço ecológico, o que poderia trazer distúrbios ao eco sistema. O Peru também é considerado como possível fornecedor desse energético, a partir da exploração do campo de Camisea.

⁴ O Capítulo 2 deste trabalho tratará a questão de produção e consumo de maneira mais detalhada.

⁵ BP AMOCO - STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 1.999.

O modelo econômico no qual o Brasil está inserido, a trajetória do pensamento econômico; globalização; o papel das empresas transnacionais e a redução do papel do Estado — como responsável pelo *bem-estar* — serão brevemente discutidos no **primeiro capítulo** deste trabalho. Os fatores que determinam a competitividade de uma indústria, com base no estudo realizado sobre a Competitividade da Indústria Brasileira (1994) serão igualmente, abordados nesse capítulo.

O capítulo 2 estará apresentando o energético em questão, o gás natural: sua composição, cadeia produtiva — *upstream* e *downstream* — produção, reservas, consumo. Por se tratar de um combustível fóssil — e no Brasil estar na sua maioria associado ao petróleo — esse capítulo apresentará alguns dados comparativos entre esses dois energéticos, acompanhado de informações de outros países, quando cabível.

A questão do meio ambiente com a utilização de um combustível fóssil, o qual emite menor quantidade de poluentes que os demais fósseis utilizados — petróleo, carvão, urânio — será inserida neste capítulo; trata-se, no entanto, de uma energia não-renovável, fóssil e conseqüentemente, não totalmente limpa, evidenciando que o interesse dos investidores — capitais externos, na sua maioria — quanto ao uso do GN centra-se, primordialmente, na agilidade de construção de gasodutos e o retorno sobre o capital investido num período de tempo bem menor, se comparado com a construção de uma hidrelétrica.

O Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e Gás Natural estima até o ano 2010 a presença do GN na matriz energética nacional seja incrementada dos atuais 3,0%, para 12%; Do total da produção de energia primária, o petróleo — recurso não-renovável — representa 25,2%; a principal fonte de energia primária renovável é a hidráulica, com participação de 43%, seguida pela cana de açúcar e lenha, com 12,7% e 10,85%, respectivamente (BEN-MME, 2.000).

Com o aumento do uso de GN, as principais fontes energéticas a serem substituídas no setor industrial são: óleo combustível, GLP, carvão vegetal; já no setor residencial, os candidatos à substituição são a eletricidade e o GLP; no transporte coletivo urbano o óleo Diesel; o álcool e a gasolina, nos táxis. Com a viabilização do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), e a possibilidade

de utilização de GN vindo da Argentina, os candidatos diretos à substituição são o óleo combustível, GLP e óleo Diesel.

Espera-se avaliar os ganhos de eficiência econômica resultantes da substituição dos atuais energéticos pelo gás natural, bem como o seu aproveitamento nas plataformas de exploração de petróleo, uma vez que o Brasil perde — ou queima no *flare* das plataformas — aproximadamente a mesma quantidade de GN que pretende importar da Bolívia nos primeiros anos de contrato, fato que parece ao observador externo, uma opção não inteligente.

A introdução do gás natural como fonte energética — principalmente através do GASBOL — na tentativa de alavancar a competitividade de alguns setores da indústria brasileira com reflexos não somente nacionais, como também no âmbito do Mercosul serão discutidos no mesmo **capítulo 3**. Isso porque as propriedades do gás natural tornam-no uma importante fonte de energia e de força motriz, como matéria-prima, nos setores químico, petroquímico e de fertilizantes, e como redutor siderúrgico na fabricação de aço. Os ramos de atividade que apresentaram maior crescimento no consumo de gás natural, em 1996 (SENAI DN, 1998) foram a indústria Química, Cerâmica, Ferro-gusa, seguidos pelo ramo de Alimentos e Bebidas, Têxtil, e Papel e Celulose.

O **capítulo 4** apresenta um estudo de caso sobre a indústria cerâmica e suas particularidades mercadológicas, as quais situam o Brasil como o quarto país do mundo na exportação de revestimentos cerâmicos; sua segmentação geográfica nacional e os avanços tecnológicos — indústria que não mais pode ser vista como empírica, tornando-se necessário estudos acadêmicos quanto às etapas produtivas que compõe este segmento; explicitar-se-ão as etapas produtivas nas quais o GN pode vir a ser um energético competitivo.

A cogeração, entendida como a produção combinada de potência eletromecânica e calor útil a partir da queima de um único combustível, permitindo o aproveitamento do calor inevitavelmente rejeitado na conversão de energia térmica em trabalho — apresentando maior eficiência energética e reduzido impacto ambiental (BERG & NOGUEIRA, 1996), será abordada nesse mesmo capítulo.

As conclusões deste trabalho e sugestões quanto ao uso deste combustível fóssil no contexto político-econômico do país são apresentadas no **capítulo 5**, incluindo premissas para possíveis pesquisas futuras sobre a inserção do Gás Natural no mercado nacional, analisando seus impactos sociais, espaciais, econômicos e políticos.

A autora, ciente da dinâmica do energético em questão, pretende neste trabalho apresentar os dados relevantes deste combustível fóssil com a finalidade de evidenciar a aplicabilidade dos fatores de competitividade – Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira – do uso do gás natural em um gênero industrial nacional - o da cerâmica - e mais especificamente o segmento de revestimento cerâmico do estado de São Paulo e demais estados do sul do país incluídos na trajetória do GASBOL.

Esta pesquisa está direcionada ao levantamento de dados apresentando não somente as características do gás natural como recurso não-renovável, envolvendo suas reservas, produção, consumo, como também a realidade político-econômica do período em estudo, qual seja desde a construção do GASBOL até 1999. Alguns dados do ano 2.000 serão apresentados quando disponibilizados e necessários para evidenciar o acima exposto.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO TEÓRICA

As transformações sofridas após os dois choques de petróleo na década de setenta, irão influenciar as decisões refletidas nas estratégias e políticas na área de energia tanto nos países desenvolvidos, quanto nos países em desenvolvimento. Para um melhor entendimento dessas transformações políticas, econômicas e sociais, apresenta-se a seguir uma síntese de caráter retrospectivo, mencionando-se também os precursores da economia política. A globalização e a competitividade - questões decorrentes das mudanças suscitadas na economia mundial e acentuadas desde finais dos anos quarenta do segundo milênio - encerram este capítulo.

1.1. Breve histórico do pensamento econômico

Este trabalho não pretende - de modo algum - discutir Ciência Econômica ou alguma outra e sim verificar que, dada a constante evolução do conhecimento, de tempos em tempos, uma inovação acontece — como o liberalismo de Adam Smith, o marxismo de Karl Marx; o keynesianismo de John Maynard Keynes; o institucionalismo contemporâneo, no qual destacam-se Douglass North, Oliver Williamson, Mancur Olson e John Kenneth Galbraith. Uma possível discussão sobre essa evolução do pensamento econômico tentaria, não somente explicar como também trazer possíveis soluções a problemas políticos, econômicos e sociais surgidos nas diferentes épocas, o que não é o objetivo deste estudo.

A abordagem deste assunto tem como finalidade a constatação da influência sofrida pelo Brasil refletida no direcionamento de suas problemáticas estruturais tanto política, econômica, social e principalmente energéticas nas últimas décadas – enfatizando-se o gás natural - quanto à sua inserção em um ou outro modelo econômico.

Até os anos setenta, haveria uma crítica comum à linha do *mainstream* econômico no sentido de que esta teria ignorado o papel social das instituições ou as consideraria um fato exógeno. As instituições não eram analisadas; a firma, em particular, era tida como uma “caixa preta”. Isto mudou; Schumpeter, North, Olson, Williamson, Galbraith, entre outros, visualizaram as *instituições*: sua emergência, desenvolvimento, natureza e função social, colocando estas questões na agenda dos economistas. Essa “nova” economia institucionalista dirigiu indiretamente as atenções para a “antiga” economia institucionalista, cujo foco estava nos hábitos humanos; fundada por Thorstein Veblen, John Commons e Wesley Mitchel.

“institutions are an outgrowth of habit. The growth of culture is a cumulative sequence of habituation, and the ways and means of it are the habitual human response of human nature to exigencies”. T. Veblen¹, p.241.

Mas a questão ainda seria definir o que é uma instituição. A Enciclopédia de Ciências Sociais inserida na primeira parte do livro de HODGSON, G. (1993) diz o seguinte:

“INSTITUTION is a verbal symbol which for want of a better describes a cluster of social usages. It connotes a way of thought or action of some prevalence and performance, which is embedded in the habits of a group or the customs of a people. [...]Institutions fix the confines of and impose form upon the activities of human beings. The range of institutions is as wide as the interests of mankind. Any simple thing we observe –a coin, a time table, a canceled check, a baseball score, a phonograph record- has little significance in itself; the meaning it imparts comes from the ideas, values and habits established about it. Any informal body usage –the comom law, athletics, the higher learning, literary criticism, the moral code – is an institution in that it lends sanctions, imposes tabus and lords it over some human concern.” p.84.

Seguindo essa definição, o enciclopédia continua explicitando que “qualquer organização formal – o governo, a igreja, a universidade, a corporação, o sindicato do comércio- impõe suas exigências, penaliza e exerce autoridade sobre seus membros. Arranjos tão diversos como

¹ Thorstein B. Veblen, (1919), *The Place of Science in Modern Civilization and Other Essays*, Heubsch, New York.

economia monetária, educação clássica, uma cadeia de lojas, fundamentalismo e democracia, são instituições. Estas podem ser rígidas ou flexíveis..[.].

"About every urge of mankind an institution grows up; the expression of every taste and capacity is crowded into an institutional mold".

Em seu livro *Institutions, Institutional Change and Economic Performance* (1990), Douglass North explica que as instituições podem criar uma estrutura de incentivo numa economia e as organizações serão criadas para obter vantagens das oportunidades apresentadas nesse marco institucional. Assim, uma vez que as instituições trazem resultados muito diferentes na performance das economias, caberá aos países desenvolverem instituições que produzam crescimento e desenvolvimento, e não criar instituições que produzam estagnação.

Visando o aumento da eficiência econômica, North (1990) apresenta o caráter funcional das instituições, como sendo as que determinam as "regras do jogo" distinguindo-se das organizações, denominadas de "jogadores"; enfatiza-se a atuação do Estado quanto à garantia dos direitos de propriedade e na determinação da estrutura tributária e, apesar de historicamente o Estado ter se revelado uma fonte importante para essas mudanças institucionais no campo econômico - privatizações, regulação, liberação de mercado -, esta nova economia institucional não esclarece qual o papel do Estado como agente de mudança institucional na área econômica, uma vez que não aborda diretamente o problema da interação entre as normas sociais que são produzidas pelas decisões não-coordenadas dos indivíduos, e o esforço que o Estado realiza no sentido de limitar e direcionar essas decisões .

Mas voltemos ao princípio. O início da Economia como ciência se dá pelo fim do Mercantilismo² - domínio do comércio e Estado absolutista -, o advento do Capitalismo e com a publicação, em 1776, do livro "A Riqueza das Nações" de autoria do escocês Adam Smith (1723-1790), que teria como base o questionamento sobre qual o segredo das mudanças nos valores das mercadorias — trigo versus tecido: haveria alguma base de equivalência fundamental, "natural" que o valor do mercado não pudesse expressar de modo adequado? porque o trigo

² John Locke, filósofo inglês, pensador mercantilista, "observava que só existiam dois meios para se aumentar a massa de dinheiro em um país: extrai-lo das próprias minas ou obtendo-o por outros países [...] Para obter dinheiro do estrangeiro, há apenas três caminhos: "a força, o empréstimo ou o comércio" (Locke, 1696, p.71 in A NOVA ECONOMIA INTERNACIONAL, p. 7, 1998).

poderia ser vendido acima de seu valor, em contraposição ao tecido? Tais considerações conduziram-no a buscar uma teoria do valor, que viria a ser a estrutura essencial da **economia clássica** (MAURICE DOBB, 1982). Defensor das "Leis Naturais" e crítico do Mercantilismo que defendia o "individualismo econômico" combatendo qualquer tipo de centralização, que traz poder, abuso e corrupção. A idéia central de Smith tinha como base a tese de que a riqueza estaria não no ouro — como defendido pelo Mercantilismo — mas no resultado do aumento da produtividade do trabalho, conforme expresso pelo precursor dessa teoria:

"A divisão do trabalho é a propensão da natureza humana de trocar, negociar e vender um produto em troca de outro. A divisão do trabalho, no entanto, é limitada pela extensão do mercado" in A NOVA ECONOMIA INTERNACIONAL, 1998 p.12.

Era o *laissez faire* ou liberalismo econômico. Ao Estado Smith atribuía três funções: *i)* construção pública de estradas e portos - atividades não-lucrativas- ; *ii)* manutenção da ordem e da justiça, através do poder de polícia; *iii)* defesa da nação contra os ataques inimigos, por meio das forças armadas.

No entanto, a nova sociedade industrial e Adam Smith não conseguiram melhorar o nível de vida da população, pois ao eliminar os artesão e os servos das gleba medieval, todos tornaram-se operários fabris, sujeitos a condições subumanas e totalmente dependentes de míseros salários. Estes operários trabalhavam 18 horas por dias, inclusive mulheres e crianças, sem direito a qualquer tipo de proteção trabalhista; não mais tinham um pedaço de terra para plantar nem casa para fabricar seus objetos. O único objetivo era o máximo de produção para vencer a concorrência. As máquinas viriam a substituir os operários acarretando o desemprego e gerando insatisfação³, conhecido como "desemprego tecnológico".

Enquanto no mundo capitalista consolidavam-se as teorias da harmonia econômica, Karl Marx trabalhava na "crítica da economia política". As datas aqui são importantes:

"...a derrota do proletariado em 1848 fechou um ciclo de lutas de mais de trinta anos e havia iniciado uma fase de hegemonia cultural burguesa e de desenvolvimento econômico capitalista sem igual na história europeia. A opção de Marx foi a de fechar-se na biblioteca do British Museum, voltado completamente ao estudo; de líder revolucionário converteu-se em "economista"; acredita que seus escritos seriam uma arma para a revolução proletária". (SCREPANTI, E., ZAMAGNI, S., 1997, p. 138).

³ Entre 1800 e 1859 mais de 1.000 casos de destruição de máquinas foram registrados na Europa.

Fundador da crítica "científica" do capitalismo, que permanece atual neste início de século, Karl Marx, cuja obra principal foi "O Capital" (1867) nasceu na Alemanha em 5 de maio de 1818 e morreu em Londres em 14 de março de 1883. É o marco de referência da **economia marxista**.

Marx buscou em David Ricardo⁴ várias de suas idéias; critica a economia política clássica: viu na propriedade privada o origem de todos os males, pois o fato é que as fábricas pertencem a uns poucos capitalistas. Marx propôs a socialização dos meios de produção, que passariam a pertencer ao Estado: propriedade coletiva. Os lucros, juros, aluguéis e rendas - a "mais-valia"- seriam abolidos e o próprio trabalho se tornaria a única fonte de renda para cada um; propunha também a abolição da "exploração do homem pelo homem". Para tal, elaborou três leis básicas da ótica da análise econômica, inspirando-se para tal na Lógica Dialética de Hegel⁵, -

Karl Marx desenvolveu três leis básicas: *i) Lei do valor-trabalho*: O preço de uma mercadoria é composto de um capital constante (matéria-prima + depreciação), de um capital variável (salários) e da mais-valia (juros, lucros, aluguéis e rendas). O trabalho (salários) seria a única fonte de valor (preço), enquanto que a mais-valia seria o resultado da "exploração do homem pelo homem", parte esta do trabalho dos operários embolsada pelos capitalistas (patrões). Assim, uma parte do tempo do trabalhador seria para seu sustento, na forma de salário, e outra parte para o patrão, a mais-valia; *ii) Lei férrea dos salários*: Os salários seriam sempre mantidos ao nível de subsistência, graças à manutenção de um desemprego crônico, fruto de desenvolvimento tecnológico, economizador de mão-de-obra; *iii) Lei das crises periódicas do capitalismo*: o processo de acumulação capitalista gera crises periódicas, que vão concentrando o capital nas mãos de um número cada vez menor de proprietários (monopólios), aumentando constantemente o número de assalariados... "em cada crise, os grandes capitalistas devoram os pequenos, aumentando ainda mais o seu poder". Em contrapartida, a taxa de lucro também iria declinando, como resultado da livre concorrência, fato que também será observado pelos neoclássicos.

⁴ David Ricardo (1772 -1823); sua principal contribuição foi a teoria das vantagens comparativas; utiliza o exemplo do comércio entre Portugal e Inglaterra, usado originalmente por Smith, para mostrar os ganhos do comércio exterior. "foi, por excelência, o profeta econômico da burguesia industrial" pg.19, DOBB, M., 1982.

⁵ Padre e teólogo contemporâneo de Marx - que tinha como base três leis para analisar tanto o mundo físico quanto o social: *i) Lei da união e luta dos contrários* - explica **porque** a natureza se transforma; *ii) Lei da negação quantitativa em qualitativa*: explica **como** a natureza se transforma; *iii) Lei da negação da negação*: mostra a **tendência** do desenvolvimento natural.

Surgem, quase que independentemente, as obras de W. Jevons (economista inglês), em 1871, de C. Menger (economista austríaco), em 1874, e de M. Walras (engenheiro suíço), em 1874, dando os contornos ao que viria a ser a **economia neoclássica**. Partindo dos ensinamentos de Adam Smith e de seus sucessores, desenvolveram uma série de teoremas — verdadeiro modelo matemático — através dos quais seria possível entender e prever todo o comportamento da economia capitalista.

Tal modelo, posteriormente aprimorado por Wieser (austríaco, 1889), Marshall (inglês, 1890), Wicksell (sueco 1898), Pareto (italiano, 1907), e Pigou (inglês, 1920), veio a ser chamado de Microeconomia. Tendo como idéias básicas -ou teoremas- : *i) Teoria do Consumidor*: Os consumidores procuram comprar os produtos de forma a obter o máximo de satisfação com eles. É a chamada "Maximização da Utilidade". Trata-se de um conceito metafísico, impossível de ser testado cientificamente. *ii) Teoria da Firma*: As empresas procuram estabelecer um preço para suas mercadorias, de modo a obter o maior lucro possível com a sua venda. É o princípio da "Maximização do Lucro". *iii) Teoria dos Mercados Competitivos*: A interação entre a oferta de produtos pelas firmas e a sua procura pelos consumidores, dadas pelas duas teorias anteriores, fará com que um mercado impessoal e livre estabeleça os preços dos produtos. A esse preço, a oferta e a procura se igualam, as firmas maximizam seus lucros e os consumidores as suas satisfações. É o resultado da "Livre Concorrência" (OS CLÁSSICOS DA ECONOMIA).

A economia neoclássica esteve presente por mais de meio século; em 1929, uma profunda crise atingiu o sistema capitalista. Houve uma queda de 1/3 na produção, milhares de firmas faliram, o suicídio virou rotina e o desemprego chegou a 30% da força de trabalho.

Nesse ambiente surge a obra do economista inglês John Maynard Keynes, "Teoria Geral do Emprego, do Juro e da Moeda" publicada em 1936, o que daria início à Teoria Macroeconômica — conhecida como **economia keynesiana**. Os remédios preconizados para salvar o capitalismo da depressão e do fracasso, que contrariavam frontalmente as teses liberais e neoclássicas em voga, foram, basicamente: *i) intervir diretamente na economia, procurando reorientar os mercados competitivos, que haviam entrado em colapso*; fazer com que o Estado aumentasse seus gastos e investimentos (impulsionando a criação de empresas estatais), gerando empregos públicos e aumentando, em consequência, a procura por mercadorias e serviços; *ii) incentivar a população a*

*aumentar os seus gastos com consumo - essencial e supérfluo - que, posteriormente, deu origem ao que se chama "Sociedade de Consumo" ou "Consumismo"*⁶; *iii) reduzir os impostos e a taxa de juros e aumentar a oferta de empréstimos às empresas - mesmo que seja à custa de novas emissões de moeda - com a finalidade de promover os investimentos privados; iv) combater os especuladores e o desemprego.*

As teses de Keynes revolucionaram profundamente a economia, contrariando vários dogmas liberais já estabelecidos, entre os quais: a intocabilidade dos mercados competitivos; a necessidade de um orçamento equilibrado e a não emissão excessiva de moeda. O acerto das novas medidas ficaram evidentes e, com o início da Grande Guerra, a economia voltava a atingir os níveis de produção de antes da crise; cessada a guerra, em 1945, o keynesianismo torna-se, definitivamente, a teoria oficial dos economistas do governo.

Houve então um período de prosperidade e desenvolvimento nunca antes observado na história da humanidade — compreendido entre o final da década posterior à Segunda Grande Guerra até o final da década de setenta — sendo que 1973 marcaria o ápice do denominado "*The Golden Age of Capitalism*"⁷, o qual daria indícios de sua fragilização na segunda metade da década de sessenta com a manifestação de um novo fenômeno: uma inflação renitente; as crises de petróleo que em 1973 e 1979 agravam a crise do capitalismo.

A tese de que os mercados competitivos — idéia-chave em Smith, Marx, Walras e Keynes — estavam desaparecendo começou a ganhar corpo chegando à **Escola Institucionalista** - abordada no início deste retrospecto. Esta escola assume que as instituições têm um papel primordial na evolução da economia pública, pois são as que ditam as regras que moldam, restringem e condicionam as transações do mercado. A determinação das mudanças destas instituições -para North (1990)- dependerá de uma complexa interação entre as relações do Estado e a eficiência técnico-científica:

"Institutions affect the performance of the economy by their effect on the cost of exchange and production. Together with the technology employed, they determine the transaction and transformation (production) costs that make up total costs." p. 5-6.

⁶ Keynes afirmava que "O consumo é a única finalidade e o único objetivo de toda a atividade econômica" (Teoria Geral do Emprego, Juro e Moeda, p.121, 1936).

1.2. Globalização:

O termo "globalização" ganhou inúmeros adeptos no universo político-ideológico; o termo é utilizado para explicar porque todos os países devem submeter-se a abrir incondicionalmente suas fronteiras econômicas. No artigo "Notas sobre a natureza da globalização", Coutinho (1995), após descrever as principais características das transformações recentes do capitalismo mundial, resume e assinala o seguinte sobre a globalização:

" i) aceleração intensa e desigual da mudança tecnológica entre as economias centrais; ii) reorganização dos padrões de gestão e de produção de tal forma a combinar os movimentos de globalização e regionalização; iii) difusão desigual da revolução tecnológica, reiterando os desequilíbrios comerciais e de balanço de pagamentos, resultando num policentrismo econômico que substitui a bipolaridade nuclear do pós-guerra e se expressa na fragilização do dólar vis-a-vis o fortalecimento do iene e do marco; iv) significativo aumento do número de oligopólios globais, dos fluxos de capitais e da interpenetração patrimonial [...] dentro da triade; v) a ausência de um padrão monetário mundial estável, no contexto de taxas cambiais flutuantes, magnifica a especulação e os mecanismos de neutralização (derivativos) não são, entretanto, capazes de prevenir a possibilidade de rupturas sistêmicas".⁸

A globalização não é um acontecimento recente. Iniciou-se nos séculos XV e XVI, com a expansão marítimo-comercial européia, conseqüentemente a do próprio capitalismo e continuou nos séculos seguintes. O que diferencia aquela globalização ou mundialização da atual é a velocidade e abrangência de seu processo, muito maior hoje. Repentinamente o mundo tornou-se **capitalista e globalizado**, cujas características se resumem à internacionalização da produção e das finanças; alteração da divisão internacional do trabalho; a importância das questões ambientais em discussões internacionais; perda da autonomia e declínio do Estado-Nação. O fortalecimento é das empresas transnacionais; essas atuam em vários países, simultaneamente; compram a melhor matéria-prima ao menor preço, em qualquer lugar do mundo; instalam-se onde os governos oferecem mais vantagens e onde a mão-de-obra for mais barata.

"Avolumam-se evidências de que, na economia global, cada vez mais é o mercado financeiro, ou seja, as grandes corporações e não os governos, que, em última análise decide sobre os destinos do câmbio, da taxa de juros, dos preços das commodities, da poupança e dos investimentos. Sem dúvida, a liberalização e a globalização dos mercados são altamente vantajosas para o grande capital, cujos horizontes e estratégias transbordam as

⁷ Marglin, S. A. et alii., 1990, cap. 3

⁸ Revista Economia e Sociedade (1995); Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas, n.4, junho, p.25 e 26).

fronteiras estreitas do Estado nacional [...] Dificilmente encontrar-se-á uma referência às prioridades sociais na retórica dos arautos da globalização" (H.RATTNER, GLOBALIZAÇÃO in Revista do IEA, USP, set/dez. 1995, p. 66).

Para os países em vias de desenvolvimento e subdesenvolvidos, os efeitos da globalização podem não ser positivos. Um exemplo ilustrativo foi o ocorrido com o México, que viveu sua pior crise financeira em dezembro de 1994. O país teria agido conforme as recomendações do Fundo Monetário Internacional⁹ e do Banco Mundial¹⁰: desregulamentação da economia; abertura econômica ao exterior; política de privatizações de suas estatais. Repentinamente bilhões de dólares de capital não produtivo — especulativo — foram transferidos de suas bolsas de valores para outras praças, o que resultou em crise financeira: inflação, recessão, elevação dos índices de desemprego e falências de empresas.

As empresas nacionais precisam adaptar-se à nova realidade do mundo globalizado, fazendo uso de novos métodos sofisticados de administração empresarial, controle eficaz do capital financeiro, novas tecnologias, baixos custos de produção, mão-de-obra altamente qualificada: alguns dos aspectos que compõe a competitividade, como veremos em seguida. Neste mundo globalizado, a competição e a *competitividade* entre as empresas tornam-se questões essenciais. No entanto a noção de livre-mercado parece não condizer com a realidade, a qual apresenta uma desigualdade no poder das empresas, seja através de domínio tecnológico, acesso a capital financeiro e/ou participação do mercado. Evidencia-a então que este novo paradigma beneficia amplamente o grande capital, ou seja, as grandes corporações transnacionais.

Nos primeiros anos da década de noventa - a partir do governo Collor - produziu-se a adesão do Brasil aos postulados neoliberais consolidados no Consenso de Washington¹¹. O país tem aplicado a política de privatizações e empenha-se em desregulamentar sua economia -

⁹ O Fundo Monetário Internacional -FMI- foi estabelecido em conferência realizada nos dias 1 a 12 de Julho de 1944, em Bretton Woods, New Hampshire, USA e oficializado em 27 de Dezembro de 1945, quando 29 países assinaram os Artigos do Acordo. As operações financeiras iniciaram em 1 de Março de 1947. Atualmente o FMI conta com 182 países membros e com aproximadamente 2.600 funcionários em 110 países.

¹⁰ O Banco Mundial foi fundado em 1947. É composto pelo Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento e suas afiliadas: Associação Internacional de Desenvolvimento (AID); Corporação Financeira Internacional (CFI); Agência Multilateral de Garantia ao Investimento (MIGA) e Centro Internacional para Solução de Disputas sobre Investimento (ICSID).

¹¹ As 10 diretrizes do Consenso de Washington convergem para dois objetivos básicos: a drástica redução do Estado e o máximo de abertura à importação de bens e serviços e a entrada de capital de risco (WILLIAMSON, J. 1990).

conforme os ditames do Consenso de Washington e as recomendações do Banco Mundial - oferecendo vantagens às empresas transnacionais. Neste contexto, a questão energética — vetor de desenvolvimento responsável pelo crescimento da produção e progresso do país — toma novos rumos, entre outros, com a inserção do gás natural, como observado nos próximos capítulos.

1.3. Competitividade

Algumas definições sobre "competitividade" estarão sendo analisadas com o objetivo de dar embasamento ao título deste trabalho. Nas palavras de POSSAS (1995):

"Competitividade é uma conceito com muito maior densidade teórica e de política do que pode parecer, encontrando seu respaldo na abordagem neo-schumpeteriana, sob cuja visão a atividade econômica é voltada para o lucro, e este virtualmente condenado à diluição na ausência de inovações lato sensu, vistas como novas oportunidades de abertura de espaços econômicos passíveis de apropriação privada, isto é, de criação de vantagens competitivas que possam ser convertidas em lucros monopolistas temporários ou não. Assim a concorrência é o processo básico de interação das unidades econômicas (principalmente empresas) em busca do lucro, mediante permanente esforço inovativo — da diferenciação dos concorrentes. Sendo o mercado o núcleo da concorrência, seu agente é, naturalmente, a empresa, a qual deverá formular e executar estratégias competitivas".

O Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira — ECIB (1994) realizado com a participação de 2300 profissionais, numa visão dinâmica, enuncia que:

"competitividade deve ser entendida como a capacidade da empresa de formular e implementar estratégias concorrenciais, que lhe permitam conservar, de forma duradoura, uma posição sustentável no mercado". Também "pode ser vista como a produtividade das empresas ligada à capacidade dos governos, ao comportamento da sociedade e aos recursos naturais e construídos, e aferida por indicadores nacionais e internacionais, permitindo conquistar e assegurar fatias de mercado" p.10 e 18.

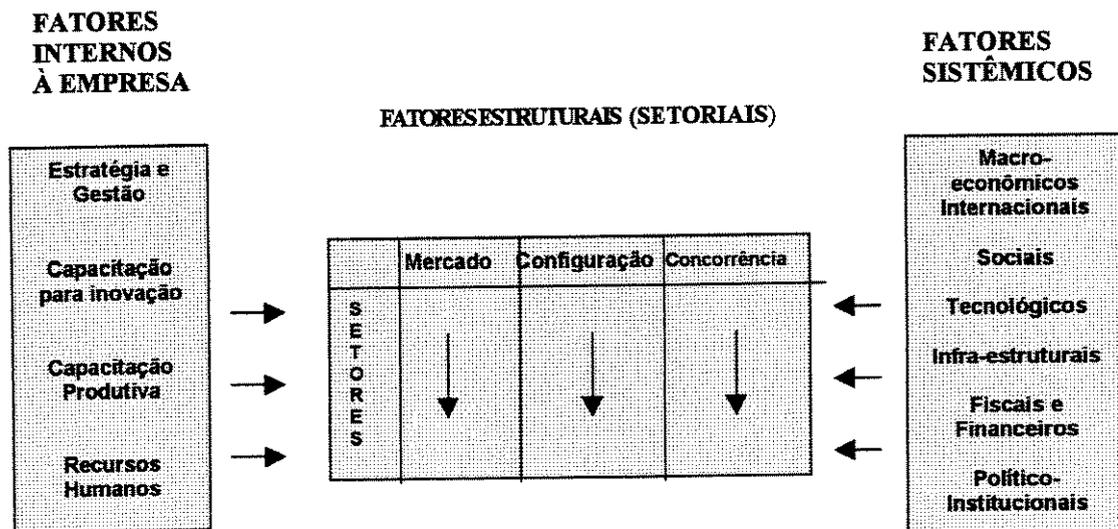
As transformações econômicas dos anos oitenta e noventa ampliaram a noção de competitividade das nações. A Comissão da Presidência dos Estados Unidos da América, definiu em 1985, a Competitividade Industrial da seguinte maneira:

"Competitividade para uma nação é o grau pelo qual ela pode, sob condições livres e justas de mercado, produzir bens e serviços que se submetam satisfatoriamente ao teste dos mercados internacionais enquanto, simultaneamente, mantenha e expanda a renda real de seus cidadãos. Competitividade é a base para o nível de uma nação. É também

fundamental para a capacidade de uma nação cumprir suas obrigações internacionais” (apud ECIB).

O sucesso competitivo de uma empresa, depende então da criação e da renovação das vantagens competitivas, em um processo em que cada produtor se esforça por obter peculiaridades que o distingam favoravelmente dos demais; exemplificando: custo e/ou preço mais baixo, melhor qualidade, menor *lead-time*, maior habilidade de servir à clientela, etc., sendo que o desempenho competitivo de uma empresa, indústria ou nação é condicionado por um vasto conjunto de fatores, o qual — conforme os autores do ECIB, na figura 1 — pode ser subdividido em fatores *internos à empresa*, fatores *estruturais ou setoriais* e fatores *sistêmicos*: Visando fornecer bases para uma melhoria da competitividade da a indústria cerâmica, especificamente, para o setor de revestimento cerâmico, este trabalho analisará estes fatores; este levantamento encontra-se na final do capítulo quatro.

FIGURA 1.1 - FATORES DETERMINANTES DA COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA ECIB, 1994



Os fatores *internos* são os que estão sob a esfera de decisão da empresa, nos quais procura distinguir-se com os seus competidores. Incluem os estoques de recursos acumulados pela empresa, as vantagens competitivas que possui e sua capacidade para ampliá-las; capacidade tecnológica e produtiva; a qualidade e a produtividade dos recursos humanos; a qualidade e a amplitude dos serviços pós-vendas.

Os fatores *estruturais* estão parcialmente sob a área de influência da empresa e caracterizam o ambiente competitivo que ela enfrenta diretamente. Integram esse grupo aqueles relacionados: *i) às características dos mercados* consumidores dada a sua distribuição geográfica e considerando as faixas de renda; *ii) à configuração* da indústria em que a empresa atua: grau de concentração, potencialidade de alianças com fornecedores, usuários e concorrentes, origem e direção do progresso técnico, entre outros; *iii) à concorrência*, no que diz respeito às regras que definem condutas e estruturas empresariais em suas relações com consumidores, meio ambiente e competidores; o sistema fiscal-tributário incidente sobre as operações industriais; práticas de importação e exportação e a propriedade dos meios de produção, inclusive propriedade industrial.

Já os fatores *sistêmicos* da competitividade são aqueles que constituem externalidades *stricto sensu* para a empresa produtiva. Também afetam as características do ambiente competitivo e podem ter importância nas vantagens competitivas que as empresas de um país têm ou deixam de ter perante as rivais no mercado internacional: *i) macroeconômicos*, como taxa de câmbio, oferta de crédito e taxas de juros; *ii) político-institucionais*: políticas tributárias e tarifárias, as regras que definem o uso do poder de compra do Estado e os esquemas de apoio ao risco tecnológico; *iii) regulatórios*, como políticas de proteção à propriedade industrial, de preservação ambiental, de defesa da concorrência e proteção ao consumidor; *iv) infra-estruturais*: disponibilidade, qualidade e custo de energia, transportes, telecomunicações; *v) sociais*: qualificação da mão-de-obra; políticas de educação e formação de recursos humanos; grau de exigência dos consumidores; *vi) dimensão regional*: distribuição espacial da produção; *vii) internacionais*: tendências do comércio mundial; os fluxos internacionais de capital, de investimento de risco e de tecnologia, relações com organismos multilaterais, acordos internacionais e políticas de comércio exterior. (ECIB, p. 19-21, 1994).

A principal vantagem competitiva da indústria brasileira é o tamanho de seu mercado interno, o qual poderia ser ainda maior não fossem as restrições decorrentes da crescente desigualdade na distribuição de renda e marginalização de parcela significativa da população do consumo dos bens industriais, disparidade esta que dá margem a uma elevada heterogeneidade de capacitações competitivas na indústria brasileira (ECIB, 1994, p. 433, 434).

O processo de rápida mudança tecnológica e de globalização financeira faz da *competitividade* uma questão essencial, cuja construção não pode pôr de lado os *fundamentos sociais*, entendidos como educação, qualificação da mão-de-obra, novas formas de organização do processo de produção, relações de trabalho cooperativas e mercados que exigem qualidade: fundamentos que podem ser traduzidos como o reconhecimento igualitário dos direitos de cada pessoa. Por outro lado, deve-se reconhecer que os processos em busca da competitividade, via forças de mercado, *"tendem a provocar efeitos adversos em matéria de emprego e salários (e portanto de equidade social)"* (ECIB, Parte II, 1994).

Para os assalariados, mesmo de países desenvolvidos, as transformações econômicas recentes, têm se traduzido no declínio dos salários médios - isto sem considerar o crescente desemprego nas economias industrializadas - :

"entre 1973 e 1990 o salário médio semanal nos EUA reduziu-se de US\$ 318 para US\$ 258, em valores constantes de 1982 (Mead, 1990 citado em Lopes et ali, 1993). Ao mesmo tempo tem havido um crescente distanciamento entre os segmentos do topo da pirâmide social e os menos favorecidos" ECIB, p. 96, 1994.

Uma vez que a competitividade depende dos fundamentos sociais, que por sua vez, podem produzir efeitos adversos, torna-se necessário harmonizar as dimensões econômicas e sociais dos alicerces da competitividade. No Brasil, a busca da competitividade é um desafio, uma vez que aos elementos também presentes no sistema econômico internacional - desemprego estrutural, salários decrescentes e maior desigualdade social - acrescentam-se os elementos da herança histórica das fases anteriores do desenvolvimento brasileiro. Assim como nos países industrializados, o contínuo e intenso crescimento que antecedeu a crise dos anos oitenta não conseguiu eliminar o desemprego nem promover a elevação dos salários, dificuldades estas que exigem o reconhecimento preliminar dos novos problemas sociais passíveis de manifestação na busca do desenvolvimento com competitividade (ECIB, 1994).

Na busca de diferenciação de vantagens competitivas, atenuou-se a concorrência e modificou-se também seu escopo: o único alvo não mais é o preço, e sim, qualidade, confiabilidade, serviços associados, relacionamento com os usuários/consumidores, pontualidade de entrega; na qualidade está implícita a capacidade de desenvolver e alcançar novos atributos em prazos menores e com custos decrescentes.

No que se refere à área de energia, o Brasil -inserido nesse contexto-, apresenta um descompasso entre a oferta e a crescente demanda de energia elétrica, fruto do pequeno investimento neste setor nos últimos anos, o que coloca o país trabalhando próximo à sua capacidade máxima. No bojo dessa problemática, o gás natural vem ganhando destaque, *"sendo uma nova opção com perspectivas de curto e longo prazo para minimizar o risco de déficit de energia, além de ser estrategicamente interessante para diversificar as fontes de energia do país"* (GALVÃO, L.C.R. *et alli*, 1999) atribuindo-lhe algumas vantagens competitivas, entre elas:

- i) dotação mineral – *endowment*;
- ii) menor volume de investimento, se comparado com as hidrelétrica;
- iii) pequeno prazo de construção (geração de receita é mais rápida, diminuindo o custo referente aos juros do capital investido);
- iv) possibilidade de construção das usinas próximas aos centros de carga;
- v) geração de empregos;
- vi) estímulo a investimentos para a região;
- vii) redução de impactos ambientais quando comparado a outros combustíveis fósseis.

Capítulo 2

O GÁS NATURAL

O Brasil, país de dimensões continentais, acreditando não ser ricamente dotado de energias fósseis — carvão, petróleo — firmou seu abastecimento energético, desde o início da sua industrialização, na biomassa e na hidreletricidade, fontes renováveis de energia e abundantes no país. No entanto, o setor moderno da economia recorreu à importação de combustíveis fósseis, primeiro o carvão e logo o petróleo. O então modelo de desenvolvimento adotado pelo país não conseguiu satisfazer as crescentes necessidades nacionais de energia fóssil dado o papel dominante do transporte rodoviário sobre outras modalidades de transporte — ferroviário, hidroviário — acompanhado pelo fenômeno da internacionalização do mercado mundial do petróleo, consolidando a dependência nacional em relação a esse recurso energético.

O gás natural (GN), combustível fóssil e portanto recurso não-renovável — está sendo apontado como uma fonte energética alternativa que pode ser utilizada em diferentes segmentos industriais e outras atividades. O conhecimento mais profundo desse combustível vem ao encontro das atividades econômicas num contexto cada vez mais globalizado, fato que tem dominado o cenário internacional e, principalmente o nacional, exigindo das áreas produtivas uma postura de contínua busca de maior competitividade. Para o melhor entendimento desta alternativa energética este capítulo abordará, quando propício, alguns exemplos e comparações com outro combustível — petróleo — e com outros países, por exemplo, os Estados Unidos, Canadá, Argentina e alguns países europeus e asiáticos.

Note-se que os dados obtidos, advindos de diferentes fontes e nem sempre com as mesmas datas de encerramento, podem não refletir os mesmos comportamentos, criando um estranhamento ao leitor. No entanto, para as análises pertinentes esse fato não apresenta grandes inconvenientes.

2.1 Definição

O gás natural -GN- é definido como uma mistura de hidrocarbonetos¹ leves — compostos químicos formados, exclusivamente, por átomos de carbono e hidrogênio — que à temperatura ambiente e pressão atmosférica permanece no estado gasoso. O GN encontra-se acumulado em rochas porosas no subsolo, freqüentemente associado ao petróleo, constituindo reservatórios naturais. Alguns destes gases são combustíveis e liberam energia quando queimados: são os chamados gases combustíveis.

Ambos, o GN e o petróleo - contém também outras substâncias, como impurezas, devido à existência de outros elementos químicos na matéria orgânica que lhes deu origem, ou pelo contato com as rochas onde foram formados ou acumulados; as impurezas mais comuns são: água salgada, compostos de enxofre (gás sulfídrico e outros compostos sulfurados), de oxigênio (anidrido carbônico), de nitrogênio e de metais diversos; visando o uso do petróleo e do GN, tais impurezas têm de ser eliminadas ou reduzidas.

Existem duas categorias de gás natural; o associado e o não-associado. O gás associado é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás; neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção do petróleo. Denomina-se gás não-associado àquele que, no reservatório, tem presença de quantidades muito pequenas de óleo, o que faz com que sua exploração esteja estreitamente vinculada ao seu aproveitamento econômico, fato que condiciona a estrutura da indústria do GN nas etapas *upstream* de sua cadeia produtiva

¹ De acordo com a tese da origem orgânica dos hidrocarbonetos, organismos aquáticos das bacias marinhas ou lacustres, vegetais carregados pelas correntes fluviais, microorganismos que se encontravam nos sedimentos depositados, todo esse material acumulado ao longo dos milênios em certas situações geológicas, acabou por rearrumar-se numa espécie de hidrocarboneto primordial, o querogêneo, o qual foi transformado progressivamente, devido às condições de pressão e temperatura crescentes, até dar origem ao metano seco; esse processo retrata a origem do petróleo. Quanto ao GN, não é possível uma determinação precisa de sua origem, uma vez que nele encontram-se também gases naturais de origem bioquímica.

(ABREU, P.L.; MARTINEZ, J.A., 1999; ALVEAL, C.; PINTO JR. H.Q., 1997). A cadeia produtiva será explicada no item 2.3 Suprimento de Gás Natural.

2.2 Composição

A composição do gás natural pode variar bastante, de campo para campo, o que depende de ele estar associado ou não ao óleo e também de ter sido ou não processado em unidades industriais. Ele é composto predominantemente de metano, etano, propano e, em menores proporções, de outros hidrocarbonetos de maior peso molecular. Normalmente, apresenta baixos teores de contaminantes, como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. A tabela 1 apresenta as composições típicas deste energético na forma como é produzido — associado e não-associado — após passar por uma UPGN².

TABELA 2.1 COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL

Elementos	Fórmula	Associado ¹ (%)	Não-Associado ² (%)	Processado ³
Metano	CH ₄	81,57	85,48	88,56
Etano	C ₂ H ₆	9,17	8,26	9,17
Propano	C ₃ H ₈	5,13	3,06	0,42
I-Butano		0,94	0,47	-
N-Butano		1,45	0,85	-
I-Pentano		0,26	0,20	-
N-Pentano		0,30	0,24	-
Hexano		0,15	0,21	-
Heptano e Superiores		0,12	0,06	-
Nitrogênio	N ₂	0,52	0,53	1,20
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,39	0,64	0,65
Total		100	100	100
Densidade ^{3*}	--	0,71	0,69	0,61
Riqueza* (% mol C ^{3*})	--	8,35	5,09	0,42
Poder Calor. Inf.(kcal/m ³)	--	9,916	9,583	8,621
Poder Calor. Sup.(kcal/m ³)		10,941	10,580	9,549

Fonte: CONPET, 1999 (1) Gás do campo de Garoupa, Bacia de Campos, RJ. (2) Gás do campo de Miranga, Bahia; (3) Saída da UPGN-Candeias, Bahia. (*)Riqueza é a denominação que se dá à concentração, no gás natural, de hidrocarbonetos com peso molecular igual ou maior que o propano.

² UPGN -Unidade de Processamento de Gás Natural- este processamento encontra-se explicado no item 2.3.

2.2.1 Composição Comercial

As características e propriedades do gás natural para consumo são reguladas, no Brasil, pela Portaria no. 4, de 15 de abril de 1998, da Agência Nacional de Petróleo (ANP); o gás distribuído enquadra-se, normalmente, no Grupo M (médio). A tabela 2.2, a seguir, apresenta essas especificações:

TABELA 2.2 ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL

Características ⁽¹⁾	Unidade	Valores
Poder calorífico superior (PCS)	Kcal/m ³	8.800 a 10.200
Densidade relativa ao ar		0,55 a 0,69
Teor máximo de gás sulfídrico (H ₂ S)	mg/m ³	20
Teor máximo de enxofre (H ₂ S e enxofre mercaptídico)	mg/m ³	80
Teor máximo de dióxido de carbono (CO ₂) ⁽²⁾	% volume	2
Teor máximo de inertes ⁽³⁾	% volume	4
Teor máximo de oxigênio (O ₂)	% volume	0,5
Ponto máximo de orvalho de água, 1 atm ⁽⁴⁾	°C	-45

Fonte: ANP - ⁽¹⁾ Limites especificados são valores referidos a 20°C e 101,33 kPa (1 atm), exceto quando indicado.

⁽²⁾ Para regiões N e NE, admite-se o valor de 3,5. ⁽³⁾ Para as regiões N e NE, admite-se o valor de 6,0.

⁽⁴⁾ Para as regiões N e NE, admite-se o valor de -39.

O GN é inodoro, sendo obrigatória a adição de um odorante que não altere suas condições de uso. As companhias de gás utilizam o enxofre mercaptídico — produto químico que é uma mistura de mercaptanas contendo enxofre — que em quantidades muito pequenas dá ao gás um odor que é associado ao característico "cheiro de gás", facilitando sua detecção pelo olfato no caso de eventual vazamento.

2.3 Suprimento

O suprimento de GN, está estreitamente ligado à estratégia de exploração do petróleo bruto, aspecto que condiciona a estrutura da indústria do GN nas etapas *upstream* e sua cadeia produtiva; ao todo, são cinco fases: exploração (inclui a avaliação); produção; processamento; transporte e distribuição.

³ A densidade do GN é pouco mais que a metade da densidade do ar, que apresenta um peso específico de 1,293 kg/m³, sendo uma importante característica, pois na hipótese de escapar para a atmosfera, o GN dissipa-se com facilidade, sendo impulsionado para grandes altitudes. (ABREU, P.L.; MARTINEZ, J.A. 1999).

i) exploração: ponto de partida na busca de GN; abrange as fases de reconhecimento e estudo geológico das estruturas - geologia -, a prospecção geofísica⁴, e a *perfuração* de poços, momento em que fica comprovada a existência do produto, instalação de equipamentos e testes de produção⁵. A geologia realiza estudos na sub-superfície que permitem um exame detalhado das camadas de rochas nas quais possa haver acumulação de petróleo e gás natural; esgotadas as fontes de estudos e pesquisas de Geologia, iniciam-se os levantamentos Geofísicos no subsolo, a qual realiza uma perfilagem do subsolo. O método mais utilizado nesta fase é o da Sísmica, provocando sismos artificiais com a ajuda de explosivos, produzindo ondas que se chocam contra as camadas geológicas da crosta terrestre, as quais são captadas por instrumentação específica.

A avaliação ou *appraisal* estaria contida no item i), uma vez que a produção do petróleo ou gás natural pode ocorrer em regiões distantes dos centros de consumo e, muitas vezes, de difícil acesso, como por exemplo, a floresta amazônica ou plataforma continental. É por esse motivo que, tanto a produção como o transporte normalmente são atividades críticas do sistema, devendo-se analisar os custos e benefícios da produção destes fósseis. Em plataformas marítimas o gás deve ser desidratado antes de ser enviado para a terra, visando evitar a formação de hidratos, os quais são compostos sólidos que podem obstruir os gasodutos. Outra situação que pode ocorrer é a reinjeção do gás no reservatório, tanto para facilitar a extração do petróleo ou no caso de não haver consumo para o mesmo; neste último aspecto, a Agência Nacional do Petróleo – ANP - limita a “queima” de gás natural nos *flares* das plataformas da Petrobrás.

ii) produção : etapa na qual o GN é extraído; abrange o processamento e tratamento usando-se equipamento específicos: vasos separadores para retirar a água, os hidrocarbonetos em estado líquido e outras partículas sólidas: pó produtos de corrosão, etc.; no caso do GN estiver contaminado por compostos de enxofre, será enviado para Unidades de Dessulfurização, nas quais esses contaminantes serão retirados. Visando aumentar a recuperação de petróleo no reservatório, parte do gás é reaproveitado no próprio sistema de produção para reinjeção (gás lift). A parcela restante é enviada para processamento, a qual consiste na separação de seus componentes;

⁴ Métodos e técnicas que utilizam as propriedades físicas das rochas – refração, reflexão.

⁵ As jazidas de GN são classificadas em gás associado (GN e petróleo) e gás livre ou não associado.

iii) processamento : o gás natural é transportado para as Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGN-; primeiramente o GN será desidratado - retirado o vapor d'água- e, em seguida, fracionado gerando as seguintes correntes: metano e etano (formam o gás processado ou residual); propano e butano (formam o GLP - gás liquefeito ou gás de cozinha), e um produto na faixa da gasolina, denominado C5⁺ ou gasolina natural.

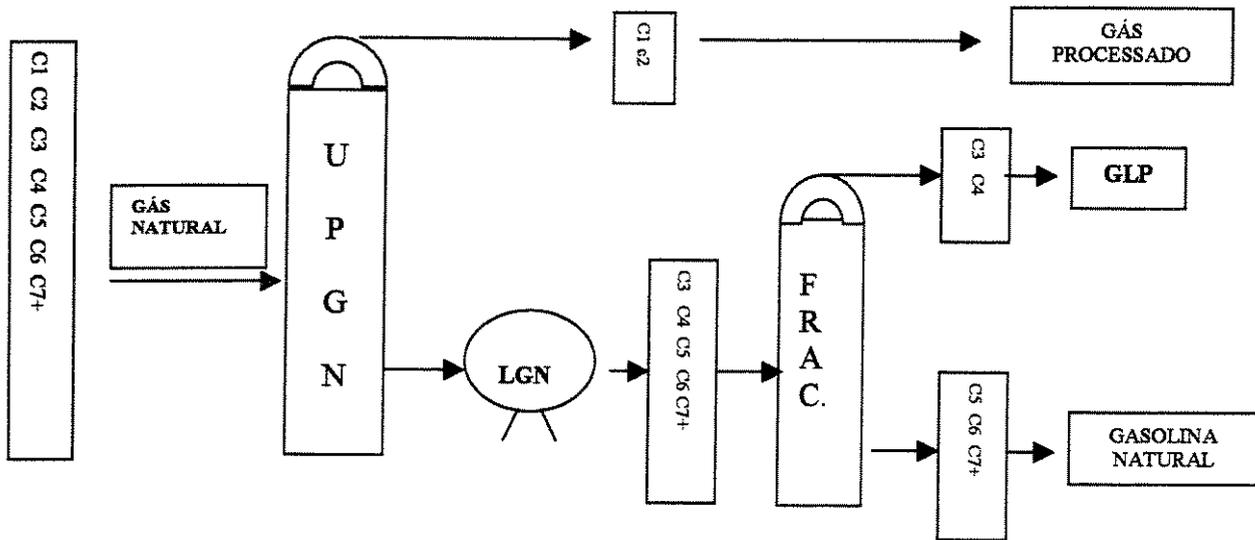


FIGURA 2.1 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UMA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GN

Fonte: Petrobrás, CONPET, 1999

iv) transporte : diz respeito às operações de transporte do GN das áreas de produção até os mercados consumidores (concessionárias distribuidoras e/ou grandes consumidores industriais), via gasodutos, quando encontra-se em estado gasoso. Um dos aspectos que caracteriza o GN é a possibilidade de seu estado físico ser adaptado às condições de transporte desde o local onde é produzido até a região de consumo, sendo três as principais alternativas: *i) gasodutos; ii) sob a forma liquefeita (GNL), em navios criogênicos; iii) sob a forma de compostos derivados líquidos ou sólidos.*

A primeira alternativa – gasodutos - é a mais utilizada; nos Estados Unidos, por exemplo, existem cerca de 500 mil km de dutos, atendendo a um total de 50 milhões de usuários.

Gasoduto é um duto, com tubulação de diferentes diâmetros⁶, pelo qual o gás natural é conduzido, sendo introduzido sob pressão através do uso de compressores. Por força do fluxo, há uma perda de energia por atrito; a pressão vai caindo ao longo do duto, o que torna necessário uma *estação de compressão*, a qual torna a elevá-la, permitindo a continuidade do fluxo do produto até o local de destino. A operação do gasoduto é monitorada por instrumentos ao longo da tubulação, via fibras óticas na faixa de domínio do gasoduto, e/ou via satélite. Esses instrumentos acompanham o comportamento da pressão na tubulação e mede também o fluxo transportado, inclusive as saídas nos pontos de entrega aos distribuidores - denominados *city gates* -, para fins de faturamento. O custo do gasoduto é geralmente referenciado como um produto do comprimento da tubulação (em metros lineares) pelo seu diâmetro (em polegadas)

"..sendo uma boa referência, atualmente, um valor de US\$ 15 a US\$ 25/metropol, ou seja, o custo por metro do duto é de US\$ 15 a US\$ 25 multiplicados pelo número de polegadas de seu diâmetro nominal" (ABREU, P.L.; MARTINEZ, J.A., p. 19, 1999).

Dentre os hidrocarbonetos, o GN tem o mais baixo ponto de ebulição: -162°C, denominado *gás natural liquefeito (GNL)*. No processo de criogenia, reduz-se seu volume em seiscentas vezes, sendo esta a segunda alternativa para transportá-lo. Se por um lado essa característica facilita seu transporte, o GNL torna-se economicamente viável somente para grandes volumes - aproximadamente 100 mil m³ de capacidade - e distâncias, podendo ser transportado de um continente a outro, por navios-tanque denominados "criogênicos" ou "metaneiros". Para ser transportado, o GNL requer a construção de usinas de liquefação nos terminais portuários, usina de regaseificação no destino, além da contratação de navios específicos para seu transporte, elevando assim os custos fixos do transporte de GNL.

A terceira alternativa - e mais econômica - é o transporte do GN sob a forma de *compostos derivados*, pois é transformado em produtos líquidos ou sólidos, apresentando um custo de transporte menos oneroso. O metanol - o álcool metílico - é amplamente usado em vários países pois apresenta um alto poder calorífico; é de uso restrito no Brasil devido à agressividade apresentada no contato com as pessoas; sua ingestão é perigosa e causa envenenamento mortal (ABREU, P.L.; MARTINEZ, J.A., 1999).

⁶ O diâmetro depende da quantidade de fluxo do combustível que será transportado; No Brasil, a variação é de 6 polegadas (Cabiúnas-Campos/RJ, 85 km) a 32 pol. (GASBOL, 3.150 km) em combinação com dutos de 16" e 24".

v) distribuição : diz respeito à distribuição do produto para os consumidores finais. Esta fase requer a instalação prévia de dutos de diâmetro inferior àquele utilizado no transporte, além de um processo de redução do seu poder calorífico para o atendimento de consumidores finais dos setores residencial, de serviços e industrial; Por se tratar de uma fonte de energia que requer altos investimentos nas diferentes fases, o conhecimento prévio do mercado potencial torna-se essencial. Assim, a construção da rede de transporte irá depender da negociação prévia de contratos de fornecimento de longo prazo. Sendo um recurso não-renovável, sua produção e consumo estão condicionados à existência ou não de reservas, sendo que os aspectos de qualidade, localização e tamanho das reservas irão determinar o grau de aproveitamento do gás natural (ALTHUON M., 1998).

Um outro aspecto a ser considerado é o armazenamento subterrâneo do gás natural, amplamente utilizado na Europa; nestes armazenamentos, o processo utiliza cavernas e jazidas esgotadas de sal, petróleo ou mesmo gás natural, bem como de águas subterrâneas a grande profundidade; existe ainda, o armazenamento criogênico de GNL, o qual é pouco utilizado devido ao alto custo. Independente da forma de armazenamento, é importante que o estoque do produto esteja nas proximidades dos grandes centros de consumo, garantindo a regularidade de seu fornecimento (GASPETRO, 2001).

Estes aspectos técnico-econômicos das diferentes fases para o suprimento de GN acarreta uma série de características inerentes às indústrias articuladas em torno de redes técnicas de transporte-distribuição, o qual condiciona o processo de tomada de decisões de investimento. Segundo ALVEAL (1997) tais características da indústria do GN estão também presentes em outras indústrias de rede:

- i) indivisibilidade dos equipamentos, tempo de construção. Maturação dos investimentos e *sunk costs*⁷ elevados;
- ii) funções de custos distintas para as etapas de exploração/produção/processamento/transporte/distribuição;
- iii) presença de economias de escala e condições de monopólio natural;

⁷ *Sunk costs*: custos irrecuperáveis.

- iv) obrigação jurídica de fornecimento e relevante interesse econômico e social, especialmente em função das externalidades⁸ positivas geradas para outros setores, legitimando os critérios de universalidade e serviço público.

Estes aspectos, somados ao modelo tradicional que predominou do pós-guerra até o início dos anos 80, cujo marco foram as fortes barreiras à entrada, contribuíram para que as indústrias de rede fossem estruturadas sob dois atributos principais: integração vertical e monopólios públicos de fornecimento, permitindo à Europa o aumento da produção de GN concomitante ao seu aumento na participação no balanço energético de diferentes países, conforme apresentado na tabela 2.3.

TABELA 2.3 PENETRAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BALANÇO ENERGÉTICO
(% da demanda de energia primária)

	1970	1980	1990	1995
Canadá	18.4	21.9	26.6	29.4
Estados Unidos	32.8	26.8	23.8	25.5
CEE (12 países)	7.2	15.5	18.1	21.3
Alemanha	5.5	16.5	15.7	19.7
Bélgica	8.5	19.5	16.5	20.3
Dinamarca	-	-	9.6	16.4
Espanha	-	2.2	6.1	7.8
França	5.6	11.7	12.1	13.5
Irlanda	-	8.7	20.0	22.2
Itália	9.7	17.2	25.8	28.2
Luxemburgo	-	11.7	11.4	17.0
Holanda	32.4	46.7	46.7	47.4
Reino Unido	4.9	20.2	24.2	29.2
C.E.I.	21.4	26.5	42.2	50(e)
Japão	1.2	6.0	10.5	11.2
Mundo	17.0	17.8	21.6	23.1

Fonte: Cedigaz, 1996, in Alveal C. Pinto Jr., 1997

2.4. Evolução do Gás Natural

No final do século XIX começou a desenvolver-se utilização do GN, nos Estados Unidos, acompanhando o crescimento do uso do gás manufaturado a partir da queima de carvão, introduzido na Inglaterra, em 1812. Até o início do século XX a Europa e os Estados Unidos tiveram seus esforços voltados para as descobertas de reservas carboníferas, energético que constituía a principal fonte de energia para a indústria da época.

⁸ Externalidades: existem onde há benefícios ou efeitos negativos de uma atividade para outra, gerando discrepância entre a estrutura do custo/benefício privado e a estrutura do custo/benefício social; podem ser positivas ou negativas (Chang, H-J, Cap.1, 1996).

Nos anos 50 ocorre a substituição do gás de carvão pelo GN, ato liderado pelos Estados Unidos, então único país produtor e consumidor de GN, tendo sido responsável por 92% da produção mundial comercializada em 1951 (BNDES, 1997). O primeiro gasoduto de longa distância (14 ou 16 polegadas e 600 km) inicia sua operação em 1925, entre Louisiana e Texas, EUA, constituindo um dos marcos do início da indústria de gás natural (BANKS, 1987 in TURDERA, M., 1997).

Excetuando-se os Estados Unidos, Canadá, Ex-URSS e Romênia, a indústria do GN é bastante recente, tendo sido desenvolvida após a Segunda Grande Guerra. Na Europa Ocidental, a descoberta e exploração de GN, em 1956, do campo de Groningen estimulou o seu consumo na Holanda e nos países vizinhos, acentuando-se seu uso com as reservas de GN descobertas no Mar do Norte, no final da mesma década, conferindo aos países donos dos campos gasíferos um alto grau de independência energética, permitindo alterar a matriz constituída predominantemente à base de carvão.

A partir dos anos 70, avanços tecnológicos, a jusante e a montante, permitiram a introdução do GN como fonte energética. A montante, tecnologias na área de exploração, complementadas com estudos geológicos via satélite, viabilizam a descoberta de novas fontes do energético, tanto no *off-shore* quanto no *on-shore*, trazendo como resultado o aumento das reservas mundiais de gás natural. A jusante, a evolução das tecnologias dos equipamentos de GN, permitem a substituição da energia elétrica e alguns derivados de petróleo. (ALVEAL C.; PINTO JR. H.Q., 1997). No final da década de setenta, tornou-se evidente o questionamento quanto à política de regulamentação de diversos setores da economia, tais como: telecomunicações, eletricidade, gás natural, transporte, água e saneamento básico.

Liderando este movimento estariam os Estados Unidos e a Inglaterra, através dos governos Reagan e Thatcher, respectivamente, os quais estimularam a revisão das chamadas políticas de "desregulamentação" com o objetivo de diminuir a presença do Estado e introduzir a dinâmica da concorrência de mercado. No caso dos mercados de petróleo e gás natural, esta posição é mais enfática para as atividades denominadas "*upstream*": exploração-produção - do que para as atividades "*downstream*": refino, distribuição-comercialização (ALTHUON, M., 1998). Hoje, um balanço dessas experiências revela profundas diferenças de ritmo e extensão das reformas, tanto

entre indústrias como entre países, sugerindo que especificidades setoriais (condições de base da indústria) e nacionais (aparato jurídico-institucional) são cruciais no encaminhamento de respostas às questões colocadas pelas novas circunstâncias. (ALVEAL, C.; PINTO JR. H.Q., 1997).

2.4.1. Evolução do GN no Brasil

Em 1854 inaugura-se, no Rio de Janeiro, a iluminação a gás de carvão; em 1895 Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá, viabiliza a construção do primeiro gasômetro do Rio de Janeiro. Em seguida foi criada a Companhia de Gás de Rio de Janeiro, que logo passou ao controle do grupo anglo-canadense Light, fornecendo também energia elétrica. Na década de trinta, a Light contabilizava 100.000 consumidores no Estado (TURDERA M.,1997).

No Estado de São Paulo, a inserção do gás iniciou em 1869 com a criação da São Paulo Gas Company Ltda., de capital britânico. No final do século XIX, a São Paulo Gás, sob controle acionário da Light, inicia a diversificação do uso do gás, estendendo o fornecimento para o setor residencial. Razões de ordem econômicas aliadas à ausência de grandes reservas de carvão de boa qualidade, ao rápido desenvolvimento do setor elétrico e à entrada no mercado do gás liquefeito de petróleo (GLP) em botijões - mais barato e menos intensivo em capital - provocaram uma involução do setor no país.

Com a substituição dos lampiões a gás pelos de energia elétrica, a São Paulo Gás Co. começou a enfrentar problemas de expansão e financeiros (1914-1930). Os constantes reajustes das tarifas domésticas, praticamente obrigavam os consumidores a usar o GLP, o que tornou inevitável o declínio da empresa. Até então, o setor industrial passara despercebido como consumidor potencial (COMGÁS, op.cit.).

Em 1959 o governo federal nacionaliza a São Paulo Gás, que havia se tornado economicamente inviável devido ao encarecimento de GN importado. Em 1969 foi criada a Companhia Municipal de Gás (COMGÁS), sociedade de economia mista, com participação majoritária da Prefeitura de São Paulo. Em 1974, tornou-se estadual, sob o nome de Companhia de Gás de São Paulo. No Rio de Janeiro, o governo estadual assumiu Companhia Estadual de Gás -CEG-, iniciando a distribuição de GN em 1983, como matéria-prima para a produção de gás de

poder calorífico médio em substituição à nafta, e também como combustível no suprimento às indústrias .

Nasce em 1953, em pleno período de aceleração industrial (1946-1967), a empresa de petróleo nacional, a Petrobrás, sob a égide de um governo intervencionista, iniciando a política econômica do Estado como instrumento de modelo desenvolvimentista, estatizando, entre outros⁹, o setor energético. A Petrobrás viria assegurar tanto o fornecimento de gás natural ao setor industrial quanto a integração vertical ao longo de toda a cadeia de suprimento de GN, situação que fora estendida aos grandes consumidores industriais no Rio de Janeiro, gerando conflito institucional entre a CEG e a Petrobrás pela disputa do mercado de distribuição de GN. A Constituição de 1988 atribuiu aos estados o direito de concessão na distribuição de GN e, a partir de então várias empresas estaduais foram criadas para explorar esses serviços (ALVEAL C.; PINTO JR. H.Q., 1997). Na rota da globalização, o governo tem tido como prioridade a privatização destas empresas; anexo I.

A Petrobrás iniciou suas atividades com um capital inicial de US\$ 165 milhões, herdados da CNP — Companhia Nacional de Petróleo. Foi marcante a atuação estratégica da empresa, destacando-se pela inovação do "modelo do terço", esquema de partição tripartite igualitário: capital privado nacional, recursos financeiros da estatal e tecnologia das multinacionais. Na primeira metade da década de 70, a Petrobrás completa a verticalização interna da indústria petrolífera e avança no desenvolvimento da petroquímica, da conglomeração e da internacionalização das suas atividades¹⁰ (ALVEAL C. *et alii*, 1997). Com ênfase no refino, o qual constitui o elo da cadeia petróleo-química¹¹, significando crescimento empresarial, o gás natural não tinha papel relevante, sendo consumido, na sua maioria, pela própria Petrobrás na recuperação de óleo e nas suas refinarias ou sendo queimado nos "flare" das plataformas marítimas. Apesar da atual preocupação e melhor aproveitamento do energético, o percentual de perda do GN alcança aproximadamente 16% do total da produção; este elevado índice vem decrescendo nos últimos anos; em 1980 a perda era de 27% (BNDES, 1997).

⁹ Outros grandes grupos estatais que lideraram o desenvolvimento econômico do Brasil, pós segunda guerra mundial: Eletrobrás (setor elétrico); Siderbrás (setor siderúrgico); Telebrás (setor de telecomunicações).

¹⁰ Sobre a trajetória da Estatal, vide "Os Desbravadores - A Petrobrás e a construção do Brasil Industrial" Alveal C., Ed. Dumara: ANPOCS, 1994.

¹¹ O refino é o pivô da estratégia "linha reta" da indústria petrolífera: para frente: transporte/ distribuição/ comercialização) e para trás (exploração/produção).

O gás natural começou a despontar, timidamente, na década de 80, em face do desenvolvimento da exploração da Bacia de Campos/RJ. Até então, o GN participava da matriz energética apenas no Nordeste (Recôncavo e Sergipe/Alagoas), utilizado como insumo industrial em algumas plantas de fertilizantes nitrogenados, com combustível da Refinaria Landolfo Alves, Mataripe, e do Pólo Petroquímico de Camaçari/BA e em algumas poucas indústrias. O Governo Federal através do Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e do Gás Natural, estabeleceu como meta para o ano 2010 uma participação de 12% do GN na matriz energética nacional, percentual expressivo quando comparados aos 3,0% registrados em 1999 (BEN-MME, 2000).

2.5. Reservas

Visando comparar a evolução das reservas de gás natural, alguns dados serão apresentados juntamente com o petróleo, principalmente devido à proximidade desses dois recursos, conforme apontado anteriormente. Existe uma discussão sobre as definições e terminologias quanto aos recursos, se “renováveis” ou “não-renováveis”; “auto-sustentáveis” ou “sustentáveis”, e mesmo quanto ao modo de classificação das reservas dos recursos. De acordo com Zimmermann (1966):

"recurso natural é toda dotação em matéria viva ou morta, existente na terra, útil ao homem ou que poderia vir a ser com o desenvolvimento tecnológico, econômico e sob determinadas condicionantes sociais".

O autor destaca que isto constitui uma *dinâmica* na qual *"Resources are not... they become"*; os requisitos citados para a criação de um recurso - fatores de dotação natural - *endowment* - são:

- i) existência de alguma substância natural; (quantidade, distribuição e natureza das ocorrências);
- ii) existência tecnologia para processá-la (conhecimento geológico);
- iii) existir demanda para o recurso¹².

¹² Como exemplo, pode-se mencionar o urânio, matéria-prima para a produção de energia nuclear, que se enquadra nos três itens citados.

McKelvey (1974) parte do princípio que todos os recursos são renováveis em alguma escala de tempo, e considerando os fatores de custo, estes são classificados em “*recursos não sustentáveis*” entendidos como aqueles cuja taxa de extração é maior do que a taxa de reposição (o que leva à exaustão do recurso) e “*recursos (auto) sustentáveis*”, cuja taxa de extração é menor ou igual à taxa de reposição.

As reservas — enquadradas dentro do âmbito dos recursos — apresentam distintas terminologias que, no entanto, guardam o mesmo significado técnico-econômico; o Boletim Estatístico da BP Amoco, utiliza os termos “*Provadas, Prováveis, Possíveis*”; o Balanço Energético Nacional (BEN/MME) deveria estar utilizando esta mesma terminologia conforme publicado pela Portaria 009¹³ da Agência Nacional de Petróleo (ANP), a qual traz no item 8, a seguinte definição e classificação para as reservas nacionais de petróleo e gás natural:

“ 8. RESERVAS: DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO

8.1. Reservas – recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em diante.

8.2. Classificação Quanto ao Grau de Incerteza

Como a estimativa de reservas sempre envolve incertezas quanto às informações geológicas e de engenharia e às condições econômicas, esses recursos podem ser classificados como:

8.2.1. Reservas Provadas – reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pela legislações petrolífera e tributária brasileiras.

8.2.2. Reservas Prováveis – reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

8.2.3. Reservas Possíveis – reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

8.3. Classificação Quanto ao Estágio de Desenvolvimento

Dependendo do estágio em que se encontra a exploração de um campo petrolífero, as reservas podem ser classificadas em:

8.3.1. Reservas Desenvolvidas – reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.

¹³ A Portaria Nº 009 de 21 de janeiro de 2000, encontra-se no site da ANP: www.anp.gov.br

As reservas desenvolvidas podem ser classificadas em:

8.31.1. Reservas Desenvolvidas em Produção – reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas de intervalos completados e em produção na data da estimativa.

8.31.2. Reservas Desenvolvidas a Produzir – reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas de intervalos completados porém fechados ou de poços fechados na data da estimativa.

8.3.2. Reservas Não Desenvolvidas – reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas através de novos poços em áreas não perfuradas, re-entrada ou recompletação de poços existentes, ou que dependam da instalação de equipamentos de produção e transporte previstos nos projetos de recuperação convencional ou melhorada. ”

No BEN/MME 2000 – ano base 1999 – ainda encontra-se as terminologias de reservas "*Medidas, Indicadas, Inferidas*". Conceitualmente, a terminologia que a Society of Petroleum Engineers (SPE) e World Petroleum Congress (WPC) utilizam, não diferem em essência das anteriores. Foi com o propósito de estabelecer um padrão mundial quanto ao nível de consistência na estimativa das reservas, que a SPE¹⁴ juntamente com o WPC aprovaram, em março de 1997, uma série de definições para as reservas de petróleo.

As **reservas** são definidas como aquelas quantidades de petróleo que são comercialmente recuperáveis, e classificam-se em **provadas** (proved); **provadas e prováveis** (proved plus probable) e **provadas e prováveis e possíveis** (proved plus probable plus possible).

Os **recursos contingenciais** - quantidades de petróleo estimada, em uma certa data, potencialmente recuperáveis do ponto de vista das "accumulations", que no entanto não são comercialmente viáveis, dividem-se, em: "*low estimate*"; "*best estimate*" e "*high estimate*". Estão classificadas também as quantidades de petróleo estimadas em uma certa data, as quais contêm "*accumulations*" porém ainda não foram descobertas; dentro destas, estão as "*prospective resources*", são subdivididas - segundo o grau de certeza das estimativas - em "*low estimate*"; "*best estimate*" e "*high estimate*".

¹⁴ Site da SPE Online: Home/ Oil & Gas Technology/Petroleum Reserves & Resources Definitions.

O Sistema de Classificação dos Recursos da SPE/WPC – figura 2.2., é uma representação gráfica das definições acima citadas. O eixo horizontal representa o grau de incerteza no volume recuperável potencialmente estimado, e o eixo vertical representa o nível do estado/ maturidade da reserva.

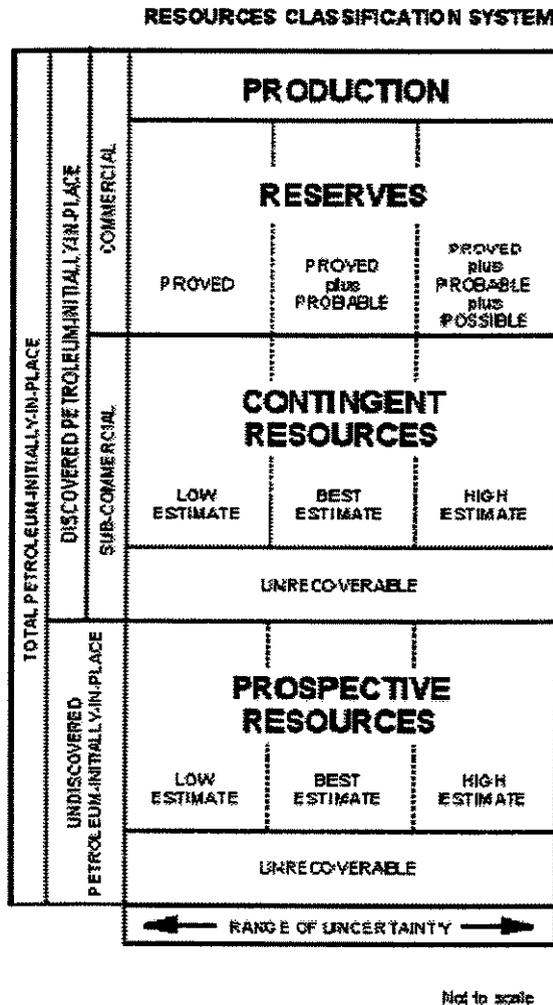


Figura 2.2 Sistema de Classificação das Reservas (SPE/WPC)

2.5.1. Reservas de Petróleo e Gás Natural - Mundo

No período 1970 a 1986, as reservas mundiais de petróleo estiveram estabilizadas entre 600 e 700 bilhões de barris. Nos três anos seguintes, cinco países reavaliaram suas reservas, a saber, Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Venezuela, elevando o total das reservas mundiais para aproximadamente 1 trilhão de barris, quantidade que não sofreu grandes alterações nos últimos sete anos. A tabela 2.4 apresenta a relação das Reservas e Reservas/Produção para os anos de 1991 e 1998 (BP AMOCO, 1999).

TABELA 2.4 RESERVAS DE PETRÓLEO E RELAÇÃO RESERVAS/PRODUÇÃO

Região	Reservas (bilhões de barris)		Reservas/Produção (R/P) - anos	
	1991	1998	1991	1998
América do Norte	41,7	37,3	10,2	10,1
América Latina	119,8	137,3	43,1	38,1
Argentina	1,6	2,6	9,3	8,2
Brasil	2,8	7,1	10,4	19,8
México	51,3	47,8	48,0	39,3
Venezuela	59,1	72,6	63,9	60,9
Outros	5,0	7,2	12,6	15,4
Europa Ocidental	14,5	20,7	9,0	8,4
África	60,4	75,4	24,5	28,0
Oriente Médio	661,6	637,7	>100	83,2
Europa Oriental	58,8	65,4	15,1	24,8
Ásia Oriental/Oceania	44,1	43,1	18,3	15,9
Total Mundial	1.000,9	1.052,9	43,4	41,0

Fonte: BP AMOCO - Statistical Review Of World Energy, 1999

O crescimento mundial das reservas provadas de petróleo nesse período foi de 0,51%, o que significa que as descobertas superaram escassamente as quantidades extraídas no período - 25 a 27 bilhões de barris ao ano - o que, como consequência, levou ao declínio da relação R/P, de 43,4 em 1991, para 41,0 anos em 1998. Note-se que esta relação está fortemente sustentada pelas reservas do Oriente Médio, sendo que a América do Norte, Europa e Ásia/Oceania apresentam o indicador R/P inferior à média mundial, o que significa que, mantidos o ritmo de produção atual e o nível de reservas próprias, esses países esgotarão suas reservas antes do horizonte de exaustão de reservas mundiais, o que fere um princípio básico da política de exploração de recursos minerais.

O Brasil aumentou significativamente suas reservas - relação R/P de 10,4 para 19,8 anos -; são, no entanto, pouco significativas em termos globais, representando 0,7% das reservas mundiais

(BP AMOCO - SRWE - 1999). A trajetória das reservas de gás natural, no mesmo período, apresenta-se diferente. Entre 1991 e 1998, as reservas mundiais de GN - e a relação R/P, evoluíram, conforme apresentado na tabela 2.5. Assim, enquanto as reservas de petróleo cresceram 0, 51% nesse período, as de gás natural apresentaram um índice de 18%. Embora o Brasil apresente uma posição discreta quanto às suas reservas, deve-se considerar que no contexto mundial "o potencial das reservas de petróleo dá mostras de estar atingindo seus limites, enquanto o gás natural apresenta um futuro considerável" (BP AMOCO, 1997).

Note-se, no entanto que do mesmo modo que acontece com o petróleo, os países mais desenvolvidos apresentam uma relação R/P de gás natural consideravelmente inferior ao da média mundial, conforme publicação do BNDES, 1997:

"O ritmo de produção da América do Norte (R/P =10,1) também não leva em conta um segundo conceito de exploração dos recursos minerais, qual seja o de que as reservas descobertas de um país devem sempre garantir um horizonte (R/P) de pelo menos 15 anos".

TABELA 2.5 RESERVAS DE GÁS NATURAL E RELAÇÃO RESERVAS/PRODUÇÃO

Região	Reservas (trilhões de m ³)		Reservas/Produção (R/P) - anos	
	1991	1998	1991	1998
América do Norte	7,5	6,6	12,3	9,5
América Latina	6,8	8,0	69,2	66,7
Argentina	0,6	0,7	23,9	23,3
Brasil	-	0,2	-	35,2
México	2,0	1,8	71,8	51,7
Venezuela	3,1	4,0	>100	>100
Outros	1,1	1,3	-	63,0
Europa Ocidental	5,1	5,2	25,7	18,3
África	8,8	10,2	>100	>100
Oriente Médio	37,4	49,5	>100	>100
Europa Oriental	50,0	56,7	58,9	83,4
Ásia Oriental/Oceania	8,4	10,2	48,2	41,4
Total Mundial	124,0	146,4	58,7	63,4

Fonte: BP AMOCO - Statistical Review of World Energy, 1999

As reservas mundiais de GN, 146,4 trilhões de m³, mantiveram-se estáveis em relação ao ano anterior; a África e a Ásia incrementaram seus volumes, em aproximadamente 20%, fato que equilibrou a queda (20%) no total das reservas dos Estados Unidos. Mundialmente, as reservas encontram-se distribuídas em mais de 80 países. A Ex-URSS e o Oriente Médio são detentores de 72,5% das reservas (figura 2.3), das quais cerca de 20% estão concentradas em três campos gigantes da Sibéria Ocidental: Urengoy, Yamburg e Bovanenkovskoye.

A América Latina, incluindo o México totalizam 6,3 trilhões de m³. Os maiores consumidores de GN, os países da Europa, EUA, Canadá detém, juntos, cerca de 9% das reservas provadas de GN, conforme apresentado na figura 2.3, a seguir.

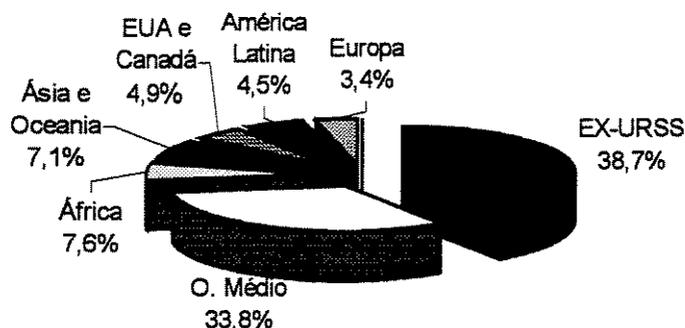


FIGURA 2.3 RESERVAS PROVADAS DE GN (%) - MUNDO
Fonte: BP Amoco, 1999. Elaboração própria.

As Reservas Provadas de GN na América Latina encontram na Venezuela seu maior percentual: 51,2%, e no México, 24,5%. A Argentina ocupa a 3^a. posição com 7,9%, seguida por Trinidad Tobago, 4,5% (figura 2.4). Do grupo de países que desenvolveram suas indústrias de GN na América Latina, somente o Peru, Bolívia e Argentina reúnem condições de fornecimento ao Brasil a médio prazo, pois dispõem de projetos, em perspectiva ou em fase de implantação. Recentemente, a Bolívia tem apresentado números que dobram seu índice.

Quanto ao consumo de gás natural, é significativo seu crescimento na América Latina; o Brasil e o México, são os mais promissores, *"podendo o GN vir a ter um papel importante no desenvolvimento do país e da região"* (MORGAN STANLEY OIL & GAS EQUITY RESEARCH, 1998).

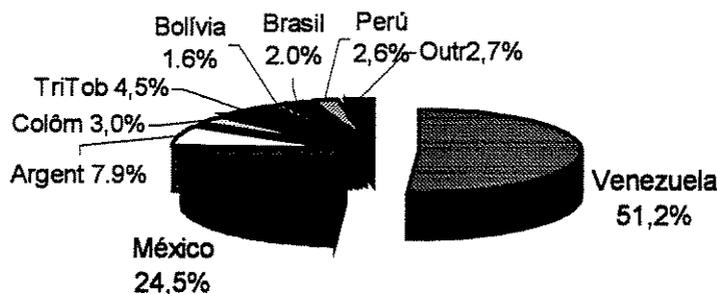


FIGURA 2.4 RESERVAS PROVADAS DE GN (%) - AMÉRICA LATINA
 Fonte: BNDES, 1997. Elaboração própria

2.5.2. Reservas de Petróleo e Gás Natural - Brasil

No Brasil, aproximadamente 70% do GN é de origem associado, o que faz com que sua oferta esteja vinculada à produção de óleo cru, sendo este um limitador da exploração econômica do GN, pois os reservatórios, por dependerem da produção de óleo, não podem ser mantidos fechados à espera de oportunidade técnico-econômica. Assim, se o escoamento do gás associado não for viável, procede-se à sua queima no "flare" das plataformas (BNDES, 1997). Outro fato não menos relevante é que 63% das reservas do país estarem em águas profundas *-off-shore*; para o petróleo, este índice é de 90% - tabela 2.6.

O Brasil possui bacias sedimentares com uma extensão aproximada de 4,4 milhões de km², representando 51,7% do território nacional; 18,2% das bacias encontram-se no mar, tendo na Bacia de Campos/Rio de Janeiro sua quantidade mais expressiva. As reservas de gás natural no Brasil — como no mundo todo — não obedecem a uma distribuição territorial proporcional; conforme os dados da Agência Nacional de Petróleo, do total das reservas provadas, 49,45% encontram-se na região Norte/Nordeste, sendo o mais expressivo o estado do Amazonas seguido da Bahia; A região Sudeste responde por 44%, sob a liderança do Rio de Janeiro; este mesmo estado responde por 87% das reservas provadas de petróleo.

TABELA 2.6 – RESERVA PROVADA E TOTAL – PETRÓLEO E GÁS NATURAL – 2.000

T/M	UNIDADE DA FEDERAÇÃO	PETRÓLEO E CONDENSADO		GÁS NATURAL	
		RESERVA PROVADA	RESERVA TOTAL	RESERVA PROVADA	RESERVA TOTAL
		(milhões de m3)	(milhões de m3)	(milhões de m3)	(milhões de m3)
TERRA	AMAZONAS	17,613	26,519	44.897	91.013
	CEARÁ	0,883	4,270	1	1
	R.G. NORTE	41,473	60,885	6.171	6.675
	ALAGOAS	1,912	2,752	7.268	10.163
	SERGIPE	27,778	32,514	925	1.026
	BAHIA	29,137	41,450	23.705	38.108
	ESPÍRITO SANTO	8,278	17,423	2.510	3.378
	PARANÁ			0	800
	Sub-Total Terra	127,074	185,813	85.477	151.164
	MAR	CEARÁ	18,273	34,994	1.808
R.G. NORTE		10,627	17,718	17.520	19.442
ALAGOAS		0,588	0,588	1.563	1.569
SERGIPE		4,432	8,497	5.385	7.368
BAHIA		1,020	4,697	4.183	8.768
ESPÍRITO SANTO		0,088	0,174	5.453	8.316
RIO DE JANEIRO		1.129,472	1.908,796	104.904	198.221
SÃO PAULO		1,002	1,002	4.940	4.940
PARANÁ		3,697	8,056	0	1.562
Sub-Total Mar		1.169,199	1.984,522	145.756	252.706
Total Nacional		1.296,273	2.170,335	231.233	403.870

Fonte: site: anp.gov.br/reservas – atualizado em 15/03/2000

Em 1999, as reservas medidas e indicadas de GN no Brasil, somaram 231,2 bilhões de m³ - tabela 2.7. Um marco na evolução das reservas provadas foi a descoberta da Bacia de Campos/RJ, fato que quadruplicou as reservas no período de 1980-1995; a região sul, sudeste detém 44% das reservas nacionais; o norte, 18%, e nordeste: 38%. (BEN-MME, 2.000; ALVEAL C. *et alii*, 1997).

TABELA 2.7. EVOLUÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS¹ DE GÁS NATURAL NO BRASIL² (10⁶ m³)

Ano	Terra	Mar	Total GN
1990	75.557	96.461	172.018
1991	75.941	105.582	181.523
1992	85.181	107.353	192.534
1993	86.877	104.194	191.071
1994	89.821	108.939	198.760
1995	91.021	116.943	207.964
1996	101.717	121.845	223.562
1997	99.446	128.204	227.650
1998	65.00*	160.900*	225.900
1999			231.200**

Fonte: Petrobrás, 1998

1. Segundo critério de classificação SPE/WSP¹⁵

*Dados Gaspetro; **BEN-MME, 2.000

2. Em 31 de dezembro dos anos de referência

2.6. Produção e Consumo de Gás Natural

O consumo mundial de GN, alcançou - em 1997 - 6.138,3 milhões de m³/dia, apresentando uma taxa de crescimento de 2,24% ao ano, em relação a 1987, conforme a tabela 2.8.

TABELA 2.8 CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL 1987-1998

Região	Consumo (10 ⁶ m ³ /dia)			Particip. 1998 (%)	Taxa cresc. 87 a 98 (%ao ano)
	1987	1992	1998		
América do Norte	1.486,6	1.722,7	1.870,4	30,4	2,1
América Latina	208,8	242,9	334,8	5,4	4,4
Argentina	47,4	60,9	81,4	1,3	5,0
Brasil	9,0	10,9	17,8	0,3	6,4
México	72,1	75,7	99,2	1,6	2,9
Venezuela	51,0	59,0	81,9	1,3	4,4
Outros	29,3	36,4	54,5	0,9	5,8
Europa Ocidental	866,3	917,8	1.170,1	19,1	2,8
África	76,4	100,8	133,4	2,2	5,2
Oriente Médio	216,7	290,7	470,7	7,7	7,3
Europa Oriental	1.612,0	1.716,4	1.449,3	23,6	(1,0)
Ásia Oriental/Oceania	344,4	488,2	709,6	11,6	6,8
Total mundial	4.811,2	5.479,5	6.138,3	100,0	-
Taxa de cresc. (% ao ano)	-	2,64	1,91	-	2,24

Fonte: BP Amoco - Statistical Review of World Energy, 1999

Confrontando os dados de produção comercializada, com os de consumo, obtém-se os fluxos comercializados internacionalmente, tabela 2.9, configurando três macro-regiões mundiais como exportadoras: África, Ásia/Oceania e a Ex-URSS e uma importadora, a Europa Ocidental.

¹⁵ Os critérios da SPE: Society of Petroleum Engineers e WPC: World Petroleum Congress elevam um pouco mais as reservas medidas em relação aos critérios usados pelo Balanço Energético Nacional/BEN-MME.

TABELA 2.9 RELAÇÃO PRODUÇÃO E CONSUMO MUNDIAL

REGIÃO	PRODUÇÃO COMERCIALIZADA (bilhões de m ³)	%	CONSUMO (bilhões de m ³)	%	PRODUÇÃO (-)CONSUMO (bilhões de m ³)
América do Norte	731,10	32,7	737,30	33,7	(6,20)
Europa	278,50	12,5	418,30	19,1	(139,80)
Ex-URSS	669,00	30,0	526,20	24,0	142,80
Oriente Médio	150,10	6,7	142,50	6,5	7,60
Ásia e Oceania	227,40	10,2	234,50	10,7	(7,10)
África	91,20	4,1	47,80	2,2	43,40
América Central e do Sul	84,10	3,8	84,00	3,8	0,10
Total	2.231,40	100,0	2.190,60	100,0	40,80

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 1997, elaboração própria.

Do total da produção mundial comercializada do energético em estudo em 1996, 81% foram consumidos dentro das fronteiras nacionais, 14% foram exportados por gasodutos e 5% foram exportados sob a forma de GNL. Os três maiores exportadores de GN por gasodutos: Ex-URSS (39%), Canadá (25%) e Holanda (14%), sendo os principais importadores, por gasodutos, os Estados Unidos, a Alemanha e a Itália, com 25%, 25% e 12% respectivamente.

Os Estados Unidos apresentam a maior quantidade de produção comercializada; no entanto, devido ao seu consumo, torna-se importador; 100% da exportação canadense teve como destinatário seu vizinho ao sul. Quanto ao GNL, a Indonésia, Argélia e Malásia detém por 72% das exportações mundiais, sendo o Japão o mais expressivo importador de GNL, absorvendo mais de 60% das importações mundiais (BNDES, 1997).

A produção de GN pode ser dividida, conceitualmente, em bruta, perdida e reinjetada e comercializada:

- i) *Produção Bruta*: corresponde aos volumes extraídos dos reservatórios;
- ii) *Produção Reinjetada*: são os volumes reinjetados nos reservatórios para a recuperação secundária de óleo;
- iii) *Produção Perdida*: volumes perdidos em qualquer fase da cadeia produtiva. A Produção Perdida divide-se em: a) produção queimada no próprio campo, por falta de mercado consumidor e/ou investimento em tecnologia b) produção perdida em qualquer ponto da cadeia produtiva, da exploração até o consumo final. A Produção Comercializada (consumo geral) corresponde ao total da Produção Bruta menos Produção Reinjetada e Produção Perdida (BNDES, 1997).

iv) *Produção Armazenada:* é a parcela acumulada em reservatórios construídos especificamente para essa finalidade; o armazenamento de gás natural é realizado com frequência nos países Europeus, podendo ser efetuado tanto pelos produtores quanto pelos compradores de gás natural.

Na Ásia/Oceania, Europa Ocidental cerca de 91% da produção é comercializada; as perdas chegam a 3% e a reinjeção responde por 7%. Já na Europa Leste e Ex-URSS, 99,99% da produção de gás natural é comercializada. Na América do Sul e Central, este índice é de 71%; as perdas e reinjeção atingem 11% e 18%, respectivamente.

No Brasil, em 1997, aproximadamente 34% da produção foi não comercializada: 18,6% do GN extraído foi queimado no flare e 15,3% reinjetado, restando 66,1% para consumo (tabela 2.10). Comparativamente à média mundial, o Brasil apresenta um índice elevado de GN perdido/não utilizado, apesar do decréscimo nos últimos 17 anos, passando de 27% em 1980 para 15,3% em 1997. Isso pode ser explicado, em partes, pela existência de mercados locais próximos às áreas produtoras, como no caso de Rio de Janeiro, São Paulo e Bahia, cujo desenvolvimento

vem sendo favorecido pela implantação da infra-estrutura de transporte através dos gasodutos.

TABELA 2.10. GÁS NATURAL NO BRASIL 1990-1997 (milhões m³/dia)

Ano	Produção 10 ⁶ m ³ /dia	Consumo		Reinjetado/ Armazenado		Perdido/ Não utilizado	
		10 ⁶ m ³	%	10 ⁶ m ³	%	10 ⁶ m ³	%
1990	17.204	11.039	64,2	2.018	11,7	4.148	24,1
1991	18.079	11.137	61,5	3.783	21,0	3.159	17,5
1992	19.105	12.247	64,1	4.335	2,7	2.523	13,2
1993	20.152	12.954	64,3	4.150	20,6	3.047	15,1
1994	21.128	13.626	64,5	4.218	20,0	3.285	15,5
1995	22.163	13.842	62,4	3.871	17,5	4.449	20,1
1996	25.244	15.443	61,2	4.471	17,7	5.329	21,1
1997	27.027	17.686	66,1	5.019	18,6	4.140	15,3

Fonte: ANP-Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo, 1999 - elaboração própria.

A Bacia de Campos/RJ através do projeto Cabiúnas¹⁶ estará incrementando sua produção em 6 milhões de m³/dia, 43% de sua produção em 1999. Dos quase 15 milhões produzidos, somente 9 milhões de m³ são escoados para terra; os outros 6 milhões de m³/dia são utilizados

¹⁶ As obras do projeto Cabiúnas estão sendo executadas pelo consórcio Setal/Tokyo, orçado em US\$ 683 milhões, incluindo investimentos tanto *off-shore* de Campos como na área terrestre (Brasil Energia no. 233, abril 2000).

nas próprias plataformas ou são queimados (500 mil m³/dia reinjeção; 2,5 milhões de m³/dia consumo próprio; 3 milhões de m³/dia queima/perda operacional), sendo uma das principais metas do projeto Cabiúnas reduzir o alto índice de queima de gás. Em março de 1.999, a produção de GN alcançou 32 milhões de m³/dia, distribuídos em 10 estados.

Por região, o Norte (AM) e Nordeste (CE/RN/AL/SE/BA) detêm 44,6 % da produção de GN; o Sudeste (ES/RJ/SP) é responsável por 54,5%, e o Sul (PR) responde por pouco menos de 1% do total da produção nacional, tabela 2.11.

TABELA 2.11. PRODUÇÃO DE GN (MIL M³ /DIA), POR ESTADO - 1998

Estado	Associado	Não-associado	Total	Participação (%)
Alagoas	1.984	313	2.297	7,1
Amazonas	1.849	0	1.849	5,7
Bahia	2.271	2.806	5.077	15,8
Ceará	329	0	329	1,0
Espírito Santo	349	446	795	2,5
Paraná	302	0	302	0,9
Rio de Janeiro	14.131	824	14.955	46,6
Rio Grande do Norte	2.847	2	2.849	8,9
São Paulo	0	1.766	1.766	5,5
Sergipe	729	1.221	1.950	6,0
Total	24.791	7.378	32.169	100,0

Fonte: Gaspetro, 1999; elaboração própria.

A evolução da produção de GN *off-shore* e *on-shore* – tabela 2.12 - tem sido constante quanto à contribuição percentual: 63,8% e 36,2% respectivamente, mesmo com um acréscimo na produção de 57% entre os anos de 1990 a 1997.

TABELA 2.12. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL 1990-1997 (10⁶ m³)

Ano	Terra		Mar		Total 10 ⁶ m ³
	10 ⁶ m ³	%	10 ⁶ m ³	%	
1990	2.268	36,1	4.077	63,9	6.279
1991	2.469	37,4	4.129	65,6	6.598
1992	2.718	38,9	4.255	61,1	6.973
1993	2.838	38,6	4.517	61,4	7.356
1994	2.814	36,5	4.898	63,5	7.712
1995	2.902	35,9	5.187	64,1	8.089
1996	3.289	35,9	5.878	64,1	9.167
1997	3.571	36,2	6.294	63,8	9.865

Fonte: ANP-Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo, 1.999

O consumo de gás residencial acontece somente nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo; o gás automotivo começa a ser significativo, apesar de representar somente 1,2% do gás consumido no país. Nas atividades rurais, devido à dispersão dos consumidores, enfrenta-se uma maior dificuldade para a inserção do energético que, no entanto, apresenta um potencial de consumo na área de secagem de grãos, de fumo, além de aquecimento de instalações de aves, entre outros (ABREU P.L., 1999). A seguir, a tabela 2.13 apresenta a distribuição do consumo de gás natural, em 1998, no Brasil, por Estado e por setor.

TABELA 2.13. CONSUMO DE GÁS NATURAL NO BRASIL - 1998 (mil m³/dia)⁽¹⁾

Estado/Região	Combustível			Matéria-prima ⁽²⁾	Total	Total (em %)
	Resid.	Autom.	Ind/Com			
Alagoas	-	0	403	-	403	2,1
Bahia	-	2	1.031	856	1.889	10,2
Ceará	-	6	121	-	127	0,7
Pernambuco	-	5	547	-	552	3,0
Rio Grande do Norte	-	5	87	-	92	0,5
Sergipe	-	0	111	-	111	0,6
Nordeste	-	18	2.300	856	3.174	17,1
Espírito Santo	-	1	592	12	605	3,3
Minas Gerais	-	-	513	-	513	2,8
Rio de Janeiro	426	150	2.412	298	3.286	17,7
São Paulo	322	49	3.037	3	3.411	18,4
Sudeste	748	200	6.554	313	7.815	42,2
Total vendas	748	218	8.854	1.169	10.989	59,3
Consumo Petrobrás ⁽³⁾	-	-	5.412	2.129	7.541	40,7
Consumo total	748	218	14.266	3.298	18.530	100,0
% Total	4,0	1,2	77,0	17,8	-	100,0

⁽¹⁾ Valores a 20°C e pressão de 1 atm, reduzidos ao equivalente em gás com o poder calorífico superior a 9.400 kcal/m³.

⁽²⁾ Inclui o gás natural utilizado para a produção de fertilizantes, metal e como redutor siderúrgico.

⁽³⁾ Inclui o consumo da Petrobrás como combustível, nas unidades de produção de petróleo, na operação de gasodutos e nas refinarias e, também, a fração recuperada como líquidos na secagem do gás.

Fonte: Gaspetro in ABREU, L.P.; MARTINEZ, J.A., 1.999

2.7. O Gás Natural no Balanço Energético Mundial

O petróleo tem apresentado uma involução na oferta; no entanto, este recurso natural fóssil ainda representa em 1996, 39% do total do consumo mundial de energia primária, seguido pelo carvão com 27%. O gás natural situa-se em terceiro lugar, com 24% do consumo mundial; a energia nuclear representa 7% e a hidráulica, 3%, conforme apresentado na tabela 2.14.

O balanço de energia primária pode variar de uma região para outra, sendo determinada por fatores diferentes, entre os quais, o perfil do mercado de cada país e a disponibilidade interna dos energéticos. Para o GN, a disponibilidade de transporte, estrutura industrial do país e o estágio de desenvolvimento econômico são fatores determinantes.

TABELA 2.14. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMÁRIA - Por Fonte - em 10⁶ tep - 1996

País/Continentes	Óleo	Carvão	Gás Natural	Nuclear	Hidráulica	Total
Canadá	79,5	23,1	66,4	23,9	30,3	223,2
EUA	833,0	516,0	569,7	183,3	28,8	2.130,3
América do Norte	986,3	544,3	663,7	209,1	61,6	2.465,0
Argentina	21,1	1,4	27,9	1,9	2,4	54,7
Brasil	74,2	10,7	4,7	0,6	22,7	112,9
Venezuela	18,9	0,2	28,8	0,0	4,6	52,5
América do Sul	203,7	18,3	75,5	2,5	41,5	341,5
Noruega	10,5	0,6	0,1	0,0	8,9	20,1
Alemanha	137,4	88,9	75,2	41,7	1,8	345,0
França	91,0	14,7	29,0	102,8	6,0	243,5
Reino Unido	83,7	44,9	76,7	24,5	0,3	230,1
Europa	740,1	380,1	376,4	242,3	45,7	1.784,6
Rússia	128,0	119,0	317,0	28,1	13,2	605,3
Ucrânia	17,3	30,5	70,4	20,5	0,8	139,5
Ex-URSS	196,5	180,9	473,6	52,7	19,3	923,0
Oriente Médio	190,5	6,3	128,3	0,0	1,1	326,2
África	110,3	89,7	43,1	3,2	6,2	252,5
China	172,5	666,0	15,9	3,7	15,9	874,0
Índia	78,7	140,3	19,5	2,1	6,0	246,6
Japão	269,9	88,3	59,5	76,8	7,4	501,9
Asia e Oceania	885,4	1.037,4	211,0	111,5	42,7	2.288,0
TOTAL MUNDIAL	3.312,8	2.257,0	1.971,6	621,3	218,1	8.380,8

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 1997.

Obs: Somente considerados energéticos comercializados. Estão excluídos desta tabela as fontes cujas estatísticas de consumo são inexistentes ou pouco confiáveis, tais como a lenha, turfa e resíduos orgânicos utilizados em áreas rurais.

Acompanhando a tendência mundial, no Brasil, o gás natural tem evoluído sua participação no que diz respeito à oferta interna bruta de energia, passando de 0,2% em 1970 para 3,0% em 1999 (tabela 2.15); para 2005 a Petrobrás estima a que sua participação alcance 10%; segundo esta estimativa, a oferta interna bruta total teria um aumento de 13% em seis anos; os recursos não-renováveis aumentariam 39%, enquanto os renováveis sofreriam um decréscimo de 6%:

TABELA 2.15 BRASIL - OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGIA (em 1.000 tep)

	1970	1980	1990	1998	1999	2005*
Petróleo e derivados	24.723	54.324	56.572	84.268	85.633	100.555
Gás Natural	166	1.065	4.230	6.752	7.600	28.730
Carvão mineral	2.405	5.823	9.488	12.253	12.668	17.238
Outros	0,0	0,0	587	1.500	1.267	2.873
Subtotal não-renováveis	27.294	61.212	70.877	104.773	107.168	149.396
Hidráulica e eletricidade	11.536	37.321	67.641	96.022	96.527	94.809
Lenha	31.453	30.695	28.180	21.005	21.282	17.238
Produtos de Cana	3.528	9.000	18.459	24.755	24.575	20.111
Outros	221	995	2.104	3.500	3.800	5.746
Subtotal renováveis	46.738	78.011	116.384	145.283	146.184	137.904
Total	74.032	139.223	187.261	250.056	253.352	287.300
Valores percentuais						
	1970	1980	1990	1998	1999	2005*
Petróleo e derivados	33,5	39,0	30,2	33,7	33,8	35,0
Gás natural	0,2	0,8	2,3	2,7	3,0	10,0
Carvão mineral	3,2	4,2	5,0	4,9	5,0	6,0
Outros	0,0	0,0	0,3	0,6	0,5	1,0
Subtotal não-renováveis	36,9	44,0	37,8	41,9	42,3	52,0
Hidráulica e eletricidade	15,6	26,8	36,1	38,4	38,1	33,0
Lenha	42,4	22,0	15,1	8,4	8,4	6,0
Produtos de cana	4,8	6,5	9,9	9,9	9,7	7,0
Outros	0,3	0,7	1,1	1,4	1,5	2,0
Subtotal renováveis	63,1	56,0	62,2	58,1	57,7	48,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Balanço Energético Nacional - MME, 2.000; (*) Petrobrás, 2.000; elaboração própria.

A evolução no total de oferta de energia por fonte, no mundo, entre 1973 e 1997 (tabela 2.16) apresentou o seguinte comportamento: enquanto algumas fontes não evoluíram de modo significativo — a exemplo do carvão mineral, energias renováveis — o petróleo apresentou decréscimo de 20% na sua participação, cedendo lugar à energia nuclear, hidráulica e ao gás natural; este último aumentou sua participação em cerca de 23 pontos percentuais.

TABELA 2.16 EVOLUÇÃO DA OFERTA MUNDIAL DE ENERGIA POR FONTE - 1973 / 1997

Ano	Fonte	Carvão Mineral	Energia Renovável	Hidráulica	Nuclear	Petróleo	Gás Natural
1973		24,8%	11,3%	1,8%	0,9%	44,9%	16,3%
1997		23,7%	11,1%	2,3%	6,6%	35,8%	20,1%
Evolução		(0,4%)	(0,09%)	27,7%	633%	(20,2%)	23,3%

Fonte: Balanço Energético Nacional - MME, 2.000

2.8. Aspectos Institucionais e Regulatórios da Indústria do GN

Por se tratar de um recurso natural não-renovável, a regulação do gás natural deve estabelecer os mesmos critérios de concessão de exploração/produção, regime fiscal e sistema de preços para o petróleo. Por outro lado, devido à sua característica de indústria de rede, devem-se criar diversos mecanismos de coordenação, visando assegurar a confiabilidade e interconexão de mercado *"num contexto inteiramente novo, com a participação de um maior número de operadores e, portanto, com um número mais elevado de transações e contratos"*(ALVEAL C., PINTO JR., 1997).

A Promulgação da Emenda Constitucional no. 9/95 *"flexibiliza"* o monopólio do petróleo e do gás natural. Para a realização desta flexibilização, houve a necessidade de mudança das bases institucionais. Na situação monopolista, não havia separação das atividades: a mesma empresa produzia, refinava, transportava e, às vezes, distribuía, tanto o petróleo, quanto seus derivados, inclusive o gás natural.

"A quebra do monopólio do petróleo e gás natural implica em mudanças radicais e sobretudo, inovadoras, em termos de forma organizacional do setor, bem como de estrutura de mercado (desmontagem dos monopólios naturais) da indústria nacional de petróleo e gás natural, na mediada em que se visa expor os seus mercado à concorrência" (ALTHUON, M., 1998).

Os aspectos institucionais dos recursos naturais não mais estão limitados a questões políticas, técnicas e econômicas; o Direito torna-se parte integrante do novo processo de reestruturação e privatização no qual o país enveredou no início da década de noventa. Conforme apontado por Menezello (2000):

"É um momento de transição entre o monopólio e a livre concorrência para as parcerias, as alianças e os novos contratos que regulam essas atividades e seus agentes [...] O Direito sempre foi utilizado para gerir conflitos de interesse, buscando sua solução justa. Assim, é no instrumental da regulação que devemos buscar a implantação de um mercado competitivo entre os agentes econômicos e o desenvolvimento técnico-científico, entre o direito dos consumidores e dos usuários, evitando comportamentos abusivos." p.16.

Apesar da primeira privatização da área de energia ter sido efetivada em 1995 – ESCELSA, foi em 6 de agosto de 1997 que o Presidente da República sancionou o Projeto de Lei No. 2.142,

de 1996, e também a Lei do Petróleo No. 9.478, criando igualmente dois novos órgãos: a Agência Nacional do Petróleo (ANP) que seria implantada 120 dias a partir da data de publicação dessa última Lei - ficando extinto então o DNC – e o Conselho Nacional Política Energética (CNPE), ambos vinculados ao Ministério de Minas e Energia. Os Capítulos II e IV da Lei 9478 dizem respeito às atribuições e objetivos do CNPE e da ANP, respectivamente.

CAPÍTULO II : Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Art. 2º. Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;
- assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;
- rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia termonuclear,
- estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

CAPÍTULO IV : Da Agência Nacional do Petróleo (ANP)

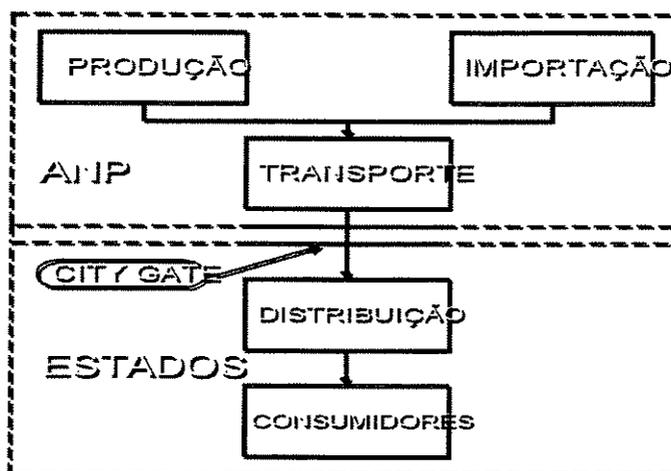
A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe:

- Implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;
- regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;
- elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;
- autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;
- estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;
- fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

- instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;
- fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;
- estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;
- organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo;
- consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;
- fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;
- articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;
- regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.
- Art. 9º. Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.
- Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE e à Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente. (redação dada pela Lei nº 10.202, de 20 de fevereiro de 2001)
- Parágrafo único. Independentemente da comunicação prevista no *caput* deste artigo, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE notificará a ANP do teor da decisão que aplicar sanção por infração da ordem econômica cometida por empresas ou pessoas físicas no exercício de atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, no prazo máximo de vinte e quatro horas após a publicação do respectivo acórdão, para que esta dote as providências legais de sua alçada. (parágrafo único incluído pela Lei nº 10.202, de 20 de fevereiro de 2001)

Os diversos itens apontados como objetivos e responsabilidades da Agência Nacional de Petróleo - ANP - conferem-lhe um poder de decisão bastante amplo, tendo também competência relutatória sobre o gás natural - fato que pode ser justificado devido à pequena expressão da participação do combustível na matriz energética nacional que, no entanto, face ao crescimento esperado da demanda nos próximos anos, é provável que surja a necessidade de dotar a indústria de GN de capacitação regulatória específica. A competência da ANP engloba as etapas de exploração, produção, transporte e importação de gás natural; a distribuição e o relacionamento com os consumidores são de competência dos Estados, através das Agências de Regulação.

RESPONSABILIDADE DE REGULAÇÃO DO GÁS NATURAL - 2000



Os assuntos relativos ao gás natural foram tratados, em termos legais, conforme a Lei No. 2004/53, a qual outorgava à Petrobrás o monopólio das atividades relativas ao setor de petróleo, apesar de seus textos não explicitarem o gás natural. O Ministério de Minas e Energia, através da Portaria no. 1061/86 tentou dirimir as divergências devido à distribuição de gás canalizado entre a Petrobrás, CEG/RJ e COMGÁS/SP; não obtendo sucesso. Os conflitos somente foram superados quando da promulgação da Constituição de 1988, art. 25 que em seu parágrafo 2º atribui aos estados o poder concedente dos serviços locais de gás canalizado: *“Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado ...”*; mais tarde, da Emenda No. 5 de 15 de agosto de 1995 manteria a competência dos estados, mas permite que a sua exploração seja feita *“..diretamente ou mediante concessão”* abrindo espaço para a iniciativa privada participar na distribuição de gás canalizado.

Partindo das considerações acima, ALVEAL C.; PINTO JR. H.Q. 1997, listam algumas tarefas específicas de regulação da indústria do GN, quais sejam: *i)* o transporte e as condições econômicas de acesso de eventuais importadores de GN aos gasodutos da Petrobrás: pedágio de uso da rede; *ii)* as condições de qualidade e regularidade da distribuição, que permanece com as atribuições de serviço público; *iii)* a regulação das tarifas de distribuição, em função das condições de monopólio natural da distribuição.

Para os autores, as tarefas - lacunas institucionais - acima citadas parecem constituir o foco central do desenvolvimento do GN no Brasil, uma vez que em vista da atual política de valorização do energético, as possibilidades de importação e o aparecimento de novas empresas no setor de gás natural,

"..torna indispensável a definição das formas de regulação que levem em conta o fato de ser esta uma indústria de infra-estrutura em fase de construção e em expansão, na qual os benefícios de economias de escala e de integração vertical serão perseguidos estrategicamente pelos operadores".

Dando prosseguimento à nova organização institucional, e ancorados legalmente nas Constituição Federal, Artigo 25, Parágrafo 2:

"Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, vedada a edição de medida provisória para regulamentação."

e na Constituição Estadual, Artigo 122, Parágrafo Único:

"Cabe ao Estado explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços de gás canalizado em seu território, incluindo o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender as necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial e outros."

criaram-se as Agências de Regulação nos diferentes estados; na realidade, a legislação do estado de São Paulo criara anteriormente à privatização dos serviços locais de gás, a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE):

A CSPE é a agência reguladora e fiscalizadora dos serviços de energia, criada pelo Governo do Estado de São Paulo, com o objetivo de assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica e gás canalizado à população paulista, promovendo o equilíbrio das relações entre as concessionárias e os consumidores.

A CSPE tem por finalidade: regular, controlar e fiscalizar a qualidade dos serviços públicos de energia e os preços, tarifas e demais condições de atendimento aos usuários de tal serviço. Com o objetivo de consolidar as atividades de regulação do país, criou-se a Associação Brasileira de Agências de Regulação – ABAR¹⁷, associação civil, apartidária; sendo um dos seus

¹⁷ A ABAR é uma associação civil, apartidária, sem fins lucrativos ou políticos cujo objetivo centra-se no avanço e consolidação das atividades de regulação do país e na promoção de mútua colaboração entre as associadas e os poderes públicos na busca do aprimoramento da regulação e da capacidade técnica.

principais objetivos a promoção de mútua colaboração entre as associadas e os poderes públicos visando o aprimoramento da regulação e da capacidade técnica. Segundo informações da ABAR, até o segundo semestre de 2.000, onze estados contavam com Agências Reguladoras:

- AGERBA – Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia;
- AGERGS – Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul;
- AGER/MT– Mato Grosso do Norte;
- AGERSA – Espírito Santo;
- AGR – Goiás;
- ARCE – Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará;
- ARCON – Agência Estadual de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará;
- ASEP-RJ – Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro;
- ARSEP – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte;
- ASES – Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos – Sergipe;
- CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia, São Paulo.

2.9. O GN e o Meio Ambiente

A utilização de hidrocarbonetos em grande escala tem ocasionado inúmeras modificações na atmosfera terrestre; modificações estas de caráter econômico, energético e ambiental. O produto mundial bruto cresceu 20 vezes desde 1900; a poluição ambiental triplicou-se no mesmo período — aproximadamente $200 \times 10^6 t$ de ácido sulfúrico (H_2SO_4) e óxidos de nitrogênio(NO_x) adicionais estão presentes na atmosfera; a queima de combustíveis gera uma acréscimo de 25% no dióxido de carbono (CO_2), principal gás causador do *efeito estufa* (EE).

O *efeito estufa* acontece naturalmente. Alguns gases como o vapor d'água, dióxido de carbono e metano são chamados de gases do efeito estufa porque são capazes de reter o calor do sol na atmosfera; sem esses gases, a radiação solar se dissiparia no espaço e a temperatura do planeta terra seria aproximadamente 30% mais baixa. A tabela 2.17 apresenta a composição dos gases da atmosfera terrestre.

TABELA 2.17 COMPOSIÇÃO DOS GASES DA ATMOSFERA TERRESTRE

Gases	(%) em volume
Nitrogênio	78,1%
Oxigênio	21,0%
Vapor d'água	Varia entre 0 e 4%
Argônio	0,93 %
Dióxido de Carbono	Por volta de 0,3%
Neon	Abaixo de 0,002%
Hélio	0,0005%
Metano	0,0002%

Quando as concentrações são alteradas, quer seja pelo aumento ou diminuição dos gases, a temperatura do planeta terra sofre um descontrole (tabela 2.18). Segundo trabalhos apresentados na *Montreal World Energy Conference* em 1992, as emissões de CO₂ incrementar-se-ão de 20,2 bilhões de toneladas em 1987, para 31 bilhões no ano 2020, o que significa, conforme Eberhard (1991), um acréscimo de 50%. Seus estudos apontam que em 2040 a quantidade de dióxido de carbono presente no ar pode dobrar, trazendo como conseqüência um aumento global de 2 a 3°C, com incremento de temperatura ainda maior nas regiões polares, cuja conseqüência seria o degelo, aumentando assim nível da água dos mares e podendo inundar várias cidades costeiras.

TABELA 2.18 GASES DE EFEITO ESTUFA "EXTRA" (%)

Gases EE "Extra"	(%) em volume
Dióxido de Carbono	49%
Metano	18%
CFC's	14%
Óxido Nitroso	6%
Outros Gases	13%

O gás natural é composto basicamente de metano (CH₄) e etano (tabela 2.1), na proporção de 80% a 90% e 8% a 9%, respectivamente. O metano é formado naturalmente em regiões onde existe matéria orgânica em decomposição. No entanto, existem também outras fontes de emissão de metano que vem contribuindo para seu aumento na concentração global na atmosfera, dentre essas estão o cultivo de arroz, a queima de biomassa e de combustíveis fósseis.

A maior fonte de renovação do metano é uma reação química feita com o radical hidroxila (OH) na troposfera (baixa atmosfera). Este processo natural está sendo afetado pela reação do OH com outras emissões de gases advindas das atividades humanas, principalmente o monóxido

de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂). Este, principal gás contribuinte para o aumento do EE, é produzido de modo natural através da respiração, decomposição de plantas e animais e queima natural de florestas. A queima de combustíveis fósseis tem incrementado o teor de CO₂.

Afirmar que o gás natural é um combustível fóssil "limpo" seria paradoxal. Comparativamente, durante a sua queima, o GN pode chegar a emitir quantidades menores de CO₂: 25% menos que o óleo combustível e 40% menos que o carvão fóssil¹⁸ e pequena quantidade de SO₂, NO_x e partículas. Estas características, e o fácil controle de sua chama, têm sido argumentos técnicos de peso para o estimular o consumo de GN na geração de energia elétrica, residências, segmentos industriais e comerciais, tornando-se, aparentemente, uma energia pouco mais adequada na luta contra a poluição atmosférica, especialmente por conter baixa concentração de enxofre¹⁹, elemento responsável pela temida "chuva ácida".

A exploração excessiva e não apropriada de qualquer recurso natural, renovável ou não-renovável, traz conseqüências de destruição ao ecossistema. O ponto vulnerável da exploração e utilização do gás natural é a possibilidade de vazamento, proporcionando o aumento da temperatura do efeito estufa, uma vez que o metano absorve mais radiação infravermelha que o anidrido carbônico, apesar de o metano possuir um tempo de vida inferior (10 anos) ao do CO₂ (50-200 anos)²⁰.

Um aspecto mais recente e não menos importante quanto à utilização de gás natural diz respeito a análise de sua utilização em usinas termelétricas, principalmente em áreas onde já existe uma concentração de emissões devido à atividade industrial. O Decreto no.88.351, de 1º de junho de 1.983 regulamentou a Lei de Política Nacional do Meio Ambiente, e a Resolução no. 001, de 23 de janeiro de 1986 do CONAMA criaram as bases para que as usinas de geração de energia – hidrelétricas ou termelétricas - começassem a se submeter ao controle das entidades estaduais do meio ambiente:

¹⁸ Matino, G. *Energia e Innovazione*, 1989; OCDE/IEA *Greenhouse Gas Emissions* 1998.

¹⁹ A concentração de enxofre no GN é 310 vezes menor que no carvão, 240 vezes menor que no óleo combustível pesado e 70 vezes menor que na gasolina, sendo o enxofre misturado ao GN como odorizador por questões de segurança (vide item 2.2 Composição do GN).

²⁰ Westrholm, 1991 in Hínostrosa S.M.L., 1996.

Art. 18: A construção, instalação e ampliação e funcionamento de estabelecimento de atividades articuladoras de recursos ambientais, consideradas efetiva o potencialmente poluidoras, bem como os empreendimentos capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão do prévio licenciamento do órgão estadual competente, integrante do SISNAMA, sem prejuízo de outras licenças legalmente exigíveis (...)”

A Resolução no. 001/86 ao tratar dos critérios básicos para a exigência do estudo de impacto ambiental como condição para o licenciamento de projetos de atividades poluidoras propostos por entidades públicas ou pela iniciativa privada, orientou os casos de aplicação de avaliação de impacto ambiental, incluindo as “usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW”(artigo 2º, inciso XI); Ainda, no artigo 4º dessa Resolução é indicado que deveriam ser compatibilizados os processos de licença ambiental com as etapas de planejamento e implantação.

2.9.1. Aspectos de segurança

O gás natural apresenta riscos de asfixia, incêndio e explosão. Em sua origem poderá ter ou não odor, conforme a presença ou ausência de compostos naturais de enxofre. Na etapa de distribuição, geralmente ele é odorizado para facilitar sua detecção em vazamentos em concentrações bem mais baixas que o mínimo necessário para provocar combustão ou prejuízo à saúde. Por ser mais leve que o ar, o GN tende a acumular-se nas partes mais elevadas quando em ambientes fechados. Em caso de fogo em locais com insuficiência de oxigênio, poderá ser gerado monóxido de carbono, altamente tóxico; os vazamentos com ou sem fogo deverão ser eliminados por bloqueio da tubulação alimentadora através de válvula de bloqueio manual.

De acordo com os relatórios da Petrobrás, o gasoduto Bolívia-Brasil dá especial atenção ao meio ambiente, ciente de atravessar 122 municípios, obedecendo às orientações contidas no Estatuto de Impacto Ambiental (EIA). No Mato Grosso do Sul, onde se inicia o trecho brasileiro, a maior preocupação foi evitar a interferência nas áreas preservadas do Pantanal; o traçado acompanha a rodovia BR-262. Para a Mata Atlântica e a região do Parque Nacional de Aparados da Serra, o traçado foi definido à partir de audiências públicas visando minimizar os impactos ambientais; foram criados Programas Ambientais e Avaliação Estratégica do Empreendimento, com relatórios divulgados e discutidos em ambos países.

Capítulo 3

O GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA BRASILEIRA

3.1. Da Energia Primária à Indústria

O Balanço Energético Nacional (BEN)¹, visando um melhor entendimento sobre os dados fornecidos, colabora com o esclarecimento de alguns conceitos necessários sobre as fontes de energia; a elaboração do BEN apóia-se em metodologia internacional sofrendo algumas adaptações relativas ao país.

A natureza apresenta fontes de energia denominadas de **energia primária**, conhecidas como petróleo, gás natural, carvão mineral, lenha, energia hidráulica, as quais, na sua maioria, passam pelos centros de transformação: refinarias de petróleo, plantas de gás natural, coquearias, usinas hidrelétricas, gerando assim a **energia secundária**: óleo Diesel, gasolina, coque de carvão mineral, eletricidade, sofrendo perdas na transformação.

À porção de energia primária que não sofre transformação denomina-se **energia de consumo final** e é utilizada por diferentes setores da economia: a lenha para cocção de alimentos, o carvão vapor em fornos e caldeiras na indústria. Uma parcela de energia secundária é submetida novamente a centros de transformação, resultando em óleo combustível, eletricidade, nafta em gás canalizado; outra parcela, menor, vai diretamente para consumo final de diferentes setores da economia.

¹ Balanço Energético Nacional, Apresentação. BEN- MME, 2.000.

O consumo final de fontes primárias e secundárias desagrega-se em **energético e não energético**. O consumo final energético abrange: o próprio setor energético, o residencial, comercial, público, agropecuário, transporte e industrial. Por sua vez, o setor de transporte é desagregado em: rodoviário, ferroviário, aéreo e hidroviário; o setor industrial compreende: cimento, ferro-gusa e aço, ferro-ligas, mineração/pelotização, não ferrosos, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outras indústrias; o segmento de revestimento cerâmico é de especial interesse neste estudo.

3.2 O GN e a Competitividade da Indústria Brasileira

O gás natural, ao ser uma energia com benefícios econômicos², apresenta reduzidas emissões de poluentes quando da sua queima e oferecer maior qualidade aos produtos devido à facilidade no controle de temperaturas, apresenta-se como uma alternativa energética para a indústria brasileira (SENAI, DN, 1998).

A viabilidade do gasoduto Brasil-Bolívia e a diretriz do Programa de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo visando a um aumento considerável quanto à participação do gás natural no balanço energético nacional, contribuem para a que este recurso não-renovável obedeça aos conceitos de competitividade do modelo político-econômico atual, enfatizando-se seu uso na indústria brasileira, e mais especificamente em São Paulo, região que consumiu em 1998, 42,2% da produção nacional comercializada de gás natural.

Há mais de dez anos, a região do Vale do Paraíba é cortada pelos dutos da Petrobrás que trazem gás da Bacia de Campos/RJ para a Grande São Paulo; porém somente há um ano as indústrias do Vale vêm se beneficiando do uso do GN. Empresas de São José dos Campos, Jacareí, Taubaté, Pindamonhangaba, Guaratinguetá e Lorena, calculam que as fábricas que passaram a usar o gás natural, obtiveram uma redução da ordem de 10% no custo da energia, percentual expressivo, principalmente nas cervejarias, cerâmicas e fábricas de alimentos (OESP, 16/02/99).

² Exemplos de redução de custo serão apresentados nas tabelas 3.4; 3;5 e 4.4.

Sob essa ótica, a substituição dos atuais energéticos pelo gás natural em alguns setores industriais, visualiza um impacto positivo para a utilização do gás boliviano, o qual poderá proporcionar à economia do sudoeste brasileiro uma redução no custo, melhor qualidade nos seus produtos, trazendo novos investimentos, novas tecnologias e dinamismo à produção nacional.

Com o aumento do uso de GN, as principais fontes energéticas a serem substituídas no setor industrial são: óleo combustível, lenha e carvão vegetal; no setor residencial: eletricidade e GLP; no transporte coletivo urbano, o óleo Diesel; álcool e gasolina, nos táxis. De acordo com a Comgás, o gás natural ampliou sua participação na matriz energética do Estado de São Paulo, de 1,9% para 2,2%, em 1995 e 1996, respectivamente; até o ano 2010 espera-se uma participação de 10%. O maior consumo de gás para fins industriais (89,2%) está concentrado na Grande São Paulo, Baixada Santista e Vale do Paraíba (TABELA 3.1).

TABELA 3.1 CONSUMO DE GN - POR SETOR/SP

Setores	(%)
Industrial	89,2
Doméstico	5,2
Comercial	4,3
Automotivo	1,3
Total	100,0

Fonte: Comgás, 1999.

As propriedades do GN fazem-no uma importante fonte de energia e de força motriz, como matéria-prima nos setores químico, petroquímico e de fertilizantes, e como redutor siderúrgico na fabricação de aço. A média de produção de gás natural em 1999 foi de 34,3 milhões³ de m³/dia; destes, apenas 46% entram no mercado para comercialização. O setor industrial consome 89,2 % sendo utilizado preferencialmente como combustível (65,4%) e como matéria-prima na indústria de fertilizantes (20,2%). Os ramos de atividade que apresentam maior percentual no consumo gás natural, em 1999, foram as indústrias Química, Cerâmica, Ferro-gusa, seguidos pelo ramo de Alimentos e Bebidas, Têxtil, e Papel e Celulose (tabela 3.2 COMGÁS, 1999).

A seguir, o consumo de gás natural em São Paulo, 1996, nos diferentes setores, sendo que a projeção indica que os mesmos terão sua utilização ampliada, também devido à cogeração:

³ Revista Brasil Energia, no. 223, p. 92, abril de 2000.

TABELA 3.2 CONSUMO DE GN – POR SETOR INDUSTRIAL/SP

Setores	(%)
Não ferrosos/outros metálicos	24,0
Química	19,9
Têxtil	15,5
Alimentos e Bebidas	14,9
Papel e Celulose	8,7
Cerâmica	4,1
Outros	12,9
Total	100,0

Fonte: Comgás, 1999.

3.2.1. Cogeração

Cogeração é o processo que permite a produção simultânea de energia elétrica, térmica e a vapor, a partir de uma única fonte de combustível: o gás natural. A Comgás (1999) aponta este combustível como uma alternativa para suprir a escassez de energia.

"O ganho de eficiência neste sistema proporciona a produção de uma energia elétrica confiável, com baixo custo, ficando a unidade industrial ou comercial independente da qualidade de fornecimento do distribuidor de energia. Fato da maior importância para usuários que necessitam de um abastecimento sempre contínuo e ininterrupto, como os hospitais, hotéis, shopping centers e grandes empreendimentos ou mesmo muitas indústrias".

Uma unidade de cogeração é constituída essencialmente de uma unidade motora — turbina a vapor ou gás ou motor — para mover um alternador que gera energia elétrica utilizável no próprio local de produção, sendo que o excedente na disponibilidade de energia elétrica pode ser transferido para outras redes. Esta energia térmica produzida pode proporcionar uma redução de custos, uma vez que o calor recuperado dos gases de escape produz vapor, ar quente e refrigeração, utilizados nos processos industriais. A refrigeração, utilizando a energia térmica do processo, é obtida através de unidades de absorção cujo custo é menor quando comparado com unidades convencionais por compressão. Entre as empresas que estão utilizando esta alternativa, encontra-se a Brahma, Norte Shopping, Ilha Plaza Shopping, O Globo (parque gráfico) no Estado do Rio de Janeiro; a Copene na Bahia. Existem ainda diversos projetos de cogeração utilizando gás natural, os quais estão sendo desenvolvidos por autoprodutores.

A Petrobrás, associada à iniciativa privada, está participando de 23 projetos de construção de termelétricas previstos no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, que entrarão em operação entre 2001 e 2004. Dessas, onze térmicas de cogeração nas refinarias da Petrobrás, que já definiu os consórcios responsáveis pela construção e comercialização de energia excedente, irão consumir 26 milhões de m³ de gás natural⁴.

No final de 1999 a CSN inaugurou na Usina Presidente Vargas, em Volta Redonda, sua Central de Cogeração Termelétrica (CTE), um dos maiores empreendimentos privados em geração térmica, com investimento de US\$ 250 milhões. A CTE foi projetada com capacidade de 238 MW visando suprir 60% da demanda de energia da usina; a redução de custo estimada supera os US\$ 30 milhões/ano. Suas fontes de energia são os gases liberados durante o processo de produção de aço, gases esses que anteriormente eram queimados na atmosfera⁵.

A Rhodia, visando garantir a auto-suficiência energética das unidades de Paulínia e Santo André, em São Paulo desenvolveu projetos de cogeração utilizando gás natural, cujo consumo deverá chegar a 600 mil m³/dia, substituindo o óleo combustível 9A. Além de ser utilizado na geração de vapor, parte do gás irá alimentar um gerador elétrico que garante aproximadamente 10 MW - em casos de emergência e interrupção no fornecimento de energia - e entre três e quatro MW em situações normais. As duas centrais de cogeração — que constam do Programa Prioritário de Termelétricas — serão fornecidas pela Energy Works; esta última garante que a primeira fase de Paulínia com 42 MW começa a funcionar a partir de dezembro de 2001. A central de Santo André com 115 MW irá começar a operar em fevereiro de 2002. Os investimentos para estas centrais somam US\$ 120 milhões (REVISTA BRASIL ENERGIA, No. 235, junho de 2000).

3.2.2. Gás natural *versus* óleo combustível

O óleo combustível é um dos candidatos a serem substituídos pelo gás natural; no entanto para que isso aconteça, as indústrias aguardam as definições sobre o preço dos dois energéticos para determinar o mais viável economicamente.

⁴ MME-2000.

⁵ Jornal do Comércio/RJ, Opiniões e Perspectivas - 22.08.2000.

A Petrobrás iniciou uma redução na produção de OC na Replan, à partir de dezembro/98. A estratégia é aumentar a quantidade de OC a ser exportado (821 mil t do tipo 1B) para compensar a perda de mercado do óleo no país. A questão que atrai o setor industrial é o subsídio praticado no OC; o uso do derivado está diretamente relacionado ao desenvolvimento industrial nacional, motivo que faz com que o governo continue ressarcindo o frete às distribuidoras de OC (RODRIGUES, 1995).

TABELA 3.3. CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL x ÓLEO COMBUSTÍVEL (OC 2A)

	CARACTERÍSTICAS	GÁS NATURAL	OC-2A
1	Poder Calorífico inferior Teor de enxofre	8.500 kcal/kg 0%	9.600 kcal/kg 1 a 3,5%
2	Suprimento Reservatório / estoque Reservatório p/ consumo diário Estação de descarga	Gasoduto Não existe Não existe Não existe	Caminhões 10 a 15 dias de consumo Sim, com aquecimento Bombas, filtros, aquecimento Recebimento de Caminhões
3	Medição Medição de vazão Aferição de medidores	Contínua Necessita sensor de pressão para corrigir a medição de volume Difícil aferir. Exige comparação com instrumento padrão	Pesagem de caminhão Não necessita de sensor de pressão Mais fácil pesando um volume medido
4	Distribuição interna Válvulas redutores Bombas e filtros Tubulações Isolamento térmico Aquecimento Juntas de dilatação	Mais complexa Necessita Não necessita Maiores diâmetros Não necessita Não necessita Não necessita	Menos complexa Não necessita Menores diâmetros Necessita Necessita Necessita Necessita
5	Combustão Eficiência Resíduos Necessita de aditivos Queimadores Acendimento da chama Segurança Recuperador Secagem de refratários	Direta 5% de excesso de ar Chama pouco luminosa Geração de menos carepa CO ₂ , H ₂ O e baixo CO Reduzida formação de fuligem Não necessita Reduzida manutenção Boa chama acima de 20% da vazão Fácil Explosivo Vida útil de 18 anos Reformas a cada 6 anos Pode ser utilizado	Com fluido atomizador (vapor) 10% de excesso de ar Chama luminosa CO ₂ , H ₂ O, CO e compostos de Enxofre e Vanádio Acelera corrosão de partes fria (S) e partes quentes (VA) Sempre há formação de fuligem Necessários Limpar lanças diariamente Boa chama acima de 33% da vazão Difícil Não explosivo Vazamentos (incêndio) Vida útil de 9 anos Reformas a cada 3 anos Não pode ser usado (usar Diesel)
6	Pessoal de operação	Maior treinamento Maior qualificação Menor número	Menor treinamento Menor qualificação Maior número
7	Bloqueio	Necessita	Não necessita
8	Emergências	Necessita manter sistema de óleo para eventuais faltas no fornecimento	Necessita manter sistema de Diesel para partidas e paradas

Fonte: Cosigua/RJ - maio/1997

3.2.3. Gás natural versus óleo Diesel

Rodrigues (1995) aponta as vantagens econômicas da utilização do gás natural em veículos automotores em substituição ao óleo Diesel são acompanhadas por fatores técnicos: maior vida útil do motor, redução dos custos de manutenção; maior rendimento térmico devido ao motor

trabalhar com elevadas taxas de compressão em função da alto percentual de gás metano e reduzidos problemas de detonação da mistura ar-combustível.

TABELA 3.4 COMPARATIVO DE CUSTO EM VEÍCULOS AUTOMOTORES GN x DIESEL

DISCRIMINAÇÃO		GÁS NATURAL	DIESEL
1	Parâmetros Modelo motor Potência contínua Rotação Operação Energia gerada	L-7042 GSI 1.200 HO (895 KW) 1.200 RPM 8.000 horas/ano 7.160 MWh/ano	L-6670 DSI 1.200 HP (895 KW) 1.200 RPM 8.000 horas/ano 7.160 MWh/ano
2	Comparativo Custo de combustível - US\$ Poder calorífico inferior - PCI Consumo específico Consumo anual Custo anual - US\$ Custo geração - US\$	0.13/m ³ 8.400 kcal/ m ³ 1.953 kcal/HPH 2.232.000 m ³ 290.160 40,42 MWh	0.32/litro 8.180 kcal/l 0.1992 l/HPH 1.912.320 litros 611.942 85,46 MWh
3	Diferencial Economia anual - US\$ Economia US\$/MWh Economia percentual	321.782 44.94 52,58%	— — —

Fonte: Cotema Equipamentos e Peças Ltda., in Rodrigues, 1995

Exemplos sobre a economia que a substituição de gás natural poderá ter em diferentes segmentos industriais:

TABELA 3.5 EXEMPLOS PRÁTICOS DE ECONOMIA DO GÁS NATURAL

Segmento	Utilização	Combustíveis Utilizados		Economia
Indústria Metalúrgica	Forno de Forja de Metal Não-Ferroso	Óleo Diesel: 1.193kcal/kg de Latão	Gás Natural: 1.002kcal/kg de Latão	16%
Indústria do Vidro	Alimentadores e Requeima	Óleo Combustível: 278.280kcal/kg de Vidro Fundido	Gás Natural: 208.710Kcal/kg de Vidro Fundido	25%
Indústria Alimentícia	Torrador de Café	Óleo Diesel 21.270/kcal/Saco de Café	Gás Natural: 12.300kcal/Saco de Café	42,2%

Fonte: Comgás, 1999.

3.3. Gás natural na geração de energia elétrica

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2000, ano base 1999, a capacidade instalada de geração elétrica no Brasil, somados o Serviço Público e Autoprodutores, foi de 68,2 GW (pág. 105). O Plano Decenal⁶ de Expansão (2000-2009), tem como meta o aumento da

⁶ O Plano Decenal não é mais determinativo. Ele apenas indica a seqüência de projetos necessários para garantir o crescimento da demanda, mas não define os agentes responsáveis pela sua implementação (CGPS/Eletróbrás).

capacidade instalada em 1999 para 97,7 GW em 2004 e 109,4 GW em 2009, o que equivale a um aumento de 43,2% na primeira fase e mais 12 % na segunda, totalizando 60,42% na década considerada nesse Plano Decenal (GCPS–Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos/Eletróbrás, 1999)⁷.

Conforme essas projeções da Eletróbrás, o crescimento médio no consumo de energia elétrica será de 4,9% ao ano. Até 2004, os sistemas de distribuição para as áreas urbanas e rurais irão demandar R\$ 1.5 bilhão por ano. A maior parcela estará concentrada nas regiões Sul-Sudeste/Centro-Oeste, com 74% dos investimentos, seguidas pelas regiões Nordeste (17%) e Norte (9%). O investimento em geração, transmissão e distribuição que dará suporte a esses incrementos da capacidade instalada soma R\$ 8,5 bilhões anuais, totalizando R\$ 42,5 bilhões até 2004, sendo que deste total, R\$ 22,1 bi serão destinados à geração, R\$10,7 bi à transmissão e R\$7,6 bi e R\$2,1 bi para a distribuição e instalações gerais, respectivamente.

o Brasil deverá estar gerando, em 2007, 16.269 MW de origem térmica, os quais, para serem produzidos exigirão um consumo de 65,4 milhões de m³/dia de gás natural. A Petrobrás seria responsável por 57% desse total de MW, participando direta ou indiretamente em 23 projetos, em cinco estados brasileiros. Uma vez concluídos os projetos, o sistema elétrico nacional contará com mais 9.383 MW, consumindo 40,5 milhões de m³/dia de gás natural (REVISTA BRASIL ENERGIA n. 220, Março 99).

3.3.1. Termelétricas

A maior disponibilidade de gás natural através do gasoduto Bolívia-Brasil, a partir de 1999, associado ao crescimento acentuado da demanda por energia elétrica, está multiplicando os projetos de construção de usinas termelétricas a gás natural no Brasil. O GCPS estimou os aumentos supra citados considerando a participação da termelétricidade, a qual deverá ser incrementada de 9,2% em 1999 para 25% em 2009, tendo como principal combustível o gás

⁷ A partir de 1º de janeiro de 2001 o Comitê Planejador da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE – estará substituindo o GCPS, de acordo com a Portaria Ministerial 150/99. Revista Brasil Energia, No. 235, Junho 2000.

natural importado; A curto e médio prazo, a Petrobrás⁸ tem programado aumentar 6,25 MW — incremento aproximado 10% - na atual capacidade de geração instalada no país.

Dentre os projetos para a utilização do gás natural, o ministério de Minas e Energia-MME pretende viabilizar vários projetos de termelétricas até o ano 2003, as quais somadas produzirão aproximadamente 8 mil MW. De acordo com o Plano Decenal de Expansão 1999/2008, elaborado pela Eletrobrás e atualizado em 21 de janeiro de 2000, serão oitenta e oito termelétricas até 2008.. Dentre estas, as usinas tidas como prioritárias para o MME totalizam 6.605 MW com um consumo 26.200 mil m³ /dia de gás natural, distribuídas quatro regiões (tabela 3.6):

TABELA 3.6 USINAS PRIORITÁRIAS PARA O MME - GÁS NATURAL

Região	Térmicas	Potência (MW)	Consumo de GN (mil m ³ /dia)
Sul	UTE Gaúcha (1 ^a .etapa)	480	1.920
	UTE Refap	160	640
	UTE Catarinense (Joinville-1 ^a . etapa)	300	1.200
	UTE Araucária	480	1.920
	UTE Pitanga	20	80
Sudeste/Centro-Oeste	UTE Paulínia+Carioba (1 ^a . etapa)	720	2.880
	UTE Cubatão (RPBC)	240	960
	UTE Santa Branca (1 ^a . etapa)	480	1.920
	UTE Duque da Caxias (REDUC)	480	1.960
	UTE Norte Fluminense	480	1.920
	UTE Cabiúnas (RJ-Nova)	480	1.920
	UTE Vitória	480	1.920
	UTE Regap (BH-Nova)	240	960
	UTE Campo Grande (1 ^a . etapa)	240	960
	UTE Cachoeira Dourada	125	240
Nordeste	UTE Termobahia	280	1.120
	UTE Termopernambuco	260	1.040
	UTE Vale do Aço (RN-Nova)	330	1.320
	UTE Pecém	240	960
	UTE Sergipe - Nova	90	360
Total		6605	26.200
Outros Combustíveis			
Sul	UTE Figueira	100	Carvão
	UTE Repar	600	Resíduo Asfáltico
Sudeste	UTE REVAP (S.J.Campos - Nova)	160	Resíduo Asfáltico
Total		860	-

Fonte: Revista Brasil Energia, no. 277, Outubro 1999

Dentre as vantagens na geração termelétrica, podem ser citadas:

- i) risco de falta de energia elétrica;
- ii) possibilidade de auto-geração a custo competitivo;
- iii) alta confiabilidade na auto-geração.

⁸ A Eletrobrás calcula 11 mil MW de geração térmica até 2.008. MW (BRASIL ENERGIA, 220-Mar/99).

Ainda, a sobre-capacidade instalada permite:

- i) expansão futura;
- ii) venda de excedente: aumento expressivo na rentabilidade.

Galvão *et alii* (1999) realizaram uma análise comparativa sobre o uso de gás natural *versus* recursos hídricos na geração de energia elétrica, considerando não somente os aspectos técnico-econômicos mas também os ambientais e sociais. A seguir, na tabela 3.7, encontra-se um resumo dos principais itens positivos e negativos citados pelo autores.

TABELA 3.7 COMPARATIVO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (HÍDRICO vs. GN)

RECURSOS HÍDRICOS		GÁS NATURAL	
Vantagens	Desvantagens	Vantagens	Desvantagens
ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS			
Possui usinas de diversas capacidades	Grandes áreas inutilizadas	Pequenas áreas ocupadas	
Experiência		Construção de usina próximo aos centros de carga	Possibilidade de problemas no fornecimento de gás
Setor confiável para investimentos	Grandes volumes de investimentos	Pequenos volumes de investimento	Acordo do tipo "take or pay"
	Longos períodos de Retorno de Capital	Retorno de Capital em curto período	
	Alto custo em época seca	Não sujeita a fenômenos climáticos	Pagar pelo GN em períodos hidrologicamente favoráveis
Baixo custo de operação	Longos tempos de construção	Pequeno prazo de construção	
		Implantação de sistemas de cogeração	
ASPECTOS AMBIENTAIS E SOCIAIS			
Energia Renovável	Eliminação da fauna e flora	Baixo teor de enxofre, cinzas e fuligem	Energia não-renovável
Baixa emissão de poluentes	Extinção de belezas naturais	Geração de empregos no local	Contribui para o efeito estufa
Possibilita irrigação	Florestas alagadas	Estímulo a investimentos para a região	
Viabiliza navegação através de hidrovias	Deslocamento da população		
	Influência em áreas indígenas		

Fonte: Galvão *et alii*, 1999. Elaboração própria.

Estes aspectos conduzem empresas de diferentes setores a investirem na geração de eletricidade via termelétricidade utilizando o gás natural. Alguns exemplos (tabela 3.8): a **Cosipa** - Companhia Siderúrgica Paulista - privatizada em 1993 apresenta as seguintes características:

TABELA 3.8 COSIPA - CARACTERÍSTICAS E INVESTIMENTO NECESSÁRIO (EM US\$):

	Ciclo Convencional ^a	TG^b: Ciclo Simples	TG: Ciclo Combinado^c
Investimento	900/KW	600/KW	900/KW
Rendimento	28% - 34%	28% - 30%	48% - 55%
Emissão de NO_x	300~200 ppm	25~35 ppm	25~35 ppm

Fonte: Cosipa, *in* Os Projetos do Gás natural, SP, agosto, 1998 (a) Caldeiras com Turbina à Vapor; (b) Turbina à Gás; (c) Pré-requisito para utilização de TG: ambiente limpo, livre de poluentes com particulados, ex. SO_x.

A Cosipa pontua o seguinte: *i*) a troca de óleo por gás natural não diminuirá o gasto com combustíveis; o que diminui são os Custos de Produção e Manutenção: por conter baixo teor de enxofre, o GN permite dobrar a vida útil de refratários e recuperadores; *ii*) elimina-se estoques, estoques intermediários, estações de recebimento e descarga de caminhões, pesagens, vapor, linhas aquecidas, isolamento térmico e atomização do combustível para queima.

No Estado de São Paulo o número de empresas que estarão utilizando gás natural no próximo milênio chega a 233; entre essas estão a Goodyear, Klabin, Votorantim Papel e Celulose, Refinações de Milho Brasil, devem optar pelo GN vs. Óleo combustível: o consumo de gás natural dessas indústrias deverá chegar a 5 milhões de m³/dia; o investimento previsto em equipamentos é de US\$ 50 milhões e o da construção da Rede de Distribuição, de US\$ 270 milhões. Outras áreas do Estado também estão prestes a utilizar o energético: alguns exemplos dessas empresas:

- i*) Triângulo Ribeirão Preto/São Carlos/Matão: Futopric Coimbra, Citrosuco, Cutrale, Votorantin VCP, Tecunseh, Marquesan, Tapetes São Carlos, Cervejaria Kaiser, Johann Fabber, Meias Lupo: 350 mil m³/dia;
- ii*) Região de Porto Ferreira: Cerâmica Porto Ferreira, Nestlé, Santa Marina : 265 mil m³/dia;
- iii*) Região de Rio Claro: 320 mil m³/dia;
- iv*) Região de Araçatuba: Nestlé 14mil m³/dia; Parmalat 24,5 mil m³/dia.

3.3.2. Semelhanças de diferenças entre o GN; GLP; gás de refinaria; gás de rua

Visando a correta utilização do gás natural, torna-se necessário que os usuários deste energético, indústrias na sua maioria, conheçam as principais diferenças e semelhanças entre o gás natural e os outros gases disponíveis no mercado: o GLP, o gás de refinaria e o gás de rua, conforme apresentado na tabela 3.9, a seguir:

TABELA 3.9 COMPARAÇÃO ENTRE O GÁS NATURAL E OUTROS GASES

	GÁS NATURAL	GLP	GÁS DE RUA (manufaturado)	GÁS DE REFINARIA
ORIGEM	reservatórios de petróleo e de gás não- associado	destilação de petróleo e processamento de gás natural	reforma termo-catalítica de gás natural ou de nafta petroquímica	processos de refino de petróleo (craqueamento catalítico, destilação, reforma e coqueamento retardado)
PESO MOLECULAR	17 a 21	44 a 56	16	24
PODER CALORÍFICO SUPERIOR (kcal/m³)	rico : 10.900 processado: 9.300	24.000 a 32.000	4.300	10.000
DENSIDADE RELATIVA	0.58 a 0.72	1.50 a 2.0	0.55	0.82
PRINCIPAIS COMPONENTES	metano, etano	propano, butano	hidrogênio, metano, nitrogênio, monóxido de carbono, dióxido de carbono	hidrogênio, nitrogênio, metano, etano
PRINCIPAIS UTILIZAÇÕES	residencial, comercial e automotivo: (combustível) industrial: (combustível, petroquímica e siderúrgica)	residencial e comercial (combustível)	residencial e comercial (combustível)	Industrial (combustível)
PRESSÃO DE ARMAZENAMENTO	200 kgf/cm ²	15 kgf/cm ²	—	—

Fonte: Petrobrás, Junho de 1999

A Petrobrás fornece a seguinte informação sobre os itens acima expostos:

Origem - existe uma diferença fundamental entre a origem desses gases: o gás natural é encontrado na natureza em reservatórios no subsolo, ao passo que todos os outros gases provêm de processos industriais.

Peso molecular (e, em conseqüência, densidade) - o GLP é o único mais pesado que o ar. Logo, em caso de vazamento, ele se concentra ao nível do solo, enquanto os outros se dispersam rapidamente ou, em ambientes fechados, concentram-se no teto. Esta diferença é fundamental para nortear as ações em caso de vazamento de gás.

Poder calorífico - o gás de rua é o de menor poder calorífico, sendo necessária, portanto, maior quantidade desse gás em relação aos outros para uma mesma quantidade de energia liberada na queima.

Principais componentes - todos são à base de hidrocarbonetos, mas o gás de rua e o de refinaria contêm componentes inorgânicos em proporções consideráveis.

Principais utilizações - basicamente, o gás de refinaria é para uso industrial, o GLP e o gás de rua são para uso residencial e comercial, e o gás natural tem aplicações em todos os setores, inclusive o automotivo⁹.

⁹ A utilização do GLP em veículos é proibida por lei, pois este é subsidiado para uso doméstico graças a uma parcela embutida no preço de outros combustíveis, principalmente da gasolina. Além disso, essa aplicação é perigosa, devido às improvisações e à falta de regulamentação nos equipamentos utilizados para esse fim (Comgás, 1.999).

Pressão de armazenamento - o GLP é comercializado em botijões de 13 kg e em cilindros de 45 kg. Em ambos, quando cheios, a pressão fica em torno de 15 atm. A essa pressão e à temperatura ambiente, 85% do seu volume está no estado líquido e 15 % no estado vapor. O gás natural, quando utilizado em veículos (GNV - gás natural veicular), é vendido nos postos de serviço à pressão de 200 atm, que é a pressão final do cilindro do veículo. Nessa condição, a quantidade de gás natural no cilindro é de aproximadamente 30 kg. Para os demais usos, ele é distribuído em redes normais de distribuição de gás.

3.4 O Gasoduto Bolívia-Brasil

O Gasoduto é o projeto mais extenso na América Latina, compreendendo os dois países, Brasil e Bolívia, com extensão total de 3.150 km, sendo 557 km em trecho boliviano e 2.593 km em trecho brasileiro; o gasoduto inicia-se no Rio Grande (Bolívia), vai até Puerto Suarez (Bolívia), entrando no território brasileiro via Corumbá (MS). Atravessa o Mato Grosso do Sul e norte de São Paulo, chegando a Paulínia onde ocorrem duas ramificações. Uma com destino a Guararema (SP) interligando o gasoduto Rio de Janeiro - São Paulo, e a outra ramificação segue de Paulínia, São Paulo até Canoas, Rio Grande do Sul, passando pelo Paraná e Santa Catarina. A seguir, as principais dimensões da obra:

Trecho	Extensão (km)	Diâmetro (pol)
Boliviano	557	32
Brasileiro (Norte)	1.411	32 e 24
Brasileiro (Sul)	1.182	24 e 16
Total	3.150	

Fonte: Petrobrás, 1998

Em 1992, a Petrobrás assumiu a responsabilidade e viabilizar a construção do gasoduto; as obras iniciaram em setembro de 1997; a primeira etapa, de Santa Cruz de la Sierra (Bolívia) até Guararema (SP), conta com 1.900 km de extensão e foi concluída em dezembro de 1998. O trecho "sul" que passa pelos estados de Paraná, Rio Grande do sul, chegando a Canoas, Porto Alegre (RS) foi inaugurado em 31 de março de 2.000.

3.4.1. Controle Acionário

O empreendimento estima, no total, um investimento de US\$ 2,1 bilhões; as empresas investidoras nas atividades *upstream* e *downstream* são: Petrobrás; consórcio BTB (British Gas, El Paso, BHP); YPFB -Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos; Enron; RD/Shell (a Enron, e a RD/Shell assumiram a participação da estatal boliviana, quando esta foi privatizada em março de 1997), conforme a seguinte participação acionária:

Sócios	Lado Brasileiro TGB ¹⁰ (%)	Lado Boliviano GTB (%)
Petrobrás	51	9
BTB ¹¹	25	6
YPFB		
Enron	14	85
Shell		
Fundos de Pensão Boliviano	6	-
Gaspart	4	-

Fonte: Petrobrás, 1997

3.4.2. O Controle Técnico

Dezesseis estações de compressão transportarão o gás nas pressões especificadas no projeto: quatro na Bolívia (Izozog, Chiquitos, Robore e Yacuses) e doze no Brasil (Albuquerque, Guaicurus, Anastácio, Campo Grande, Mimoso, Rio Verde, Mirandópolis, Penápolis, Ibitinga, São Carlos, Araucária e Biguaçu);

Quatro estações de medição serão instaladas: duas na Bolívia (Rio Grande e Mutun) e duas no Brasil (Corumbá e Paulínia). O projeto contará com 30 *city-gates* (estações de redução de

¹⁰ Até julho de 1997, TGB era uma empresa 100% de capital pertencente à Petrofértil, subsidiária da Petrobrás; A TGB foi criada para executar o projeto Bolívia-Brasil (GM, 13/07/97); A Petrobrás, por intermédio de sua subsidiária Petrobrás Gás S/A – Gaspetro – estabeleceu uma parceria com empresas privadas internacionais que resultou na constituição da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A –TGB; em março de 2.000 sua composição acionária: Gaspetro, 51%; BBPP Holdings, 29% (British Gas, BHP e El Paso, com parcelas iguais de 9,66%); Transredes, 12%(6% fundos de pensão da Bolívia, 3% Enron e 3% Shell); Enron (EUA) 4%; Shell (Reino Unido & Holanda) 4%. (Comgás-Petrobrás, 2.000; Revista Brasil Energia, março 2000).

¹¹ BTB Holdings: formado por três grandes empresas internacionais: a British Gas (inglesa), El Paso (comprou a Tenneco Energy -americana) e a Broken Hill Property BHP (australiana); atuam em mais de 50 países (ALTHUON M. 1998).

pressão e medição de gás) as quais irão fazer a medição do gás transportado e entregue às companhias distribuidoras estaduais. A operação do gasoduto é comandada remotamente a partir do Centro de Supervisão e Controle (CSC) localizado no Rio de Janeiro, através de comunicação via satélite; conta também com outra casa de controle em Santa Cruz de la Sierra/Bolívia. Visando garantir o bom desempenho do sistema, divisões regionais – distribuídas ao longo do gasoduto - em Campo Grande (MS), Campinas (SP) e Florianópolis (SC) coordenam a atuação de equipes de apoio às operações.

Segundo informações fornecidas pela Petrobrás, os controladores de gás¹², técnicos especialmente treinados em questões de segurança, operam o Sistema Scada - *Supervisory Control and Data System*. Este é um sistema informatizado de controle supervisionado e de aquisição de dados, que faz o acompanhamento geral do gasoduto. Além do Scada, funciona o *Geographic Information System* (GIS), sistema georreferenciado provido de todas as informações essenciais ao funcionamento do Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) e Plano de Ação de Emergência (PAE).

3.4.3. O Contrato

O contrato de compra e venda de GN entre Brasil e Bolívia foi assinado em 17/02/93, entre a Petrobrás e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), por um período de 20 anos de fornecimento — após 6 décadas de tentativas de negociação — considerando a entrega de até 30 milhões de m³/dia. Do ponto de vista do transporte, esta quantidade contempla os seguintes lotes de gás natural:

- i) TCQ — *Transportation Capacity Quantity* — valor básico de 8 milhões m³/dia, a ser atingido no terceiro ano do contrato, crescendo até 18 milhões de m³/dia no oitavo ano do contrato;
- ii) TCO — *Transportation Capacity Option* — no total de 6 milhões m³/dia, destinados à geração de energia elétrica nos estados de Mato Grosso do Sul e São Paulo;
- iii) TCX — *Transportation Capacity Extra* — no total de 6 milhões de m³/dia.

¹² Os controladores de gás, no Rio de Janeiro, trabalham em turnos, 24 horas por dia, sete dias por semana, 365 dias ao ano; são responsáveis pelo acionamento do sistema automático de bloqueio de válvulas, situadas a distâncias máximas de 32 km e mínimas de 5 km.

Na tentativa de garantir a oferta e energia e também honrar os compromissos assumidos no contrato do tipo *take-or-pay* para o fornecimento do gás boliviano, as distribuidoras da área de influência do Gasbol assinaram contratos para a colocação das quantidades TCQ + TCX + TCO, conforme apresentado na tabela 3.10.

TABELA 3.10 VOLUMES CONTRATADOS NO GASBOL(em milhões de m³/dia)

Concessionária	2000	2002	2004	2006
Comgás (SP)	4.600	5.760	6.930	8.100
Compagás (PR)	1.000	1.200	1.450	1.750
SCGás (SC)	1.800	1.900	2.050	2.200
Sulgás (RS)	1.200	1.500	1.650	1.850
MSGás (MS)	150	2.850	6.050	6.200
Total contratado	8.750	13.210	18.130	20.100
TCQ+TCX	9.100	17.400	19.700	22.000
Saldo	350	4.190	1.570	1.900
TCO/MSGás (MS)	2.000	2.000	2.000	2.000

Fonte: Petrobrás in ABREU P.L.; MARTINEZ, J.A., 1999

A modalidade do acordo foi do tipo *take-or-pay* que consiste na compra pelo importador de um volume previamente estabelecido com o exportador, independente de o mercado ter condições de absorver a quantidade contratada, havendo o risco de um possível ônus para o importador, caso o mercado não absorva a quantidade contratada. Esse tipo de contrato garante um mínimo de renda para o supridor-exportador, e tem sido a modalidade¹³ mais usada na negociação de gás natural entre países.

3.4.4. Distribuição do Gás Natural

O gasoduto Brasil-Bolívia visa suprir GN às regiões sul, sudeste e Centro-Oeste do Brasil, as quais, juntas, somam aproximadamente três quartos do Produto Interno Bruto e de consumo de energia do país. O consumo de gás natural em maio de 2000 foi de 5 milhões de m³/dia; a Comgás acredita encerrar o milênio fornecendo 6,5 milhões de m³/dia, incremento que será sustentado pela expansão do segmento industrial, o qual responde por 86% do total consumido.

¹³ A outra modalidade é *deliver-or-pay* que consiste na entrega, por parte do exportador, de uma quantidade mínima prevista de gás natural ao importador-consumidor. Caso venha a ser interrompida, ou seja, a quantidade mínima não for entregue, o exportador fica com a obrigação de pagar uma multa.

Conforme informação obtida através de contato telefônico com a Associação Brasileira de Gás Natural – ABEGÁS – a previsão de investimentos, elaborada em 1996, para a distribuição de gás natural tem sido mantida, conforme apresentado na tabela 3.11, a seguir.

TABELA 3.11 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS IMPORTADO DA BOLÍVIA NOS ESTADOS DO SUL E SUDESTE E CENTRO-ESTE

Estado	Rede de Distribuição a construir (km)	Investimento US\$ milhões	Vendas (*) milhões m ³ /dia
São Paulo	1297	322	4.0/8.1
Paraná	300	65	1.2/1.9
Santa Catarina	300	65	1.8/2.3
Rio Grande do Sul	500	60	1.3
Mato Grosso do Sul	150	24	1.0/2.1
Minas Gerais	367	97	1.1/1.7 ^(a)
Total	2914	633	10.4/16.1

Fonte: ABEGAS, 1996 ; ^(a)0.8 são de origem nacional; (*) Vazão inicial/vazão final

No investimento de US\$ 322 milhões para a distribuição do GN no Estado de São Paulo, está incluída a construção de 21 *city gates*, totalizando uma extensão de 1.392 km de dutos para distribuição. A Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, em suas atribuições de órgão regulador, realizou licitações para outorga de concessão para exploração de serviços de distribuição de gás canalizado, ficando assim definido:

TABELA 3.12 PERFIL DAS ÁREAS DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO - (dados de 1999)

DISTRIBUIDOR / ÁREA DE CONCESSÃO	POPULAÇÃO		MUNICÍPIOS		PRAZO DE VIGÊNCIA	Potencial ¹⁴ 10 ⁶ de m ³ /dia
	Hab/mil	%	no.	%		
Comgás / Grande São Paulo e Norte	25.764	71,93	177	27,46	30 anos	até 30 em 2018
Gás Brasileiro/ Região Noroeste	7.461	20,75	375	58,12	30 anos ¹⁵	10,4 em 2010
Gás Natural/ Região Sul	2.622	7,32	93	14,41	30 anos	6,2 em 2010 10,9 em 2020

Fonte: SEADE, IBGE e Comgás in CSPE.

3.4.4.1 A COMGÁS

O Decreto Estadual 43.888 de 10 março de 1.999:

- autoriza procedimentos para outorga de concessão à COMGÁS;

¹⁴ Estimativas da CSPE in Revista Brasil Energia, No. 232, março 2000

¹⁵ O prazo poderá ser prorrogado uma única vez, por mais 20 anos.

- define bases para o contrato de concessão e municípios da área de concessão da COMGÁS;
- extingue a concessão existente;
- delega poderes à CSPE para a elaboração do contrato de concessão e para a adoção de procedimentos de outorga de concessão.

A Comgás – Companhia Municipal de Gás de São Paulo - foi privatizada em junho de 1999¹⁶ e assinou, em outubro de 1996, um contrato para compra de gás natural boliviano com a Petrobrás com duração de 20 anos. No primeiro ano, o fornecimento de gás natural deverá ser 4,0 milhões de m³/dia, chegando a 8,1 milhões de m³/dia no oitavo ano. Com o fornecimento do gás boliviano, o estado de São Paulo passou a contar com três fontes de suprimento de gás natural: Bacia de Santos-SP, Bacia de Campos-RJ e da Bolívia. O estado de São Paulo contará com 21 pontos de entrega do gás boliviano; oito encontram-se em operação: Capuava, Cubatão, Suzano e São José dos Campos, Cruzeiro, Lorena, Taubaté e Pindamonhangaba; os demais serão concluídos até o final do ano 2000.

Em 1997, a Comgás forneceu aproximadamente 3,7 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural — mais do que triplicando o fornecimento de 1,1 milhão de m³/dia em 1996 — através de 2.350 km de redes, para 300 mil clientes. Os planos de agregar mais 20 mil novos consumidores até o ano 2.000 foram cumpridos e ainda superados; em setembro de 2000, forneceu para 326.053 consumidores. Deste total, o setor industrial absorveu 89%.

Visando o fornecimento de 13,6 milhões de m³/dia nos primeiros anos do novo milênio, a Comgás tem voltado seus investimentos para as áreas não atendidas pela Comgás: Campinas e região, as quais respondem por 51% do total dos investimentos. Nesta região estão sendo instalados 62 km de redes de distribuição: 28 km em Paulínia, 18 km em Limeira e 16 km em Piracicaba. Também estão sendo instalados dutos ligando Campinas/Itatiba/Jundiaí, totalizando 60 km. Soma-se a isso a ligação com Americana, 22 km e Jaguariúna, 5 km.

**EXPANSÃO DA REDE DE SÃO PAULO PARA DISTRIBUIR O GÁS NATURAL
IMPORTADO DA BOLÍVIA**

Região	Extensão (Km)	Quantidade de <i>city-gates</i>	Investimento Us\$ Milhões
RMSP/Baixada Santista	263	3	92
Vale do Paraíba	169	6	36
Campinas e região	703	8	163
Total	1.135	17	322

Fonte: Comgás, 1.999.

O contrato assinado entre o estado de São Paulo e a Comgás, é de concessão para exploração de serviços públicos de gás canalizado, com prazo de 30 anos. As cidades abrangidas pela área de concessão da Comgás representam 53,7% da população do Estado, e 66% da arrecadação de impostos. O Estado de São Paulo concentra 22% da população brasileira e contribuiu, em 1997, com 35% na formação do Produto Interno Bruto¹⁷ do país. A rede de distribuição de gás canalizado abrange a Região Metropolitana de São Paulo, incluindo 14 municípios, a Baixada Santista (Santos e Cubatão) e o Vale do Paraíba (São José dos Campos).

A Lei 12.140/96, da esfera municipal, prevê a substituição do óleo Diesel para o gás natural na frota de ônibus do município de São Paulo. A previsão é transformar toda a frota até o ano 2008, o que significará um consumo diário de 1,2 milhão de m³ /dia de gás natural. No setor automotivo, a conversão dos motores para o gás poderá gerar incrementos nas vendas de 1 milhão de m³/dia até 2005.

TABELA 3.13 ESTADO DE SÃO PAULO: PROJEÇÃO DE DEMANDA DE GN PARA 2002

REGIÃO	SEGMENTOS (volumes em mil m ³ / dia)			
	Industrial	Residencial Comercial Transporte	Total	(%)
AREAS EXPLORADAS PELA COMGÁS				
RMSP/Baixada Santista	6.864	2.530	9.394	69
Vale do Paraíba	1.313	60	1.373	10
Campinas e região	2.025	101	2.126	16
Total	10.202	2.691	12.893	95

Fonte: Comgás, 1998

¹⁶ São os acionistas da COMGÁS: a British Petroleum (72,2%); a Shell (23,2%), a CPFL (3,93%) e outros (0,11%). Comgás, 2.000 (ANEXO I).

¹⁷ IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de Contas Nacionais, contas Regionais do Brasil 1985-1997.

3.4.4.2. A Gás Brasileiro

O Decreto Estadual no. 44.201 de 24 de agosto de 1.999:

- autoriza procedimentos para outorga de concessão da Área Noroeste.
- define bases para o contrato de concessão e municípios da área de concessão.
- delega poderes à CSPE para a elaboração do contrato de concessão e para a adoção de procedimentos de outorga de concessão.

O Consórcio italiano Gás Brasileiro venceu, em 9/11/99, a concorrência No. CSPE/024/99 para concessão de distribuição de gás canalizado com 149,9% de ágio - R\$ 274.900.000,00 — o preço mínimo estabelecido foi de R\$ 110.000.000,00..

Sua composição acionária : A SNAM S.p.A. com 51% e a Società Italianaper Gas p.A., com 49%. A concessionária está instalada no escritório da Agip, subsidiária da também italiana Eni, na Avenida Paulista, São Paulo. A expectativa da empresa é duplicar o quadro de funcionários, que contava à época da concessão com 10 colaboradores; e é tudo o que Gás Brasileiro precisará para desenvolver os projetos de instalação da infra-estrutura para distribuição de gás natural. Segundo o cronograma da empresa, os consumidores industriais poderão começar a receber o combustível no primeiro semestre de 2001¹⁸.

3.4.4.3 A Gás Natural

O Decreto Estadual no. 44674 de 31 de janeiro de 2000:

- autoriza procedimentos para outorga de concessão da Área Sul.
- define bases para o contrato de concessão e municípios da área de concessão.
- delega poderes à CSPE para a elaboração do contrato de concessão e para a adoção de procedimentos de outorga de Concessão para Exploração dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo em área que compreende os Municípios que atualmente integram as Regiões Administrativas de Sorocaba e Registro

O consórcio Gás Natural é formado pela espanhola Gás Natural SDG SA e a Jacuípe Participações e Empreendimentos S.A., nacional, com participação acionária de 99,99% e 0,01%, respectivamente. À data, os sites da Gas Brasileiro e da Gas Natural, encontram-se “em construção”.

¹⁸ Revista Brasil Energia, No. 232, março 2000.

3.5. O Preço do Gás Natural no Brasil

O preço do gás natural acompanhou a evolução do preço do petróleo, tanto na sua ascensão na década de 70, como na sua queda, na segunda metade dos anos 80. A partir de então houve uma certa estabilidade dos preços dos derivados de petróleo: óleo Diesel, óleo combustível, gasolina e GLP. O preço do gás natural praticado no mercado internacional – CEE-, em 1996, era de 2,67 US\$/MMBTU - superior ao preço do óleo combustível com 1% de enxofre, 2,51 US\$/MMBTU – (A.OLIVIEIRA *et alii*, 1994).

Com o objetivo de oferecer melhores condições de desenvolvimento do mercado de gás natural nacional e, considerando a competição mais direta com os óleos combustíveis, em fevereiro de 2000, a nova política de preços para o gás natural separou o preço da *commodity* da tarifa de transporte. A nova Portaria Interministerial no.3, das pastas de Minas e Energia e da Fazenda, revoga a anterior, a 155 de 23/06/99, a qual atrelava o preço máximo de venda do gás natural de origem nacional a 86,22% do preço do óleo combustível 1A nas refinarias.

No Brasil, o governo fixou o preço do gás natural combustível em R\$ 86,20/mil m³, em setembro de 1995. A equivalência da taxa de conversão do dólar/real era de R\$ 0,955/US\$, o qual estabelecia o preço de US\$ 2,42/MMBTU, à época. A relação real/dólar sofreu alteração quando, em meados de janeiro de 1.999, houve a desvalorização do real, liberação da conversão cambial, incidindo diretamente no preço dos produtos importados, e certamente no preço do gás natural:

TABELA 3.14 ALTERAÇÕES NO PREÇO DO GN

Data	Preço (RS/mil m ³)	Taxa de câmbio (RS/US\$)	Preço (US\$MMBTU)
01.01.99	88,58	1,2083	1,97
01.02.99	90,92	1,9638	1,24
12.03.99	100,36	1,9051	1,41
30.04.99	114,04	1,6607	1,84
01.05.99	119,33	1,6607	1,93

Fonte: ABREU P.L.; MARTINEZ, J.A., 1999.

O contrato de compra de gás natural da Bolívia estabeleceu regras próprias de fixação de preços do produto na boca do poço e do transporte, tanto do lado boliviano quanto brasileiro, levando à uma elevação dos preços praticados para o gás produzido no Brasil.

O contrato do GASBOL define também, nas mesmas bases estabelecidas para o gás nacional, que a relação do preço do gás boliviano nos *city-gates* não pode exceder 85% do preço do óleo combustível 1A , por um período de cinco anos a partir do início do fornecimento.

Sobre os preços e condições para fornecimento do gás natural, haverá um mix de preços - nos Sistemas Sul/Sudeste e Centro-Oeste - entre o gás natural brasileiro (tabela 3.15) e o importado, cujo preço médio não deverá ultrapassar US\$ 2,26/MBTU para contratos de 20 anos. Na região Nordeste, o preço médio será o mesmo; no entanto, nos primeiros cinco anos, o gás deverá ser brasileiro e custar US\$ 1,94/MBTU. Os preços terão variação anual, conforme a disponibilidade do gás nacional¹⁹. O MME e a ANP estudam uma fórmula permanente de correção.

TABELA 3.15 GÁS NATURAL NACIONAL – PREÇOS (R\$/1000m³) PRATICADOS PELA PETROBRÁS

DISTRIBUIDORA	COMBUSTÍVEL			VEICULAR	PETROQUÍMICO
	COMMODITY	TARIFA TRANSP	TOTAL		
CEGAS	169,00	22,13	191,13	154,06	
POTIGAS	169,00	18,67	187,67	172,73	
PBGAS	169,00	23,74	192,74	177,80	
COPERGAS	169,00	27,51	196,51	181,57	
ALGAS	169,00	----	169,00	154,06	
EMSERGAS	169,00	16,46	185,46	154,06	
BAHIAGAS	169,00	16,84	185,84	170,90	192,03
BR-ES	169,00	16,80	185,80	170,86	191,99
CEG	169,00	17,31	186,31	171,37	192,50
CEG-RIO	169,00	17,31	186,31	154,06	
GASMIG	169,00	26,49	195,49	180,55	
COMGAS	169,00	23,97	192,97	178,03	

PREÇO DA COMMODITY PELA PORT. MF/MME 03-FEV/2000 IGUAL A R\$/1000M3 175,19

OBS: PREÇO EM REAL – VIGÊNCIA: A PARTIR DE 01 DE MAIO DE 2001.

Fonte: Petrobrás/Gás & Energia, 2.001.

¹⁹ Revista Brasil Energia no. 277, Outubro 1.999.

Exemplo da formação do preço do gás natural, a ser pago pelo cliente à distribuidora do Estado de São Paulo.

Fevereiro de 2000
Ref.: Conta de Gás

Senhores:

Dando continuidade aos nossos entendimentos no que diz respeito ao assunto em epígrafe, segue demonstrativo:

- 1) Leitura do medidor: valor lido no medidor da (distribuidora);
- 2) Consumo: diferença entre a leitura do mês anterior com a leitura atual, já corrigido;
- 3) Dias de consumo: pode variar de acordo com o dia da leitura, geralmente a leitura é feita de 30 em 30 dias; (neste caso, a leitura é feita todo dia 1º de cada mês);
- 4) Fatores de Correção: a) Poder Calorífico: diferença entre o valor contratual (9400 kcal/m³) e a média do mês medido diariamente pela Comgás; b) Pressão: (segue demonstrativo abaixo);
- 5) Base de Cálculo ICMS: Segue anexo estudo;
- 6) Informações Comgás: Valor da Tarifa sem ICMS.

Demonstrativos dos fatores de correção:

Poder Calorífico:

$$VC1 = V_m * Y / 9400 \text{ (vide anexo contrato)}$$

$$VC1 = 482.510 * 9339 / 9400 = 479.379$$

Pressão:

$$VC2 = VC1 * (P_m + P_{atm}) / P_r * T_r / T_m * F_{sc}$$

$$VC2 = 479.379 * (30 \text{ psi} + 0,965 \text{ kgf/cm}^2) / 101.325 \text{ Pa} * 293 / 293 * 1,0045$$

Passando tudo para Pascal, temos:

$$VC2 = 479.379 * (206,85 + 94,65492) / 101.325 * 1,0045$$

$$VC2 = 479.379 * 2,989 \Rightarrow VC2 = 1.442.223 \text{ m}^3 \text{ corrigido.}$$

Onde:

Pressão Interna: 30 Psi

$T_r = 293 \text{ K}$ (base 20º C)

$T_m = 293 \text{ K}$ (temp. média local, adotada pela Comgás)

$F_{sp} = 1,0045$ (chegamos a este valor através da fórmula AGA NX 14 – Petrobras)

$1 \text{ Kgf/cm}^2 = 98,088 \text{ Pa}$

$1 \text{ PSI} = 6,895 \text{ Pa}$

$0,965 \text{ Kgf/cm}^2 = \text{Pressão Atmosférica}$ (neste exemplo, Cidade de Limeira)

7) Tabela CSPE para o Gás Natural utilizado no processo:

As Tarifas de gás natural é binominal, composta de um termo fixo e um variável; a seguir, o exemplo de um consumidor de 28.000 m³/dia.

Termo Fixo	:	19.439,73 (Portaria CSPE n.º 18 de 15/09/99)
Termo Variável	:	0,241356
Volume	:	840.000 m³/mês

$$\begin{aligned} \text{TARIFA} &= \text{Termo fixo} + (\text{consumo mensal} \times \text{Termo Variável}) \\ &= 19.439,73 + (840.000 \times 0,241356) = \text{R\$ } 222.178,77 \text{ (valor da fatura sem ICMS).} \end{aligned}$$

$$\text{Para chegar na Tarifa R\$/m}^3 = \text{R\$ } 222.187,77 \div 840.000 \Rightarrow \text{R\$ } 0,264498.$$

8) Tabela CSPE para os segmentos COGERAÇÃO E TERMOELÉTRICAS:

Também é uma tarifa binominal, porém a maneira de calcular é um pouco diferente da Tarifa acima, por exemplo:

Volume : 114.000 m³/dia (3.420.000 m³/mês).
 Termo fixo : 344.480,86
 Termo variável : 0,1685103

TARIFA = (Volume total – Volume Limite Anterior) x valor variável + valor fixo ÷ valor total.

TARIFA = (3.420.000 - 2.000.000) x 0,1685103 + 344.480,86 ÷ 3.420.000

⇒ (1.420.000 x 0,1685103) + 344.480,86 ÷ 3.420.000

⇒ 239.284,62 + 344.480,86 ÷ 3.420.000

⇒ 583.765,49 ÷ 3.420.000 = R\$ 0,170691 por m³.

A partir de 1o. de novembro de 2.000, as tarifas do gás natural canalizado para São Paulo e Vale do Paraíba, assim como para cogeração e termelétricidade (áreas de concessão da Comgás), passam a ser regidas conforme os valores apresentados nas tabelas 3.15; 3.16 e 3.17.

TABELA 3.16 TARIFAS DO GÁS NATURAL CANALIZADO - SÃO PAULO (sem ICMS)				
Vigência a partir de: 01.11.2000				
TERMOS				
SEGMENTOS	CLASSES	VOLUMES MENSAIS	FIXO (F) (em R\$)	VARIÁVEL (V) (em R\$/m ³)
Residencial	1	Até 5 m ³	7,60	-
	2	6 a 50 m ³	0,77	1,449949
Comercial e Industrial	3	51 a 130 m ³	12,26	1,223714
	4	131 a 1.000 m ³	57,92	0,677263
	5	1.001 a 5.000 m ³	106,45	0,626354
	6	5.001 a 50.000 m ³	1.623,54	0,524379
	7	50.001 a 300.000 m ³	6.569,97	0,385734
	8	300.001 a 500.000 m ³	21.404,96	0,342623
Grandes Usuários	9	500.001 a 1.000.000 m ³	22.003,77	0,341722
	10	Acima de 1.000.000 m ³	23.694,84	0,340031
Gás Natural Veicular	GNV			0,207325
Interruptível	IN		-	0,292634

Notas:
 01) Os valores não incluem o ICMS.
 02) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:
 • Poder Calorífico Superior = 9.400 kcal/m³
 • Temperatura = 293,15° K
 • Pressão = 101.325 Pa
 03) Fórmula de Cálculo do Importe: I = F + (CM x V), onde:
 • F = Valor do Termo Fixo
 • CM = Consumo Mensal Medido em m³
 • V = Valor do Termo Variável
 04) Alteração dos valores das Tarifas: Portaria CSPE - 77, de 31/10/2000 publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e Portaria CSPE 100 de 07/02/2001.

TABELA 3.17 TARIFAS DO GÁS NATURAL CANALIZADO - VALE DO PARAÍBA (sem ICMS)				
Tarifas já com descontos para o Vale do Paraíba				
Vigência a partir de: 01.11.2000				
TERMOS				
SEGMENTOS	CLASSES	VOLUMES MENSAIS	FIXO (F) (em R\$)	VARIÁVEL (V) (em R\$/m ³)
Residencial	1	Até 5 m ³	6,15	-
	2	6 a 50 m ³	0,11	1,138934
Comercial e Industrial	3	51 a 130 m ³	1,76	1,105362
	4	131 a 1.000 m ³	49,24	0,751658
	5	1.001 a 5.000 m ³	69,02	0,710749
	6	5.001 a 30.000 m ³	1.350,30	0,450714
	7	30.001 a 300.000 m ³	7.186,16	0,340376
	8	300.001 a 500.000 m ³	17.801,27	0,304396
Grandes Usuários	9	500.001 a 1.000.000 m ³	18.399,50	0,303797
	10	Acima de 1.000.000 m ³	19.809,15	0,302387

Notas:
01) Os valores não incluem o ICMS.
02) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:
- Poder Calorífico Superior = 9.400 kcal/m³
- Temperatura = 293,15° K
- Pressão = 101.325 Pa
03) Fórmula de Cálculo do Importe: $I = F + (CM \times V)$, onde:
- F = Valor do Termo Fixo
- CM = Consumo Mensal Medido em m³
- V = Valor do Termo Variável
04) Alteração dos valores das Tarifas: Portaria CSPE - 77, de 31/10/2000 publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo.

TABELA 3.18 SEGMENTOS COGERAÇÃO E TERMOELÉTRICAS		
Área de Concessão da COMGAS		
Vigência a partir de: 01.11.2000		
CLASSES	VOLUMES MENSAIS	VALOR DA MARGEM (em R\$/m ³)
1	0 a 2.000.000 m ³	0,0379994
2	2.000.001 a 4.000.000 m ³	0,0397772
3	4.000.001 a 7.000.000 m ³	0,0295551
4	7.000.001 a 10.000.000 m ³	0,0253329
5	10.000.001 a 20.000.000 m ³	0,0211108
6	Acima de 20.000.000 m ³	0,0054443

Notas:
01) Os valores não incluem o ICMS.
02) Aplica-se para consumos mensais superiores a 500.000 m³.
03) Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os impostos Pis/Cofins, deverá ser acrescido o valor do preço médio ponderado dos contratos de suprimento de gás referido nas condições abaixo e destinados a esses segmentos.
04) Gás Natural referido nas seguintes condições:
- Poder Calorífico Superior = 9.400 kcal/m³
- Temperatura = 293,15° K
- Pressão = 101.325 Pa
05) O custo médio ponderado do preço dos contratos de suprimento do gás canalizado e do transporte destinados a estes segmentos, já considerado o valor dos tributos PIS e COFINS incidentes no fornecimento pela concessionária, vigentes nesta data, é de:
a) R\$ 0,276319/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético (matéria-prima) utilizado na geração ou cogeração de energia elétrica destinada ao consumo à revenda a distribuidor
b) R\$ 0,277754/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido com insumo energético (matéria-prima) utilizado na geração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final.
06) O cálculo das margens deve ser aplicado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo.
07) Alteração dos valores das Tarifas : Portaria CSPE - 77, de 31/10/2000 publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e Portaria CSPE 100 de 07/02/2001.

3.6 Importação de Gás Natural

Em fevereiro de 1999, foi inaugurada a primeira fase do gasoduto Brasil-Bolívia e em março de 2000 o gás boliviano chegou a Florianópolis/SC. A região leste da cadeia andina, apresenta notáveis reservas de gás natural, o qual devido à proximidade territorial torna viável sua importação, base do projeto do gasoduto em andamento Bolívia-Brasil, e também estudos para inserção de GN advindo da Argentina, Uruguai (via Argentina), e Peru; A Venezuela pode vir a ser um futuro *player* no fornecimento de GN, via Amazonas, questão delicada por se tratar de espaço ecológico, o que poderia trazer distúrbios ao eco sistema.

Para o cumprimento do contrato do tipo *take-or-pay* assinado entre o Brasil e a Bolívia, e visando o aumento na oferta de energia para o Brasil, o governo está viabilizando a construção de termelétricas a gás natural; este fato atraiu o capital estrangeiro e privado para a construção dessas usinas, negócio relativamente novo em termos de geração de energia elétrica. A modesta penetração do GN no balanço energético nacional (3% em 1999) deverá ser alterada com a entrada do gás natural boliviano e também com a maior oferta nacional, provenientes da Bacia de Campos/RJ, Bacia do Espírito Santo/ES e do Campo de Urucu/AM, praticamente duplicando a oferta de 14 milhões de m³/dia em 1998 para 25 milhões de m³/dia em 2010 (TABELA 3.19), que no entanto significa somente 30% do total projetado.

3.6.1. Importação de gás natural e o Mercosul

Dos quatro países que compõem o Mercado do Cone Sul - Mercosul - Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai, até pouco tempo, a Argentina era o único que apresentava reservas significativas. Na Bolívia – país não membro do Mercosul - tem sido descobertas quantidades de reservas de gás natural bastante expressivas, praticamente triplicando os montantes anteriores; com isto, o Brasil está programando a construção de um segundo gasoduto, não tendo ainda definido a trajetória do mesmo, se pelo Centro Oeste ou pelo Sul. A Bolívia consome aproximadamente 2 milhões de m³/dia, ao igual que o Uruguai e o Paraguai; estes dois últimos não apresentam potencial significativo de reservas de gás natural.

Concomitantemente ao Gasbol, outros empreendimentos para a importação de gás natural estão em andamento. Um dos projetos da Argentina inclui a entrada do energético via Rio Grande do Sul; outro, via Rio Branco; ambos projetos têm iniciativa de empresas internacionais em associação com capitais nacionais; o Estado de Porto Alegre seria o ponto terminal, onde também termina o Gasbol, que vem do norte.

A capacidade de transporte do Gasoduto de Uruguaiana é de 12 milhões de m³/dia; o de Buenos Aires, via RioBranco/Jaguarão, tem capacidade de fornecimento de 15 milhões de m³/dia (tabela . O total de volume importado agregaria à oferta nacional, aproximadamente, 57 milhões de m³/dia de gás natural, quantidade próxima às projeções relativas à demanda desse energético para o ano 2010; somado a oferta nacional, o total alcança 82 milhões de m³/dia.

TABELA 3.19 OFERTA DE GN - NACIONAL E IMPORTADO 1998 –2010
milhões de m³/dia

Volume	1998	1999	2000	2010
Nacional	14	16	21	25
Importação Bolívia - Gasbol	—	4	8	30
Importação Argentina:				
i) Uruguaiana	—	—	2	12
ii) Buenos Aires	—	—	—	15
Total importado	-	4	10	57
Total nacional	14	16	21	25
Total	14	20	31	82

Fontes: Petrobrás, 1998; ALTHUON M. 1998; ABREU P.L.; MARTINEZ J,A, 1999; elaboração própria.

Este fornecimento será viabilizado através de um anel de gasodutos de 6.800 km de extensão, o qual unirá os três países do Cone Sul. O gasoduto Bolívia-Brasil já é um fato; existe gasoduto construído no trecho Santa Cruz-Bolívia e Buenos Aires-Argentina, restando a construção do trecho que visa unir Porto Alegre e Uruguaiana. Assim, a Argentina e a Bolívia tornam-se dois países potenciais fornecedores de GN para o Brasil. O Mercosul visa o fortalecimento das nações que o compõe, promovendo condições mais favoráveis para sua inserção na economia mundial; assim sendo, uma estratégia coordenada para o setor energético faz-se fundamental para o sucesso do Mercosul, uma vez que o sistema energético desempenha um papel fundamental no processo de desenvolvimento econômico, podendo atuar como "avenida central" da integração econômica, tanto pelos efeitos à montante —como instrumento de complementaridade dinâmica na indústria de bens de capital— e a jusante, sendo a peça principal de competitividade sistêmica (OLIVEIRA A.; ARAUJO M., 1994).

3.6.2. O Gás Natural na Argentina

O governo Menen iniciou as primeiras medidas de reestruturação da Gas del Estado, em 1989. Em 1992 a Lei do Gás No. 24.076 propiciou a privatização da empresa e desregulamentou o preço do GN, criando o órgão regulador das fases de transporte e distribuição de GN - Ente Nacional Regulador del Gas - ENARGAS, com competência sobre todo o território nacional.

O GN constitui-se no principal componente da matriz energética argentina. Do total ofertado de eletricidade no país, 44% tem origem em usinas termelétricas a GN; 42% em usinas alimentadas por derivados de petróleo; 5,7% tem origem hídrica, 5,8% vem do carvão e 2,5 é de origem nuclear. (GAZETA MERCANTIL, 14/10/96). A Argentina possui 20 bacias sedimentares com uma extensão aproximada de 1,8 milhão de km², representando 64% do território argentino. Aproximadamente 25% dessas bacias encontram-se no mar. Do total das reservas provadas - 620 bilhões de m³ em 1996 - 53% encontram-se na Bacia Neuquina - região centro-oeste; 32% na Bacia Austral e 15% na Bacia Noroeste. Este país é um grande consumidor de GN; suas estimativas para o ano 2000 são de um consumo diário de 100 milhões de m³ (BNDES, 1998).

3.6.3. Outros possíveis "players" :

O Peru conta com 300 bilhões de m³ de reservas provadas de gás natural, das quais 181,23 bilhões situam-se nos campos de Camisea, descobertos em 1987. Os campos pertencem a uma associação entre a Shell (55%) e a Mobil Oil (45%) as quais, em junho de 1996, assinaram um acordo para o desenvolvimento dessas reservas. A Venezuela conta com a segunda maior reserva — se considerado o México — com 51,2% das reservas provadas da América Latina. A Colômbia, com reservas provadas, em 1996, de 230 bilhões de m³ e Trinidad Tobago, com reservas prováveis que atingem 350 bilhões de m³ (BNDES, 1998), são mais duas alternativas para a expansão desse energético. Mais ao sul, a conexão via gasodutos da Argentina ao Chile e para o Uruguai são alternativas viáveis para o aumento de uso do GN na América Latina .

Dos países que fazem fronteira com o Brasil, somente o Paraguai não se apresenta como provável exportador de gás natural para o Brasil (Anexo III "Integração Energética").

Capítulo 4

USO DO GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA CERÂMICA

Este capítulo – na sua primeira parte - apresenta de modo sucinto, informações sobre o panorama da indústria cerâmica brasileira e seus diferentes setores. A seguir, o segmento de revestimento cerâmico é estudado com maior detalhamento, passando pelas matérias-primas, o processo, propriedades, custos de produção e análise mercadológica. No final deste capítulo é feita uma análise dos fatores de competitividade¹ deste setor, o qual ocupa a quarta posição mundial na produção de pisos e azulejos. O gás natural é a questão central neste estudo, uma vez que o consumo de energia pode chegar a representar 20% do custo da produção de uma indústria cerâmica, tendo em vista as elevadas temperaturas necessárias à produção (BERG, 1996).

Os dados apresentados no panoramas setorial tiveram como fonte o Anuário Brasileiro de Cerâmica, cuja 17ª edição - e última - foi publicada no ano de 1996, mesmo sendo esta uma indústria energo-intensiva; os demais dados deste capítulo foram obtidos junto a entidades do setor, revistas especializadas, sindicatos, e principalmente, de visitas a empresas do segmento de revestimento cerâmico no sul e sudeste do país.

4.1. Panorama Setorial

A indústria cerâmica constitui-se de segmentos diferenciados pelos produtos obtidos e, principalmente, pelos mercados nos quais estão inseridos. Estes segmentos englobam a Cerâmica

¹ Conforme apresentado no capítulo 1 deste estudo.

Estrutural (ou Vermelha); Revestimentos (ou Branca), Sanitários, Louça de Mesa e Adorno; Refratários; Cerâmica Elétrica, e outros.

4.1.1. Cerâmica estrutural

Este segmento é também conhecido como cerâmica Vermelha; fabrica tijolos, blocos, telhas, tubos, lajes, lajotas e numerosos artigos utilitários ou decorativos; é considerado o "primo pobre" da Cerâmica, uma vez que 90% das empresas deste segmento são familiares, detentoras de tecnologia desenvolvida há cinquenta anos e com atividades essencialmente manuais, constituindo as chamadas "olarias". Segundo ZANDONADI² (1996) existem de 8.500 a 11.000 empresas produtoras de cerâmica vermelha no Brasil; o Estado de São Paulo abriga 650 destas empresas, responsáveis por cerca de 20% da produção nacional. A produção mensal deste segmento ou sub-setor, em 1996, alcançou cerca de 2 milhões de peças, consumindo pouco mais de 5 milhões de toneladas/mês de argila; gerou 400 mil empregos diretos.

4.1.2. Cerâmica Elétrica

Este segmento fabrica isoladores elétricos, de transmissão e distribuição. Seu desempenho depende do consumo das empresas de energia elétrica, até pouco tempo restrito às estatais concessionárias; por falta de capacidade de investimento por parte do governo, este segmento tem visto diminuídas suas oportunidades de crescimento. Contudo, espera-se que o complexo elétrico brasileiro receba investimentos em aplicações e reposições de sua rede, o que aumentará a participação deste segmento — bastante disputado internacionalmente — e simultaneamente, espera-se melhoria no seu padrão de confiabilidade e atendimento.

A estratégia para compensar a retração do mercado interno foram as exportações. A produção de isoladores elétricos foi de 46.000 toneladas em 1996, com faturamento de US\$ 47 milhões, dos quais pouco menos de 50% — US\$ 20 milhões — foram advindos das divisas de vendas para países da América Latina e os Estados Unidos (ANUÁRIO BRASILEIRO DE CERÂMICA-1996).

4.1.3. Louça Sanitária

Setor que há poucos anos tinha como imagem a produção artesanal, transformou-se rapidamente em produção industrializada, preocupada com qualidade e eficiência, chegando a produzir de 1,2 milhão de peças/mês em 1996, com faturamento anual de US\$ 210 milhões e 3.500 empregos diretos. São cinco as empresas que dominam o mercado nacional, com doze fábricas localizadas nos Estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Pernambuco.

4.1.4. Louça de mesa

Uma das indústrias mais tradicionais do país. Sua produção em 1996 foi de 65.000 toneladas, das quais exportou 38%. Por tratar-se de indústria que utiliza mão-de-obra intensiva a importação de mais de nove mil toneladas deste produto — principalmente advindos da China e outros países asiáticos — tem levado ao fechamento de várias indústrias do setor. De acordo com o Anuário Brasileiro de Cerâmica (1996/1997), o faturamento deste segmento foi de US\$ 148 milhões em 1996, totalizando 30.000 empregos diretos. As empresas estão localizadas na região Sul e Sudeste do país, principalmente nos estados de São Paulo e Paraná.

4.1.5. Refratários

O Brasil é o quinto produtor de refratários, com uma produção de 415 mil toneladas e um faturamento em torno de US\$ 400 milhões. A indústria nacional está entre as mais modernas do mundo, colocando à disposição dos consumidores uma vasta linha de produtos desenvolvidos para conferir excelentes performances aos processos em que são utilizados³.

Pouco conhecidos, os refratários são produtos caracterizados por sua resistência a altas temperaturas. O aço, o ferro, o alumínio, o cobre, o cimento, o vidro e os produtos químicos e cerâmicos dependem dos refratários. Por suas características, os materiais refratários são usados

² Zandonadi, A.R. *in* Anuário Brasileiro de Cerâmica, 1996.

³ Kaufmann, A. *in* Anuário Brasileiro de Cerâmica, 1996.

no revestimento de fornos de equipamentos industriais de grande porte e que são submetidos aos efeitos de altas temperaturas: abrasão, erosão ou ataques químicos.

A Siderurgia no Brasil responde por aproximadamente 70% do consumo de refratários. As exportações atingiram em 1995, cerca de 16% das vendas domésticas, tendo enviado o produto para todos os países da América Latina, África do Sul, Alemanha, Austrália, Egito, Estados Unidos, Japão, França, Índia, Itália, Paquistão, Polônia, Portugal, Suécia e Oriente Médio. Entre 1992 e 1996 foram investidos US\$ 70 milhões no desenvolvimento ou transferência de novos processos tecnológicos e na aquisição de novos equipamentos.

4.1.6. Cerâmicas Avançadas

O mercado nacional de cerâmicas avançadas, em 1988 faturou US\$ 250 milhões; em 1995, o faturamento foi de aproximadamente US\$ 400 milhões. Algo em torno de vinte e cinco empresas⁴ fabricam os diversos produtos, entre os quais, fibras ópticas; componentes eletrônicos; velas de ignição; vidros especiais e outros; produtos como guias-fio, cadinhos, tubos e selos mecânicos são fabricados por empresas de pequeno e médio porte.

Entre as empresas que fornecem a matéria-prima para a indústria de cerâmica avançada estão a Alcan (alumina); Alcoa (alumina, mulita, carbetto de silício); Uniroyal (óxido de zinco); Curd (quartzo de alta pureza).

4.1.7. Revestimentos Cerâmicos

Este segmento é o que produz azulejos, pisos e revestimentos de paredes externas. É representado por aproximadamente 120 empresas. A produção nacional, em 1999 foi de aproximadamente 428 milhões de m², tendo exportado 10% desse total (ABCERAM, 2000).

O presente estudo tem por objetivo analisar este segmento de modo mais detalhado uma vez que a utilização do gás natural nas diferentes etapas de produção poderá conjugar qualidade e preço, conferindo maior competitividade aos seus produtos. Os benefícios da introdução de gás

natural em linha de produção que operem em via úmida, certamente serão mais significativos, principalmente em termos econômicos.

“Por outro lado, tecnicamente, o emprego do gás natural como combustível nesses processos, agregará um diferencial de qualidade bem nitido na produção, tendo em vista a quantidade de água a ser liberada das peças, após conformação, nos estágios iniciais da secagem. Um controle rigoroso de temperatura e atmosfera nessa etapa contribuirá, no mínimo, para minimizar a perda de peças; a utilização do gás natural agregará maior rentabilidade nesses casos” . Ibid.

4.2. Revestimento Cerâmico

4.2.1. A matéria-prima

Um dos fatores inerentes ao desenvolvimento da indústria cerâmica em uma determinada região é a matéria-prima utilizada no processo. A tabela 4.1 apresenta os estados brasileiros produtores de matéria-prima mineral, com destaque para os estados do sul-sudeste, detentores de 91% da capacidade instalada nacional⁵; a tabela 4.2 classifica os principais produtos cerâmicos – Cerâmica Estrutural e Branca - quanto às matérias-primas utilizadas e respectiva temperatura de queima, a qual varia entre 900°C e 1.350°C.

TABELA 4.1 MATÉRIA-PRIMA MINERAL E ESTADOS PRODUTORES

MATÉRIA-PRIMA MINERAL	ESTADOS PRODUTORES
AGALMATOLITO	MG
ARGILAS PLÁSTICAS E COMUNS	SP, RJ, MG, RS, PR, BA, SC, PE
ARGILAS REFRAATÁRIAS	MG, SP, RS
BAUXITA REFRAATÁRIA	PA, MG
CALCITA	ES, RJ
CALCÁRIOS (CALCÍTIOS E DOLOMÍTIOS)	MG, SP, PR, RJ, RS, GO, MT, PB, ES, BA
CAULIM	AP, PA, SP, MG, RS, SC
CROMITA	BA, PA
FELDSPATOS (NEFELINA, SIENITO E LEUCITA)	MG, SP, PR, SC, BA, RN
FILITO	SP, MS, MG
GIPSITA	PE, BA, CE, MA
GRAFITA	MG, BA
MAGNESITA	MG, CE
QUARTZO (AREIA SILICOSA, QUARTZITO)	SP, SC, RS, MG, BA
TALCO	PR, SP, BA, MG
ZIRCONITA	PB, RJ

Fonte: ABCERAM, 2.000.

⁴ Entre as empresas: ABC-XTAL; Bosch; Corning; Lorenzetti; NGK; Pirelli.

⁵ Figura 4.4.

TABELA 4.2 CLASSIFICAÇÃO DOS PRODUTOS CERÂMICOS QUANTO ÀS MATÉRIAS-PRIMAS

PRODUTOS	MATÉRIAS-PRIMAS	TEMPERATURA DO MATERIAL QUEIMADO
CERÂMICA ESTRUTURAL		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tijolos: de alvenaria; furados e prensados; ▪ Lajes cerâmicas ▪ Telhas ▪ Elementos vazados ornamentais 	Argilas plásticas caulinito-iliticas ou em camadas mistas com matéria orgânica, óxidos e hidróxidos de ferro e de alumínio; Materiais geralmente de margem de rios, lagos ou várzeas.	Entre 900° C e 1000° C.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ladrilhos de piso prensados de cores vermelha, amarela, negra e pérola; sem vidrado ou com vidrado colorido opaco. 	Argilas plásticas caulinito-iliticas ou em camadas mistas, ricas em ferro e metais alcalino-ferrosos, vitrificando a 1050° C. Argilas sedimentares ou folhelhos argilosos de cores variadas: taguás (S.Paulo); massapê (Bahia). Argilas plásticas refratárias. Fluxos e pigmentos.	Geralmente, entre 1050° C e 1150° C; pode chegar a 1350° C.
CERÂMICA BRANCA		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Azulejos com vidrados coloridos opacos. 	Caulim + quartzo + feldspato+argila plástica; Silicatos de baixo ponto de fusão; Talco, pirofilita, sericita, agalmatolito; Calcita ou dolomita; Pigmentos inorgânicos Fundentes (vidros, biscoitos)	1200° C
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pastilhas para revestimento externo: com vidrado colorido; com vidrado transparente; sem vidrado; de vidrados coloridos opacos. 	Caulim + quartzo + feldspato+argila plástica; Silicatos de baixo ponto de fusão; Talco, pirofilita, sericita, agalmatolito; Calcita ou dolomita; Pigmentos inorgânicos.	1200° C

Fonte: SENAI/DN NETEC, 1998.

4.2.2. O processo

A indústria cerâmica pode ser caracterizada como uma indústria de processo químico. O seu produto final origina-se de uma seqüência de processamentos aos quais foi submetido o *mix* de matérias-primas⁶ (tabela 4.2.) adquirindo em cada etapa novas propriedades ou alternando-com gasto de energia - suas características físicas e químicas. Essa relação de causa e efeito é de extrema importância dentro da conceituação de avaliação do impacto do uso de uma fonte energética em qualquer setor industrial (SENAI/DN NETEC – ESTUDOS SOBRE A UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA CERÂMICA, 1998).

O processo da indústria cerâmica é caracterizado por três etapas fundamentais:

⁶ Para maior detalhamento, vide “A Importância das matérias-primas minerais na competitividade do segmento de revestimentos cerâmicos” Dissertação (Mestrado) – Instituto de Geociências, UNICAMP, 1996.

i) preparação de matérias-primas; ii) conformação ou moldagem; iii) processamento térmico.



O conjunto de matérias-primas é submetido a seguidas operações: desagregação, moagem, classificação, granulometria, mistura/homogeneização, antes de serem submetidas à *conformação* na forma de barbotina, massa plástica, ou pó com baixa umidade, dependendo do produto final a ser obtido; no caso de azulejos e pisos — revestimentos — utiliza-se pó com baixa umidade e a moldagem é feita por prensagem (NORTON, 1973 e JONES, 1972 in SENAI/DN NETEC, 1998).

A importância das etapas de secagem e de queima que se seguirão no processamento cerâmico das peças conformadas está concentrada principalmente em um aspecto: a segurança da invariabilidade das características da fonte energética empregada. Se apenas esse aspecto for descuidado, ocorrerá a inutilização de peças que passaram por todo o processo produtivo incorporando energia em cada etapa.

O *processamento térmico* é o aspecto maior relevância na indústria cerâmica, e ocorre em diferentes etapas do processo; é importante na secagem e na queima das peças já preparadas, pois é durante essas operações que se dão as transformações de estrutura e composição responsáveis pela obtenção de propriedade finais como brilho, cor, porosidade, resistência à flexão e ao ataque de agentes químicos.

"Na secagem, é indispensável que a fonte energética empregada possibilite um cuidadoso controle de temperatura, unidade e homogeneidade do ambiente, de modo a agregar qualidade à produção e garantir custos compatíveis." Ibid.

Na queima, estabelece-se um ciclo para o tratamento térmico das peças conformadas e secas em atmosfera controlada, a mais homogênea possível. As características finais do produto são fundamentalmente decorrentes dos fenômenos físicos e químicos que se desenvolvem ao longo do ciclo de queima, principalmente na região de mais alta temperatura. Portanto, a qualidade dos produtos obtidos dependerá do tratamento de altas temperaturas, regulando sua interligação com a geração de trincas, inchamentos ou porosidade na etapa final do processo cerâmico.

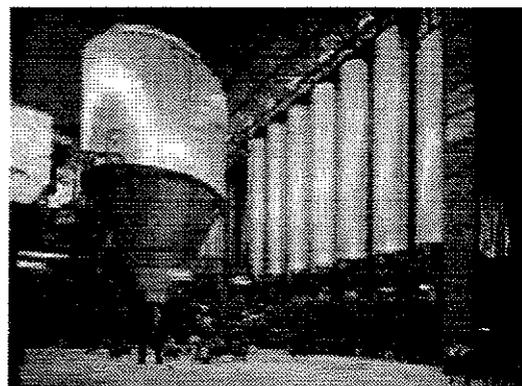
4.2.2.1. As Etapas do Processo

A seguir encontram-se as etapas de processo realizadas em uma das empresas líder na fabricação de revestimento cerâmico, a Cecrisa⁷ S.A., localizada no sul no país; sua produção no ano 2000 foi atingiu 90% da sua capacidade instalada anual, 40.140 m²; a empresa participa com 17,6% do mercado ANFACER e contribui com 20,2% do total das exportações nacionais; emprega 1812 profissionais — dados de 2.000:

Etapa 1. Preparação de Massa: as matérias-primas do processo industrial são estocadas no pátio da fábrica, proveniente de jazidas próprias ou de terceiros. No interior da fábrica, as mesmas são estocadas em "boxes" apropriados, de forma individual. Posteriormente, entram no processo de pesagem, visando a atender à formulação previamente definida. Após esta etapa, através de transportadores de correia, são descarregadas em moinhos para o processo de moagem. Após a moagem, tem-se como produto a *barbotina* (líquida), que é estocada em tanques agitadores.



Etapa 2. Preparação do Pó Atomizado: A barbotina é bombeada ao tanque de serviço do equipamento chamado *atomizador*, composto de um gerador de ar quente e bombas de alta pressão, que lançam a barbotina no seu interior na forma de *spray*. A barbotina, ao encontrar o ar quente gerado, tem o seu conteúdo de água evaporado para o exterior da fábrica em forma de vapor d'água e a parte sólida cai sobre um transportador de correia na parte inferior do atomizador. Esta parte sólida é chamada de pó atomizado e é transportada para estocagem em silos para homogeneização.



⁷ Cecrisa Revestimentos Cerâmicos (2000)

Etapa 3. Prensagem: o pó atomizado é alimentado em cavidades de prensas hidráulicas, onde é submetido a altas forças de prensagem, já apresentando nesta etapa - condicionado ao ferramental instalado - a sua forma definitiva, sendo denominado "bolacha cerâmica".



Etapa 4. Secagem : esta etapa se destina a preparar a superfície da bolacha para o acabamento superficial, começando pela secagem das peças, visando a retirar a umidade existente, melhorar sua resistência mecânica e aumentar a temperatura da peça para o trabalho de esmaltação.



Etapa 5. Esmaltação: nesta etapa começa a ser preparado todo o processo de acabamento superficial, atendendo a todas as características de superfície definidas para o produto: deposição de esmalte para a vitrificação, efeitos especiais, decoração, etc.



Etapa 6. Estocagem: os produtos gerados pelas linhas de esmaltação são conduzidos a um estoque intermediário (denominado pulmão), antes da alimentação dos fornos, visando a sua alimentação constante, evitando desta forma perda de eficiência do equipamento.



Etapa 7. Forno: o produto esmaltado segue para o forno que, com curva de queima e atmosfera interna controladas, efetua a queima do substrato e das deposições efetuadas na linha de esmaltação, dando a característica final do produto.



Etapa 8. Escolha: Na saída do forno, está instalada a máquina de escolha automática onde os efeitos superficiais são verificados visualmente pelo operador e as características dimensionais e de planaridade são verificadas eletronicamente pelo equipamento. Após os processos de escolha e classificação, as peças são liberadas para o encaixotamento e identificação de qualidade e bitola, seguindo posteriormente para o robô de paletização. Após paletização, os estrados são retirados por empilhadeiras e estocados na expedição.



Etapa 9. Produção de Esmalte e Tintas: A parte vitrificada e de efeitos especiais da superfície da peça pronta constituem-se em produtos de um setor individual agregado à unidade industrial.



Etapa 10. Controle de Qualidade: Todas as etapas do processo industrial são controladas através dos itens de verificação constantes do Sistema da Qualidade, certificado pela norma ISO 9002⁸.



Como pode-se observar a seguir, o consumo de combustível e energia acontece mesmo antes de iniciar-se o processo cerâmico industrial propriamente dito.

- ✓ chegada da matéria-prima por caminhão: **diesel**;
- ✓ a matéria-prima segue para o *misturador*, (etapa 1): **energia elétrica**;
- ✓ após homogeneizada, a matéria-prima segue para o *umificador* para ser transformada em barbotina (etapa 1); este umificador possui uma hélice que garante a uniformização da massa: **energia elétrica**;
- ✓ a barbotina é bombeada para o *atomizador* (etapa 2): **carvão (no Sul); energia elétrica, óleo combustível (no Sudeste)**;
- ✓ a massa ou pó atomizado é conformada em *prensas* (etapa 3): **energia elétrica**;
- ✓ a “bolacha cerâmica ou biscoito” obtida na etapa anterior passa o *secador de esteira (ou rotativo)* (etapa 4), para retirada da umidade restante: **energia elétrica ou óleo de xisto**;
- ✓ *Esmaltação* ou *impressão* (etapa 5): o biscoito recebe uma camada de engobe, material que tem como função principal corrigir a superfície do biscoito de possíveis imperfeições; também auxilia na aderência das camadas de esmalte; o biscoito recebe ainda nesta etapa uma camada denominada “cristalina”, a qual confere o brilho final à peça cerâmica: **energia elétrica**;
- ✓ A vitrificação dos produtos cerâmicos e as principais conversões químicas como desidratação, oxidação e calcinação ocorrem no *forno* (etapa 7: forno contínuo⁹); podem operar a **GLP ou GN**; Existem dois tipos de fornos de túnel contínuos: com queima direta, no qual os gases de combustão queimam diretamente ao redor das cerâmicas; e com queima indireta, no qual os produtos de combustão não podem entrar em contato com as peças cerâmicas. Em ambos os casos os revestimentos (pisos ou azulejos) são colocados em esteiras rolantes que fazem com que a peça atravesse todo o forno. O tempo de passagem pelo forno é controlado. As várias câmaras que se encontram dentro de um forno - cada uma com determinada temperatura - respeitam a curva de aquecimento necessária para a vitrificação do corpo cerâmico; **energia elétrica e GLP**;
- ✓ A *escolha* das peças prontas é realizada – geralmente - automaticamente (etapa 8): **energia elétrica**;
- ✓ O próximo passo é o setor de embalagens, onde as peças serão protegidas para transporte em *palletes*: **energia elétrica**; em seguida, as empilhadeiras transportam os *pallets* até o setor de estoque, ficando prontas para expedição: **GLP**.

⁸ Até 1999, 52,7% dos produtos oferecidos possuíam certificação pela norma ISO 13.006. A meta para 2002 é obter certificação para 90% dos produtos da indústria de revestimento cerâmico (ANFACER, 2000).

⁹ A maioria das novas unidades utiliza fornos de túnel contínuos, os quais apresentam vantagens como a diminuição de custos, maior eficiência dos combustíveis, redução no tempo de ciclo e melhor controle de operação.

No entanto, é na preparação do pó atomizado (etapa2); secagem(etapa4) e no forno etapa 7) que verifica-se o maior gasto de combustível. Na figura 4.1, apresenta-se o consumo dos diferentes combustíveis utilizados em uma empresa de revestimento cerâmico – via úmida; especial atenção para o consumo de combustível nos fornos (2), os secadores (3) e atomizador (1); sua produção mensal é de 700.000m²/mês e está localizada no interior do estado de São Paulo.

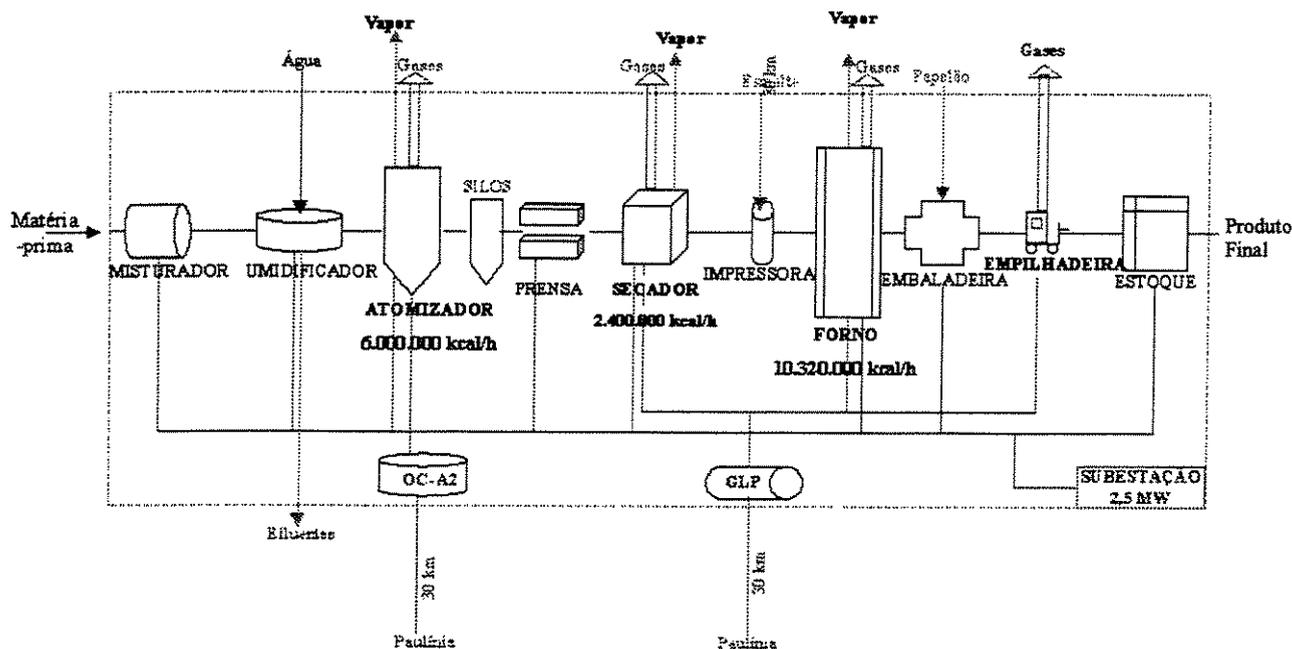


FIGURA 4.1 CONSUMO ENERGÉTICO NO PROCESSO DE RESVESTIMENTO CERÂMICO (VIA ÚMIDA)

A tabela 4.3, a seguir, apresenta os cálculos de consumo mensal de energia térmica; para o GLP considerou-se um poder calorífico superior de 11.800 kcal/kg ; e de 10.080 kcal/kg para o OC-A2. As duas últimas colunas desta tabela, a de consumos mensais de cada equipamento, foram estimadas por não existir medidor individual de consumo na empresa.

TABELA 4.3. CONSUMO MENSAL DE ENERGIA TÉRMICA NA INDÚSTRIA CERÂMICA

Combustível	Equipamento	Capacidade Nominal [kcal/h]	Consumo Médio Mensal	Consumo Médio/mênsal [kcal/mês]
GLP	Forno	5.200.000	254.437 kg	$3,0 \times 10^9$
GLP	Forno	5.200.000	254.437 kg	$3,0 \times 10^9$
GLP	Secador	800.000	30.508 kg	$0,36 \times 10^9$
GLP	Secador	800.000	30.508 kg	$0,36 \times 10^9$
GLP	Secador	800.000	30.508 kg	$0,36 \times 10^9$
OC-A2	Atomizador	6.000.000	300.000 kg	$3,0 \times 10^9$
TOTAL		18.800.000	*	$10,1 \times 10^9$

Fonte: Dados obtidos junto à empresa e COMGAS, 2000.

Pode-se evidenciar que os fornos representam 60% da energia térmica consumida no segmento de revestimento cerâmico, seguidos pelo atomizador¹⁰ e secadores; o consumo de energia elétrica é basicamente para transporte; utiliza-se energia elétrica como energia motriz, transferindo produtos intermediários entre as diferentes etapas de processo, como por exemplo, em motores elétricos para movimentar correias transportadoras e para girar hélices do misturador e umidificador, além de bombear água e a barbotina para as diferentes etapas do processo..

4.2.3 Utilização do Gás Natural na Indústria Cerâmica

A disponibilidade de recursos energéticos, assim como seu consumo constitui uma premissa básica na gestão de instalações industriais. Para o segmento de revestimento cerâmico, a energia é o principal fator de custo na produção, seguido pelo custo da matéria-prima (LEMOS *et alli*, 1997). Caracterizado como segmento intensivo em energia, a seleção da fonte energética a ser empregada obedece à busca permanente da otimização do seu processo.

IKEDA (1980) aponta que as perdas irreversíveis podem ser motivadas, muitas vezes, pela inadequação do combustível empregado em etapas críticas do processo cerâmico. Faz-se então necessário procurar e pesquisar condições de reverter tais perdas (FIGURA 4.2).

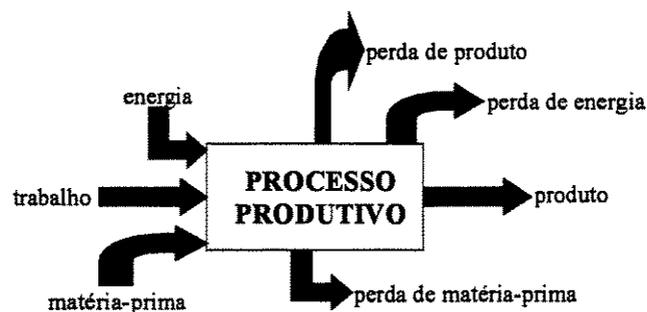


FIGURA 4.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DAS PERDAS NO PROCESSAMENTO CERÂMICO (IKEDA, 1980)

¹⁰ este equipamento só existe em processos cerâmicos via úmida. Em processos via seca, o uso de energia térmica é 30% menor; no entanto, a qualidade do produto final é inferior quando comparado à peça cerâmica atomizada, via úmida.

Na busca da redução dessas perdas, a utilização de uma fonte energética como o gás natural apresenta-se como uma alternativa atraente, pois detém como principais características:

- i) *elevado rendimento de combustão;*
- ii) *limpeza dos produtos de combustão;*
- iii) *facilidade de combustão completa;*
- iv) *reduzido custo de manutenção de sistemas;*
- v) *formatos de chama adequados a cada aplicação.*

Entre os aspectos fundamentais do processamento cerâmico voltados à utilização de fonte energética adequada, estão:

- i) o forno, o qual constitui o foco de atenção principal relacionado ao desempenho da fonte energética utilizada;
- ii) o forno revela, como nenhum outro equipamento constituinte do processo cerâmico, as relações causa e efeito entre as diferentes etapas do processo;
- iii) a necessidade de um rigoroso controle operacional da queima¹¹ do combustível e do regime do forno.

Com observado anteriormente, o forno, secadores e atomizadores possuem um consumo de energia significativo no processo de revestimento cerâmico, seja na forma individual ou em conjunto. O energético mais utilizados nos fornos e secadores é o GLP; nos atomizadores o Sul utiliza o carvão; o Sudeste, óleo combustível, todos estes migrando para a utilização de GN.

Os combustíveis sólidos —lenha e carvão — por não realizar essa mistura, têm baixa eficiência. Para que um combustível líquido como o óleo combustível (o.c.) atenda a esse requisito, precisa ser aquecido, nebulizado¹² (atomização: transformar 1 cm³ de o.c. em 10 milhões de gotículas = aumentar a superfície 250 vezes) e craqueado para que possa misturar-se com o ar. Isto exige um alto gasto energético.

¹¹ A queima de combustível, de modo simplificado, é uma reação química rápida, a alta temperatura e com velocidade de reação crescente e com intensa liberação de calor e luz. Assim sendo, a garantia de uma mistura íntima combustível-ar é essencial para uma boa combustão; sem contato não há reação química.

¹² Nebulizar: V.t.d. 1. transformar (um líquido) em vapor. Dicionário Aurélio Século XXI.

Quando ocorre a queima de um combustível gasoso — gás natural, GLP — o procedimento acima é desnecessário. Esses combustíveis são os que melhor se apresentam para uma combustão rápida, segura e isenta de resíduos; algumas das vantagens dos combustíveis gasosos são: ótima mistura gás/ar; maior estabilidade da chama isenta de resíduos particulados; menor custo para manutenção e limpeza do sistema de combustão; ataque químico aos refratários da câmara de combustão praticamente inexistente, em razão da ausência de enxofre e vanádio;

Estes aspectos explicam a evolução expressiva do uso do gás natural na indústria cerâmica, tabela 4.4., bem como a sua evolução percentual.

EVOLUÇÃO DA MATRIZ DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS NA INDÚSTRIA CERÂMICA (%)

	1984	1995	EVOLUÇÃO
Lenha	65,0	48,0	-26%
Energia elétrica	18,0	20,0	11%
Óleo combustível	14,0	17,0	21%
Outras	2,0	5,0	150%
GLP	1,0	6,0	500%
Gás natural	0,3	4,0	1233%

Fonte: Brasil, MME, 1996, in SENAI/DN-NETEC, 1998

TABELA 4.4 EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS NA INDÚSTRIACERÂMICA

COMBUSTÍVEL	UNIDADE	1984	1988	1992	1994	1999	10 ³ tep**1999
Lenha	10 ³ t	5953	5917	4366	4822	5265	1611
Eleticidade	10 ³ MWh	1717	2076	1736	1879	2710	786
Óleo Combus.	10 ³ m ³	446	450	490	502	534	505
Derivados de Petróleo e GN	10 ³ tep	436	475	552	612	885	885
Outros*	10 ³ m ³	36	28	29	19	8	7
GLP	10 ³ m ³	41	52	133	220	516	310
Gás Natural	10 ⁶ m ³	10	52	100	118	177	152

Elaboração própria a partir de dados do BEN-MME, 2000. (*)1999: Querosene e Diesel; (**) conversão dos dados de 1999 para tep médio = tonelada equivalente de petróleo.

4.2.3.1. Cálculo da quantidade de gás natural necessário para substituição de outros combustíveis

Um grande número de informações devem ser consideradas para calcular a quantidade de gás natural necessário para substituir outros combustíveis, incluindo o balanço térmico de cada equipamento, o que não sempre está disponível; por este motivo, foi desenvolvido um método genérico que permite avaliar o consumo de gás natural, não considerando somente o poder

calorífico dos combustíveis envolvidos (COSTA, 1987). A Gaspetro/Petrobrás (2001) utiliza fatores similares para conversão dos combustíveis (Anexo IV).

A seguir, a tabela 4.5 apresenta os fatores de transformação (F) de alguns combustíveis para o gás natural, este considerado com poder calorífico superior (PCS) de 9.400 kcal/m³.

TABELA 4.5 FATORES DE TRANSFORMAÇÃO PARA GÁS NATURAL

COMBUSTIVEL			TEMP. AR COMB. °C	GASES DE EXAUSTÃO (°C)				
TIPO	UN	PCS Kcal/un		200	400	600	800	1000
ÓLEO BPF	kg	10.350	20	1,087	1,066	1,041	1,008	0,962
			200	1,105	1,088	1,065	1,038	1,000
			400	-	1,109	1,090	1,067	1,036
ÓLEO OC-4	kg	10.840	20	1,137	1,114	1,086	1,049	0,996
			200	1,157	1,137	1,112	1,080	1,039
			400	-	1,159	1,139	1,112	1,078
ÓLEO DIESEL L		9,034	20	0,948	0,928	0,905	0,873	0,830
			200	0,964	0,947	0,926	0,899	0,864
			400	-	0,966	0,948	0,927	0,897
GLP	kg	11.900	20	1,254	1,235	1,213	1,183	1,143
			200	1,266	1,251	1,229	1,205	1,171
			400	-	1,266	1,249	1,227	1,199

Fonte: COSTA, 1987 in SENAI/DN-NETEC, 1998.

Para o cálculo dos fatores acima, foram assumidas as seguintes considerações:

- ✓ carburante: ar atmosférico com 20,8% de oxigênio;
- ✓ excesso de ar de combustão de 20% para combustíveis líquidos e 10% para os combustíveis gasosos;
- ✓ temperatura do ar de combustão de 20° C; 200°C e 400°C;
- ✓ temperatura dos gases de exaustão de 200°C; 400°C; 600°C; 800°C; e 1.000° C, a serem considerados no ponto a partir do qual não mais trocam calor com o processo;
- ✓ eficiências de combustão calculadas por computador, a partir da composição dos combustíveis nacionais;
- ✓ fator de transformação calculado através da relação:

$$F = \frac{PCS_c}{PCS_g} \times \frac{n_c}{n_g}$$

Onde: PCS = poder calorífico superior
n = eficiência de combustão
c = combustível
g = gás natural

Conforme indicado pelo autor, para obtenção do volume em metros cúbicos de gás natural, deve-se multiplicar o fator (F) pela quantidade expressa na unidade indicada; valores

intermediários para o fator F podem ser obtidos por interpolação linear; a seguir, um exemplo da quantidade de GN equivalente necessária à substituição de GLP e outro exemplo para substituir GN por óleo combustível:

1. Um forno contínuo que consome mensalmente 52,5t do GLP, e cuja queima é feita com ar de combustão na temperatura ambiente, sendo que a temperatura média dos gases de exaustão é de 200° C, o consumo equivalente de gás natural será:

$$\text{GLP} \rightarrow \text{temp. ambiente} = 20^{\circ}\text{C}; \text{temp. exaustão} = 200^{\circ}\text{C} \rightarrow F = 1,254$$

$$52.500 \text{ kg GLP/mês} \times 1,254 = 65.835 \text{ m}^3 \text{ de gás natural/mês.}$$

2. Um forno cíclico opera da seguinte forma: *i)* na etapa do aquecimento seu consumo é de 300 kg de OC-4; as temperaturas médias dos gases de exaustão e do ar de combustão são respectivamente de 600°C e 200°C; *ii)* na etapa do patamar consome 100 kg de OC-4; as temperaturas médias dos gases de exaustão e do ar de combustão são de 1000°C e 300°C; *iii)* na etapa de resfriamento os queimadores permanecem desligados. O consumo de gás natural será:

$$300 \times 1,112 + 100 \left(\frac{1,039 + 1,078}{2} \right) = 440 \text{ m}^3$$

Por tratar-se de um método genérico, o autor explica que poderão ocorrer algumas diferenças por fatores não considerados, os quais são particulares a cada caso, como modificações na turbulência da atmosfera interior do equipamento, influência da radiação da chama, etc..

Partindo dos dados do exemplo 1 acima e utilizando os fatores de transformação da tabela 4.5, pode-se inferir o volume de gás natural a ser consumido para substituir o GLP utilizado na indústria cujos dados foram apresentados na tabela 4.3:

$$254 \text{ t GLP/mês} \times 1,264 (F) = 321.056 \text{ m}^3/\text{mês de gás natural};$$

Ao utilizar os fatores de conversão da Petrobrás-Gaspetro (Anexo IV), nota-se que a diferença não é significativa:

$$254 \text{ t GLP/mês} \times 1,25 (F) = 317.500 \text{ m}^3/\text{mês de gás natural.}$$

Um outro aspecto importante é a acessibilidade ao uso do gás natural, o qual está tornando-se viável a praticamente todas as empresas e indústrias próximas ao trajeto do gasoduto Bolívia-Brasil. O segmento de revestimento cerâmico está migrando para o uso de gás natural substituindo principalmente o GLP e o óleo combustível; a economicidade apresentada entre as empresas que utilizam GN varia entre 25% e 30%. A substituição da lenha e do carvão pelo gás natural torna-se atraente principalmente em regiões de difícil acesso, seja pelas condições das estradas ou por estar o transporte sujeito às variações climáticas.

A empresa de revestimento cerâmico, localizada em Limeira/SP, pioneira na utilização do GN no seu processo industrial substituiu o uso de GLP em setembro de 1999. Além da preocupação constante com inovação tecnológica, melhoria na qualidade e no preço, a opção pelo gás natural obedeceu também ao aspecto de segurança. A empresa pretende ampliar sua participação no mercado nacional, com o qual praticamente estará duplicando o consumo atual de gás natural, combustível que vem respondendo de modo bastante satisfatório aos requisitos do processo. Recentemente, a empresa passou a produzir peças cerâmicas no processo via úmida.

Conforme os dados fornecidos pela empresa, a substituição do GLP pelo GN não apresentou custo elevado no que diz respeito aos equipamentos, uma vez que estes, por serem importados – da Itália - estariam preparados para o uso de gás natural, sendo necessário somente a adequação quanto a válvulas, controladores, medidores de pressão e outros. Situação similar, quanto aos equipamentos, é encontrada nas demais indústrias de revestimento cerâmico da região. No sul do país, onde estão concentradas as maiores empresas de revestimento cerâmico, a posição dos empresários é unânime quanto ao custo da produção: economia de aproximadamente 30% com a utilização do gás natural, incluindo neste percentual o menor índice de refugo das peças e melhoria na qualidade final do produto.

De acordo com informações da Comgás e corroboradas pela CSPE, até o final do ano 2001 todas as indústrias de cerâmica no Estado de São Paulo – não somente o segmento de revestimento - terão acesso ao gás natural boliviano, independente da concessionária; situação similar deverá ser evidenciada na região Sul do país.

4.2.4 Cogeração na Indústria Cerâmica

A cogeração, entendida como a produção combinada de potência eletromecânica e calor útil a partir da queima de um único combustível, permite o aproveitamento do calor que será rejeitado na conversão de energia térmica em trabalho; a cogeração permite elevada eficiência energética e reduzido impacto ambiental (BERG & NOGUEIRA, 1996) in SENAI/DN-NETEC, 1998.

Conforme os autores, a cogeração vem difundindo-se de modo significativo em todos os países desenvolvidos e pode configurar uma alternativa interessante para o processamento cerâmico a custos competitivos, flexibilizando o emprego de fontes primária de energia.

A necessidade de calor e energia elétrica das indústrias cerâmicas favorece a adoção de sistemas de produção combinada. BERG & NOGUEIRA (1996) analisam a cogeração no contexto da indústria cerâmica, exemplificando esta aplicação no segmento de revestimento, através da geração de energia elétrica a partir de turbina a gás, a qual emprega os gases quentes do escape no processo de secagem em atomizador (*spray dryer*). No exemplo, a unidade de cogeração (figura 4.3) é constituída de uma unidade motora (turbina a vapor ou a gás), associada ao alternador elétrico e um equipamento de recuperação e distribuição de calor, vinculado ao forno cerâmico ou ao secado — não há impedimento ao uso de sistemas de combustão complementar que permitam o adequado atendimento das necessidades de calor e nível de temperatura.

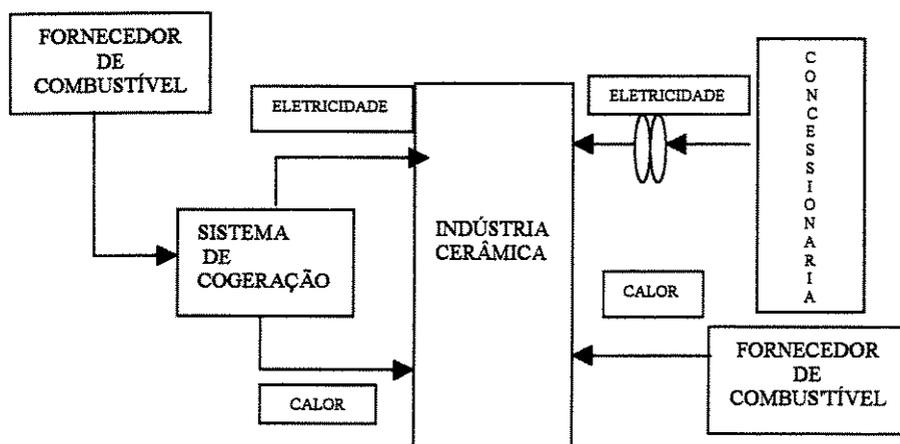


FIGURA 4.3 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO SUPRIMENTO DE CALOR E ELETRICIDADE
BERG & NOGUEIRA, 1996 in SENAI/NETEC, 1998.

A operação de um sistema de cogeração pode dar lugar à produção de excedentes ou à necessidade de complementação de energia elétrica, transacionadas com a concessionária.

Nesse exemplo, os autores adotam a configuração de turbinas a gás, com potência elétrica de 1.080 kW; potência térmica de 2.629 kW e rendimento de 23%; o sistema de cogeração (figura 4.3A) substitui a demanda de combustível para secagem e reduz a demanda de energia elétrica.

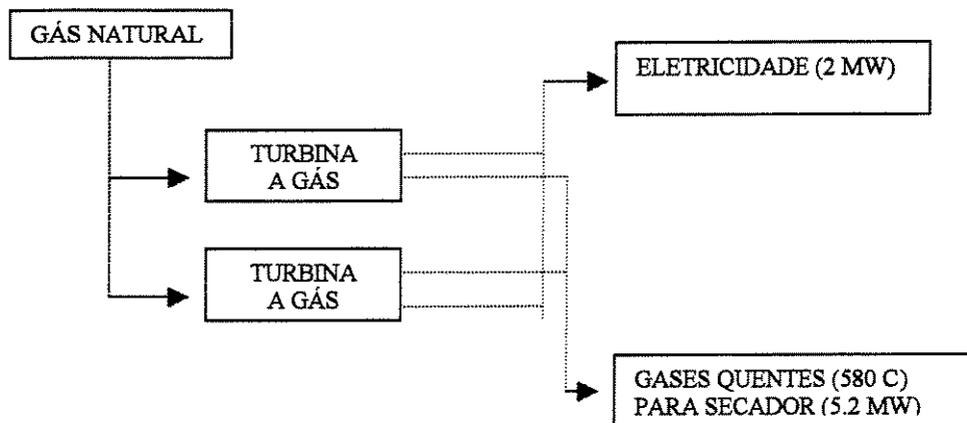


FIGURA 4.3A SISTEMA DE COGERAÇÃO ADOTADO NO ESTUDO DE CASO
BERG & NOGUEIRA, 1996 in SENAI/DN-NETEC, 1998

Os autores estimam um custo de investimento adicional de 40% — sobre o valor da turbina — para cobrir os custos de transporte e instalação, e ainda 5% deste mesmo valor para gastos de operação e manutenção. Ainda sem considerar-se o eventual ganho com a venda de excedentes, foram obtidos os seguintes resultados:

TABELA 4.4 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA - ESTUDO DE CASO

Custo unitário da capacidade	US\$920,00/kW
Vida útil prevista	15 anos
Custo do combustível(cogeração)	US\$ 15 / Gcal
Custo do combustível (convencional)	US\$ 15 / Gcal
Tarifa de consumo de energia elétrica (Grupo A4)	US\$ 76/MWh
Tarifa de demanda de energia elétrica (Grupo A4)	US\$ 11/MWh
Taxa de desconto anual	0,10%
Investimento total na cogeração	US\$ 2.576,00 mil
Despesa anual sem cogeração	
Combustível	US\$ 566,72 mil
Eletricidade	US\$ 1.250,90 mil
Energia total	US\$ 1.817,62 mil
Despesa anual com cogeração	
Combustível	US\$ 607,62 mil
Eletricidade	US\$ 499,40 mil
Energia total	US\$ 1.107,02 mil
Custos de O&M	US\$ 128,80 mil
Total	US\$ 1.235,82 mil
▪ Economia anual	US\$ 581,80 mil
▪ Tempo de retorno	4,4 anos
▪ Valor presente líquido	US\$ 4.425,19 mil
▪ Taxa interna de retorno	21,3%

Fonte: BERG & NOGUEIRA in SENAI/NETEC, 1998

O balanço final de custos - investimento, operação e manutenção, compra de energia final (eletricidade) precisa certamente de um estudo mais detalhado, considerando-se a necessidade real de cada indústria, incorporando a estrutura hora/sazonal e demais variáveis, como aspectos fiscais. Algumas das etapas para a introdução da cogeração nas indústrias cerâmicas¹³ estão listadas a seguir.

- *Determinação da curva de consumo elétrico e térmico;*
- *Determinação das condições geográficas e climáticas da planta;*
- *Seleção da tecnologia;*
- *Determinação do modelo de aquisição de energia;*
- *Determinação da quantidade diária mínima de consumo, considerando:*
 - *Curva característica de produção e consumo energético*
 - *Faixa de tolerância a menor;*
 - *Determinação da velocidade de transporte nas redes instaladas;*
 - *Avaliação de conversões de equipamentos existentes; novos equipamentos*
 - *Determinação do cronograma de conversão;*
 - *Treinamento técnico;*
 - *Metodologia de controle.*

¹³ Palestra "A Influência do Preço do Gás Natural na Secagem por Atomização" ministrada pelo Eng. José Celso Barbosa Jr. das empresas Eliane Revestimentos Cerâmicos. Revista Mundo Cerâmico, p.18-20, Agosto 2000.

4.2.5. Outras Características Técnicas

O setor de revestimento cerâmico abriga também algumas características técnicas que determinam sua qualidade final, que, apesar de não estarem diretamente ligadas ao consumo do combustível, são essenciais à sua competitividade no mercado nacional e internacional; entre estas, encontram-se questões como a absorção de água; resistência mecânica; resistência à abrasão(PEI); resistência ao risco (MOHS); coeficiente de atrito.

- **Absorção de Água:** todo revestimento cerâmico tem uma certa porosidade, isto é, têm espaços vazios em sua base (massa); quanto menor a porosidade de um revestimento, menor a quantidade de água que ele pode absorver e, melhores serão as suas características técnicas. Esta característica é utilizada para a classificação dos revestimentos cerâmicos; a Norma ISO-DIS 10545 classifica os revestimentos cerâmicos de acordo com sua absorção de água:

Topologia do produto	Absorção de água	Grupo de absorção
Porcelanato	menor que 0,1 %	Bla
Porcelanato pela ISO- DIS	até 0,5 %	
Grés	de 0,5 % a 3 %	B1b
Semi-grés	de 3 % a 6 %	B11a
Semi-poroso	de 6 % a 10 %	B11b
Poroso	acima de 10 %	B111

B = produto prensado
 Obs: Quanto menor a quantidade de água absorvida, maior será a resistência do revestimento contra quebra, lascamento do esmalte, gretagem e descolamento; isto é muito importante em aplicações onde possam existir riscos de impactos, mesmo que acidentais, por exemplo: cozinhas, garagens, mercados, lojas, etc.

- **Resistência Mecânica :** Quanto menos espaços vazios existirem na massa (menor absorção de água), maior será a resistência mecânica de um revestimento cerâmico. A resistência mecânica depende também da composição da massa; prensagem; moagem e temperatura de queima. Os revestimentos cerâmicos são assim classificados:

Topologia do Produto	Carga de Ruptura	Módulo de Ruptura
Porcellanato	maior que 250 Kgf	maior que 500 Kgf/cm ²
Porcellanato pela ISO- DIS	maior que 130 Kgf	maior que 350 Kgf/cm ²
Grés	110 Kgf	300 Kgf/cm ²
Semi-grés	100 Kgf	220 Kgf/cm ²
Semi-poroso	90 Kgf	180 Kgf/cm ²
Poroso	60 Kgf	150 Kgf/cm ²

A importância da resistência mecânica encontra-se no seu uso; é uma característica importante para pisos, onde são apoiados equipamentos e objetos pesados, podendo ocorrer a quebra do revestimento cerâmico; por exemplo, em cozinhas, garagens, mercados, lojas, etc.

- **Resistência à Abrasão (PEI):** O desgaste por abrasão é causado pelo atrito das solas dos calçados (ou pneus) em contato com sujeiras abrasivas (como areia, areião, terra, etc.) sobre a superfície esmaltada da cerâmica. Com o passar do tempo, este desgaste pode ser tão acentuado a ponto de alterar completamente as características do esmalte. A resistência à abrasão é importante para pisos, onde existe a circulação de pessoas e veículos. Para paredes, não é importante, já que o revestimento cerâmico não sofrerá solicitação desta natureza; Para verificar o desgaste de um revestimento em laboratório, o método mais utilizado e reconhecido é o do Porcelain Enamel Institute (PEI). Nesse método, coloca-se um copo cheio de esferas abrasivas sobre um revestimento cerâmico. O copo é posto a girar, fazendo com que as esferas desgastem o esmalte do revestimento; após um certo número de giros, o revestimento é lavado e comparado a um revestimento intacto. Avalia-se, então, a alteração de aspecto da superfície, conforme indicado a seguir:

Número de Giros	Aspecto da Superfície	Classe de Abrasão	Equiv. ao Movimento no Local	Exemplo de Ambientes
100	altera	PEI 0	nenhum	Somente paredes.
100	não altera	PEI 1	baixo	Banheiros sem portas para a rua.
150	não altera	PEI 2	moderado	Banheiros e dormitórios sem portas para a rua.
600	não altera	PEI 3	médio	Todas as dependências residenciais sem portas para a rua.
1.500	não altera	PEI 4	alto	Todas as dependências residenciais e ambientes comerciais, como lojas e escritórios.
12.000	não altera*	PEI 5	intenso	Todas as dependências residenciais e comerciais, como: Restaurantes, Bares, Farmácias, Padarias e Shopping Centers.

A resistência à abrasão na prática, é uma das características mais importantes na hora de especificar um produto; dela irá depender a sua durabilidade em condições normais de uso. A escolha do PEI adequado pode proporcionar beleza e vida ao piso por vários anos; caso contrário, a escolha inadequada do PEI pode condenar um produto de alta qualidade a uma vida muito curta.

- **Resistência Ao Risco (MOHS):** um material deixará um risco em outro quando este apresentar dureza maior. Portanto, para que um revestimento não seja riscado por materiais presentes no ambiente externo, seu esmalte deve ter uma dureza superior a estes materiais. A

tabela a seguir, compara a dureza de alguns materiais presentes na natureza, em uma escala denominada MOHS:

Material	Dureza Mohs	Material	Dureza Mohs
Talco	1	Feldspato	6
Gipsita	2	Quartzo	7
Calcita	3	Topázio	8
Fluorita	4	Corindum	9
Apatita	5	Diamante	10

A importância da resistência ao risco está no uso do revestimento em ambientes que tenham contato com o ambiente externo, como halls de entrada de lojas, restaurantes, casas de praia, etc.; a areia de praia é composta basicamente de quartzo. Portanto, na sua presença, não é aconselhável utilizar revestimentos com MOHS inferior a 7.

- **Coefficiente de Atrito** : é uma característica que mede o atrito entre o revestimento e os materiais mais comuns que compõem as solas dos calçados; este coeficiente, em um revestimento pode estar enquadrado nas seguintes faixas:

Classe	Coefficiente de Atrito	Recomendações de Aplicação
1	menor que 0,40	Satisfatório para instalações normais
2	maior ou igual a 0,40	Recomendado para uso onde se requer resistência ao escorregamento.

Em alguns ambientes, onde o risco de escorregamento é muito grande, o coeficiente de atrito é um fator relevante, por exemplo, em escadarias, calçadas, pisos inclinados, saídas de emergência, *decks* de piscinas.

4.2.6. Aspectos Mercadológicos

Representada por 127 empresas em 1999, a indústria nacional de pisos e azulejos é responsável por aproximadamente 23.000 empregos diretos e 160 mil indiretos. Conforme dados da Associação Brasileira de Cerâmica - ABCERAM- e a ANFACER¹⁴ a produção de suas associadas, em 1999, correspondeu à utilização de 87% da capacidade instalada.

¹⁴ ANFACER - Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica para Revestimento conta com mais de 50 associados, responsáveis por 67% da produção nacional.

A implementação de programas de Qualidade Total juntamente com a maior participação em eventos internacionais, levou o setor a faturar R\$ 2,3 bilhões; as exportações alcançaram US\$ 170 milhões, 9,7% superior a 1998 (ANFACER, 2000).

Os mercados de revestimento tem passado por mudanças significativas. Na primeira metade deste século os países líderes na produção - cerca de 100 milhões de metros quadrados por ano - e participação no mercado mundial foram a Grã-Bretanha, Alemanha, Checoslováquia e a França; O Japão, na Ásia, dominava na produção de mosaicos. O crescimento da indústria de revestimento na América do Sul cresceu gradativamente. Os revestimentos eram assentados somente nos melhores hotéis, nas casas mais nobres, em algumas construções públicas, piscinas e em algumas indústrias.

A Itália viria surpreender o mundo no final dos anos 50, enquanto que a Alemanha cresceu lentamente e a Grã-Bretanha praticamente estagnou sua produção. A América do Sul também cresceu, apresentando uma tendência de concentração no Brasil. Nos anos 80 a Espanha começou a fazer parte da concorrência do mercado mundial de revestimento, seguida pela Turquia. Alguns países asiáticos entraram no mercado: Indonésia, Tailândia e Taiwan. Somente no final dos anos oitenta é que China faz parte desta concorrência, vindo a desafiar a supremacia italiana. Antes de 1994, a capacidade de produção da China alcançara 550 milhões de metros quadrados. (LEMOS, A. *et alii.*, 1997).

4.2.6.1. O Setor de Revestimento no Mundo

Dentre os 10 maiores produtores mundiais de revestimentos cerâmicos, o Brasil ocupa a quarta posição. Produziu, em 1999, 428,5 milhões de metros quadrados, entre pisos e azulejos - apresentando uma evolução de 6,94% em relação ao ano anterior - posicionando-se após a Espanha, Itália e China. Este comportamento de crescimento tem sido mantido, sendo que a produção nacional teve um incremento de 27,3% desde 1996, quando alcançou o quarto lugar mundial, com 336,4 milhões de metros quadrados.

4.2.6.2. O Mercado Nacional

O setor de revestimentos cerâmicos - pisos e azulejos - no Brasil, representado por 127 empresas em 1999, tem seus principais pólos produtores localizados na região de Criciúma - sul do estado de Santa Catarina, Grande São Paulo, Moji-Guaçu e Santa Gertrudes no estado de São Paulo (LEMOS A., *in* Anuário Brasileiro de Cerâmica, 1996¹⁵).

A capacidade instalada do parque fabril das empresas de revestimento cerâmico cresceu 8,1%, ampliando sua capacidade produtiva para 492 milhões de m²; embora dividida por dezesseis estados brasileiros, encontra sua maior concentração na região sudeste, seguida pela região sul - as quais somadas alcançam 91% -; seguem, em percentual de participação, a região nordeste, centro-oeste e norte, conforme apresentado na figura abaixo

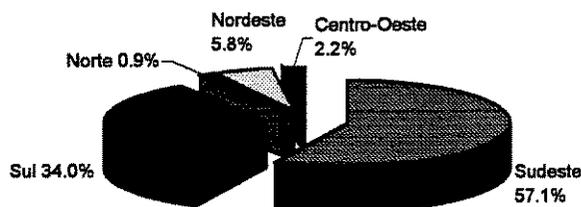


FIGURA 4.4 CAPACIDADE INSTALADA - DISTRIBUIÇÃO NACIONAL - 1999
(ABCERAM, 2000)

O consumo interno de revestimentos cerâmicos, por região, não acompanha a distribuição regional da capacidade instalada; setenta e sete por cento da produção de 1999 foi consumida pelo Sul e Sudeste do país. O Sul é a região que fornece revestimento cerâmico para o resto do país; seu consumo é de 20% do total produzido no país. O Norte do país consome 3,0%; o Nordeste 13% e o Centro-Oeste, 7,0%. A região Sudeste consome o tanto que produz: 57%.

Ao considerar-se o índice de consumo *per capita* de cerâmica, o Brasil está próximo a 2,2 metros quadrados por habitante/ano - figura abaixo. Se comparado com o consumo italiano, cujo índice alcança 3,1 metros quadrados hab./ano ou com o Portugal, 4,9 metros quadrados por

¹⁵ Data da última edição do Anuário Brasileiro de Cerâmica (1996).

hab./ano, nota-se, por um lado, que o número nacional é tímido, e por outro, que as projeções, dado o potencial de crescimento, são otimistas.

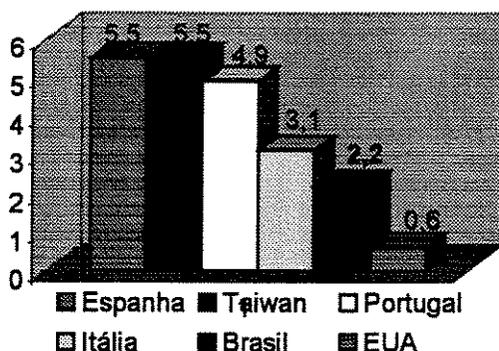


FIGURA 4.5 CONSUMO MUNDIAL DE REVESTIMENTOS CERÂMICOS
PER CAPITA - 1999 (ABCERAM)

A questão, segundo LEMOS (1997) é como atingir o índice de consumo *per capita* da Itália; o país teria que dobrar a produção, o que no parecer do autor é factível, uma vez que o clima do Brasil - tropical e sub-tropical - é propício para o uso de revestimento cerâmico, cada dia mais presente nos diversos ambientes : residências, áreas comerciais e industriais. O alvo não está somente voltado para o mercado interno. Segundo o autor, as exportações nos anos de 1995 e 1996 mantiveram-se estáveis em função da política cambial desajustada, penalizando a participação internacional do setor.

A aprovação, em 1997, do seguro-exportação — mecanismo que assegura 85% do faturamento no exterior contra a inadimplência e ainda dispensa a Carta de Crédito — colaborou para dar um maior impulso às vendas no mercado externo. A participação nas exportações, em 1999, aumentou consideravelmente: 26,6% em relação ao ano anterior, que por sua vez também cresceu 10% em comparação a 1997; este mesmo índice de crescimento foi similar quando comparado com 1996, o que pode ser apreciado na figura a seguir.

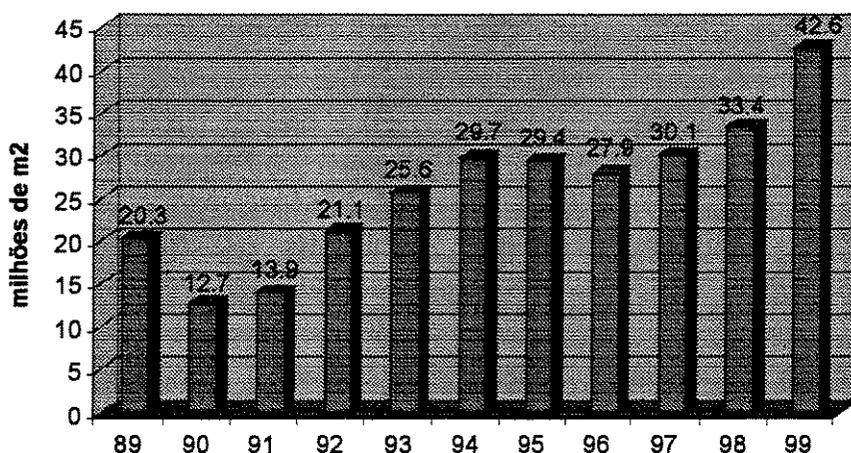


FIGURA 4.6 **EXPORTAÇÃO BRASILEIRA - PISOS E AZULEJOS - MILHÕES DE M³**
1989-1999 (ABCERAM; ANFACER, 2000; LEMOS A. *et alii*, 1997) elaboração própria.

Apesar de vir melhorando sua participação no mercado externo, as exportações do Brasil representam apenas 5%, enquanto a Itália exporta 52,7% e a Espanha 25,9%, totalizando 78,6% das exportações mundiais. Quarenta por cento das exportações brasileiras têm como destino a América do Norte, - figura 4.7. No entanto, ao considerar-se as exportações para a América Latina incluindo o Mercosul, o percentual chega a 43%, mercado ainda bastante promissor.

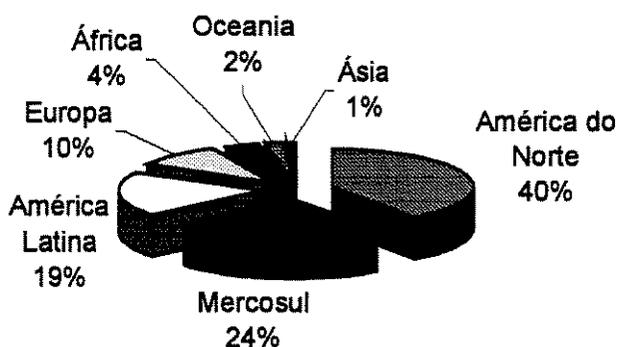


FIGURA 4.7 **DESTINO DAS EXPORTAÇÕES BRASILEIRAS - 1999**
(ABCERAM, 2000)

4.3 Fatores de Competitividade e o setor de Revestimento Cerâmico Nacional

Considerando-se o estudo realizado sobre os fatores determinantes da competitividade da indústria – ECIB, 1994 - expostos no primeiro capítulo e os dados sobre as empresas de revestimento cerâmico nacional apresentados neste capítulo, uma abordagem comparativa será feita visando a evidenciar o impacto competitivo destas empresas com a introdução do gás natural. Para esta análise, serão consideradas as regiões Sudeste e Sul – mais especificamente os estados de São Paulo e Santa Catarina- por representarem, juntas, noventa e um por cento da capacidade instalada (figura 4.4) e, certamente por estarem na área de influência do GASBOL.

A informação apresentada a continuação tem como fonte os contatos obtidos junto à ABCERAM; ANFACER; SINDICATO SANTA GERTRUDES/SP; fornecedores de equipamentos e matérias-primas; visitas a empresas de revestimento cerâmico nos estados acima citados. A obtenção de dados não é sempre facilitada devido, principalmente, à falta de visão empresarial.

É importante notar que as características das empresas do Sul e Sudeste têm origem diferente quanto à tecnologia, uma vez que o processo utilizado difere no processo, estando este fato diretamente ligado aos fatores de competitividades dessas empresas. As empresas de revestimento cerâmico operam basicamente com dois processos produtivos na preparação ou moagem da matéria-prima: a seco e a úmido; as empresas do Sul estão alicerçadas no processo via “úmido”; isto conferiu-lhes, durante décadas, uma qualidade de revestimento superior quando comparado com o processo a “seco”, utilizado pela maioria das empresas do Sudeste.

A diferença fundamental nos dois processos está no preparo de massa cerâmica;

- i) *moagem via seco*”: neste processo, a preparação da massa é feita em moinhos pendulares e/ou martelos, sem adição de água, o que significa uma etapa a menos no processo e conseqüentemente menor custo produtivo.
- ii) *moagem via úmido*: a moagem da matéria-prima (argilas, fundentes, estabilizadores) é feita com adição de água – aproximadamente 35% - e o equipamento utilizado é o moinho de “bolas” – tradicional, hoje descontínuo mas migrando para o contínuo; a partir deste é gerada a “barbotina” (água+massa moída) a qual passa para os

secadores; outra etapa energético-intensiva é a queima do revestimento nos fornos no atomizador (*spray dryer*), onde a umidade passa de 35% para 6%; estas três são as etapas nas quais o gás natural apresenta-se competitivo, como substituto para o GLP e/ou OC .

O processo de moagem a úmido ainda é o que resulta em melhor qualidade devido à homogeneização entre os componentes e, por consequência, uma melhor estabilidade no processo de produção. Note-se no entanto, que nas duas últimas décadas a tecnologia do processo moagem a seco tem evoluído de modo significativo, conferindo às empresas que a utilizam, um grau de competitividade crescente. Estes avanços tecnológicos obedecem, além da redução no custo da produção, à conscientização ecológica, qual seja menor dispêndio de energia.

4.3.1. Fatores Internos à Empresa

Estratégia e Gestão; Recursos Humanos; Capacidade para Inovação e Produção: noventa e oito por cento das empresas que fazem parte do pólo Santa Gertrudes/SP são de origem familiar; situação similar é encontrada no sul, com exceção da empresa Incepa¹⁶, localizada no Paraná. O fato explica os diversos estágios de hierarquia nas empresas; as novas gerações, no entanto, estão tendo uma visão mais ampla via estudos e profissionalização. Cientes da necessidade de inovação as empresas participam em eventos internacionais; aumentam sua capacidade produtiva com equipamentos mais modernos e de tecnologia avançada – importados na sua maioria da Itália e Espanha – o que obriga às empresas a melhorarem o nível educacional tanto dos empresários quanto dos seus colaboradores. No entanto, o investimento com o treinamento de mão-de-obra recebe menos atenção do que a redução dos custos de produção e tecnologia, equipamentos.

A introdução do gás natural como fonte energética está levando as empresas a se adequarem ao uso desse novo combustível; para isto o conhecimento das suas propriedades, da tecnologia; a determinação da quantidades necessárias e treinamento técnico, entre outros, é essencial.

¹⁶ No final de 1999, consolidou-se o grupo ROCA-LAUFEN, convertendo-se em um dos cinco maiores produtores de cerâmica do mundo.

4.3.2. Fatores Estruturais - Setoriais

Mercado, Configuração, Concorrência: O mercado de revestimento cerâmico está centrado em duas grandes regiões: o Sul e o Sudeste. No Sudeste, o estado de São Paulo, concentra quatro pólos produtores; desses, somente um – Barra Bonita - não está situado na área de influência do GASBOL. São os outros três:

- i) Santa Gertrudes/Cordeirópolis: abriga aproximadamente quarenta empresas espalhadas pela região, as quais respondem por cerca de setenta por cento da produção da região sudeste; encontra-se entre elas, a Cerâmica Buschinelli Ltda, Cerâmica Santa Gertrudes Ltda., Imperial Ind. de Cerâmica Ltda., Cerâmica Ferreira Ind. e Com. Ltda.
- ii) Moji-Guaçu: estão localizadas as empresas Lanzi, Chiarelli e Gerbi; ;
- iii) Porto Ferreira: a Cerâmica Porto Ferreira de Revestimentos é a mais expressiva; a característica deste pólo reside na cerâmica de mesa.

Ainda na grande São Paulo, os municípios de Diadema, São Caetano do Sul, Suzano até a cidade Jundiaí contribuem na produção de revestimento cerâmico da região.

No região do Sul, a cidade de Criciúma em Santa Catarina é a mais significativa, abrigando as duas empresas responsáveis por 60% da produção local – e as maiores do país -: a cerâmica Eliane e a Cecrisa, além da De Lucca e Ceusa; a cidades de Tubarão, Imbituba e Araranguá abrigam empresas de revestimento ao sul de Criciúma. Ainda no sul do país, no Paraná, encontram-se as cerâmicas Incepa e Portobello.

A formação industrial dessas duas regiões – Sul e Sudeste – teve seu início no aproveitamento de seus recursos minerais – dotação natural “*endowment*”; o sul iniciou sua estrutura industrial com a extração do carvão mineral, desde fins do século XIX até 1970, sendo conhecida como “região carbonífera catarinense”; somente nas últimas décadas deu-se a extração de argila, caulim e quartzo, e sua industrialização para cerâmica de revestimento e cerâmica vermelha para construção (CAMPOS, R.R. *et alii* in SUZIGAN, W., 1999).

Além do fator de dotação do recurso natural, a região Sudeste apresenta como fator determinante da localização industrial das empresas brasileiras a proximidade dos maiores centros consumidores. A indústria de apoio à indústria cerâmica, fornecedores de matérias-primas não naturais, equipamento e embalagens, localizou-se também nas imediações dos maiores pólos produtores (ANUÁRIO BRASILEIRO DE CERÂMICA, 1996).

As relações das empresas cerâmicas com os seus fornecedores de insumos são consideradas muito importantes para a incorporação de novas tecnologias e equipamentos; o apoio ao cliente no desenvolvimento do produto e a venda de produtos desenvolvidos especificamente para cada cliente, tornou-se uma estratégia de vendas bem sucedida, além de ser uma forma freqüente de desenvolvimento de produtos na indústria cerâmica de revestimentos. Esta preferência acompanha o constatado nas empresas do Sul que consideram este fator como o segundo mais importante para o desenvolvimento tecnológico, seguido da aquisição de máquinas e equipamento no mercado internacional (CAMPOS, R.R. *et alii* in SUZIGAN, W., 1999, p.350).

A cooperação entre as empresas de revestimento cerâmico e as organizações de ensino e pesquisa, difere consideravelmente entre as duas regiões. As empresas do Sul mantêm estreita relação com o Centro Tecnológico em Cerâmica –CTC-, com a Universidade Federal de São Carlos –UFSC-, além de outros centros de pesquisa; os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento é também considerado muito importante por esta região. Já os pólos do Sudeste, apesar de estarem cientes sobre a importância destes centros de tecnologia e pesquisa, não mantêm um relacionamento estreito com estes, vendo-os como muito “elevados” para a sua realidade.

A concorrência entre os produtores pode ser vista como mais acirrada entre os pólos da mesma região; isto porque a região Sudeste tem um diferencial no seu preço final devido ao processo produtivo utilizado, “moagem a seco”; ganhando uma parcela significativa dos consumidores com poder aquisitivo não muito elevado; já as empresas de revestimento cerâmico do Sul fornecem seus produtos para uma classe consumidora de poder aquisitivo mais elevado, uma vez que apresenta diferenciais de qualidade conferidos pelo processo produtivo utilizado – “moagem a úmida”; outro aspecto é que do total de revestimento cerâmico produzido, a região Sudeste consome praticamente sua totalidade, enquanto a região Sul é fornecedora para outras

regiões do país, incluindo o Sudeste, tendo que incrementar o custo do frete no seu preço final, tornando seu produto menos acessível às classes com menor poder aquisitivo.

O processo produtivo atual das empresas de revestimento cerâmico nacional evidencia que desde as etapas de moagem da argila (matéria-prima) até a embalagem do produto acabado, têm sido de responsabilidade das próprias cerâmicas. A proposta do Eng. Barbosa¹⁷ para melhorar a competitividade destas empresas, é a criação de centrais de matéria-prima, a exemplo dos países europeus, Itália e Espanha, líderes mundiais neste segmento; conforme citado pelo na revista Mundo Cerâmico:

“A tendência é que as empresas passem a se preocupar mais com as próprias marcas, no desenvolvimento do design, produção e com aspectos de marketing, logística e venda, do que propriamente as etapas do preparo do pó atomizado e da massa” p.18.

Para a realização desta proposta, deverá ser formado uma espécie de consórcio entre empresas mineradoras, com a finalidade de administrar e realizar as primeiras etapas da cadeia produtiva cerâmica, concentrando todo este material nas chamadas Centrais de Massa.

4.3.3. Fatores Sistêmicos

Aspectos macro-econômicos; sociais; tecnológicos; infra-estruturais; fiscais e financeiros; político-institucionais: a abertura comercial iniciada nos primeiros anos da década de 90 levou as empresas de cerâmica a adotarem estratégias de reestruturação produtiva, dando prioridade à modernização e melhoria dos equipamentos e processos produtivos; à capacitação e formação de recursos humanos. A mesma ação foi conduzida pelos fornecedores de insumos e máquinas e equipamentos para esta indústria.

Apesar do Brasil – a exemplo dos países em desenvolvimento – ter sido alvo nos últimos anos da volatilidade dos investimentos gerados pela “globalização”, a indústria nacional de revestimentos cerâmicos apresentou dados otimistas de crescimento tanto na sua participação no mercado interno quanto nas exportações. A introdução do gás natural - através das metas mínimas de expansão estabelecidas pelas concessionárias e que deverão ser implementadas nos

primeiros dez anos - deverá tornar disponível esta fonte de energia, desenvolvendo a denominada Indústria do Gás nos diferentes estados. No Estado de São Paulo – os pólos ceramistas da região de Moji Mirim e Moji Guaçu, Santa Gertrudes, Rio Claro e Porto Feliz terão oportunidade de receber o gás canalizado mais rapidamente. Do mesmo modo, no estado de Santa Catarina, a SCGás tem viabilizado a oferta de gás natural para os pólos ceramistas de Criciúma e região.

Dentre os itens mais apontados como entrave à competitividade relacionada ao fator sistêmico, é o custo Brasil; e não somente no âmbito fiscal mas, desde a questão da dependência externa de matérias-primas, como também em outros aspectos como estado de conservação das rodovias; preço do frete para transporte dos revestimentos; custo com a segurança nas estradas; estes últimos fatores afetam principalmente as empresas da região Sul, uma vez que são as que se encontram mais afastadas dos centros de consumo, além de serem as que exportam a maior parcela do revestimento cerâmico nacional.

Como pôde ser evidenciado neste capítulo, o gasto de energia para a produção de revestimento cerâmico, nas suas diferentes etapas, é significativo. O consenso na questão da definição do preço do gás natural importado – pago pelas distribuidoras em moeda norte-americana - e seu repasse para os clientes em moeda nacional gerou um desconforto entre seus usuários atuais e futuros – e isto aliado à desvalorização da moeda nacional, o real; desafio para a esfera governamental.

Após a abrupta reestruturação e privatização do setor elétrico nacional, restam medidas a serem implementadas para a real expansão da capacidade geradora do sistema; assim, urge o desenvolvimento de aspectos institucionais regulatórios. Os primeiros passos estão sendo dados através da ANP; C.A.D.E.; CSPE; ABAR.

Na esfera político-institucional do setor de gás natural, um aspecto que mereceria aperfeiçoamento seria a articulação com a ANP para a reestruturação competitiva e a montagem de aparato regulatório da defesa da concorrência; a definição da fórmula de repasse das tarifas e, finalmente o aprimoramento dos mecanismos de fiscalização dos contratos junto às concessionárias para efetivamente garantir a continuidade e qualidade dos serviços.

¹⁷ Revista Mundo Cerâmica, Agosto 2000.

Capítulo 5

Conclusões e Sugestões

A introdução de uma fonte energética na matriz de nacional tornar-se bastante atraente, principalmente se for um recurso que possa substituir outros energéticos, como o GLP, óleo combustível e Diesel, seja como nova fonte na geração de energia elétrica, seja devido ao seu menor custo, ou à preocupação com o meio ambiente, mas principalmente se obedecer às exigências do modelo político-econômico globalizado no qual o Brasil está inserido.

Este modelo exige alto grau de *competitividade* (capítulo 1), a qual é traduzida em termos de preço, qualidade e retorno sobre o investimento; as forças que atuam nesse "livre mercado", cujo fruto é "concorrência", teoricamente trariam benefícios para o consumidor — papel social deste modelo — o qual teria a opção de escolha do *produto* que melhor lhe satisfizesse.

No transcorrer deste estudo pôde ser observado que o gás natural, apresenta condições favoráveis para a otimização do seu uso; estas condições podem ser traduzidas no seu uso industrial, residencial e automotivo, além de ter amplas possibilidades de satisfazer as necessidades de custo, qualidade, ambientais e rápido retorno do capital investido.

Tecnicamente, o uso de gás natural na indústria cerâmica de revestimentos (capítulo 4) agrega um diferencial refletido na qualidade e economia de aproximadamente 30% no gasto com energia, sendo este o fator de maior impacto na composição do custo da produção; a importância do processamento térmico neste segmento concentra-se na secagem e na queima das peças já

preparadas — tratamento térmico — uma vez que é durante essas operações que se dão as transformações de estrutura e composição responsáveis pela obtenção de propriedades finais como brilho, cor, porosidade, resistência à flexão, ao ataque de agentes químicos. O controle de temperatura que o gás natural permite realizar, contribui para minimizar a perda de peças, agregando maior rentabilidade ao processo produtivo, e competitividade desta indústria no âmbito nacional e internacional.

Características que também foram apontadas, como o aumento das reservas provadas de gás natural no Brasil e em países vizinhos; a importação deste energético; a viabilidade do gasoduto Bolívia-Brasil (capítulo 2); a diretriz do Programa de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo visando um aumento considerável quanto à sua participação na matriz energética nacional, tornam este recurso fóssil, uma fonte de energia competitiva para o país, especificamente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste- que vislumbram um crescimento expressivo do uso do gás natural, sustentado pela expansão do setor industrial (capítulo 4).

Com o término do GASBOL, existe uma tendência natural ao desenvolvimento socio-econômico de toda a região próxima ao empreendimento. Abrem-se ainda, oportunidades para empresas interessadas na exploração e instalação de cabos de fibra ótica ao longo da extensão do gasoduto, ensejando a expansão dos negócios com telecomunicações e teleprocessamento de dados. A indústria da construção civil também poderá ser incentivada com a demanda de novos equipamentos e instalações industriais.

Em futuros estudos e pesquisas sobre o este recurso não-renovável, pode-se analisar o resultado do processo de expansão deste energético; o impacto espacial e social, à luz de um desenvolvimento sustentado, considerando-se a qualidade de vida e a qualidade ambiental; também os reais beneficiários — em termos políticos, sociais e econômicos — com a introdução do gás natural.

Para as pequenas e médias empresas, um aspecto importante seria o acesso a linhas de crédito para investimento na troca de equipamentos modernos, assim como a tecnologias avançadas; um caminho interessante poderia dar-se com a criação de um programa que incentive a cogeração junto às empresas do setor; fornecendo não somente apoio financeiro, mas um

efetivo acompanhamento e treinamento para a melhoria da competitividade; tarifas de gás natural com algum tipo de subsídio para a cogeração.

Neste momento de transição com a introdução do gás natural como fonte energética - e apesar dos atributos que apresenta - considere-se que esse é um recurso natural fóssil, não renovável; dependendo o local ou a ser utilizado pode ser bastante prejudicial ao meio ambiente, principalmente devido ao contato com outras emissões da região. Se para o bem-estar da sociedade é sabido que as fontes renováveis são mais adequadas, talvez seria o momento de encontrar um caminho para que o uso do gás natural pudesse contribuir no incentivo de uso de fontes alternativas, não fósseis.

A efetividade de um Planejamento dos Sistemas Energéticos que congregue os recursos que o país dispõe, juntamente com a participação da sociedade, e assim traçar objetivos que priorizem a necessidade do Brasil como um todo, torna-se essencial; estas metas atenderão não somente à demanda energética atual do país, mas vislumbram um futuro e um caminho a trilhar, independente do momento político nacional ou internacional.

Na nova economia institucional, onde as empresas marcam o ritmo de crescimento do país via livre mercado (capítulo 1), a atuação do Estado é extremamente importante, uma vez que o governo, juntamente com os órgãos reguladores, são detentores do poder de concessão deste - e de outros - recurso nacional. Ao formularem o conjunto de regras que determinam a exploração e a formação do preço do gás natural — fortemente associado ao petróleo — devem ter como prioridade a garantia de oferta e preço justo, para o benefício da sociedade e do país.

Referências Bibliográficas

ABREU, P.L.; MARTINEZ, J.A. (1999) **Gás Natural: o combustível do novo milênio** - Plural Comunicação, Porto Alegre.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (2000) site na internet: www.anp.gov.br/reservas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2001) site na internet: www.aneel.gov.br

ANUÁRIO BRASILEIRO CERÂMICA (1996) - Publicação da **Associação Brasileira de Cerâmica**, São Paulo.

ALTHUON, M. (1998) **Descentralização nos Serviços de Distribuição do Gás Natural no Estado de São Paulo**. FUNDAP - Projeto IPEA.

ALVEAL, C., PINTO JR., H.Q. (1997) **Modos de Regulação da Indústria Brasileira de Hidrocarbonetos: Formas de Transição e Introdução de Pressões Competitivas**, IPEA/SEST.

ARAÚJO, J.L.R.H., OLIVEIRA, A. (1984) Resposta do Setor Industrial Brasileiro ao Segundo Choque do Petróleo e à Recessão, **Energia e Crise**, págs.121-138, Ed. Vozes, Petrópolis/Rio de Janeiro.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP (1999) Relatório Anual e site na internet: www.anp.gov.br

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS ESTADUAIS DISTRIBUIDORAS DE GÁS
CANALIZADO – ABEGÁS (2000) site na internet www.abegas.com.br

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE AGÊNCIAS DE REGULAÇÃO – ABAR (2001) site na
internet: www.abar.org.br.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CERÂMICA - ABCERAM (2001) site na internet
www.abceram.com.br.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE CERÂMICA PARA REVESTIMENTO
– ANFACER (2000) **Anfacer, apoiando a cerâmica do Brasil, 2000** – Comcorp, São
Paulo.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL –BNDES (1997)
– **GÁS NATURAL, Reservas, Produção e Consumo** – Cadernos de Infra-Estrutura,
no. 4, Rio de Janeiro.

BELLUZZO L.G. DE MELLO (1980) **Valor e Capitalismo: um ensaio sobre a economia
política**, Ed. Brasiliense, São Paulo.

----- (1995) **O Declínio de Bretton Woods e a Emergência dos
Mercados Globalizados**, Revista Economia e Sociedade, Campinas, n.4, junho, p. 11-20.

BOLETIM DE INFORMAÇÃO (1997) **Agência para Aplicação de Energia -CESP/CPFL/
ELETROPAULO/COMGÁS**, Projeto Cogera-Cogentrix, nov/dez., São Paulo.

BP AMOCO (British Petroleum) (1999) **Statistical Review of World Energy** – site na internet:
www.bpamoco.com

CARNEIRO, R. (org.) - **Os Clássicos da Economia**, Série Fundamentos, Editora Ática, S.A.

CECRISA RESVESTIMENTOS CERÂMICOS S.A (2000) **Relatório Anual 1999** – Editora Expressão, Florianópolis e site na internet: (2000 e 2001) site na internet: www.cecrisa.com.br/qualidade

CHANG, H-J. (1996) **The Political Economy of Industrial Policy**, Macmillam Press Ltd., London.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS (2000) **Gás Natural - Os Números, A Empresa**, site na internet www.comgas.com.br.

----- (1999) **O Futuro do Gás Natural** em São Paulo, site na internet www.comgas.com.br .

COMISSÃO DOS SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA – CSPE (2001) site na internet www.cspe.org.br

COUTINHO L.G. (1995) **Notas sobre a natureza da globalização** - Revista Economia e Sociedade, Campinas, n.4, junho, p. 21-26.

COUTINHO L.G., FERRAZ, J.C., org.(1994) **Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira**, Editora da Universidade Estadual de Campinas.

DALY, H. (1989) **Economia, ecología, ética: Ensayos hacia una economia en estado estacionario**. Fondo de Cultura Econômica/Economía Contemporânea, México.

DOBB, M. (1982) **Introducción a la Economía**, Fondo de Cultura Econômica - Colección Popular -, México, 1982.

FURTADO, A. (1985) A Crise Energética Mundial e o Brasil, in **Novos Estudos**, n.11, p.17-29.

FURTADO, C. (1961) **Formação Econômica do Brasil**, RJ, Fundo de Cultura, 4ª ed.

- GALBRAITH, J.K. (1983) **O novo Estado industrial**, Edições Pioneira, São Paulo.
- GALVÃO L.C.R., BOARATI, J.H., SHAYANI, R.A., UDAETA, M.E.M. (1999) Análise Comparativa da Geração Elétrica Hídrica vs. Gás Natural, in **Revista Brasileira de Energia**, publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, v.7, n.2, p.23-34, 2º sem; Rio de Janeiro.
- GÁS NATURAL, INFORMAÇÕES TÉCNICAS (1998) Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - CONPET, Petrobrás.
- GEORGESCU-ROEGEN, N. (1983) La Teoría Energética del Valor Económico: Un Sofisma Económico Particular, in **Revista El Trimestre Económico**, no. 198, abr-jun, México.
- GIRAUD, A., BOY de la TOUR, X. (1987) **Géopolitique du Pétrole et du Gaz**, Chapitre 8: Gaz Naturel, Éditions Technip, Paris.
- GONÇALVES R., BAUMANN R, DELORME PRADO, L.C., CANUTO O. (1998) **A Nova Economia Internacional**, Cap. 1, Editora Campus, 2ª. ed., São Paulo.
- GUERRA, S. M-G, BERNI, M.D. (1995) **MERCOSUL: A Energia como Elemento de Integração**, RAE/Revista de Administração de Empresas/Caderno Light (EAESP/FGV), 2(5), p.66, São Paulo.
- HINOSTROZA SUÁREZ, M.L. (1996) Avaliação dos Impactos Macroeconômicos Quanto à Implementação de uma Eco-Tax no Brasil, FEM, UNICAMP, 1996. **Tese de Mestrado**. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.
- HIRSCHLER, R. (1996) **Gás Natural da Indústria Têxtil**, SENAI, CETIQT.
- IKEDA, S., coord. (1980) **Conservação de Energia na Indústria da Cerâmica - Manual de Recomendação** - Publicação IPT, no. 1161, São Paulo.

INGENIUM, Revista da Ordem dos Engenheiros (1995) **Indústria Cerâmica - Fornos Intermitentes** - Junho.

KAKO, F. J. (1997) **Impacto Econômico de um Projeto de Gasoduto**. Trabalho de Graduação, FEM/UNICAMP, Campinas.

KRUGMAN, P.R., OBSTFELD M. (1994) National Income Accounting and the Balance of Payments, chapter 12, in **International Economics: Theory and Policy**, 2nd. Edition, Harper Collins Publishers.

LEMOS, A., VIVONA, D. (1997) Visão Estratégica do Setor de Revestimentos Cerâmicos, Mercadológica e Tecnológica, em busca da consolidação da Competitividade Internacional, **Revista Cerâmica Industrial**, 2 (3/4) p.10-18, mai/ago, São Paulo.

MARGLIN, S.A. and SCHOR, J.B. (1990) **The Golden Age of Capitalism**, Reinterpreting the Postwar Experience, Chapter 2 and 3, Clarendon Press, Oxford.

MARTIN, J-M. (1990) **L'économie mondiale de l'énergie**, Éditions La Découverte, France.

MASSAGLIA, V. (1993) L'uso dei combustibili alternativi nell'industria dei laterizi – **Workshop CEE**, 4-5 giugno, Rabat.

MENEZELLO, M. D'A. C. (2000) **Comentários à Lei do Petróleo: Lei Federal nº 9.478, de 6-8-1997**, Editora Atlas, São Paulo.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA -MME- (2000) **Balanço Energético Nacional**, ano base 1999, Brasília-DF.

----- (2000) **Setor Energético: Destaques em 1999 e Oportunidades de Negócios**; site na internet www.mme.gov.br.

MORGAN STANLEY (1998) **Oil & Gas Equity Research**, (mimeo).

MORGAN STANLEY DEAN WITTER (1997) **International OIL & Gas; Latin American Natural Gas : A Pipeline to the Future.**

NEIVA, J. (1987) **Fontes Alternativas de Energia** - Cap.2 : Gás Natural, Rio de Janeiro.

NORTH, D. C., (1990) **Institutions, Institutional Change and Economic Performance.** Cambridge University Press.

----- - **“The New Institutional Economics and Development”** (1993) site na internet: <http://www.uqam.ca/ideas/data/Papers>.

OIL & GAS JOURNAL (1997) **South America Report** - Apr.21, p.37-42 e **Technology: GasAndes Will Flow by Mid Year**, p. 61-67.

OLIVEIRA, A.(1987) **Energia & Sociedade**, in **Ciência Hoje**, vol. 5, n.29, p.32-38, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

OLIVEIRA, A.; ARAUJO, M. (1994) **A Importação Brasileira de Gás Natural no Contexto do Mercosul - Anais 1995 : Workshop Latinoamericano**, UNICAMP, Campinas.

OLIVEIRA, R.G.; TOLMASQUIM, M. (1999) **A Regulação e os Grupos Controladores das Empresas Privatizadas do Setor Elétrico Brasileiro**, in **Revista Brasileira de Energia**, v.7, n.2, p. 103-118, 2º sem., Rio de Janeiro.

OS PROJETOS DO GÁS NATURAL (1998) **Conferência: Gás Forecast, Projects Feasibility, Contratos e Aplicação Industrial**, São Paulo.

PIERONI, F. P.; GUERRA, S. M-G. (1999) **Implantação do Gasoduto Bolívia-Brasil: A Geração de Empregos Segundo a Matriz de Leontief**, Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.

- PEARCE. D. and TURNER, R.K. (1990) **Economics of Natural Resources and the Environment**, BPC Wheatons Ltd., Great Britain.
- PEDRÃO, F. (1998) Elementos de uma Economia Política de Energia, in **Revista de Desenvolvimento Econômico**, Ano I, no. 1, novembro, Bahia.
- PERCEBOIS, J. (1989) *Économie de l'Énergie*, Chapitre II, **Energie et croissance économique** e Chapitre VII, **Le marché international du gaz naturel: dépendance et vulnérabilité** Ed. Economica, France.
- PETROBRÁS (1997) Relatório Anual, item 7. **Gasoduto Bolívia-Brasil**.
- (1997) Atividades Ocupacionais / Exploratórias, 1997 site na internet: www.petrobrás.com.br.
- (2000) C@nal Cliente BR Gás Natural; site na internet: www.petrobrás.com.br
- POSSAS, M.L. (1995) "Competitividade: Fatores Sistêmicos e Política Industrial - Implicações para o Brasil" in **Estratégias Empresariais na Indústria Brasileira: Discutindo Mudanças** - Rio de Janeiro, IEI-FEA/UFRJ (mimeo) - Forense Universitária.
- REVISTA MUNDO CERÂMICO (Agosto 2000) **Gás Natural: Cogeração de Energia**, p.18-20; **Preparo de massa cerâmica** p. 36-41, São Paulo.
- RIFKIN, J. and HOWARD, T. (1996) **ENTROPIA - hacia el mundo invernadero**, Ediciones Urano, Barcelona.
- RODRIGUES, M. G. (1996)- Possibilidades de expansão do gás natural no Brasil, in **Pesquisas Recentes em Energia, Meio Ambiente e Tecnologia**, COPPE/UFRJ, nov., Rio de Janeiro.

- RODRIGUES, M. G. (1995) Um Estudo sobre a Expansão do Gás Natural no Brasil num Contexto de Integração Regional, **Tese de Doutorado**, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas.
- SACHS, I. (1986) **Ecodesenvolvimento - Crescer sem destruir**, Caps. I e II. Edições Vértice.
- SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA (2001) site na internet: www.energia.sp.gov.br
- SENAI/DN NETEC (1998) **Estudos sobre a utilização do Gás Natural na Indústria Cerâmica**, Rio de Janeiro.
- SENAI/DN (1998) **O Gás Natural com Combustível Industrial: produção, distribuição, transporte e preços**, Rio de Janeiro.
- SILVA, E.R. (1996) Gasoduto Bolívia - Mato Grosso do Sul/SP. **Dissertação de Mestrado**. DE/FEM/UNICAMP, Campinas.
- SCHUMPETER, J.A. (1982) **Teoria do desenvolvimento econômico: uma investigação sobre lucros, capital, crédito, juro e o ciclo econômico**, Série Os Economistas, Abril Cultural, São Paulo.
- SCREPANTI, E., ZAMAGNI, S. (1997)-**Panorama de historia del pensamiento económico**, Editora Ariel,, S.A., Barcelona.
- SOCIETY OF PETROULEUM ENGINEERS (2001) Oil & Gas Technology – Petroleum Reserves Definitins and Petroleum Resources Classificatin and Definitions – site na internet: www.spe.org/oil&gas
- SUZIGAN, W. and VILELLA, A.V. (1997) **Industrial Policy in Brazil** , UNICAMP, IE, Campinas.

- SUZIGAN, W., coord. (1999) **Clusters e Sistemas Locais de Inovação: Estudos de Casos e Avaliação da Região de Campinas; O Cluster da Indústria Cerâmica em Santa Catarina: Um Caso de Sistema Local de Inovação**, p. 309-377, Campinas.
- TERZIAN, P. (1998) **Le Gaz Naturel, Perspectives pour 2010-2020 (disponibilités, contraintes et dépendances)**, Ed. Economica, Paris.
- TURDERA, M. (1997) **Desafios da Regulação na Indústria e no Mercado Brasileiro de Gás Natural: FEM/UNICAMP, 1997. Tese de Doutorado**, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.
- TURDERA, M.; GUERRA, S. M-G.; ALMEIDA, R.A. (1996) **Alocação da Renda Gasífera: uma Análise do Gasoduto Brasil-Bolívia**, Revista Brasileira de Energia, SBPE, 6(2), p.57-75, Rio de Janeiro.
- TURDERA, M., GUERRA, S. M-G. (1994) **El Gas Natural: Nuevo Paradigma Energético en Bolivia - Anais 1995 : Workshop Latinoamericano**, UNICAMP, Campinas.
- VELA, A. (1995) - **El gas como alternativa energética**, capítulos 2-6 e 14-16, Alianza Editorial, Espanha.
- VACLAV, S. (1994) **Energy in the World History** - Western Pressing.
- WILLIAMSON, J. (1990) **What the Washington Consensus means by Policy Reform in Latin America Adjustment: How Much has Happened**. The Institute For International Economics, ed. J. Williamson, Washington, D.C.
- WILLIAMSON, O. E. (1985)– **The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting**, Macmillan, London.
- ZIMMERMANN, E. (1996) **Introducción a los Recursos Mundiales** – Oikos-tau Ediciones, Barcelona.

Market Share

Dados Dezembro/2000

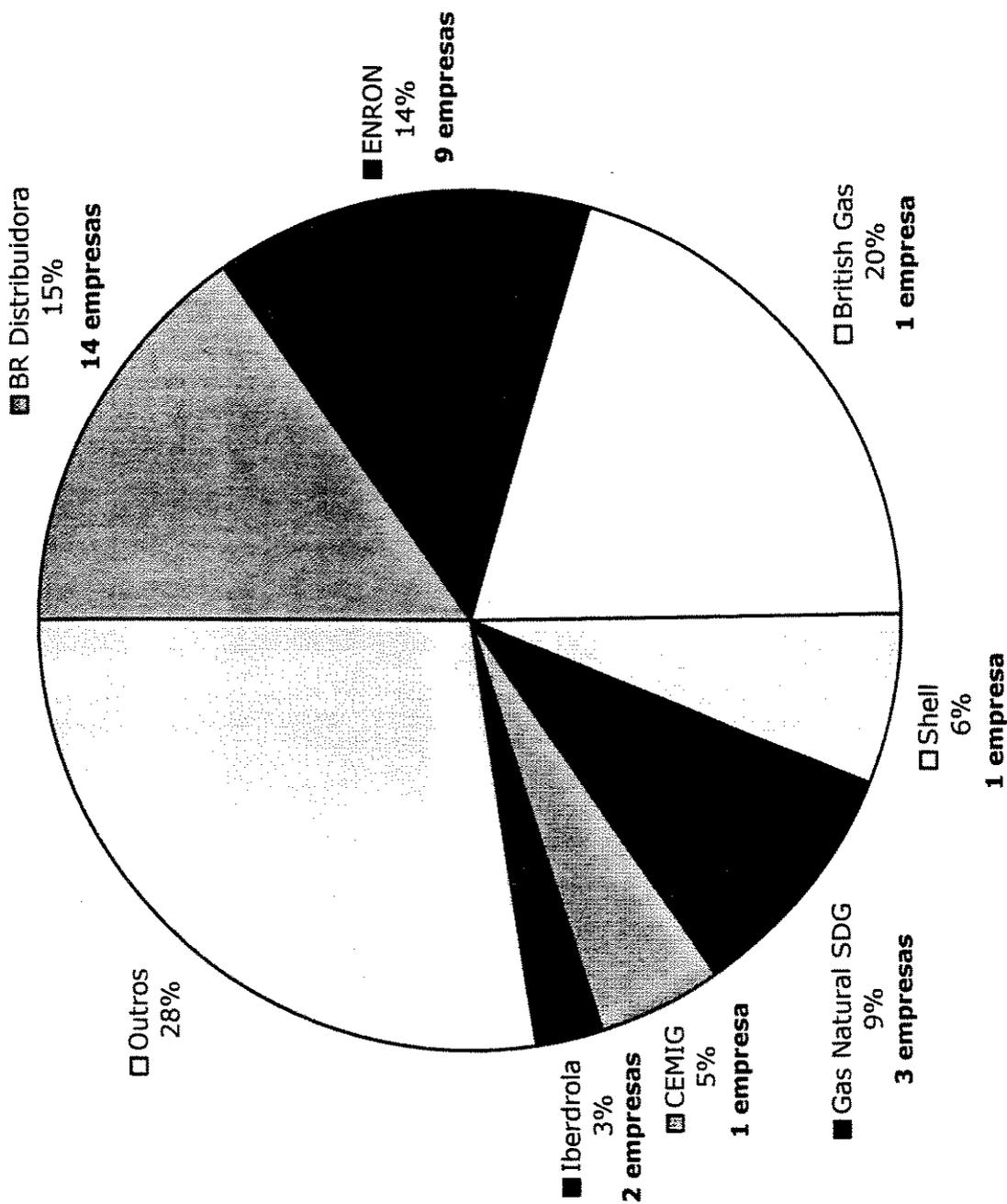
Ações Ordinárias	BR Distribuidora		ENRON		British Gas		Shell	
	M³/Dia	% Capital	M³/Dia	% Capital	M³/Dia	% Capital	M³/Dia	% Capital
Aigás (AL)	319,00	24,50	78,16	24,50	78,16	-	-	-
Bahiagás (BA)	3.342,00	24,50	818,79	24,50	818,79	-	-	-
CEG (RJ)	2.566,20	-	-	25,40	651,81	-	-	-
CEG Rio (RJ)	1.939,20	16,30	316,09	22,10	428,56	-	-	-
Cegás (CE)	207,40	24,50	50,81	-	-	-	-	-
Comgás (SP)	5.082,50	-	-	-	-	72,70	3.694,98	23,20
Compagas (PR)	225,10	24,50	55,15	24,10	54,25	-	-	-
Copergás (PE)	687,60	24,50	168,46	24,50	168,46	-	-	-
Emsergás (SE)	146,30	24,50	35,84	24,50	35,84	-	-	-
Gasmig (MG)	809,30	-	-	-	-	-	-	-
PBGás (PB)	180,80	24,50	44,30	24,50	44,30	-	-	-
Petrobrás Distribuidora (ES)	825,00	100,00	825,00	-	-	-	-	-
Potigás (RN)	120,40	24,50	29,50	-	-	-	-	-
SCGás (SC)	600,00	23,00	138,00	23,00	138,00	-	-	-
Sulgás (RS)	1.541,90	49,00	755,53	-	-	-	-	-
TOTAL	18.592,70	-	3.315,63	-	2.418,17	-	3.694,98	1.179,14

	Gas Natural SDG		CEMIG		IBERDROLA		Outros	
	M³/Dia	% Capital	M³/Dia	% Capital	M³/Dia	% Capital	M³/Dia	% Capital
Aigás (AL)	319,00	-	-	-	-	-	-	51,00
Bahiagás (BA)	3.342,00	-	-	-	-	-	-	51,00
CEG (RJ)	2.566,20	18,90	485,01	-	-	9,90	254,05	45,80
CEG Rio (RJ)	1.939,20	51,00	988,99	-	-	8,60	166,77	2,00
Cegás (CE)	207,40	-	-	-	-	-	-	75,50
Comgás (SP)	5.082,50	-	-	-	-	-	-	4,10
Compagas (PR)	225,10	-	-	-	-	-	-	51,40
Copergás (PE)	687,60	-	-	-	-	-	-	51,00
Emsergás (SE)	146,30	-	-	-	-	-	-	51,00
Gasmig (MG)	809,30	-	-	90,00	728,37	-	-	10,00
PBGás (PB)	180,80	-	-	-	-	-	-	51,00
Petrobrás Distribuidora (ES)	825,00	-	-	-	-	-	-	-
Potigás (RN)	120,40	-	-	-	-	-	-	75,50
SCGás (SC)	600,00	-	-	-	-	-	-	54,00
Sulgás (RS)	1.541,90	-	-	-	-	-	-	51,00
TOTAL	18.592,70	-	1.474,00	-	728,37	-	420,83	-

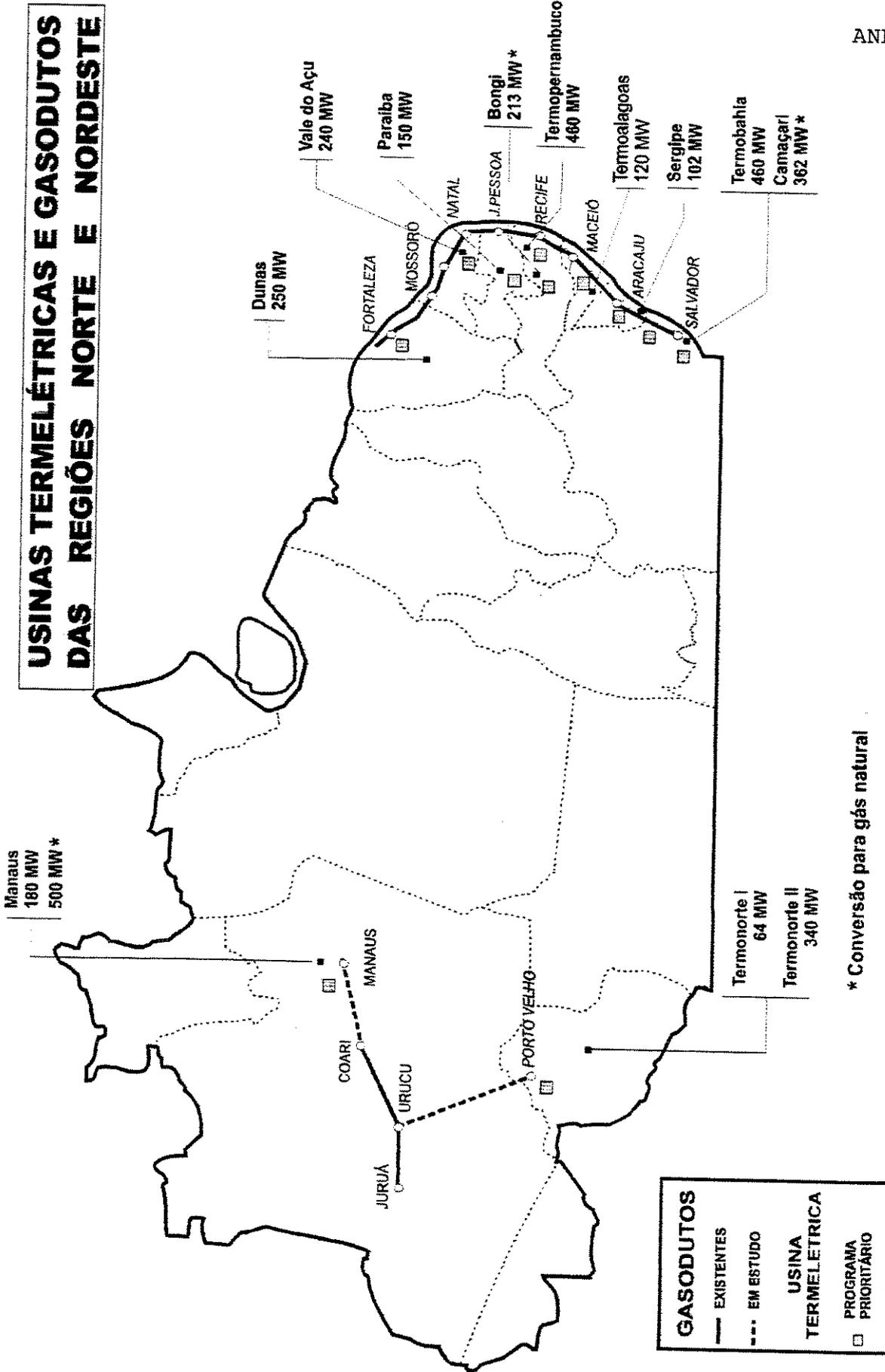
Dados Dezembro/2000	Mercado Nacional (M³/Dia)
BR Distribuidora	3.315,63
ENRON	2.418,17
British Gas	3.694,98
Shell	1.179,14
Gas Natural SDG	1.474,00
CEMIG	728,37
Iberdrola	420,83
Outros	5.361,58
TOTAL	18.592,70

Mercado Nacional Distribuição de Gás Canalizado

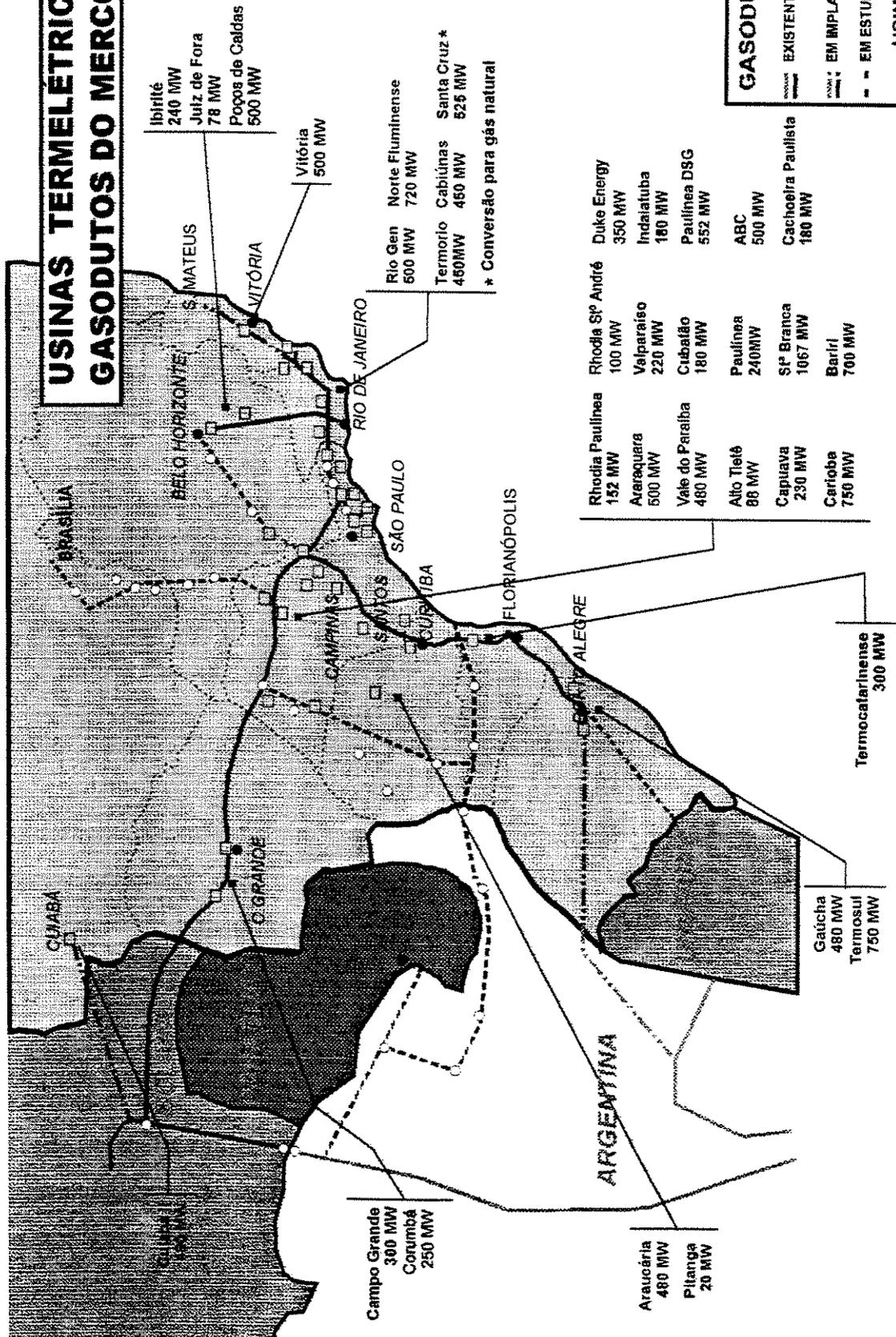
Participação dos agentes com base nas ações ON



Volumes distribuídos em 2000



USINAS TERMELÉTRICAS E GASODUTOS DO MERCOSUL



GASODUTOS

- EXISTENTES
- - - EM IMPLANTAÇÃO
- USINA TERMELÉTRICA
- PROGRAMA PRIORITÁRIO

Ibirité 240 MW
 Juiz de Fora 78 MW
 Poços de Caldas 500 MW

Vitória 500 MW

Rio Gen 600 MW
 Norte Fluminense 720 MW
 Termorrio 450 MW
 Cabiúnas 450 MW
 Santa Cruz* 525 MW

* Conversão para gás natural

Rhodia Paulínea 152 MW	Rhodio Sp André 100 MW	Duke Energy 350 MW
Araucária 500 MW	Valparaíso 220 MW	Indaiatuba 180 MW
Vale do Paraíba 480 MW	Cubatão 180 MW	Paulínea DSG 552 MW
Alto Tietê 88 MW	Paulínea 240 MW	ABC 500 MW
Capiava 230 MW	Sp Branca 1067 MW	Cachoeira Paulista 180 MW
Carioba 750 MW	Bariri 700 MW	

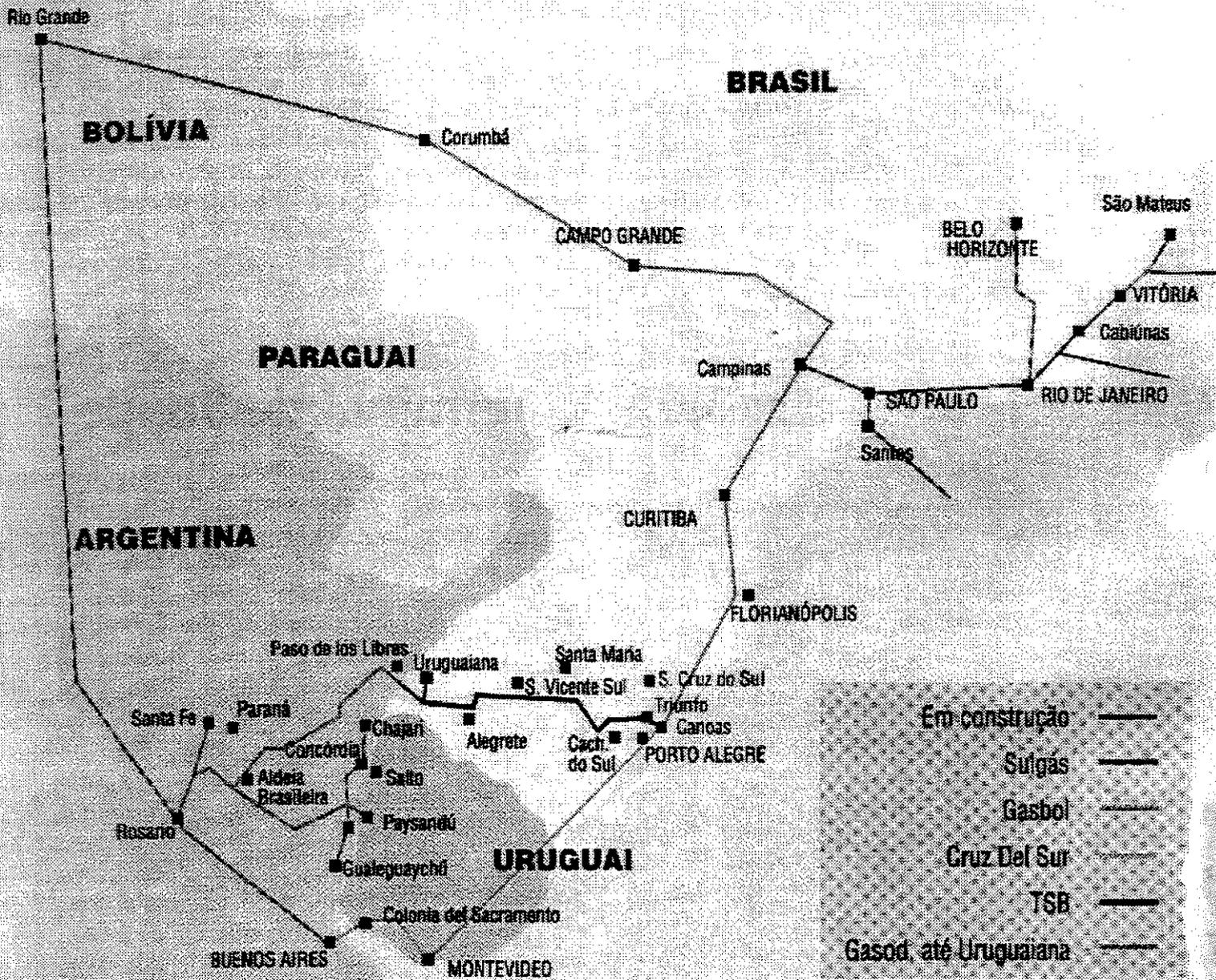
Termocatarinense 300 MW

Gaícha 480 MW
 Termosul 750 MW

Campo Grande 300 MW
 Corumbá 250 MW

Araucária 480 MW
 Pitanga 20 MW

Integração energética



CONVERSÃO DE PREÇO PARA GÁS NATURAL			
“ US\$ 1,00/MMBTU” é equivalente a:			
Para outros energéticos		Expresso em R\$	
Multiplique por	Para encontrar	Multiplique por	Para encontrar
5,46	US\$/barril de petróleo	Taxa de Câmbio x 37,30	US\$/mil m ³ gás natural
40,22	US\$/ton óleo combust.	Taxa de Câmbio x 1,06	US\$/mil ft ³ gás natural
51,32	US\$/ton GNL	Taxa de Câmbio x 0,10	US\$/therm
46,63	US\$/ton GLP	Taxa de Câmbio x 3,97	US\$/cal
42,66	US\$/ton Diesel	Taxa de Câmbio x 3,42	US\$/MWh
13,10	US\$/ton lenha	Taxa de Câmbio x 0,95	US\$/GJoule
26,98	US\$/ton carvão vegetal	Taxa de Câmbio em R\$	-

FATORES DE CONVERSÃO					
	Milhão BTU	Mil m³ Gás natural	Tonelada GNL	Tonelada GLP	Tonelada Óleo Combustível
Mil m ³ gás natural	37,30	1,00	0,73	0,80	0,93
Tonelada GNL	51,32	1,38	1,00	1,10	1,28
Tonelada GLP	46,63	1,25	0,91	1,00	1,16
Tonelada Diesel	42,66	1,14	0,83	0,91	1,06
Tonelada OC	40,22	1,08	0,78	0,86	1,00
Ton. carvão vegetal	26,98	0,72	0,53	0,58	0,67
Carvão mineral nal. (4.500 kcal/kg)	17,86	0,48	0,35	0,38	0,44
Tonelada lenha	13,10	0,35	0,26	0,28	0,33
Barril petróleo	5,46	0,15	0,11	0,12	0,14

Gás natural: 1 metro cúbico = 9.400 Kcal (20°C a 1 atm)

1 milhão de BTU (1MMBTU) = 26,8 m³ de gás natural

Fonte: Petrobrás – Gaspetro, 2001.