

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO
SISTEMAS DE PROCESSOS QUÍMICOS E INFORMÁTICA

Uma contribuição para a inserção do gás natural como
alternativa viável na matriz energética nacional

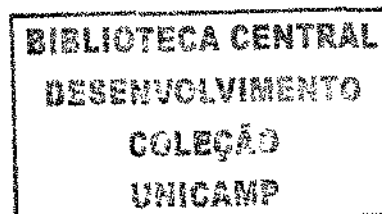
Autor: Sérgio Ricardo Lourenço

Orientador: Prof. Dr. Elias Basile Tambourgi

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Química como parte
dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Química.

Campinas, São Paulo

julho de 2006



UNIDADE BC
Nº CHAMADA THUNICAMP
L934c
V _____ EX _____
TOMBO BC/ 69663
PROC 16.133-06
C _____ D X
PREÇO 11,00
DATA 13/08/06
Vº CPD _____

Bib ID 384849

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

L934c Lourenço, Sérgio Ricardo
 Uma contribuição para a inserção do gás natural
 como alternativa viável na matriz energética nacional /
 Sérgio Ricardo Lourenço.--Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Elias Basile Tambourgi.
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Química.

1. Energia. 2. Combustíveis. 3. Petróleo-Derivados.
4. Gás natural. I. Tambourgi, Elias Basile. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Química. III. Título.

Título em Inglês: A contribution for the use of natural gas as an alternative in the
national energetic matrix

Palavras-chave em Inglês: Energy, Fuels, Oil derivatives, Natural gas

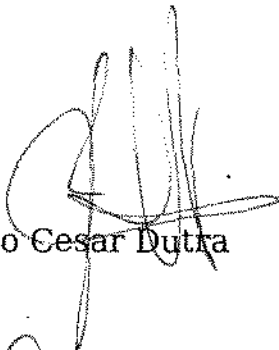
Área de concentração: Sistemas de Processos Químicos e Informática

Titulação: Doutor em Engenharia Química

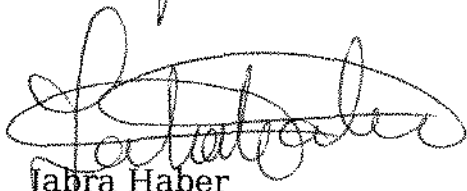
Banca examinadora: Julio César Dutra, Jabra Haber, Douglas Alves Cassiano e Luiz
Carlos Bertevelo

Data da defesa: 14/07/2006

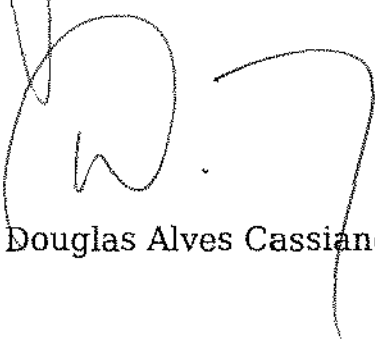
Tese de Doutorado de Sérgio Ricardo Lourenço , defendida
em 14 de julho de 2006 e aprovada pela banca constituída pelos seguintes
doutores:



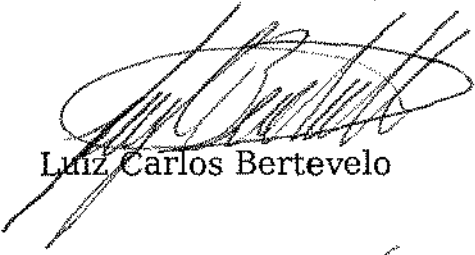
Júlio Cesar Dutra



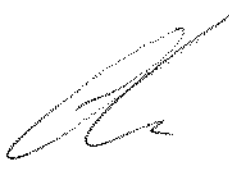
Jabra Haber



Douglas Alves Cassiano

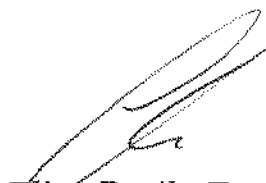


Luiz Carlos Bertevelo



Elias Basile Tambourgi

Esta versão corresponde à final da Tese de Doutorado de
Sérgio Ricardo Lourenço , defendida em 14 de julho de 2006 .

A handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes that form a stylized representation of the name Elias Basile Tambourgi.

Elias Basile Tambourgi

orientador

Aos meus queridos pais,
Antonio Sérgio Lourenço e
Ana Francisca Lourenço,
por sempre acreditarem.

Agradecimentos

Ao sábio professor Elias Basile Tambougi, pela correta indicação do rumo a ser seguido.

A minha sempre presente namorada a professora Flávia Andréa Velasco Pennachin, pela compreensão, incentivo e revisão dos textos.

Aos diletos professores Flávio Henrique dos Santos Foguel, Jabra Haber, Júlio César Dutra e Lin Chau Jen, pelas providenciais assistências.

Ao meu discípulo e engenheirando Fábio Samezima, pelos dados fornecidos.

*O homem é mortal
por seus temores e
imortal por seus
desejos.*

Pitágoras

Resumo

A utilização do gás natural tem experimentado acentuado crescimento, motivado por suas características técnicas, ambientais e econômicas, apesar de não ser um recurso renovável. O emprego deste energético traz vantagens quando comparado ao petróleo nas aplicações e em alguns processos. Dessa forma, há grande abrangência no uso do combustível no setor energético, industrial, residencial, comercial e de transporte. Durante a última década houve significativas mudanças no setor energético brasileiro, cujo preceito baseava-se no desenvolvimento de princípios sustentáveis para a sociedade, logo, o Estado vislumbrou a consolidação da tríade energética futura, composta pelo petróleo, eletricidade e gás natural. Hoje se percebe que nos últimos anos o gás natural ampliou a sua participação na matriz energética nacional, motivado pelas suas favoráveis propriedades e condições de oferta. Todavia, a situação política que permeia o setor gasífero atualmente traz apreensões sobre os fundamentos que preconizam uma política energética coerente. Neste contexto é que se desenvolve o presente trabalho, cujo objetivo precípuo é fornecer subsídios para que decisões acerca da utilização do energético possam ser tomadas com maior estabilidade e clareza. Para tanto, é investigado o desenvolvimento do setor por meio da apresentação atual da situação de reservas, produção, políticas e tendências, tanto no Brasil como ao longo do mundo. Também é discutida a aplicação econômica do energético em um caso industrial, possibilitando a melhor visualização da análise e percepção da sensibilidade relativa à opção pelo uso do gás natural. Por fim, é plausível depreender que em um cenário menos turbulento e com preceitos mais claros, torna-se possível o melhor uso do gás, o qual facultará em benefícios para a sociedade brasileira. Contudo, na cena atual, a volatilidade da situação pode aumentar ou diminuir o risco referente à substituição energética, o que dissemina instabilidade e receio ao mercado consumidor. Porém, crê-se que tal conjunção seja inerente ao processo de desenvolvimento do setor e tão logo as variáveis mais sensíveis do sistema coadunem, existirá uma indústria de gás madura no país.

Palavras chave: gás natural; política energética; suprimento energético.

Abstract

The use of natural gas has shown an marked growth motivated by its technical, environmental, and economical characteristics, although it is not a renewable resource. To use its energy brings advantages when compared to oil in some applications and processes. Therefore, there has been a great inclusion of its use as a fuel in industrial, residential, commercial, and transport sectors. Significant changes have taken place in the Brazilian Energy Sector for the last ten years, in which its role was based on the development of sustainable principles for the society. Brazil has seen the consolidation of future energy three-way sources, i.e., oil, electricity, and natural gas. Recently, natural gas has increased participation in the national energy matrix, motivated by its favorable properties and availability. However, the political situation that permeates this area currently brings concerns on the foundations to create an assured energy policy. The present paper is developed in this context, in which its main aim is to supply subsidies so that decisions on the use of energy can be made with both higher stability and transparency. This way, the development of its sector is investigated by means of the current presentation of gas natural resources, production, policy, and trends, in Brazil and around the globe. It is also discussed the economic application of this gas in an industrial plant, making possible the best visualization of the analysis and the perception of its relative sensitivity. Finally, it is reasonable to infer that in a less turbulent scene and with clearer rules, it is possible to achieve a better use for this gas, which will give benefits for the Brazilian society. However, in the current scene, the volatile situation may increase or decrease the risk to its replacement, which spreads instability and doubts in the market. It is believed that such view is inherent to the process of development and as soon as the variables find their right values, there will be a more mature industry in our country.

Words key: natural gas; energy policy; energy supply.

Lista de figuras

3.1: Consumo mundial de gás natural 1970 – 2025	22
4.1: Participação das vendas de gás natural em 106 m3 por dia	77
5.1: Matriz energética brasileira em 2004 [%]	82
5.2: Fontes primárias de energia elétrica no Brasil [%]	83
5.3: Reservas brasileiras provadas de gás natural	84
5.4: Reservas brasileiras totais de gás natural	85
5.5: Evolução da produção brasileira de gás natural	86
5.6: Participação por unidade da federação na produção de gás natural	87
5.7: Consumo de gás natural por setor de atividade econômica	88
5.8: Bacia de Santos	94
7.1: Evolução temporal dos preços dos energéticos	109
7.2: Evolução temporal dos preços dos energéticos gás natural e óleo A2	110

Lista de tabelas

3.1: Reservas mundiais de gás natural	23
3.2: Reservas provadas de gás natural na América do Norte	24
3.3: Produção de gás natural na América do Norte	25
3.4: Reservas provadas de gás natural na União Européia	27
3.5: Produção de gás natural na União Européia	28
3.6: Reservas provadas de gás natural na CEI	30
3.7: Produção de gás natural na CEI	31
3.8: Reservas provadas de gás natural no Oriente Médio	33
3.9: Produção de gás natural no Oriente Médio	34
3.10: Reservas provadas de gás natural na África	36
3.11: Produção de gás natural na África	36
3.12: Reservas provadas de gás natural na Ásia	39
3.13: Produção de gás natural na Ásia	39
3.14: Reservas provadas de gás natural na Oceania	44
3.15: Produção de gás natural na Oceania	44
3.16: Reservas provadas de gás natural nas Américas Central e do Sul	46
3.17: Produção de gás natural nas Américas Central e do Sul	46
5.1: Reservas brasileiras provadas de gás natural	84
5.2: Reservas brasileiras totais de gás natural	85
5.3: Produção brasileira de gás natural	86
5.4: Consumo de gás natural por setor de atividade econômica	88
6.1: Consumo dos energéticos no processo de produção de vapor	98
6.2: Custos mais relevantes dos energ. no processo de produção de vapor	99

6.3: Cenário real – método do Prazo de Recuperação de Investimento	100
6.4: Cenário real – método da Taxa Interna de Retorno	100
6.5: Custos mais relevantes dos energ. no processo de produção de vapor	101
6.6: Cenário pessimista – método do Prazo de Recuperação de Investimento	101
6.7: Cenário pessimista – método da Taxa Interna de Retorno	101
6.8: Custos mais relevantes dos energ. no processo de produção de vapor	102
6.9: Cenário otimista – método do Prazo de Recuperação de Investimento	102
6.10: Cenário otimista – método da Taxa Interna de Retorno	103
7.1: Resumo das reformas no setor de gás natural pelo mundo	104
7.2: Resumo dos resultados levantados no estudo de caso	108
7.3: Preços dos energéticos	109

Lista de siglas

Accc - Australian Competition and Consumer Commission

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Bndes - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BP - British Petroleum

Bomt - Build, Operate, Maintain and Transfer

CEC - Commission of the European Communities

CEI - Comunidade dos Estados Independentes

Cepal - Comisión Económica para América Latina

CNE - Comisión Nacional de Energía

Cnpe – Conselho Nacional de Política Energética

Comgás - Companhia de Gás de São Paulo

Cnooc - China National Offshore Oil Corporation

Coag - Council of Australian Governments

Conama - Comisión Nacional de Medio Ambiente

Conpes - Consejo Nacional de Política Económica y Social

CRC - ciclo de refrigeração em cascata

Creg - Comisión de Regulación de Energía y Gas

CRM - ciclo de refrigeração misto

Cspe - Comissão de Serviços Públicos de Energia

Ecdgte - the European Commission Directorate General for Transport and Energy

Ecogas - Empresa Colombiana de Gás

Ecopetro - Empresa Colombiana de Petróleo

EIA - Energy Information Administration

Enap - Empresa Nacional del Petróleo

Enargas - Ente Nacional Regulador del Gas

Gasbol – gasoduto Bolívia-Brasil

GLP - gás liquefeito de petróleo

GNC – gás natural comprimido

GNL – gás natural liquefeito

GNV – gás natural veicular

GTL - gas to liquids

Icms - imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços

IEA - International Energy Agency

Inco - Inter-Govermental Maritime Consultative Organization

INE - Instituto Nacional de Estadísticas

JIT – just in time

LEP - Lei de Emergência Pública

MEG - Maghreb Europa Gás

MME – Ministério de Minas e Energia

MMH - Ministério das Minas e Hidrocarbonetos

OIL - Oil India Limited

Ongcl - Oil and Natural Gas Corporation Limited

Olade – Organización Latinoamericana de Energía

Ongás - Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural

Oniserg - Organismo Supervisor de la Inversion En Energia

PCH – pequena central hidrelétrica

Petrobras – Petróleo Brasileiro S/A

PEN – Poder Executivo Nacional

Petrochina - Petrochina Company Limited

PPT - Programa Prioritário de Termelétricidade

SEC – Superintendencia de Electricidad y Combustibles

SH - Superintendencia de Hidrocarburos

Sinopec Corp. - China Petroleum & Chemical Corporation

Sirese - Sistema de Regulação Setorial

Sspd - Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares

Tjlp - Taxa de Juros de Longo Prazo

Transmed – Transmediterrâneo

Transpetro – Petrobras Transporte S/A

UE - União Européia

Uniren - Unidade de Renegociação e Análise de Contratos de Serviços Públicos

Upcgn - Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural

Upgn - Unidade de Processamento de Gás Natural

Urgn - Unidade de Recuperação de Gás Natural

Usgs - United States Geological Survey

YPF - Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Ypfb - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Sumário

Capítulo 1.....	1
1 Introdução	1
1.1 Estado da arte.....	2
1.2 Estrutura da tese.....	7
Capítulo 2	9
2 O gás natural	9
2.1 Características do gás natural.....	10
2.2 Utilizações do gás natural	11
2.3 Impactos produzidos em decorrência do uso do gás natural	14
2.4 Gás natural liquefeito (GNL)	17
Capítulo 3	21
3 Panorama de reservas, produção, consumo e tendências mundiais.....	21
3.1 Perspectivas	21
3.2 Reservas e produção mundiais	22
3.2.1 América do Norte.....	24
3.2.2 União Européia.....	27
3.2.3 Comunidade dos Estados Independentes (CEI).....	30
3.2.4 Oriente Médio.....	32
3.2.5 África.....	35
3.2.6 Ásia	38
3.2.7 Oceania	44
3.2.8 Américas Central e do Sul	45

Capítulo 4	49
4 Setor de gás natural: reformas e reestruturações.....	49
4.1 Reforma no setor de gás natural na União Européia	49
4.1.1 Cenário pré-reforma.....	50
4.1.2 A reforma	51
4.1.3 Situação pós-reforma.....	53
4.2 Reforma no setor de gás natural da Austrália	54
4.2.1 Processo de reestruturação.....	55
4.2.2 Situação pós-reestruturação.....	56
4.3 Reforma no setor de gás natural do Chile.....	57
4.3.1 Cenário pré-reforma	57
4.3.2 A reforma	58
4.3.3 Cenário atual do setor de gás natural.....	59
4.4 Reforma no setor de gás da Argentina.....	62
4.4.1 Cenário pré-reforma	62
4.4.2 A reforma	63
4.4.3 Situação pós-reforma	65
4.4.4 Resultados da reforma	66
4.5 Reforma no setor de gás da Colômbia	68
4.5.1 Cenário pré-reforma	70
4.5.2 A reforma	71
4.5.3 Situação pós-reforma	75
4.6 Reforma no setor de gás natural da Bolívia.....	76
4.6.1 Cenário pré-reforma	77
4.6.2 A reforma.....	78

4.6.3 Situação pós-reforma	79
Capítulo 5	81
5 O setor de gás natural no Brasil	81
5.1 Matriz energética brasileira	82
5.2 Reservas, produção e consumo	84
5.3 Situação atual da indústria de gás natural	89
Capítulo 6	96
6 Estudo de viabilidade econômica na conversão para gás natural em equipamento industrial	96
6.1 Estudo de caso	97
Capítulo 7	104
7 Resultados e discussão	104
Conclusões	111
Referências bibliográficas	112

Capítulo 1

1 Introdução

Nos últimos anos o crescimento na utilização e produção de gás natural tem tido saliente ascensão em todos os setores em que atua como combustível, ou seja, no setor energético, industrial, comercial, residencial e de transporte rodoviário. O uso do energético contempla a cada ano maior número de aplicações, a infra-estrutura necessária ao aumento da capilaridade do sistema de transporte e distribuição cresce e alavanca alguns importantes setores da economia. Entretanto alguns obstáculos ainda devem ser vencidos para a consolidação da indústria gasífera brasileira. São situações advindas do natural aprendizado e adaptação, tão comum às novas práticas de um setor que precisa ser consolidado. Durante a última década houve significativas mudanças no setor energético brasileiro, cujo preceito baseava-se no desenvolvimento de princípios sustentáveis para a sociedade, logo, o Estado vislumbrou a consolidação da tríade energética futura, composta pelo petróleo, eletricidade e gás natural. Contudo, a situação política que permeia o setor gasífero atualmente traz apreensões sobre os fundamentos que preconizam uma política energética coerente.

Energia é o fundamental insumo que transforma os sistemas, dessa forma não há crescimento sem investimentos na capacidade de geração, transporte e distribuição de energéticos. O crescimento populacional e econômico impulsiona o consumo de energia, dessa forma há de se tornar mais ágil o processo de aumento da capacidade de geração de energia instalada no país. Atualmente esta meta deve prioritariamente ser atingida mediante a construção de centrais termelétricas, movidas a gás natural, e pequenas centrais hidráulicas (PCH's).

Neste ambiente é que se desenvolve o presente trabalho, cujo objetivo precípuo é fornecer subsídios para que decisões acerca da utilização do energético possam ser tomadas com maior estabilidade e clareza. Para tanto, é investigado o desenvolvimento do setor por meio da apresentação atual da situação de reservas, produção, políticas e tendências, tanto no Brasil como ao longo do mundo. Também é discutida a aplicação econômica do energético em um caso industrial,

possibilitando a melhor visualização da análise e percepção da sensibilidade relativa à opção pelo uso do gás natural.

1.1 Estado da arte

O marco na utilização do gás natural ocorreu no início na Revolução Industrial, porém a primeira empresa do setor surgiu somente no século XIX nos Estados Unidos, quando também foi construído o primeiro gasoduto. No final do século XIX foi instalada no Brasil a primeira companhia de gás. (PETROBRAS, 1986)

GUO (2005) apresenta as características físico-químicas do gás natural, discorrendo sobre a forma na qual este se apresenta na natureza em função da ordenação atômica.

O transporte do gás natural pode ser realizado em vários modais para posterior utilização como energético ou matéria-prima. Quando liquefeito, tem seu volume diminuído cerca de seiscentas vezes, conforme cita o PROFESSIONAL ENGINEERING PUBLISHERS (1996). As peculiaridades referentes ao processamento e uso do gás natural liquefeito (GNL) são descritas em CHEMLINK CONSULTANTS (2004). McKETTA (1990) discorre sobre os aspectos operacionais relacionados ao processo de carregamento dos navios metaneiros, responsáveis pelo transporte do GNL.

Os aspectos energéticos relativos ao uso do gás natural como substituto ao óleo combustível, tais como poder calorífico e emissão de poluentes, são descritos em MERCEDEZ BENZ DO BRASIL (1989) e RITCHIE (1999). O uso do gás nos motores de combustão interna e turbinas proporciona maior eficiência segundo estes autores. De acordo com BOYCE (2001) o gás natural também tem grande utilização nos sistemas de cogeração, onde o rendimento energético sistêmico atinge patamares da ordem de 60%, devido ao melhor aproveitamento das modalidades de energia e transformações que ocorrem neste tipo de instalação. BOYCE (2001) também preconiza que a viabilidade destes projetos somente é alicerçada caso haja demanda que justifique a instalação. Nesta linha de raciocínio, LOURENÇO (2003) apregoa que devido aos aspectos de inovação tecnológica

associada ao uso do gás, deve-se ter infra-estrutura adequada e mão-de-obra especializada, o que constitui novas frentes para geração de empregos a profissionais especializados.

BEJAN (1997) e WARK (1999) tratam dos assuntos referentes aos conceitos termodinâmicos existentes nos sistemas que utilizam o gás natural para fins energéticos. Os ciclos termodinâmicos envolvidos e a aplicação nos sistemas são tratados sob o enfoque delineativo conceitual e aplicado, considerando situações avançadas que culminam em maior rendimento do projeto sistêmico.

A ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2005) analisa as perspectivas referentes ao posicionamento do energético em questão, e também de outros, como vetor do comércio entre os países. Apresenta vastos estudos estatísticos sobre os dados mundiais pertinentes ao gás natural. Prevê que a demanda pelo energético cresça 70% no horizonte de vinte anos. Segundo estudos do UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (2000) ainda há grandes reservas a serem descobertas ao longo do mundo nos próximos vinte anos. O Oriente Médio e a Rússia deterão aproximadamente metade destas reservas. Um terço das novas reservas deve pertencer ao continente Americano, segundo o instituto.

A CEDIGAZ (2005), associação internacional dedicada ao levantamento de estudos e informações sobre o setor de gás no mundo, antevê que no ano de 2010 o consumo do energético na América do Norte deverá ultrapassar a produção na doméstica.

O OIL & GAS JOURNAL (2004) afirma que devido à diminuição da geração elétrica advinda da energia nuclear a Alemanha será nos próximos anos a maior consumidora de gás natural da União Européia, o que colocaria o Reino Unido como segundo maior mercado consumidor da região, sendo o primeiro atualmente. De acordo com a BRITISH PETROLEUM (2005), os maiores campos de produção da União Européia encontram-se no Reino Unido e nos Países Baixos, porém o maior exportador para a região é a Rússia, um dos países integrantes da Comunidade dos Estados Independentes, cuja participação na produção mundial é de 28%. Também traz relevantes estudos sobre o mercado de gás natural do antigo continente. No relatório do DRI-WEFA (2001) são descritas as mudanças

referentes ao setor de gás na União Européia, neste documento são relatadas as mudanças ocorridas após a abertura do mercado de gás na região. Estas informações são relevantes, pois proporcionam importante base para a análise do setor em outras localidades, configurando um verdadeiro *benchmarking*¹. Na União Européia foram estabelecidas normas e políticas para a segurança no fornecimento de gás. Estas normas são comuns aos países membros e se referem aos agentes que atuam no mercado. (EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE GENERAL FOR TRANSPORT AND ENERGY, 2002)

O WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE (2005) destaca que haverá um pequeno crescimento no consumo gasífero da África, entretanto, o continente é responsável por 23% das exportações de GNL ao longo do mundo. Esta situação coloca o continente em posição estratégica no abastecimento suplementar de alguns grandes mercados consumidores de gás natural como, por exemplo, os Estados Unidos.

Na Austrália, o COUNCIL OF AUSTRALIAN GOVERNMENTS (2003) publicou medidas com a finalidade de regular o mercado de gás. Este documento torna-se importante, pois trata da questão relativa aos monopólios da indústria de gás e dispõe sobre a promoção da competição no mercado. A AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION (2003) propôs novas regras com a intenção de corrigir algumas distorções ocorridas no processo de reestruturação da indústria de gás australiana. Segundo a comissão tais regras objetivam atrair novos investimentos para o setor.

Na publicação do INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS (2003), órgão do Estado chileno, percebe-se que a penetração do gás neste país é dificultada pela condição geográfica. A publicação do BANCO CENTRAL DE CHILE (2003) sobre a situação da indústria de gás na década de noventa justifica os altos preços da energia elétrica como reflexo da falta de concorrência no mercado, mesmo após a reforma ocasionada no setor. A COMISION NACIONAL

¹ processo de avaliação da empresa em relação à concorrência, por meio do qual incorpora os melhores desempenhos de outras e aperfeiçoa os seus próprios métodos.

DE ENERGIA (2003b) afirma que com o aumento na capacidade instalada de gás no país ocorreu significativa substituição na geração de origem hidráulica pela geração a gás. Segundo a COMISION NACIONAL DE MEDIO AMBIENTE (2001) e a SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES (2003), a cidade de Santiago apresentou significativas melhoras relacionadas com os níveis de poluentes dispersos na atmosfera, mitigados pela substituição energética decorrente da utilização do gás na geração de eletricidade e nos processos industriais.

Na Argentina, a SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (2003) informa que os critérios que detinham o critério de política energética no país eram definidos sob a égide econômica, antes da reforma na indústria de gás do país. O ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (2003), por meio da publicação sobre a operação do sistema de gás no país argênteo, explica que a melhoria do sistema somente foi atingida após o processo de privatização das empresas estatais e do trato mais adequado na determinação das tarifas. Uma das obras que tratam sobre o processo de reforma do setor de gás ocorrido na Argentina destaca que há pontos fulcrais que determinam o sucesso no desenvolvimento da indústria de gás. (IEA, 1999)

De acordo com o INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS (2003), localizado na cidade de Buenos Aires, depois da reforma a utilização de usinas termelétricas foi ampliada e ao longo do tempo houve diminuição dos preços de energia elétrica no país. Este fato se deu em decorrência da economia de escala advinda da maior utilização do energético no país.

Na Colômbia, a ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (2000) preconiza que o objetivo da reforma no setor de gás colombiano foi a substituição energética, com vistas ao mercado externo. O CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL (2002) destaca o *Programa para a Massificação do Consumo de Gás*, cuja meta foi aumentar o acesso e uso do energético ao longo do país para os diversos consumidores. Em uma outra obra do CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL (2003), é destacado que a maior capilaridade do sistema de distribuição constitui o cerne da estratégia para aumentar o consumo de gás natural no país. A sanção da Lei 142 constituiu

importante fator para o desenvolvimento da indústria de gás colombiana, pois atribuiu novas regras para o setor, o que motivou a participação do capital privado e da livre concorrência. Segundo o MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (1994) a Lei 142 trouxe a dissociação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, assim coube ao Estado somente a responsabilidade de manter a garantia da justa concorrência. Neste país a participação do segmento elétrico é determinante para o setor de gás natural, pois constitui um dos grandes consumidores do energético, entretanto, de acordo com o DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN (2000), em situações hidrológicas favoráveis há menor solicitação da geração termelétrica, o que traz substancial impacto no setor em decorrência das cláusulas contratuais.

Segundo o MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO (2002) boliviano, o gás natural constitui uma das principais fontes de receita do país, onde o Brasil ocupa o maior mercado externo do energético. Em decorrência das reformas impostas no setor, o MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS (2005) apurou que o segmento de gás tem aumentado a sua influência na composição do PIB. A estatal boliviana YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS (2003) antes da reforma no setor detinha o segmento de petróleo e gás natural. Entretanto, de acordo com ANDERSEN (2004) faltavam recursos suficientes para alçar a indústria na prospecção e operação de novos campos gasíferos, o que impactou o ritmo de produção frente à demanda. Em março de 1994 foi promulgada a Lei 1.544 pelo MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS (3/1994) com a finalidade de abertura do mercado ao capital privado, segundo os preceitos do sistema de economia mista. No campo legal, a sanção das Leis 1.600 e 1.689 possibilitou localizar o Estado como agente fiscalizador e regulador. O SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL (2003) tem como incumbência o controle, a regulação e a supervisão dos segmentos estratégicos para o país, entre estes se destaca o de gás. DUPLEICH (2003) cita que após a reforma houve crescimento na produção do energético em torno de 11% aa. Esta taxa de crescimento coloca o gás natural como o produto que mais é exportado pelo país, segundo o MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS (2005).

O MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2005) brasileiro publicou no Balanço Energético Nacional que o aumento na geração termelétrica foi de 62% nos dois últimos anos. Entende-se que haverá crescimento na demanda energética e que esta será suprida pela utilização do gás natural, conforme mencionado no o *Plano Decenal de Expansão 2003-2012* do MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2002). A AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2005) apregoa que houve crescimento de 26% nas reservas brasileiras de gás neste século, este desenvolvimento é atribuído a crescente utilização do energético no país, pois fomenta a indústria gasífera. Ainda segundo a AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2005), a produção nacional de gás natural cresceu 33% nos últimos cinco anos devido à necessidade premente do energético. O setor é atualmente regulado pela Constituição Federal (BRASIL, 1988) e pela Lei 9.478 (BRASIL 1997), também conhecida como *Lei do Petróleo*. Atualmente tramitam pelo Senado (BRASIL, 2005) e Congresso Federal (BRASIL, 2006) dois projetos de lei, cujo objetivo é o desenvolvimento da indústria do gás natural no país. A PETROBRAS (2006) deve investir na Bacia de Santos com o objetivo de diminuir a dependência externa do combustível; no médio prazo deverá haver o acréscimo de 12 milhões de metros cúbicos por dia no provimento ao mercado consumidor.

BAKR (1992) trata sobre os aspectos relacionados com o estudo integrado entre a aplicação prática da decisão econômica na indústria de petróleo e gás natural. A conceituação, dedução e demonstração dos métodos de estudo e determinação econômica são discutidos por HIRSCHFELD (1998).

1.2 Estrutura da tese

No Capítulo 2 são tratados os aspectos relativos à definição e aplicação do gás natural, enfoca a origem, características, utilizações e impactos referentes à utilização do mesmo como alternativa energética.

Um panorama sobre a situação das reservas mundiais, produção, consumo, tendências e perspectivas são discutidos no Capítulo 3.

Ao longo do mundo diversas reformas foram realizadas com o propósito de desenvolver a indústria de gás natural, as situações encontradas antes, durante e depois das reestruturações são investigadas no Capítulo 4.

O Capítulo 5 discorre sobre o setor de gás natural no Brasil, enfoca a localização do energético na matriz energética nacional, exhibe dados relacionados com o inventário de reservas, produção e consumo de gás. Discute a condição legal que regula o setor.

Por meio do estudo de caso exposto no Capítulo 6, é apresentada a metodologia para a tomada de decisão, sob a égide econômica, acerca da utilização do gás natural na substituição ao óleo combustível em uma empresa localizada na cidade de São Paulo.

Os resultados e a discussão são manifestados no Capítulo 7, o qual precede a conclusão do trabalho. Em seguida são apresentadas as referências bibliográficas.

Capítulo 2

2 O gás natural

O químico holandês Van Helmont descobriu em 1609 que uma substância invisível, denominada de *geist* (alma em alemão), entrava em combustão com grande desprendimento de energia (calor). Entretanto, o gás somente teve sua utilização industrial em 1795, auge da Revolução Industrial.

A primeira empresa de gás natural surgiu somente depois de setenta anos nos Estados Unidos, ao mesmo tempo em que se desenvolvia a indústria siderúrgica. Nesta época, o carvão era o melhor combustível disponível, mas rapidamente foi substituído pelo petróleo. A iluminação, que era feita através de óleos de rícino e baleia, passou a ser feita com querosene, que se apresentava nessa época como o mais importante derivado do petróleo.

No ano de 1870, a primeira empresa petrolífera foi fundada por John Rockefeller e no início do século XX já existiam algumas companhias multinacionais petrolíferas que operam até o presente. Em 1872 o primeiro gasoduto dos Estados Unidos foi construído, com nove quilômetros de extensão e duas polegadas de diâmetro, visando a atender à demanda da cidade da Pensilvânia. Em 1912, no Canadá, foi construído um gasoduto de dezesseis polegadas de diâmetro e 273 quilômetros de extensão, visando a atender às necessidades da cidade de Calgary.

No Brasil, em 1895, foi instalada a Companhia de Iluminação a Gás no Rio de Janeiro, e a São Paulo Gas Company Ltd. em São Paulo, ambas com a incumbência de produzir e distribuir o gás para uso doméstico e iluminação. (PETROBRAS, 1986)

Em muitos países europeus o gás natural canalizado chega até a zona rural. No Brasil, o seu uso se restringia, até cerca de quinze anos atrás, a algumas áreas metropolitanas para uso doméstico e na região do Nordeste para uso industrial. Com a implantação do gasoduto Bolívia-Brasil, a utilização do gás natural ganhou novas possibilidades de uso, principalmente para geração termelétrica, aumentando significativamente sua participação na matriz energética brasileira.

2.1 Características do gás natural

Na natureza, o gás natural aparece geralmente associado ao petróleo (denominado *associado*), onde forma uma câmara de elevada pressão acima da superfície de líquido, ajudando a elevação do petróleo até a superfície. Nestas condições, o gás sai juntamente com o óleo. Então, passa por um separador e, ou é conduzido para o consumo, ou é reinjetado para auxiliar a extração do petróleo. Pode, também, ocorrer em jazidas sem a presença do petróleo, sendo denominado *não associado*.

Os hidrocarbonetos presentes na jazida determinam se haverá ou não petróleo junto ao gás natural. A forma física do hidrocarboneto depende do número de átomos de carbono presentes na estrutura molecular. Com até quatro átomos em cada molécula se apresenta na forma gasosa constituindo o gás natural, que é uma mistura de metano, etano, propano e butano. Entre cinco e vinte átomos de carbono por molécula, o hidrocarboneto se apresenta na forma líquida constituindo o petróleo bruto. Acima deste valor o estado é sólido, formando os diversos tipos de carvão. (GUO, 2005)

Quando há predominância dos gases propano e butano na mistura e estes são acondicionados em botijões sujeitos a pressões ligeiramente acima da pressão atmosférica, esta mistura é conhecida como gás liquefeito de petróleo (GLP). Com a redução na temperatura do gás natural até seu ponto de condensação 111,15 K (-162°C) a uma pressão ligeiramente acima da pressão atmosférica, seu volume se reduz em 600 vezes, permitindo o seu armazenamento em grandes reservatórios isolados termicamente para estocagem e transporte. Nesta situação ele é conhecido como gás natural liquefeito (GNL), o que permite o transporte em grandes navios metaneiros, fabricados para este fim, possuindo reservatórios esféricos revestidos com isolamento térmico. (PROFESSIONAL ENGINEERING PUBLISHERS, 1996)

Tratando-se de uma mistura de hidrocarbonetos, entre os quais prevalece o gás metano, a queima do gás natural faz-se com relativa facilidade, proporcionando um elevado grau de aproveitamento e reduzida emissão de poluentes.

2.2 Utilizações do gás natural

O gás natural tem características técnicas extremamente favoráveis sob os pontos de análise econômicos e ambientais. Isto permite que o mesmo desempenhe papel importante como alternativa energética se o seu preço for competitivo, pois a elasticidade do preço do gás natural é alta. Na indústria, é utilizado na produção de vapor, em aquecedores, estufas, cogeração e outros fins. Nos países desenvolvidos, a participação na matriz energética é, em média, de 20%, tendendo a crescer.

A composição química do gás natural, com a predominância do metano e com reduzidos teores de gases inertes (CO_2 e N_2) e de hidrocarbonetos pesados, faz do mesmo um combustível com poder calorífico acima de 37,68 MJ/Nm³. Considerando sua densidade média de 0,77 kg/Nm³, pode-se avaliar o seu poder calorífico, por volta de 47,73 MJ/kg. Desta forma, o gás natural é utilizado com elevada eficiência em caldeiras, motores de combustão interna e turbinas. Quando comparado ao óleo combustível, a queima se faz com mais facilidade, pois o controle da relação ar e combustível é mais preciso e a mistura com o ar é mais uniforme, resultando em temperaturas mais elevadas. (MERCEDEZ BENZ DO BRASIL, 1989)

Na indústria petroquímica, o gás natural pode ser utilizado como matéria-prima, mas devido à pequena quantidade de carbono nos gases que participam da sua composição seu uso não é tão abrangente quando comparado ao petróleo. O gás natural associado tem maiores quantidades de etano, propano e butano, que constituem uma parcela dos insumos básicos de uma petroquímica. Tais componentes são utilizados como matéria-prima na fabricação de olefinas e aromáticos.

A fabricação de amônia e metanol também utiliza o gás natural como matéria-prima. As instalações de fabricação de amônia e metanol têm se deslocado dos países mais desenvolvidos para os países que possuem grandes reservas de gás natural, reduzindo, dessa forma, os custos de produção. Na fabricação de amônia e metanol, bem como de formaldeídos e fertilizantes, o gás natural é considerado como a matéria-prima que apresenta as melhores condições tecnológicas e econômicas.

A cogeração também está presente na indústria petroquímica, nas quais se instalam turbinas de gás associadas com caldeiras de recuperação, utilizando-se os gases de escape em altas temperaturas para a produção de vapor. As turbinas a gás apresentam a vantagem de operarem em elevadas temperaturas, visando ao aumento de seu rendimento térmico. Conseqüentemente, na saída dos gases a temperatura também é elevada, possibilitando sua utilização na geração de calor para processos da própria indústria. O gás de exaustão pode ser utilizado diretamente em trocadores de calor ou em caldeiras para a produção de vapor. (BOYCE, 2001)

Na indústria siderúrgica o gás é usado na redução do minério de ferro e na substituição do coque nos processos de redução direta, elevando a produtividade dos alto-fornos. O gás natural também contribui para melhorar a qualidade do produto acabado, quando utilizado para uniformizar temperaturas das peças processadas. Nas indústrias siderúrgica e metalúrgica dos países mais desenvolvidos, os resíduos metálicos são reciclados em fornos a arco elétrico, complementados com gás natural. Pelo grau de limpeza dos produtos de combustão, o gás natural pode ser utilizado em fornos, agindo em contato direto com o conteúdo destes. O produto fabricado apresenta melhor qualidade devido à facilidade de controle de temperatura proporcionado pela queima do gás natural. Em fornos de tratamento térmico, estufas de secagem, aquecimento de cadinhos de fundição e em equipamentos de corte de chapas, o gás natural apresenta-se como um substituto ideal para outros energéticos. Nos fornos de forjaria de metais não ferrosos, a economia de energia proporcionada pela substituição do óleo combustível pelo gás natural chega a 16%. (COMGÁS, 2001)

O gás natural se liquefaz a temperatura de 111,15 K (-162°C), sendo em seguida armazenado em grandes reservatórios criogênicos sem a necessidade de elevar sua pressão. Esta situação é adotada no transporte do gás natural na forma líquida (GNL) e efetuada através de navios metaneiros, especialmente concebidos para tal fim.

A utilização do gás natural veicular (GNV) é feita no estado gasoso e em elevada pressão, também chamado de gás natural comprimido (GNC). Para tanto, o gás é comprimido e armazenado em cilindros de aço sem costura, conseguindo

quantidade razoável que permite uma boa autonomia para o veículo. Alguns problemas surgem com a conversão de um veículo convencional para o uso do gás natural, como o seu espaço útil que fica muito reduzido devido ao tamanho dos cilindros. O peso destes é também um fator negativo que pode provocar maiores custos de manutenção em médio prazo. As paradas são mais freqüentes, sendo cerca de duas a três vezes a mais, comparadas com as de um veículo movido com combustível convencional.

A preocupação com a segurança é essencial no uso do GNV. Acidentes já foram registrados nos postos de abastecimento, mas a freqüência deles indica que é tão seguro quanto o combustível líquido, desde que manuseado segundo as normas de segurança pertinentes.

Sendo uma nova tecnologia, que requer infra-estrutura adequada e pessoal treinado, o abastecimento do veículo fica restrito a locais onde haja disponibilidade de gás natural. Pode-se, entretanto enumerar algumas vantagens: o uso do GNV representa uma alternativa econômica para motores de ciclos Otto e Diesel, tendo prazo de retorno de capital em torno de dezoito meses após a conversão (para veículos de passeio que percorram, em média, 500 quilômetros por mês); as emissões de poluentes são menores devido à facilidade de combustão e a inexistência de enxofre e hidrocarbonetos pesados na composição do gás natural; o desenvolvimento de uma indústria de novos equipamentos aquece a economia e promove a geração de novos postos de trabalho; veículos mais antigos são convertidos com relativa facilidade, operando assim com o GNV e diminuindo o nível de emissão de poluentes; o alto índice de octanagem do gás natural permite uma maior relação de compressão nos motores, elevando o rendimento energético. (LOURENÇO, 2003)

Nos grandes centros urbanos, táxis, ônibus e veículos comerciais são candidatos naturais à conversão de seus motores, desde que haja uma rede de abastecimento em condições técnicas e econômicas adequadas. (MERCEDEZ BENZ DO BRASIL, 1989)

O uso do gás natural na geração de eletricidade propõe a adoção de turbinas a gás, associadas com turbinas a vapor. Esta associação constitui o ciclo

combinado, que apresenta rendimento termelétrico acima de 55%. Este tipo de central térmica só é possível quando se dispõe do gás natural em grandes quantidades, transformando-o em âncora do projeto dos gasodutos. O gasoduto somente é viável economicamente quando é construído para grandes demandas, como no caso do suprimento de termelétricas. Desta forma, a construção da central térmica viabiliza o gás natural para outros setores da economia, que não demandariam volumes de gás que justificassem a construção do gasoduto. (BOYCE, 2001)

A utilização do gás natural para fins domésticos, comerciais e industriais implica na construção de uma infra-estrutura de redes de distribuição que necessitam de grandes investimentos. Quando se propõe a instalação de uma central termelétrica vinculada à construção de um gasoduto, o projeto deve também contemplar outros setores da economia, sem ceder a pressões de mercado e à falta de preocupação com os programas de conservação e uso racional de energia.

2.3 Impactos produzidos em decorrência do uso do gás natural

O gás natural é um combustível considerado limpo no mundo todo, por apresentar baixos índices de emissão de poluentes na atmosfera, dentre os combustíveis fósseis. O gás metano, por conter 75% de carbono em sua composição em massa, produz 2,77 quilogramas de gás carbônico e gera 56 MJ para cada quilograma queimado. Um quilograma de um hidrocarboneto líquido, com 10 átomos de carbono, produz 3,16 quilogramas de gás carbônico e gera 45,8 MJ. Para cada 4,18 MJ de energia gerada na combustão, o metano produz 0,21 quilograma de gás carbônico e o outro produz 0,29 quilograma, isto é, 41% a mais. O gás natural sendo constituído por elevados índices de metano, passa a ser o mais limpo combustível em termos de emissão de monóxido de carbono. (RITCHIE, 1999)

No caso da geração termelétrica a gás natural, os principais poluentes gerados são: monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), hidrocarbonetos e dióxido de carbono (CO₂). A presença destes gases na atmosfera

contribui para a formação de oxidantes fotoquímicos e chuva ácida, bem como para a intensificação das mudanças climáticas globais, dado que o CO_2 e os hidrocarbonetos estão entre os principais gases que causam o efeito estufa.

A densidade do gás natural é menor que a do ar atmosférico e por isso ele se dispersa rapidamente por ocasião de vazamento, eliminando o risco de incêndio. Tem elevado índice de inflamabilidade, dificultando a sua ignição espontânea e necessitando de maior relação ar e combustível, o que o faz ainda mais seguro. (LOURENÇO, 2003)

Antes de seguir para o consumidor, o gás natural passa por um processo de tratamento que consiste na remoção do enxofre que se concentra na forma de ácido sulfídrico (H_2S). A toxidez deste ácido é semelhante à apresentada pelo ácido cianídrico (HCN) e duas vezes maior que a do monóxido de carbono (CO). Em contato com a água, forma o ácido sulfúrico que é altamente corrosivo, o que poderia danificar os equipamentos. O dióxido de carbono (CO_2) é também removido, principalmente para evitar a formação de gelo seco nos processos de condensação do gás natural.

O gás natural quando queimado libera somente o gás carbônico e a água. Sua combustão é completa e, portanto não há formação de monóxido de carbono, que é altamente tóxico podendo até ser fatal quando respirado em grandes quantidades. A toxidez de um gás está relacionada com a porcentagem de monóxido de carbono contida no combustível ou nos produtos de combustão, quando esta ocorre de maneira incompleta. O gás natural é inodoro, não detectável pelos sentidos humanos e altamente tóxico e explosivo quando misturado ao ar.

Um ambiente que contém 1% de CO é instantaneamente letal ao organismo humano, pois a hemoglobina do sangue absorve o CO mais rápido que o oxigênio. (RITCHIE, 1999)

Quando substitui o óleo combustível e o óleo diesel, o gás natural promove melhorias no meio ambiente, entre outros fatores, porque não contém enxofre, evitando a produção de óxidos, que, na presença de umidade, produzem as famosas chuvas ácidas.

Em relação às usinas termelétricas, com a utilização do gás natural têm-se as seguintes vantagens: o gás exaurido de uma turbina a gás vai para a atmosfera, ao passo que nas centrais a vapor este deve ser condensado, requerendo grande quantidade de água que é fornecida pelo meio ambiente e retorna aquecida acima das condições usuais; as dimensões e o peso de uma instalação com turbinas a gás são menores, evitando problemas de espaço e dificuldades no transporte; a quantidade de gás carbônico formado na combustão do gás natural é de 2,77 quilogramas de CO₂ para cada quilograma de gás natural, enquanto em uma instalação a diesel produz 3,77 quilogramas por unidade de massa queimada. Em uma instalação termelétrica que funcione em ciclo combinado, o consumo específico é avaliado em 0,16 quilograma para cada quilowatt-hora, resultando na emissão de 526 quilogramas de CO₂ para cada megawatt-hora de energia produzida; em uma instalação a óleo diesel, onde o consumo específico é 0,23 quilograma para cada quilowatt-hora, a emissão de CO₂ aumenta para 709 quilogramas, representando 35% a mais de gás carbônico para a mesma potência elétrica convertida. A queima do gás natural na câmara de combustão de uma turbina a gás é feita com facilidade, com elevado rendimento e ocupando pouco espaço, já um gerador de vapor, cuja operação requer cuidados especiais e mão de obra especializada, causa grandes transtornos ao meio ambiente pela quantidade de calor que perde através de suas paredes, pelo espaço que ocupa e pela emissão de poluentes. Quando o gás natural substitui uma central hidrelétrica evita grandes inundações, com deslocamento de populações, interrupção de estradas e mudanças climáticas provocadas pela alteração na umidade relativa do ar. (BOYCE, 2001)

Como em outras partes do mundo, o gás natural é o combustível primário que mais cresce na América do Sul. Durante a última década do século passado a demanda de gás na região cresceu 5,1% aa, enquanto a demanda total por energia cresceu a uma taxa de 3,2% aa. (D'APOTE, 2003)

Embora a região conte com indústrias de petróleo e hidreletricidade bastante desenvolvidas, a indústria de gás natural encontra-se na sua fase primária. Isto permite novas oportunidades de investimentos e utilizações do gás natural. Porém, o desenvolvimento do mercado de gás natural somente ocorrerá se houver a criação de um ambiente favorável para a atração de investidores.

2.4 Gás natural liquefeito (GNL)

O preço do petróleo nos últimos três anos fomentou maior atenção para o uso do GNL, pois o energético poderia substituir outros combustíveis, tais como diesel, nafta e gasolina. O GNL, devido à evolução tecnológica, tem melhorado sua viabilidade econômica e conseqüentemente o preço para o mercado. Esta condição alavanca vários projetos de Unidades de Processamento de Gás Natural (Upgn), Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural (Upcgn) e Unidades de Recuperação de Gás Natural (Urgn) pelo mundo. (CHEMLINK CONSULTANTS, 2004)

O gás natural foi liquefeito pela primeira vez nos Estados Unidos para ser transportado por barcos criogênicos, navegando pelo Rio Mississippi entre o Golfo do México e Chicago. Esses barcos refrigerados foram, posteriormente, adaptados para viagens intercontinentais e, em 1959, foi efetuada a primeira viagem para o transporte do GNL entre os Estados Unidos e as Ilhas Britânicas pelo navio Methane Pioneer.

Dependendo dos pontos de produção e de consumo, o transporte do gás natural somente se torna viável por meio de navios metaneiros, necessitando, para isso, que o gás seja liquefeito para reduzir o seu volume. Esta opção pode encarecer o custo do gás ao consumidor, porque depende de uma infra-estrutura de liquefação, de transporte por via marítima ou fluvial e de regaseificação.

O primeiro grande complexo de liquefação foi concluído em 1965 na Argélia e, a partir de então, iniciou-se o abastecimento da França com gás natural, por meio do primeiro terminal de liquefação construído em Havre. Outros dois terminais foram construídos, sendo o primeiro em Foz-Sur-Mer em 1973 e o outro em Montoir-de-Bretagne em 1982. A Inglaterra também construiu o seu terminal para receber o GNL argelino, assim como vários países da Europa.

Devido às dificuldades de construção de gasodutos do exterior para o país, o Japão investiu na tecnologia de toda a cadeia de GNL e se transformou no maior consumidor em todo o mundo, quando o gás manufaturado de petróleo foi substituído pelo gás natural, originário das bacias do Pacífico. (CHEMLINK CONSULTANTS, 2004)

As propriedades físicas do gás natural só permitem a transformação para o estado líquido em baixas temperaturas ou em elevadas pressões. O transporte do gás natural por via marítima é efetuado no estado líquido, no qual seu volume se reduz em aproximadamente 600 vezes. Por razões de segurança e economia, o gás é mantido levemente acima da pressão atmosférica e sua temperatura reduzida para 111,15 K (-162°C) por meio de um processo que consome grande quantidade de energia. Neste estado, este líquido conhecido como gás natural liquefeito (GNL), é armazenado e transportado em navios metaneiros a grandes distâncias até os terminais de recebimento. Em seguida ele é armazenado, bombeado, regaseificado e odorado, para ser conduzido por gasodutos até os centros de consumo.

A opção pelo transporte no estado líquido é feita quando os centros de produção e consumo são separados por oceanos, ou quando as distâncias por terra não justificam economicamente a construção de um gasoduto.

O uso do GNL iniciou-se em 1942 em Cleveland, nos EUA, onde foram construídos dois tanques de armazenagem em local elevado e sem muros de contenção. O material dos tanques era o aço liga com 3% de níquel, quando deveria ser 9%. Isso causou o rompimento dos tanques e o derramamento do GNL que se espalhou pela redondeza, provocando um incêndio que matou 128 pessoas. A partir desta tragédia, todas as medidas de segurança foram adotadas e respeitadas de forma que mais nenhum outro acidente fatal foi registrado no manuseio e transporte do GNL. Até hoje mais de 200 milhões de toneladas de GNL foram transportadas em cerca de 5000 viagens já realizadas. Esta carga, se fosse uniformemente distribuída nos 50 anos de transporte do GNL, representaria um fluxo contínuo de 14,8 milhões de metros cúbicos por dia. Entretanto, foi somente a partir da década de 60 que o comércio do GNL começou a crescer, atingindo a cifra de 3,2 bilhões de metros cúbicos em 1970, 34 bilhões de metros cúbicos em 1980 e mais de 60 bilhões de metros cúbicos em 1990, equivalentes a 164 milhões de metros cúbicos por dia ou 25% do comércio mundial de gás natural deste mesmo ano. Segundo dados do Banco Mundial, 75% da produção de GNL do planeta destina-se aos países asiáticos, ficando os Estados Unidos em segundo lugar.

A Upcgn faz inicialmente um tratamento do gás natural para remover as impurezas que poderiam sofrer solidificação durante o processo de rebaixamento

da temperatura, tais como água, dióxido de carbono, compostos sulfurosos, óleos lubrificantes, mercúrio e hidrocarbonetos pesados. Estas substâncias são removidas até uma dosagem considerada aceitável, de acordo com normas internacionais. Após o tratamento, o gás é submetido ao rebaixamento da temperatura até 111,15 K (-162°C), sem alterar significativamente a pressão. Os processos mais utilizados são o ciclo de refrigeração em cascata (CRC) e o ciclo de refrigeração misto (CRM). O primeiro envolve um único fluido refrigerante que passa por processos de compressão e expansão em múltiplos estágios. O segundo é semelhante ao primeiro, envolvendo vários fluidos refrigerantes, tais como butano, propano, etano, metano e nitrogênio.

Em 2000, cerca de 70 navios metaneiros navegavam transportando o GNL, sendo mais da metade desta frota destinada ao comércio japonês. Os metaneiros são navios especialmente concebidos para o transporte do GNL com segurança, de acordo com normas estabelecidas pela Inter-Governmental Maritime Consultative Organization (Inco). As normas são referentes aos requisitos de construção, instrumentação, proteção contra incêndio, inspeção, certificação, operação em terminais, roteiro de viagens e treinamento da tripulação e pessoal de terra. Vários são os tipos de navios metaneiros, mas atualmente os navios com tanques esféricos são os que merecem a preferência dos transportadores. As esferas são feitas de aço liga com 9% de níquel, com capacidade para armazenar mais de 25 mil metros cúbicos de GNL que representam 11,12 mil toneladas. Os maiores navios contêm cinco esferas e têm capacidade para transportar mais de 125 mil metros cúbicos. Na parte inferior das esferas há espaços de contenção suficientemente grandes para acomodar eventuais vazamentos. Os tanques são protegidos contra colisões frontais, pois o navio tem proa prolongada e o casco construído com chapas duplas oferece proteção lateral. A manobrabilidade em baixa velocidade é facilitada pelo bulbo de proa. Dentro dos tanques de estocagem existem sensores de pressão, de temperatura e marcadores de nível de líquido. O isolamento térmico é feito com lã de rocha ou de vidro, envolvido por uma camada de fibra de vidro.

Os navios metaneiros descarregam o GNL em terminais munidos de equipamentos de manuseio, armazenagem, bombeamento, regaseificação e odorização. Os tanques de armazenagem são termicamente isolados para manter o

GNL no estado líquido enquanto se aguarda o processo de regaseificação. Antes de passar pelo processo de regaseificação, o GNL é bombeado até atingir a pressão de entrada do gasoduto. Se a compressão fosse efetuada no estado gasoso, o consumo de energia seria muito maior. O vaporizador é um trocador de calor constituído por tubos dentro dos quais passa o GNL. Pelo lado de fora passa água do mar que atua como fonte de calor do processo de vaporização. (McKETTA, 1990)

O processo de vaporização de um quilograma de GNL consome 502,4 kJ na forma de calor latente e 335 kJ na forma de calor sensível. Com estes dados, calcula-se a potência resultante da utilização da energia do processo de regaseificação do GNL para a produção de eletricidade. Um terminal de liquefação que produz um fluxo de 15 milhões de metros cúbicos por dia pode alimentar uma central termelétrica de 107,8 MW de capacidade, com custo energético praticamente zero.

A energia consumida nas centrais de liquefação é também recuperada nos terminais de recebimento em processos industriais tais como câmaras frigoríficas, fabricação de oxigênio, de dióxido de carbono e de gelo seco, como também na produção de alimentos congelados. Para que ocorra esta recuperação, os terminais de recebimento são grandes complexos industriais que envolvem investimentos muito elevados.

A geração termelétrica é feita por meio de um ciclo de Rankine, no qual a água do mar atua como fonte quente e o GNL como fonte fria. O fluido que realiza o ciclo é pressurizado no estado líquido para depois passar pelo gerador de vapor na qual recebe o calor da água do mar. O fluido passa pela turbina na forma de vapor e dirige-se para o condensador, cuja fonte fria é o GNL. Este recebe o calor do fluido e passa para o estado gasoso. Após passar por um outro aquecedor com água do mar, o gás natural é conduzido para o gasoduto e deste para os centros de consumo. (BEJAN, 1997)

Capítulo 3

3 Panorama de reservas, produção, consumo e tendências mundiais

Considerando as perspectivas de curto prazo, o gás natural se mostra como o principal substituto do petróleo. Enquanto o consumo de petróleo no mundo aumentou 1,4% ao ano entre 1998 e 2003, o consumo de gás natural aumentou 2,5% ao ano. Ademais, com o advento do gás natural liquefeito (GNL), cujo comércio cresceu 13% entre 2002 e 2003, a tendência é de expansão significativa na penetração do gás natural nas matrizes energéticas. Em 2003 o gás natural já representava 24% do consumo total de energia primária, atrás somente do petróleo com 37,3% e do carvão com 26,5%.

Também há a possibilidade de se produzir, a partir do gás, gasolina, diesel e nafta pela tecnologia *gas to liquids* (GTL). Desde 2003 empresas como a ExxonMobil, Shell, ConocoPhillips e ChevronTexaco têm realizado estudos de viabilidade econômica para o desenvolvimento de plantas de GTL no Catar. A intenção do governo local é transformar o país na capital mundial do GTL. O Catar possui a terceira maior reserva de gás natural do mundo e uma das maiores plantas de GNL.

3.1 Perspectivas

Espera-se que o gás natural seja o energético primário cujo crescimento se desenvolva no mundo mais rapidamente do que qualquer outro. O consumo tende a aumentar a uma taxa de 2,3% aa no período entre 2001 e 2025, conforme ilustrado na Figura 3.1. Para o mesmo período, estima-se que o petróleo cresça a uma taxa de 1,9% aa. Sob esta perspectiva, o consumo de gás atingirá em 2025 4,3 trilhões de metros cúbicos. Um aumento no consumo da ordem de 70% frente à quantidade que foi consumida em 2001. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

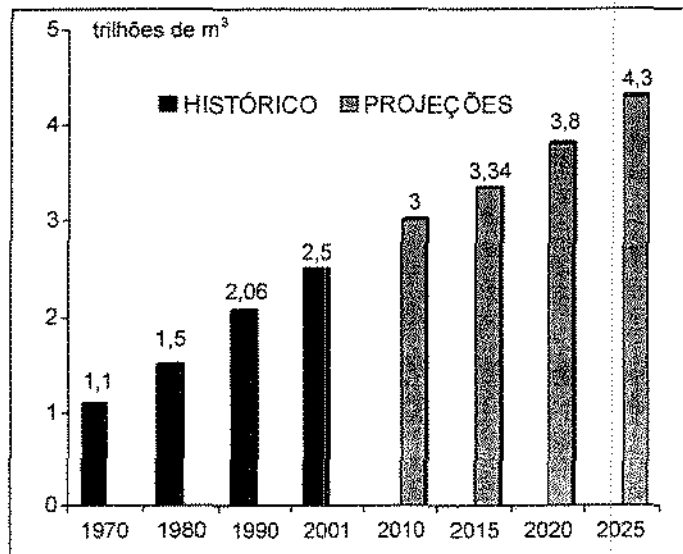


Figura 3.1: Consumo mundial de gás natural 1970 – 2025

Fonte: Energy Information Administration, 2005

Crê-se que haja aumento mais acentuado na demanda de gás natural nos países em desenvolvimento, onde se prevê uma média de crescimento de 4,1% aa para o mesmo período e a geração de eletricidade deve ser a maior aplicação do energético. Nos países onde o mercado de gás é maduro, o crescimento médio é da ordem de 1,6 % aa no período referenciado.

O aumento no consumo de gás mundial motivará o comércio e a construção de novos gasodutos internacionais, que já se encontram em obras ou em projeto. Grandes reservas estão distantes dos centros consumidores, isto indica que provavelmente o incremento no comércio de gás internacional ocorra na forma de GNL. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

3.2 Reservas e produção mundiais

As estimativas de crescimento das reservas mundiais de gás natural aumentaram pelo nono ano consecutivo. O aumento nas reservas dos países industrializados foi de 0,2 trilhões de metros cúbicos entre os anos de 2003 e 2004.

Durante a última década, mesmo com o aumento no consumo de gás natural, as reservas permaneceram em patamares elevados. A previsão média de

duração das reservas mundiais é da ordem de 60 anos. As Américas Central e do Sul têm previsão para 68,8 anos, África 88,9 anos e Oriente Médio maior que 100 anos.

Estudos realizados periodicamente pela United States Geological Survey (Usgs) avaliam o potencial de produção em longo prazo de petróleo e gás natural. Calcula-se que ainda haja grandes reservas para serem descobertas e durante os próximos vinte e cinco anos poderá ocorrer aumento de 66,5 trilhões de metros cúbicos. O Oriente Médio e a Rússia participarão com metade das novas reservas, as Américas com um terço. (USGS, 2000)

A Tabela 3.1 ilustra as reservas de gás natural dos maiores produtores no começo do ano de 2005.

Tabela 3.1: Reservas mundiais de gás natural

Fonte: Oil & gas journal, 2004

País	Reservas [trilhões de m³]	%
Mundo	172,1	100,0
Rússia	47,6	27,6
Irã	26,6	15,5
Catar	25,8	15,0
Arábia Saudita	6,5	3,8
Emirados Árabes	6,0	3,5
Estados Unidos	5,3	3,1
Algéria	4,5	2,6
Nigéria	4,5	2,6
Venezuela	4,2	2,4
Iraque	3,1	1,8
Indonésia	2,5	1,5
Austrália	2,5	1,5
Malásia	2,1	1,2
Noruega	2,1	1,2
Uzbequistão	1,9	1,1
Cazaquistão	1,8	1,1
Holanda	1,8	1,0
Canadá	1,7	1,0
Egito	1,7	1,0
Outros	19,8	11,5

3.2.1 América do Norte

Na América do Norte o consumo de gás natural deve crescer a uma taxa de 0,5% aa no período compreendido entre 2001 e 2025. No México a taxa deve ficar em torno de 3,9% aa devido às características de crescimento que o país aponta. O Canadá deverá experimentar uma taxa de crescimento da demanda de 2,2% aa. O maior consumidor do continente é e continuará sendo os Estados Unidos, com consumo previsto de 8,9 trilhões de metros cúbicos em 2025, crescendo a uma taxa de 1,4% aa.

O mercado de gás nos Estados Unidos é integrado com o Canadá, que fornece grande parte do gás importado do país. Espera-se que esta estrutura seja modificada em consequência das importações de GNL de outras regiões. Prevê-se que no ano de 2015 as importações de GNL superem as provenientes do Canadá e em 2007 o México deverá reduzir a dependência do gás dos Estados Unidos com as importações de GNL.

Atualmente a América do Norte produz aproximadamente o que consome de gás e possuía 4,16% das reservas de gás mundiais no ano de 2003. Entretanto, prevê-se que em 2010 o consumo da região ultrapasse a produção local, configurando boa oportunidade para o GNL, que deverá completar o abastecimento da demanda. As Tabelas 3.2 e 3.3 mostram, respectivamente, as reservas e a produção de gás natural na América do Norte. (CEDIGAZ, 2005)

Tabela 3.2: Reservas provadas de gás natural na América do Norte

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
América do Norte	8,42	8,47	8,41	8,29	7,19	7,27	7,49	7,63	7,32	7,31
Canadá	1,90	1,93	1,94	1,81	1,75	1,72	1,68	1,69	1,66	1,66
Estados Unidos	4,59	4,62	4,66	4,68	4,59	4,69	4,97	5,14	5,23	5,23
México	1,94	1,92	1,81	1,80	0,85	0,86	0,84	0,80	0,42	0,42

Tabela 3.3: Produção de gás natural na América do Norte

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
América do Norte	716,8	719,6	733,3	740,6	754,8	756,2	769,6	786,8	768,5	766,4
Canadá	149,1	158,7	163,6	165,8	171,3	177,4	183,2	186,8	187,8	180,5
Estados Unidos	541,8	534,3	541,7	543,1	549,2	541,6	550,6	564,7	545,4	549,5
México	25,9	26,6	28,0	31,7	34,3	37,2	35,8	35,3	35,3	36,4

Frente ao atual nível de consumo do Canadá, espera-se que o país continue produzindo quantidades superiores às demandadas domesticamente. Entrementes, a quantidade destinada para exportação deve ser reduzida. A produção deve crescer a uma taxa de 0,5% aa e atualmente o consumo cresce a 2,2% aa. No ano de 2001 a produção canadense de gás excedeu o consumo em 1 trilhão de metros cúbicos. Para o ano de 2025 é projetada uma produção 30% menor.

As reservas canadenses ocupam a décima oitava posição entre os detentores das reservas mundiais, entretanto, não são otimistas as expectativas de descobrimento de grandes reservas de gás no país. Assim, grande parte da produção deverá servir para garantir o abastecimento doméstico, comprometendo as exportações para os Estados Unidos. Destarte, a diminuição na taxa de exportação para o vizinho deve ser minimizada pela construção de um gasoduto que traria gás de Alberta. Este gasoduto serviria tanto aos propósitos de exportação quanto ao consumo interno. O início das atividades do gasoduto está previsto para 2009 e espera-se um fluxo de 19 bilhões de metros cúbicos em 2012, permanecendo nestes níveis até o ano de 2025. (CEDIGAZ, 2005)

Os Estados Unidos consumiram gás natural a uma taxa maior do que qualquer outro país em 2001. Sua produção somente foi ultrapassada pela Rússia e espera-se que a velocidade de crescimento do consumo no país seja ligeiramente maior do que a de produção, sendo que este déficit poderá ser preenchido com importações de GNL. O país possuía 3,1% das reservas mundiais em 2003, o que lhe garantia a sexta posição no *ranking* dos países que detêm as reservas mundiais de gás.

Até o ano de 2001 havia dois terminais de regaseificação de GNL, o Everett em Massachusetts e o Lago Charles na Louisiana. Estão em projeto dois novos terminais para recebimento de GNL na costa Leste e no Golfo Costeira, com previsão de operação para 2007 e 2010, respectivamente.

Frente ao atual nível de consumo americano, espera-se que seja necessário importar 21% do gás natural consumido, no modal GNL, no ano de 2010 e 23% em 2025. Até o ano de 1995 todas as importações de GNL dos Estados Unidos vieram da Argélia. Hoje são recebidas remessas da Nigéria, Emirados Árabes, Omã, Catar, Malásia, Austrália e Trinidad e Tobago. Sendo os Estados Unidos os maiores consumidores globais de energia, novos projetos de plantas de liquefação estão em andamento pelo mundo para atender a demanda norte-americana.

A capacidade instalada de liquefação mundial é praticamente a mesma do consumo e, com o mercado global evoluindo, o GNL ocupa posição crescente e importante como fonte de energia primária em muitos países. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

No período de 2001 a 2025 acredita-se que a demanda no México cresça a uma taxa de 3,9% aa e a produção a 2% aa. A principal utilização do energético deverá ser para a produção de eletricidade, entretanto, o consumo residencial e comercial está em crescimento. Este ambiente cria grande dependência do gás importado, sendo atualmente fornecido pelos Estados Unidos.

As reservas mexicanas contemplam somente 0,24% das reservas mundiais, assim, há projetos de implantação de unidades de regaseificação para a utilização de GNL que supriria o déficit do energético.

Foram propostas instalações de recebimento de GNL em Altamira, na costa do Golfo do México e em Lazaro Cardenas, na costa do Pacífico.

A legislação mexicana proíbe a exploração dos recursos naturais por empresas estrangeiras, o que dificulta a entrada de capital para alicerçar a construção da infra-estrutura necessária para a instalação da indústria do gás.

Houve diversas revisões com o objetivo de permitir uma melhor flexibilidade das condições contratuais existentes, dessa forma haveria condições mais atraentes para investimentos estrangeiros. Tal iniciativa logrou certo êxito,

entretanto, a produção ainda não será suficiente para atender a demanda. Considerando a condição atual de oferta e demanda, em 2006 somente 15 % da demanda será satisfeita pela produção doméstica. Uma rodada de licitações deverá ser realizada visando a desenvolver novos campos próximos a Baía de Campeche, na costa sul. Também é prevista a importação de GNL, o que melhoraria o abastecimento mexicano e conseqüentemente diminuiria a dependência do gás dos Estados Unidos. (WORLD GAS INTELLIGENCE, 2003)

3.2.2 União Européia

O gás natural deverá ser o energético a apresentar o maior crescimento na região. A demanda projetada de crescimento é da ordem de 1,8% aa, em 2001 a demanda foi de 420 bilhões de metros cúbicos e em 2025 de 671 bilhões de metros cúbicos.

As reservas provadas de gás natural da região estão por volta de 4% das reservas mundiais. A produção em 2025 deverá ser de 277 bilhões de metros cúbicos, dessa forma o *déficit* de 59% deverá ser suprido com importações.

As Tabelas 3.4 e 3.5 mostram, respectivamente, as reservas e a produção de gás natural na União Européia.

Tabela 3.4: Reservas provadas de gás natural na União Européia

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
União Européia	5,53	5,643	5,433	5,402	5,458	5,38	5,46	5,256	5,452	5,334
Alemanha	0,22	0,22	0,26	0,26	0,27	0,26	0,24	0,22	0,21	0,20
Dinamarca	0,12	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09	0,09
Países Baixos	1,82	1,77	1,79	1,77	1,71	1,66	1,62	1,57	1,49	1,49
Itália	0,30	0,28	0,27	0,27	0,26	0,25	0,23	0,22	0,19	0,17
Noruega	1,81	1,97	1,71	1,75	1,87	1,94	2,19	2,12	2,46	2,39
Polónia	0,15	0,15	0,16	0,14	0,15	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Reino Unido	0,70	0,76	0,77	0,76	0,76	0,74	0,66	0,63	0,59	0,59
Romênia	0,41	0,39	0,37	0,36	0,35	0,34	0,32	0,31	0,31	0,30

Tabela 3.5: Produção de gás natural na União Européia

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
União Européia	228,9	262	258,9	258,9	267,4	274,1	279,7	286,2	290,8	299,6
Alemanha	16,1	17,4	17,1	16,7	17,8	16,9	17,0	17,0	17,7	16,4
Dinamarca	5,3	6,4	7,9	7,6	7,8	8,1	8,4	8,4	8,0	9,4
Países Baixos	67,0	75,8	67,1	63,6	59,3	57,3	61,9	59,9	58,4	68,8
Itália	20,4	20,0	19,3	19,0	17,5	16,2	15,2	14,6	13,7	13,0
Noruega	27,8	37,4	43,0	44,2	48,5	49,7	53,9	65,5	73,1	78,5
Polónia	3,5	3,6	3,6	3,6	3,4	3,7	3,9	4,0	4,0	4,4
Reino Unido	70,8	84,2	85,9	90,2	99,1	108,4	105,8	103,6	102,9	95,9
Romênia	18,0	17,2	15,0	14,0	14,0	13,8	13,6	13,2	13,0	13,2

Os maiores consumidores são o Reino Unido, Alemanha, Itália, França e os Países Baixos. Espera-se que a Alemanha ultrapasse o consumo frente ao Reino Unido, isto se deve ao fato da Alemanha ter assumido o compromisso de diminuir a geração elétrica advinda das usinas nucleares.

Em 2025 a Alemanha deverá consumir 158 bilhões de metros cúbicos e o Reino Unido 147 bilhões de metros cúbicos de gás. (OIL & GAS JOURNAL, 2004)

O Reino Unido é o maior consumidor da União Européia. A partir de 1997 a produção do país começou a aumentar devido à desregulamentação e a privatização da indústria de gás. A privatização conduziu ao aumento na oferta de gás a preços mais baixos, isto aumentou a confiança do mercado, havendo assim uma diminuição na utilização do carvão mineral para fins de geração de eletricidade, cedendo espaço para o uso do gás natural na geração termelétrica.

O consumo de gás nos Países Baixos e na França deve crescer de forma moderada. A latência do mercado de gás francês decorre de problemas de ordem legal, o mercado é controlado pela companhia estatal Gaz de France e há resistência na alteração da legislação para que a mesma torne-se mais flexível com relação à entrada de novas empresas no mercado. Até que isto ocorra, o crescimento da indústria de gás francesa deverá sofrer poucas mudanças. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

A taxa esperada de crescimento no consumo é de 3,3% aa, em média, nos demais países da União Européia. Portugal e Espanha deverão ter uma taxa mais elevada em virtude da expansão do novo mercado gasífero, as taxas de crescimento no consumo destes estão em torno de 18% aa.

Contudo, quase todo o gás natural consumido em Portugal vem do gasoduto da Argélia. No ano de 1999 o país começou a importar GNL da Nigéria, assinando um contrato de fornecimento que se iniciou em 2002 e findar-se-á em 2022. A utilização principal do gás em Portugal é para fins de geração termelétrica.

Nos últimos dez anos o consumo de gás espanhol passou a ser três vezes maior; o modelo de geração termelétrica baseado no suprimento nuclear e carvão está perdendo terreno para o gás natural. Para satisfazer a demanda pelo energético há atualmente quatro terminais receptores de GNL com mais dois em construção com previsão de operação em 2007. Cerca de 62% do gás natural consumido no país é importado como GNL, o restante é oriundo de gasodutos até a Argélia e Noruega.

Os maiores produtores e detentores das reservas são Reino Unido, Noruega e Países Baixos. À exceção da Noruega, a produção nos campos maduros de gás está em declínio e a chance de descoberta de novas reservas é bastante remota. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

Até a década de setenta do século passado, a então chamada Comunidade Econômica Européia era auto-suficiente. A partir de então a demanda tem aumentado e a capacidade de suprimento não mais atendia ao mercado. As primeiras importações de gás chegaram da Argélia e Líbia na modalidade GNL, em seguida através de gasodutos até a antiga União Soviética e norte da África. Atualmente as importações de gás são originadas dos gasodutos até a Rússia e Argélia e existem diversos terminais de recebimento de GNL. Os países que mais importam gás são a Alemanha, França e Itália. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

A Agência Internacional de Energia prevê que o consumo de GNL tende a aumentar de forma bastante acentuada no período previsto. Atualmente, há dez

terminais de recebimento de GNL: um na Bélgica, quatro na Espanha, dois na França, um na Grécia, um na Itália e um em Portugal.

O maior abastecedor das importações é a Rússia, em segundo lugar está a Argélia e provavelmente no futuro o Egito. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

3.2.3 Comunidade dos Estados Independentes (CEI)

A região da Comunidade dos Estados Independentes (CEI) é responsável por 28% da produção mundial de gás natural; somente a Rússia, em 2002, produziu 78% do gás consumido na região. Cerca de 30% das reservas provadas do mundo estão na área compreendida pelos países integrantes da CEI. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

As reservas e a produção de gás natural na CEI podem ser vistas nas Tabelas 3.6 e 3.7, respectivamente.

Tabela 3.6: Reservas provadas de gás natural na CEI

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
CEI	57,02	56,63	55,99	55,89	56,03	57,23	58,24	58,24
Azerbaijão	0,90	0,90	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Cazaquistão	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00
Rússia	48,42	48,08	46,90	46,70	46,80	47,00	48,00	48,00
Turcomenistão	2,90	2,77	2,85	2,86	2,90	2,90	2,90	2,90
Ucrânia	1,05	1,13	1,12	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Uzbequistão	1,75	1,75	1,75	1,85	1,85	1,85	1,86	1,86

Tabela 3.7: Produção de gás natural na CEI

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m ³]							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
CEI	627,1	644,2	656	674,2	676,9	691,9	722,7	740,9
Azerbaijão	5,6	5,2	5,6	5,3	5,2	4,8	4,8	4,6
Cazaquistão	7,6	7,4	9,3	10,8	10,8	10,6	12,9	18,5
Rússia	532,6	551,3	551,0	545,0	542,4	555,4	578,6	589,1
Turcomenistão	16,1	12,4	21,3	43,8	47,9	49,9	55,1	54,6
Ucrânia	17,4	16,8	16,9	16,7	17,1	17,4	17,7	18,3
Uzbequistão	47,8	51,1	51,9	52,6	53,5	53,8	53,6	55,8

Segundo as previsões da Agência Internacional de Energia, o consumo de gás natural na região deverá alcançar 1,1 trilhões de metros cúbicos em 2025, com taxa de crescimento de 2,2% aa. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

O perfil de demanda na CEI é marcado por crescimento em alguns países e decréscimo em outros. No período compreendido entre 1991 e 2001, por exemplo, o consumo cresceu no Turcomenistão e Uzbequistão. Por outro lado, no mesmo período, houve queda acentuada no consumo do Azerbaijão e Geórgia. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

A produção da CEI é maior do que a demanda interna, desta forma há necessidade de aumento da infra-estrutura para que seja viabilizado o comércio da produção excedente. No ano de 2001 foram produzidos 138,7 bilhões de metros cúbicos a mais do que o necessário. Conforme a presciência, no ano de 2025 serão produzidos 331,3 bilhões de metros cúbicos excedentes à demanda da comunidade.

Com relação à infra-estrutura, há várias propostas de construção de novos gasodutos. Dentre elas, há o projeto do gasoduto que ligará o Turcomenistão ao Paquistão e Afeganistão. O projeto original foi proposto no ano de 1997, porém, devido aos conflitos envolvendo estes países, apenas recentemente o mesmo ganhou fôlego e apoio internacional, inclusive dos Estados Unidos. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

O perfil produtivo da CEI apresenta crescimento para alguns países e decréscimo para outros. Por exemplo, em 2002 houve aumento na produção do Cazaquistão, da Geórgia, da Rússia e do Uzbequistão. Em contrapartida, na maioria dos países a produção foi descendente.

A Rússia é a maior produtora e exportadora mundial de gás natural. No ano de 2002 exportou 127,4 bilhões de metros cúbicos, isto corresponde a 29% de todo o comércio global pelo modal gasoduto. A União Européia importou, no mesmo ano, 64% do gás consumido da Rússia.

Há planos russos para exportar gás natural para o mercado chinês e sul-coreano. Empresas do setor de cada um dos países já iniciaram o processo de negociação. O projeto prevê a construção de um gasoduto que fará a ligação do campo de Kovykta na Rússia para a Coreia do Sul e o nordeste da China. A capacidade do gasoduto será 55,5 milhões de metros cúbicos por dia, cabendo 67% do volume transportado ao mercado chinês e o restante ao mercado sul-coreano. A operação do gasoduto é prevista para 2008. (CEDIGAZ NEWS REPORT, 2005)

A União Européia é o mais importante mercado para o gás russo, sendo que a Turquia oferece condições geográficas interessantes para o transporte deste gás, uma rota direta para o acesso ao mercado europeu, evitando a Bulgária, Romênia e Ucrânia. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

Existem vários projetos russos com o propósito de aumentar o alcance do abundante energético russo, evidente que a infra-estrutura deve acompanhar o crescimento da demanda e da produção. Somente com o capital privado tal ritmo pode ser alcançado e sob esta premissa há grandes negociações com outros países. Dentre os planos estão o fornecimento para o Japão e Estados Unidos, na modalidade GNL. (CEDIGAZ NEWS REPORT, 2005)

3.2.4 Oriente Médio

A estratégia de utilização do gás natural no Oriente Médio é fundamentada precipuamente no mercado. É mais viável e rentável exportar petróleo *vis-à-vis* gás

natural. Dessarte, com a ampliação do uso doméstico do gás natural substituindo o consumo de petróleo, consegue-se aumentar o volume exportado do óleo.

O consumo de gás teve crescimento acentuado na última década. Em 1990 eram consumidos 104,7 bilhões de metros cúbicos de gás e no ano de 2001 223,7 bilhões de metros cúbicos foram consumidos. Projeta-se um consumo de cerca de 340 bilhões de metros cúbicos em 2025, com taxas de crescimento de 1,9% aa. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

Está no Oriente Médio o segundo colocado da detenção das maiores reservas de gás natural do planeta. Atrás somente da Rússia, o Irã, Catar, Arábia Saudita e Emirados Árabes ocupam as posições subseqüentes, respectivamente. Curiosamente, a despeito de grandiosas reservas, o Irã importou gás ao longo dos últimos anos; tal fato decorre de problemas logísticos, pois os centros de consumo encontram-se ao norte do país, longe de suas reservas no Golfo Pérsico. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

A evolução nas reservas e produção dos países do Oriente Médio podem ser vistas nas Tabelas 3.8 e 3.9 respectivamente.

Tabela 3.8: Reservas provadas de gás natural no Oriente Médio

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Oriente Médio	45,37	49,31	49,53	53,17	52,05	59,81	71,39	71,76	72,77	72,83
Arábia Saudita	5,54	5,69	5,88	6,07	6,15	6,30	6,46	6,65	6,75	6,75
Bahrein	0,15	0,14	0,14	0,14	0,12	0,11	0,11	0,11	0,09	0,09
Catar	8,50	8,50	8,50	10,90	11,16	14,44	25,78	25,78	25,78	25,78
Coveite	1,49	1,49	1,49	1,48	1,48	1,56	1,56	1,56	1,57	1,57
Emirados Árabes Unidos	5,86	5,78	6,06	6,00	5,94	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06
Iêmen	0,43	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Irã	19,35	23,00	23,00	24,10	22,37	26,60	26,60	26,69	27,57	27,50
Iraque	3,36	3,36	3,19	3,19	3,29	3,11	3,11	3,19	3,17	3,17
Omã	0,45	0,62	0,54	0,57	0,83	0,86	0,95	0,95	0,99	1,00
Síria	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,37
Outros	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabela 3.9: Produção de gás natural no Oriente Médio

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Oriente Médio	148,9	158,0	175,4	184,1	193,9	206,8	224,8	244,7	260,0	280,0
Arábia Saudita	42,9	44,4	45,3	46,8	46,2	49,8	53,7	56,7	60,1	64,0
Bahrein	7,2	7,4	8,0	8,4	8,7	8,8	9,1	9,5	9,6	9,8
Catar	13,5	13,7	17,4	19,6	22,1	23,7	27,0	29,5	31,4	39,2
Coveite	9,3	9,3	9,3	9,5	8,6	9,6	8,5	8,0	9,1	9,7
Emirados Árabes Unidos	31,3	33,8	36,3	37,1	38,5	38,4	39,4	43,4	44,8	45,8
Iêmen	35,3	39,0	47,0	50,0	56,4	60,2	66,0	75,0	81,5	85,5
Irã	4,1	4,4	5,0	5,2	5,5	8,7	14,0	15,0	16,5	17,6
Iraque	1,9	2,5	3,8	4,3	4,5	4,2	4,1	5,0	5,2	5,2
Omã	3,4	3,5	3,3	3,2	3,4	3,4	3,0	2,6	1,8	3,2
Síria	42,9	44,4	45,3	46,8	46,2	49,8	53,7	56,7	60,1	64,0
Outros	7,2	7,4	8,0	8,4	8,7	8,8	9,1	9,5	9,6	9,8

No Irã houve crescimento de 160% no consumo de gás natural no período compreendido entre 1992 e 2001. Cerca de metade do consumo energético primário do Irã advém do gás. A geração termelétrica abarca 36% do total, ficando o setor industrial com 22,8%, o setor residencial com 28,8% , 3,9% são destinados ao setor comercial e as perdas representam a parcela final.

Os campos de produção da região sul são divididos geologicamente entre o Irã e o Catar. O Ministério Iraniano de Petróleo estima que estes campos poderão produzir até 226 Milhões de metros cúbicos por dia durante um horizonte de três décadas. Isto representaria algo em torno de US\$ 11 bilhões por cada um dos trinta anos. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

O governo iraniano e investidores privados trabalham no projeto de infraestrutura destinada ao GNL. Atualmente existem quatro propostas variando a perspectiva de importação de 8 a 10 milhões de toneladas de GNL por ano. Há dois projetos de terminais de liquefação aguardando o posicionamento do governo iraniano, cuja capacidade de cada um varia de 400 a 500 bilhões de metros cúbicos anuais. No início de 2002 o Irã completou o gasoduto até a Turquia, o que pode estabelecer uma porta de entrada para a União Européia por este acesso.

A quarta maior reserva mundial de gás está na Arábia Saudita. Por volta de 40% do gás encontrado nas reservas sauditas são não-associados, isto é, não há petróleo. A empresa de gás Aramco desenvolve desde 1999 o plano de expansão da indústria gasífera do país. As explorações da Aramco indicam que as reservas provadas podem chegar a uma taxa de aumento entre 85 e 141 bilhões de metros cúbicos por ano. As indústrias petroquímicas consomem 25% do gás produzido no país, a indústria petrolífera utiliza 20% e as outras partes são utilizadas no próprio sistema de gás, além das perdas. (CEDIGAZ, 2005)

Em Omã o consumo do energético atingiu 6,34 bilhões de metros cúbicos no ano de 2001, isto representa um incremento de 81% em relação ao consumo de dez anos atrás. Neste mesmo período a produção do país teve crescimento na ordem de 100%. O país procura aumentar a participação da indústria gasífera com o propósito de diversificação frente à dependência econômica das exportações de petróleo. Entretanto, as reservas encontram-se em localidades geologicamente complexas e próximas aos campos de produção de petróleo. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

Na Turquia a demanda cresceu 350% nos últimos dez anos. Praticamente todo gás natural consumido no país vem da Argélia e Nigéria na modalidade GNL e da Rússia e Irã através de gasodutos. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

3.2.5 África

O consumo de gás natural na África deverá crescer cerca de 4% aa, segundo as previsões da Agência Internacional de Energia. Dessa forma a demanda deverá passar dos 65 bilhões de metros cúbicos consumidos em 2001 para 131 bilhões de metros cúbicos que serão consumidos em 2025. O continente é grande exportador de GNL via Argélia, Nigéria e Líbia. No ano de 2002 as exportações de GNL destes países representaram cerca de 23% do gás natural comercializado no mundo e 52% da produção africana. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

As Tabelas 3.10 e 3.11 expõem, respectivamente, as reservas provadas e a produção de gás natural dos últimos dez anos.

Tabela 3.10: Reservas provadas de gás natural na África

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
África	9,93	10,17	10,62	10,77	11,43	12,47	13,24	13,89	13,94	14,06
Argélia	3,69	3,70	4,08	4,08	4,52	4,52	4,52	4,52	4,55	4,55
Egito	0,65	0,85	0,93	1,02	1,22	1,43	1,56	1,66	1,72	1,85
Líbia	1,31	1,31	1,31	1,32	1,32	1,31	1,31	1,50	1,49	1,49
Nigéria	3,47	3,48	3,48	3,51	3,51	4,11	4,63	5,00	5,00	5,00
Outros	0,81	0,83	0,82	0,84	0,86	1,09	1,21	1,21	1,18	1,18

Tabela 3.11: Produção de gás natural na África

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
África	83,3	88,8	99,4	104,7	116,8	126,5	126,8	131,0	141,5	145,1
Argélia	58,7	62,3	71,8	76,6	86,0	84,4	78,2	80,4	82,8	82,0
Egito	11,0	11,5	11,6	12,2	14,7	18,3	21,5	22,7	25,0	26,8
Líbia	5,8	5,8	6,0	5,8	4,7	5,4	5,6	5,7	6,4	7,0
Nigéria	4,8	5,4	5,1	5,1	6,0	12,5	14,9	14,2	19,2	20,6
Outros	3,0	3,8	4,9	5,0	5,4	5,9	6,6	8,0	8,1	8,7

As exportações de gás africanas aportam quase que totalmente na União Européia e uma pequena parte tem como destino os Estados Unidos.

A Argélia é o segundo maior produtor de GNL do mundo, atrás somente da Indonésia; e o quarto maior exportador de gás natural, atrás da Rússia, Canadá e Noruega. A produção argelina atingiu 80,4 bilhões de metros cúbicos e o consumo montou 22,3 bilhões de metros cúbicos no ano de 2001. A exportação atingiu 56 bilhões de metros cúbicos de gás por gasodutos e GNL. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

A infra-estrutura argelina possui 6920 quilômetros de gasodutos nacionais e 2350 quilômetros de gasodutos internacionais, caracterizando bom nível de desenvolvimento para o transporte do energético. Um dos gasodutos internacionais, denominado Transmediterrâneo (Transmed), inclui segmentos pela Argélia, Tunísia, passa por baixo do Mar Mediterrâneo até a Sicília na Itália e conta

ainda com uma extensão até a Eslovênia. Já o gasoduto Maghreb Europa Gas (MEG), vai até a Península Ibérica via Marrocos e possui 1630 quilômetros de extensão dos quais 270 quilômetros pelo Estreito de Gibraltar, em profundidades de até 400 metros, chega em Córdoba, na Espanha, e conecta os ramais portugueses e espanhóis. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

No tocante ao GNL, a Argélia possui duas plantas de liquefação, com capacidade de produção anual de 23 milhões de toneladas, o que corresponde a 31,85 bilhões de metros cúbicos de gás. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

A segunda posição de maior exportadora de GNL do continente africano e quinta no mundo cabe à Nigéria. A produção em 2002 foi de 11,15 bilhões de metros cúbicos de gás natural. A demanda interna passou de 4,75 para 7,84 bilhões de metros cúbicos no período compreendido de 1991 a 2001, que representa um aumento de 65%.

O Egito deverá ser considerado em breve um importante exportador de gás natural para a União Européia. Geograficamente as regiões do Deserto Ocidental e Delta do Nilo, além das regiões próximas às praias, constituem um grande potencial para o desenvolvimento logístico da indústria gasífera egípcia. A produção esperada para o ano de 2007 é de 141,5 milhões de metros cúbicos por dia, isto representará um crescimento em torno de 67% em cinco anos.

Há um ano opera a primeira planta de liquefação egípcia no Porto de Damietta. O país também exporta gás natural para o Oriente Médio através do Gasoduto Oriente Médio, cuja primeira etapa foi fundada no início do ano de 2004 e liga a cidade de Aqaba na Jordânia até a cadeia de distribuição no Egito. A segunda etapa ligará Aqaba até uma termelétrica ao norte da Jordânia, cuja extensão deverá ser de 370 quilômetros, podendo ser estendido até a Síria e o Líbano. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

A Líbia possui grande potencial de exportação de gás natural, o país exporta GNL para a Espanha desde a década de setenta do século passado. Os entraves residem na limitação técnica e financeira.

Angola encerra grande infra-estrutura para a produção petrolífera, entretanto, o mesmo não ocorre com o gás natural. Hoje, 60% do gás associado

produzido nos campos petrolíferos são queimados nos flares e 31% é re-injetado no processo de produção de petróleo. Há planos de construção de uma planta de liquefação de GNL próxima a Luanda, na bacia do Congo, com o propósito de desenvolvimento do uso do energético tanto no mercado interno quanto externo.

Outros países africanos cujas reservas viabilizam a produção são a África do Sul, a Costa do Marfim, Guiné e a Tunísia. Camarões, Congo e Gabão somente produzem gás natural como subproduto do processo de extração do petróleo e tem o gás o destino de re-injeção ou a queima nos flares. (OIL & GAS JOURNAL, 2004)

3.2.6 Ásia

A diversificação dos suprimentos energéticos, com vistas à utilização em termelétrica, em conjunto com os aspectos ambientais, leva a Agência Internacional de Energia a crer que ocorrerá aumento de 3,5% aa no horizonte de consumo dos próximos vinte anos. Esta taxa corresponde ao dobro do projetado para os países mais à frente no processo de industrialização.

Os maiores produtores de gás da região são a Malásia e a Indonésia, contudo, crê-se que China e Índia sejam os grandes impulsionadores para o aumento na demanda da região com projeções de consumo de 57% da produção local. No setor residencial chinês a demanda deverá dobrar até 2010 para uma taxa de crescimento no consumo de 6,9% aa. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

Os dados referentes às reservas e produção da última década na região poderão ser vistas nas Tabelas 3.12 e 3.13, respectivamente.

Tabela 3.12: Reservas provadas de gás natural na Ásia

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ásia	8,83	8,60	8,82	9,21	9,65	9,65	9,96	10,22	11,17	11,32
Bangladesh	0,27	0,30	0,30	0,30	0,32	0,31	0,34	0,34	0,44	0,44
Brunei	0,40	0,40	0,39	0,38	0,37	0,37	0,36	0,35	0,35	0,34
China	1,67	1,17	1,16	1,37	1,37	1,37	1,37	1,51	2,23	2,23
Índia	0,68	0,64	0,69	0,67	0,65	0,76	0,76	0,75	0,85	0,92
Indonésia	1,95	2,05	2,15	2,18	2,62	2,68	2,60	2,56	2,56	2,56
Malásia	2,27	2,40	2,46	2,41	2,48	2,34	2,48	2,52	2,46	2,46
Mianmar	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29	0,35	0,45	0,45	0,53
Paquistão	0,60	0,59	0,60	0,61	0,70	0,68	0,75	0,76	0,79	0,80
Tailândia	0,18	0,20	0,21	0,42	0,35	0,36	0,38	0,38	0,43	0,43
Vietnã	0,15	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,19	0,23	0,24	0,24
Outros	0,41	0,40	0,41	0,41	0,34	0,34	0,39	0,39	0,38	0,38

Tabela 3.13: Produção de gás natural na Ásia

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ásia	178,6	193,9	206,9	207,0	224,0	236,4	242,8	256,1	270,3	284,4
Bangladesh	7,4	7,6	7,6	7,8	8,3	10,0	10,7	11,4	12,3	13,2
Brunei	11,8	11,7	11,7	10,8	11,2	11,3	11,4	11,5	12,4	12,1
China	17,6	19,9	22,2	22,3	24,3	27,2	30,3	31,9	34,4	40,8
Índia	19,4	20,5	23,0	24,7	25,9	26,9	27,2	28,7	29,9	29,4
Indonésia	63,4	67,5	67,2	64,3	71,0	68,5	66,3	70,4	72,8	73,3
Malásia	28,9	33,6	38,6	38,5	40,8	45,3	46,9	48,3	51,8	53,9
Mianmar	1,5	1,6	1,8	1,8	2,6	4,4	6,2	6,5	6,9	7,4
Paquistão	14,6	15,4	15,6	16,0	17,3	18,9	19,9	20,6	21,1	23,2
Tailândia	10,4	12,2	15,2	16,3	17,7	18,6	18,0	18,9	19,6	20,3
Vietnã	0,1	0,3	0,5	0,9	1,3	1,6	2,0	2,4	2,4	4,2
Outros	3,5	3,6	3,5	3,6	3,6	3,7	3,9	5,5	6,7	6,6

Na China o uso do gás natural responde por apenas 3% da matriz energética, mas o governo chinês pretende acentuar a participação deste energético como fonte primária. Como a China será a anfitriã dos Jogos Olímpicos de 2008, a

instalação da infra-estrutura necessária para a operação e capilaridade da indústria de gás deve ser acelerada. Em função disto, em Shangai foi interrompida a construção de instalações termelétricas a carvão, antecipando a necessidade de desenvolvimento do sistema de transporte de gás.

No ano de 2001 os chineses consumiram 28 bilhões de metros cúbicos de gás natural. A produção de gás no país é detida por três companhias estatais, cada uma operando em uma parte diferente do país. A Petrochina Company Limited (Petrochina) opera nas regiões oeste e norte, sendo a maior produtora do país. Já a China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec Corp.) concentra as atividades nas bacias da região sul e opera também em conjunto com a Petrochina em alguns campos localizados na província de Sichuan. A terceira empresa, a China National Offshore Oil Corporation (Cnooc), concentra sua produção nas regiões litorâneas. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

O crescimento em infra-estrutura gasífera chinesa é elevado, fatores ambientais corroboram para que seja aumentada a participação do gás nas plantas de termelétricidade. Na província de Sichuan a demanda industrial e residencial é suprida por um gasoduto com 8700 quilômetros. No final do ano de 2003 a Petrochina iniciou as obras de um gasoduto com 730 quilômetros que liga o campo de Zhongxian em Sichuan até a província de Hubei na costa oriental do país. Este gasoduto deverá ter uma capacidade de transporte de 10 milhões de metros cúbicos por dia. A estatal completou há um ano um gasoduto com 4000 quilômetros no eixo leste-oeste, que interliga a bacia de Tarim em Xinjiang até Shangai e Beijing e tem capacidade de transporte de 55 milhões de metros cúbicos por dia. A Cnooc completou há dois anos a construção de um gasoduto desde o sul do Mar da China até a costa oriental. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

A importação também faz parte dos planos chineses, para tal vários gasodutos da Rússia, na região oriental, são estudados para suprir a demanda de gás no nordeste chinês. Já houve negociações para a realização de uma conexão em Kovytko na Rússia que fornecerá gás natural para o gasoduto leste-oeste a partir de 2008.

Com relação ao GNL, a British Petroleum ganhou uma licitação com a Cnooc cujo propósito é a construção da primeira planta de liquefação chinesa, na província de Guangdong. A capacidade de processamento deverá ser de 3,3 milhões de toneladas anuais, entrando em operação no ano de 2007. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

Na Índia o consumo em 2001 foi de 22,65 bilhões de metros cúbicos totalmente produzidos internamente. O consumo no ano de 2025 deverá ser de 700 bilhões de metros cúbicos, elevando o consumo indiano em 4,8% aa. Basicamente a utilização do gás natural dá-se na indústria petroquímica e na geração termelétrica.

Grande parte da produção indiana é oriunda de campos *offshore* na costa ocidental. Em terra, os principais campos de produção estão localizados nas províncias de Assam, Andhra Pradesh e Gujarat; Tripura, Tamil Nadu e Rajasthan produzem menores quantidades do energético. O gás associado responde pela maior parte da produção na Índia, cerca de 60%. As principais empresas produtoras são Oil India Limited (OIL), com operação na região de Assam e Rajasthan e a Oil and Natural Gas Corporation Limited (Ongcl), com atuação no litoral ocidental. Os maiores centros consumidores de gás natural concentram-se em Gujarat e Maharashtra. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

O Ministério do Petróleo e Gás Natural pretende aumentar a infraestrutura de distribuição de gás e, por meio da Gas Authority of India Limited (Gail), ampliar o sistema de transporte com mais 4350 quilômetros de gasodutos.

Durante esta década, a demanda indiana de gás deverá crescer além do previsto e, para reduzir o déficit do energético, foi negociado um contrato de 25 anos para a importação de 7,5 milhões de toneladas de GNL do Catar. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

O segundo maior importador mundial de GNL é a Coréia do Sul. A produção do país é insignificante, porém o consumo foi da ordem de 20 bilhões de metros cúbicos em 2001. Desde a recuperação da economia asiática, ocorrida no final da última década, as projeções indicam que o consumo chegará a 28 bilhões de metros cúbicos no ano de 2010 e passará para 50 bilhões de metros cúbicos em 2025, com uma taxa média de crescimento da ordem de 4% aa. O setor industrial

segue a tendência de substituição de outros energéticos pelo gás natural, destarte também haverá aumento na demanda de gás que será suprida pelo GNL. Atualmente o consumo de gás é distribuído entre os setores termelétrico, industrial e residencial, com parcelas de 35,4%, 18% e 42%, respectivamente. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

No ano de 2003 a Coréia do Sul iniciou a produção na jazida próxima ao litoral de Ulchin. Este campo tem 5,7 bilhões de metros cúbicos de gás. As grandes importações de gás sul-coreanas provêm do Catar, da Indonésia, de Omã e Malásia. Austrália, Brunei e Emirados Árabes Unidos contribuem com pequenas parcelas.

A malha de distribuição sul-coreana conta com 1320 quilômetros de gasodutos que se estendem ao longo da costa ocidental e no entorno de Seul. Também existem conexões para terminais de recebimento de GNL em Incheon e Pyongtaek. Não existem gasodutos internacionais no país, entretanto, o governo espera negociar uma rota com a Rússia até o ano de 2007. A China também tem interesse em um gasoduto que cruzasse as Coreias do Sul e Norte, dessa forma alguns entraves geopolíticos poderiam ser dirimidos. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

Há grande interesse dos países e companhias asiáticas no desenvolvimento do mercado de gás natural e vários são os acordos internacionais em andamento para garantir acesso ao energético.

Indonésia e Malásia exportaram, respectivamente, 32 e 21 bilhões de metros cúbicos de gás natural em 2002. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

A Indonésia, em 2002, produziu 680 bilhões de metros cúbicos de gás, já o consumo foi de 37 bilhões de metros cúbicos e a exportação de 20,7 bilhões de metros cúbicos, 67% de GNL.

A Malásia consome cerca de 60% de sua produção, a geração termelétrica consome 75% deste gás. O maior campo de produção é Kinabalu, localizado ao leste do país e conta com infra-estrutura de transporte com 1600 quilômetros de gasodutos. Cerca de 15% de todo o GNL exportado no mundo é originário da

Malásia, com destino para o Japão, Coréia do Sul, Taiwan e, esporadicamente, para os Estados Unidos. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

A Tailândia desenvolveu o mercado de gás natural nos anos noventa do século passado, dobrando sua produção nesta década. Com o incentivo do governo, no ano de 2001 a termelétrica consumiu 76% da demanda tailandesa. O maior campo produtivo está localizado em Bongkot, distante 650 quilômetros de Bangkok. Também é patente a necessidade de aumento na infra-estrutura de distribuição, principalmente para o abastecimento do setor industrial. O país importa 1,6 bilhões de metros cúbicos de gás por ano através do gasoduto Yadana-Ratchaburi. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

Em Taiwan o consumo doméstico de gás natural cresceu significativamente na última década. A termelétrica consome 68% da demanda e o país importa 91% do volume consumido, que é originário da Indonésia e Malásia na forma de GNL. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

Para o Japão, segundo a Agência Internacional de Energia, o crescimento na demanda deverá ser de 1,5% aa e passou de 76,4 para 107,6 bilhões de metros cúbicos no período compreendido entre 2002 e 2005. Considerando apenas o setor industrial, o crescimento foi de 3,4% aa no mesmo período. A geração termelétrica continuará sendo a maior demandante do energético, participando com 70% do consumo total, entretanto este consumo deverá ser manutenível neste patamar.

O maior importador global de GNL é o Japão, destarte o mesmo desempenha importante papel no comércio de gás natural na região Ásia-Pacífico. O crescimento no consumo japonês foi de 47% na última década e as importações de GNL representam cerca de 97% do consumo no país. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

Atualmente o setor residencial japonês possui 25 milhões de consumidores. Para garantir o abastecimento, o país conta com incríveis 234 mil quilômetros de gasodutos, tal marca permite grande capilaridade ao sistema. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

3.2.7 Oceania

O mercado de gás natural na Oceania somente é representativo na Austrália e na Nova Zelândia, onde o setor industrial é o maior consumidor do energético. A previsão é que este setor demande a metade do volume consumido nestes países ao longo dos próximos vinte anos. O consumo no setor de eletricidade deverá ter a taxa de crescimento aumentada em dois pontos percentuais, passando de 11% para 13% em 2025. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

As Tabelas 3.14 e 3.15 demonstram, respectivamente, as reservas provadas e a produção de gás natural na Oceania.

Tabela 3.14: Reservas provadas de gás natural na Oceania

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Oceania	1,71	1,80	1,91	2,18	2,42	2,63	3,10	2,96	2,89	2,89
Austrália	1,28	1,37	1,48	1,76	1,99	2,20	2,67	2,53	2,46	2,46
Papua Nova Guiné	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43

Tabela 3.15: Produção de gás natural na Oceania

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Oceania	33,9	34,7	34,9	34,9	36	36,7	38,3	38,1	37,3	38,8
Austrália	29,8	29,8	29,8	30,4	30,8	31,2	32,5	32,6	33,2	35,2
Nova Zelândia	4,1	4,9	5,1	4,5	5,2	5,5	5,8	5,5	4,1	3,6

Austrália e Nova Zelândia consumiram 31 bilhões de metros cúbicos de gás natural em 2001, este volume poderá chegar a 51 bilhões de metros cúbicos no ano de 2025. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

O maior campo de gás da Nova Zelândia é o de Maui, que abastece 80% do consumo doméstico, entretanto, este campo já se encontra na fase de declínio. Em virtude deste fato, dois novos campos foram prospectados, Pohokura e Kapuni, porém estes não têm potencial produtivo semelhante ao de Maui, além do custo de

produção ser mais elevado. Dessa forma, os estudos apontam para a necessidade da construção de terminais de recebimento de GNL para atender à demanda neozelandesa. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

A Austrália ocupa a terceira posição de exportadora mundial de GNL, o governo trabalha no sentido de melhorar o nível técnico e de serviço visando ao mercado japonês. No país há somente duas plantas de liquefação de gás, uma localizada na Baía de Withnell, com capacidade produtiva de 7,5 milhões de toneladas anuais e outra em Darwin, com capacidade de 3,6 milhões de toneladas por ano. Dois novos projetos foram propostos, suas potencialidades produtivas atrelam 15,3 milhões de toneladas anuais. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

3.2.8 Américas Central e do Sul

A indústria de gás natural nas Américas Central e do Sul ainda está nos primórdios, porém vem se desenvolvendo de forma consistente com investimentos voltados para todas as partes da cadeia de gás natural. O consumo na região representava 4% do consumo total de gás natural no mundo em 2001. As reservas equivaliam a 4,1% das reservas mundiais em 2004. Já a taxa da demanda projetada pela Agência Internacional de Energia deverá ser de 3,3% aa e o consumo em 240 bilhões de metros cúbicos em 2025. O consumo de gás na região passou de 56,7 para 100 bilhões de metros cúbicos na última década. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

As reservas provadas e a produção de cada país estão indicadas a seguir nas Tabelas 3.16 e 3.17, respectivamente.

Tabela 3.16: Reservas provadas de gás natural nas Américas Central e do Sul

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Reservas provadas de gás natural [trilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Américas Central e do Sul	6,01	6,12	6,28	6,43	6,89	6,98	7,12	7,08	6,98	7,10
Argentina	0,62	0,64	0,68	0,69	0,73	0,78	0,76	0,66	0,61	0,61
Bolívia	0,13	0,11	0,12	0,15	0,52	0,68	0,78	0,81	0,78	0,89
Brasil	0,21	0,22	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22	0,24	0,25	0,33
Colômbia	0,22	0,22	0,20	0,20	0,19	0,13	0,13	0,12	0,11	0,11
Peru	0,20	0,20	0,20	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Trinidad e Tobago	0,35	0,46	0,52	0,56	0,61	0,56	0,58	0,59	0,59	0,53
Venezuela	4,06	4,05	4,12	4,15	4,15	4,15	4,18	4,18	4,22	4,22
Outros	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,23	0,22	0,17	0,17

Tabela 3.17: Produção de gás natural nas Américas Central e do Sul

Fonte: British Petroleum, 2005

Região geográfica	Produção de gás natural [bilhões de m³]									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Américas Central e do Sul	73,9	81,9	83,1	89,0	91,3	98,9	103,4	105,2	115,8	130,0
Argentina	25,0	28,9	27,4	29,6	34,6	37,4	37,1	36,1	41,0	44,9
Bolívia	3,2	3,2	2,7	2,8	2,3	3,2	4,7	4,9	5,7	8,5
Brasil	5,5	6,0	6,5	6,9	8,0	8,2	8,4	10,0	10,9	11,9
Colômbia	4,4	4,7	5,9	6,3	5,2	5,9	6,1	6,2	6,1	6,4
Peru	6,1	7,1	7,4	8,6	11,7	14,1	15,2	17,3	24,7	27,7
Trinidad e Tobago	27,5	29,7	30,8	32,3	27,4	27,9	29,6	28,4	25,2	28,1
Venezuela	2,2	2,3	2,4	2,5	2,1	2,2	2,3	2,3	2,2	2,5
Outros	25,0	28,9	27,4	29,6	34,6	37,4	37,1	36,1	41,0	44,9

A Venezuela detém as maiores reservas de gás natural da região, respondendo por 58% do total da América do Sul; entretanto, falta infraestrutura adequada para o aproveitamento pleno do potencial abundante. No ano de 2000, 27,2 bilhões de metros cúbicos foram comercializados, 4,5 bilhões de metros cúbicos foram queimados nos flares e 21,3 bilhões de metros cúbicos foram utilizados na reinjeção para a produção de petróleo. As maiores reservas venezuelanas encontram-se próximas ao litoral, na parte mais próxima a Trinidad e Tobago. Se os níveis de consumo do país continuassem no patamar em que se

encontram hoje, haveria gás para satisfazer a demanda nos próximos cem anos. A infra-estrutura de distribuição atende principalmente o setor industrial; o setor residencial somente é atendido nas cinco maiores regiões metropolitanas. O Estado tem planos para aumentar a produção de gás, mas devido a atual conjuntura social e política, os investidores estrangeiros não vislumbram uma situação propícia para os investimentos no país. Estudos de viabilidade econômica são realizados com o propósito de instalação de uma planta de processamento de GNL visando ao mercado externo. (BRITISH PETROLEUM, 2005)

Trinidad e Tobago exportou no ano de 2002 4,3 bilhões de metros cúbicos de GNL para os Estados Unidos, o que representou 80% da produção total daquele ano. A proximidade geográfica relativa aos Estados Unidos beneficia o país em termos de custo logístico, colocando-o em privilegiada posição perante outros exportadores de GNL do mundo. Porto Rico e Espanha receberam o restante da produção do país.

Na Argentina o setor gasífero é afetado devido à desconfiança do mercado em relação às crises econômicas. Em 2001 foram produzidos 31 bilhões de metros cúbicos de gás natural, dos quais 5,8 bilhões foram exportados para o Brasil, Chile e Uruguai. A utilização do energético está presente nos setores industriais, comercial e residencial, tal fato é incomum nos outros países da América do Sul. Atualmente o gás natural responde por 11% do combustível consumido no transporte rodoviário argentino. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2005)

Dentre as pretensões da indústria gasífera na Bolívia reside a intenção de exportar GNL. Entretanto, o gás teria que ser transportado até o litoral e, como a Bolívia não possui costa, a alternativa é transportar o gás através de gasodutos até a região litorânea do Peru ou Chile, neste último a distância a ser vencida é menor. Contudo, a situação político-social não é propícia para movimentos diferentes daqueles que corroborem com a nacionalização da indústria de gás. Protestos de populares nas ruas sobre o rumo do setor levaram dois presidentes à renúncia em 2003 e 2005, configurando um cenário incerto para o mercado.

No Peru há propostas para a exportação do gás oriundo do campo de Camisea com destino ao mercado americano e mexicano. Dentre as propostas há a de construção de uma unidade de liquefação no Peru e uma unidade de regaseificação no México, dessa forma a logística seria viabilizada. Entretanto, devido a fatores ambientais decorrentes do impacto causado pelo gasoduto que transportaria o gás até o litoral peruano, o projeto enfrenta restrições de entidades ambientalistas. (WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE, 2005)

A situação do Brasil será estudada e discutida no capítulo 5 deste trabalho.

Capítulo 4

4 Setor de gás natural: reformas e reestruturações

Atualmente a heterogeneidade das práticas normativas entre os países que compõem o setor de gás natural na América do Sul remete grande preocupação às empresas que atuam no setor e propensos investidores. Dessa forma, percebe-se que há conveniência de um alinhamento das regras e práticas que regem o setor entre os países.

Entretanto, ainda não há consenso em como conceber regras gerais, estáveis e objetivas entre os países. São cenários muito heterogêneos entre si. Tomando como exemplo os países Argentina, Bolívia e Brasil, percebe-se que o setor de gás natural é totalmente liberalizado na Argentina e a indústria encontra-se na fase madura de utilização do energético. Na Bolívia o quadro é de grande volume de reservas, contudo, não há mercado doméstico suficiente para absorvê-las. No Brasil o setor está em processo de amadurecimento e regulação já que a indústria ainda encontra-se na fase primária.

Em outros países e blocos econômicos as etapas de estruturação e desenvolvimento do setor de gás natural encontram-se em situações significativamente desenvolvidas, algumas inclusive experimentaram reestruturações.

A seguir são apresentados alguns cenários de reformas e reestruturações, realizadas em países com conjunturas econômicas e sociais completamente diversas, cujo propósito é tecer o arcabouço necessário para a proposta de um modelo para a indústria brasileira.

4.1 Reforma no setor de gás natural na União Européia

Nos países da União Européia (UE), a indústria de gás natural evidenciou-se pela atuação dos governos nacionais, os quais atuavam através de empresas

públicas a partir da década de sessenta do século passado. A atuação dos governos ocorria na intervenção no desenvolvimento dos mercados e infra-estrutura de gás.

4.1.1 Cenário pré-reforma

Foram as empresas públicas que construíram os primeiros gasodutos europeus: na Grã-Bretanha a British Gas, na França a Gaz de France, na Holanda a Gasunie, na Bélgica a Distrigaz e na Itália a Snam.

Igualmente, o desenvolvimento das reservas de gás situadas no Mar do Norte e as importações provenientes da Argélia, Rússia e Noruega eram controladas pelas empresas públicas dos diferentes países.

A implantação da infra-estrutura necessária para a instalação da indústria de gás natural foi realizada pela formalização de contratos de longo prazo que predispunham de cláusulas do tipo *take or pay*² e preços rígidos e indexados normalmente a cestas de petróleo cru.

No ano de 1985 foi dado início ao processo de integração dos mercados europeus, cujo objetivo era unificar o mercado de bens e serviços isentos de fronteiras internas de qualquer natureza.

Assim o mercado de energia também fora atingido e, a partir de 1996, foram determinadas pautas para abertura e unificação do mesmo nos países europeus com vistas à competitividade e garantia do suprimento energético.

A abertura do setor energético representa importante fator no aumento de competitividade na Europa devido aos custos energéticos representarem significativa parcela dos custos de produção. Dessa forma, a garantia e a eficiência do suprimento energético aliado a custos competitivos garantem sucesso ao empreendimento.

² cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independente do fornecimento.

Foram criadas instituições no cerne da comunidade européia para a condução do processo de integração energética, sendo estas responsáveis pelo estabelecimento de objetivos comuns. (DRI-WEFA, 2001)

As dificuldades relativas ao processo de integração foram ocasionadas em consequência de estruturas organizacionais diferentes nos setores de gás. Entre as mais relevantes, convém citar: a existência de empresas públicas integradas, direitos de exclusividade para importação e transporte de gás, mercados cativos, ausência de concorrência, diferentes graus de desenvolvimento da infra-estrutura e complexidade política e institucional.

Neste contexto, os países pertencentes à UE necessitaram adequar seus marcos regulatórios, harmonizando os mercados independentes para que pudessem funcionar como um único mercado regional.

4.1.2 A reforma

Com a promulgação da Diretiva do Gás no ano de 1998, foram estabelecidas regras comuns para a unificação do setor de gás na UE, que devem ser respeitadas pelos países membros. Tais normas são referentes à logística, à organização e funcionamento do setor de gás, ao acesso ao mercado e infra-estrutura, aos critérios e procedimentos referentes à outorga de autorizações para as atividades integrantes da cadeia de valor.

Sob a luz do objetivo principal do modelo, criar um mercado comum e competitivo de gás, algumas medidas foram estabelecidas, sendo as mais relevantes as que tratam da separação vertical das atividades, do livre acesso de terceiros à infra-estrutura de escoamento e da liberação dos usuários.

Visando a atender as particularidades dos países membros e possibilitando a adaptação ao ambiente de maior concorrência, foi estabelecido um plano progressivo de permissão aos usuários finais, para que os mesmos escolham livremente o fornecedor de gás. Foi criada uma categoria de usuários chamada de *qualificados*, estes podem contratar serviços de transporte e distribuição e adquirir gás diretamente das empresas produtoras. Para fazer jus a esta denominação, tais

usuários deveriam demandar volumes superiores a 25 milhões de metros cúbicos por ano de gás ou serem produtores de energia elétrica a partir do gás natural. (CEC, 2001)

Em setembro de 2002, a Comissão Europeia inferiu que, paralelamente à formação de um mercado regional, era necessária a coordenação de medidas nos Estados-membros, com vistas a garantir a segurança do fornecimento de gás natural. Com a crescente interdependência criada entre os mercados de energia dos países da UE, atentou-se para os riscos físicos relacionados a eventual descontinuidade do fornecimento, bem como para os riscos gerados a partir da instabilidade macroeconômica, com impactos sobre o setor de gás. Dessa forma, fez-se necessário estabelecer uma política comum de segurança do fornecimento, com a inclusão dos papéis e responsabilidades dos diversos agentes do mercado (Marco da Segurança do Fornecimento). (ECDGTE, 2002)

Com o objetivo de adequar a Diretiva de 1998, ao novo contexto de necessidades e características do mercado integrado de gás, uma nova Diretiva do Gás foi aprovada em 2003.

As principais mudanças da Diretiva estão relacionadas aos seguintes aspectos: liberalização de usuários, acesso aberto e separação vertical das atividades.

Com a nova diretiva foi estabelecida a obrigatoriedade da nomeação de autoridades reguladoras por parte dos países membros, cujo objetivo é garantir a concorrência na indústria de gás e o funcionamento eficiente do mercado. Entre as atribuições destes organismos, convém destacar como responsabilidade a supervisão dos seguintes aspectos: normas de gestão e designação de capacidade de interconexão, mecanismos destinados a solucionar o congestionamento das redes nacionais de gás, separação efetiva das contas associadas às distintas atividades da cadeia de valor do gás natural, execução de ligações e reparações das redes de transporte e distribuição, adequada cobrança das tarifas de acesso ao transporte e à distribuição determinadas ou aprovadas pelas autoridades reguladoras e transparência na concorrência.

O processo de liberalização de usuários foi acelerado pela diretiva de 2003, assim, a partir de 1 de julho de 2004, todos os usuários não residenciais passaram à condição de clientes *qualificados* e a partir de 1 de julho de 2007, todos os usuários deverão passar à categoria de *qualificados*.

4.1.3 Situação pós-reforma

Face à promulgação da diretiva em 2003, nota-se que em termos amplos os membros da UE aderiram aos preceitos previstos na diretiva, incorporando-os às suas regulamentações.

No tocante à abertura dos mercados de gás natural, deve-se destacar que todos membros almejam tal situação. Todavia, grandes diferenças são encontradas, por exemplo: Áustria, Alemanha, Itália, Espanha e Grã-Bretanha possuem mercados integralmente abertos; a abertura na França é de 20%; na Dinamarca de 35% e na Suécia de 47%, configurando mercados pouco acessíveis à concorrência.

A separação das atividades foi implementada diferentemente pelos países. Grã-Bretanha e Espanha, por exemplo, optaram por uma separação de propriedade. Áustria, Bélgica, Dinamarca e Itália adotaram a separação jurídica entre empresas; enquanto França, Alemanha, Irlanda, Luxemburgo, os Países Baixos e Suécia decidiram por uma separação contábil ou de gestão dessas atividades.

Analisando a estrutura do mercado na produção e importação do gás natural, nota-se grande concentração das atividades em poucas empresas e baixo desenvolvimento de centros de consumo. Tal situação pode retrair a entrada de novos concorrentes no mercado, pois normalmente há dependência de um único fornecedor de gás, alguns países realizaram programas de revenda de gás natural com o propósito de reduzir esta situação, onde o importador é obrigado a revender um determinado volume de gás. (CEC, 2003)

É importante ressaltar que o processo ainda encontra-se em desenvolvimento e algumas questões necessitam maior atenção para um perfeito

ajuste. Entre estas, destaca-se as referentes à estrutura tarifária e à ausência de transparência na avaliação da disponibilidade de capacidade de transporte.

Frente ao exposto, a implementação de um mercado comum na UE consiste em uma empreitada complexa que ainda funciona sob certo grau de experimentação e adaptação. Recentemente novas medidas foram promulgadas com o objetivo de promoção de mudanças, visando a tornar o ambiente mais competitivo. Assim, faz-se necessário aguardar para avaliar os impactos provocados pelas mudanças e colher os resultados proporcionados pelo processo de reforma. Entrementes, alguns pontos importantes podem ser levantados: o regime de acesso regulado incentiva a concorrência e coíbe práticas monopolistas no setor, a regulamentação relacionada à desintegração vertical ao longo das atividades da cadeia produtiva favorece a concorrência e as interconexões entre países, a criação de condições competitivas no suprimento de gás favorece a entrada de agentes no mercado e evita a concentração da oferta, a tarifação heterogênea e a utilização de procedimentos de alocação de capacidade pouco transparentes provocam congestionamentos nos pontos de conexão em fronteiras e restringem a concorrência, pontos de conexão nos gasodutos de países diferentes promovem a integração dos mercados, a prática de regras claras e objetivas promove segurança para futuros investidores em projetos uninacionais ou multinacionais, empresas verticalmente integradas constituem um obstáculo ao desenvolvimento das interconexões entre os países, quando há interdependência energética a maior parte da demanda é atendida por um único país.

4.2 Reforma no setor de gás natural da Austrália

A Austrália é um país com abundantes recursos energéticos. Trata-se de um país exportador de gás natural liquefeito (GNL), cujo consumo interno representa aproximadamente 70% da produção.

No período de vinte anos (1981 a 2001) a participação do gás na matriz energética do país apresentou crescimento representativo, passando de 11,6% para 19,5%. Entre 1995 e 2002 houve crescimento de 2,6% ao ano na demanda pelo energético. Este aumento na utilização do gás ocorreu em meio a grandes

mudanças regulatórias e organizacionais na indústria, ocorridas a partir da década de noventa do século passado. Tais mudanças assemelham-se em alguns aspectos a de outros países como, por exemplo, a adoção de medidas de segmentação vertical de atividades.

4.2.1 Processo de reestruturação

A Austrália é um dos principais detentores das reservas provadas de gás na região Ásia-Pacífico, por volta de 80% das reservas encontram-se nas regiões norte e oeste do país.

O transporte do gás é realizado em três sistemas isolados localizados nas regiões oeste, norte e leste. Em 2002 a rede de gasodutos contava com vinte mil quilômetros, contra doze mil quilômetros em 1995, crescimento de 67%. (BP, 2003)

O processo de reestruturação do setor demandou duas diferentes etapas. A primeira etapa aplicada ao setor era caracterizada por mercados de maior importância, porém sem interconexão e com alta integração vertical. Neste sistema não era permitido acesso de terceiros em nenhuma etapa da cadeia. Um único gasoduto abastecia os consumidores, o que tornava o sistema propenso a riscos de abastecimento e pouco competitivo. Esta etapa durou de 1965 a 1994.

A segunda etapa foi iniciada no ano de 1993, onde foi estabelecido pelo Council of Australian Governments (Coag) uma série de medidas regulatórias para o mercado de energia. Desde então foram instituídos objetivos para a reestruturação do setor. Dentre as metas criadas, algumas merecem maior relevância: prevenção do poder estabelecido por monopólios, promoção da competição através da livre escolha de fornecedores pelos consumidores, criação de condições favoráveis ao desenvolvimento e operação do mercado, permissão ao acesso sob justas condições às instalações de transporte e desenvolvimento de mecanismos ágeis na resolução de conflitos.

Paralelamente, órgãos reguladores foram criados em esferas nacionais e estaduais, cujos objetivos situam-se em assegurar a livre concorrência e o livre

comércio, inclusive no que tange aos requisitos de infra-estrutura, de regulação do transporte de gás, da aprovação de regulamentos de acesso, da resolução de conflitos, do monitoramento do cumprimento da separação vertical, da verificação dos acordos e contratos no segmento de produção e prospecção (*upstream*) sob as mínimas condições da política de concorrência. (COAG, 2003)

4.2.2 Situação pós-reestruturação

O Coag considera que as reformas alavancaram grandes mudanças favoráveis no setor. A competição entre os preços do gás e da eletricidade proporcionou um ambiente mais favorável ao estabelecimento de sinais para investimentos no setor, houve estudos e exploração de novas reservas de gás, novos gasodutos foram construídos, ocorreu maior participação dos consumidores frente à opção de escolha de fornecimento.

Contudo, as necessidades sinalizavam novas reformas, tais como a inclusão de períodos de livre acesso aberto regulado para novos gasodutos, objetivando novos investimentos. (ACCC, 2003)

O principal objetivo do Coag com a implementação das reformas em 1994 foi o desenvolvimento do mercado doméstico de gás. Assim, algumas situações podem ser analisadas detidamente e hoje os pontos mais relevantes são caracterizados por uma grande regulamentação nas atividades de transporte e distribuição e, no outro extremo, as atividades de compra e venda de gás foram abertas à concorrência. As empresas de serviços públicos integradas verticalmente foram reestruturadas, possibilitando a criação de várias unidades de negócio oriundas de uma mesma empresa. Houve a aplicação de exigências regulatórias com o propósito de separar as atividades na cadeia. Medidas benéficas à prática da concorrência foram aplicadas visando à eliminação de entraves regulatórios nas interconexões. Uma outra particularidade do sistema é o acesso aberto regulado, onde os operadores de redes devem apresentar ao órgão regulador um regulamento de acesso aberto para a sua aprovação, onde estejam descritos os serviços oferecidos e as condições de acesso. Sobre a tarifação de transporte, é necessário

que os operadores obtenham rentabilidade adequada para os riscos e custos operacionais pertinentes ao negócio.

4.3 Reforma no setor de gás natural do Chile

O Chile possui peculiaridades geográficas que imprimem condições restritas de abastecimento e utilização do gás natural. A extensão e as dificuldades orográficas para o transporte inviabilizam o uso de gasodutos, dessa forma, o abastecimento é feito pelo modal marítimo. Além disso, a restrição nas reservas de gás e o baixo potencial de geração hidráulica tornaram o país um dependente da importação energética. O uso do gás natural como fonte primária de energia passou de 7% em 1994 para 18% em 2002, crescimento de 157%.

4.3.1 Cenário pré-reforma

O primórdio da indústria do gás natural iniciou-se com a construção de 1600 quilômetros de gasodutos e redes de distribuição pela Empresa Nacional del Petróleo (Enap) no ano de 1961. A partir de meados dos anos noventa do século passado, o país passou por problemas relacionados com o crescimento da demanda energética e a falta de energéticos competitivos. Neste decênio, a taxa de consumo crescia 7% aa, entretanto, o consumo do energético *per capita* é considerado pequeno.

No ano de 1996, o petróleo e o carvão abarcavam 46% da matriz energética. Com relação ao gás natural o consumo era restrito somente às reservas localizadas no Sul, portanto, longe dos pólos consumidores Centrais e Norte. Desse modo, o consumo neste ano representava por volta de 10% da matriz. (INE, 2003)

Entretanto, os problemas ambientais oriundos da grande utilização de petróleo e carvão colocaram a cidade de Santiago próxima aos níveis de poluição encontrados em cidades como Londres, Nova Iorque e São Paulo. (WORLD BANK, 2002)

O fornecimento de energia elétrica chilena no ano de 1994 era composto por 59% de origem hidráulica, o que colocava o sistema à mercê das condições

climáticas. Por outro lado, grandes restrições econômicas e ambientais foram impostas para a expansão no setor dos recursos hidráulicos e a carvão. Outro importante ponto compreende a preponderância da empresa Endesa no setor. (INE, 2003)

4.3.2 A reforma

No ano de 1982 fora iniciado o processo de reforma do setor, objetivando promover, via segmentação e estruturação, maior otimização operacional e atração de capital privado. Porém, na metade da década de noventa, do século passado, o processo estava concluído e não havia concorrência suficiente no mercado, o que manteve a altos patamares os preços da energia elétrica frente aos padrões mundiais. (BANCO CENTRAL DE CHILE, 2003)

A importação do gás natural da Argentina passou a ser cogitada para a região central chilena e antes da década de noventa o governo, auxiliado pela Gás del Estado - empresa estatal argentina privatizada em 1990, tentou importar o gás, porém sem sucesso. Entretanto, alguns fatores possibilitaram a criação de infraestrutura de interconexão entre as indústrias de gás chilenas e argentinas a partir de meado do ano de 1990.

Dentre os fatores preponderantes vale destacar os que permitiram a inserção do gás proveniente da Argentina no Chile. A transparente identificação dos objetivos de política energética com a definição de protocolos de integração visava a promoção e segurança de investimentos e transações, regulamentações complementares do setor de eletricidade permitiram a inclusão de usinas termelétricas a gás no sistema predominantemente hidráulico e a severidade na fiscalização das medidas e normas ambientais corroboraram para o positivo desenvolvimento da empreitada.

Alçada à condição de componente do objetivo da política energética do país, a reforma do setor de gás promoveu a prática de alguns aspectos: a livre participação do setor privado, a concorrência nos mercados de energia e a proteção ambiental.

Livre participação do setor privado motiva a inserção e implementação de práticas diferentes das encontradas em ambientes regulados. Ponto de destaque é o de transporte, onde o princípio de acesso aberto negociado foi firmado com origem em protocolos de integração num modelo de acesso aberto e regulamentado. Com base na análise dos protocolos de integração podem ser definidas condições de segurança necessárias à prestação de serviços de fornecimento de energia. Na análise dos protocolos de integração celebrados entre Chile e Argentina, percebe-se uma regulação particularizada ao setor de gás, onde objetivos e responsabilidades dos atores colaboram para o satisfatório desempenho do setor, incentivando o desenvolvimento e investimentos em infra-estrutura.

Basicamente os protocolos de integração contemplam os seguintes princípios: o estabelecimento de regime jurídico bilateral permissível à livre comercialização e transporte de gás natural, a não imposição de restrições aos produtores e fornecedores que quisessem exportar o energético quando houvesse disponibilidade de reservas, o contrato e a negociação do preço de compra e venda do gás e os volumes contratados seriam acordados livremente, as condições comerciais referentes ao serviço de transporte seriam afinadas frente à legislação vigente em cada país, o sistema de operação dos gasodutos deveria ser feito sob o sistema de acesso aberto.

A partir de 1991, diversos projetos objetivavam a interconexão das reservas argentinas ao mercado central chileno. A implementação destes projetos criou um processo saudável de concorrência que culminou na redução de 24% nos preços finais do gás natural e 10% na eletricidade.

4.3.3 Cenário atual do setor de gás natural

O novo cenário, proporcionado pela reforma e importação do gás natural argentino, gerou grande desenvolvimento do mercado doméstico de energia. Assim houve um crescimento de 18,2% aa no período de 1997 a 2002.

No tocante ao desenvolvimento da infra-estrutura, o setor privado teve grande participação, realizando investimentos nas operações de transporte e

distribuição, dessa forma é natural que a grande parcela das transportadoras e distribuidoras do país estejam sob a égide do setor privado.

O período compreendido entre o início da regulação e o estado atual do setor permite observar que no ambiente *desregulado* houve possibilidade no desenvolvimento dos negócios relacionados ao transporte.

Em 2003 funcionavam sete gasodutos de interconexão entre os dois países, perfazendo por volta de 3200 quilômetros de redes. (ENARGAS, 2003)

O mercado experimentou a inclusão de usinas termelétricas a gás, representando um acréscimo de 3,6 GW de capacidade instalada no período de 1997 a 2002, proporcionando um aumento na capacidade de geração de 94%. A elevação do consumo no setor industrial foi de 28% aa no mesmo período e juntamente com o setor de eletricidade e dos mercados residenciais e de transporte possibilitou a triplicação da demanda total a uma taxa de 26% aa nestes cinco anos.

Com o aumento da capacidade térmica a gás instalada, houve a possibilidade de diversificação do perfil do setor de eletricidade, que no ano de 2002 contava com 39% de geração hidráulica contra 59% em 1994, o que representa queda de 33% na participação desta modalidade energética. (CNE, 2003b)

Os aspectos ambientais também experimentaram melhorias: a qualidade do ar na região metropolitana indica quedas expressivas dos níveis de poluentes, à exceção do ozônio, no período entre 1997 e 2000. O material particulado respirável foi reduzido em 33% em média, o que proporcionou um aumento de 70% nos dias em que a qualidade do ar é considerada boa. (CONAMA, 2001)

No segmento industrial houve a substituição de energéticos mais poluentes, tais como os óleos combustíveis e carvão, pelo gás natural. Um ano após a chegada do gás a Santiago este ocupava 43% do consumo energético do setor. Estimativas atuais preconizam que o consumo energético do setor atinja 90%. (SEC, 2003)

Com a diversificação de fontes energéticas competitivas na geração elétrica é possível significativa queda no preço do energético. Nos anos seguintes a 1997 os

preços de transmissão sofreram quedas significativas, variando de 24% na região central até 48% na região norte, ocasionando reflexos sobre o custo final da energia elétrica. (ENAP, 2003)

O gás natural representava, em 2002, 26% da matriz energética primária, segundo prospecções da Comisión Nacional de Energía (CNE, 2003b). Esta participação deverá atingir 33% no ano de 2008.

No ano de 1997 a geração a gás foi incentivada pela política de diversificação das fontes de energia e redução de riscos associados a aspectos climáticos. Assim, implementaram-se novas centrais termelétricas a gás natural, porém, hoje se discute a dependência do país em relação ao gás argentino. A delicada situação social e econômica enfrentada pelo país platino poderá afetar a manutenção dos negócios com o energético. Neste panorama, as empresas recusam-se a realizar novos investimentos que viabilizariam o aumento produtivo ou realizar prospecção de novas jazidas. Destarte, as empresas pleiteiam aumento na tarifa do energético, pois a demanda pelo gás na Argentina cresce devido ao preço atraente deste em relação ao óleo diesel e da eletricidade nos segmentos industriais e residenciais. No segmento automotivo também é percebida uma migração para o gás natural (GNV), onde a demanda pelo energético aumentou em 33% no primeiro semestre de 2003 em comparação ao período semelhante do ano anterior. (ONISERG, 2003)

Segundo a CNE (2003a) a economia chilena deverá crescer entre 3,5% a 5,5% no período de 2003 a 2007, e a demanda por energia elétrica poderá aumentar a um ritmo de 7% aa. Dessa forma, ocorrendo anos de hidrologia baixa, a situação de abastecimento energético será drasticamente afetada. Frente a isto, um plano de emergência é alinhavado recomendando às empresas de gás que mantenham reservas de gás natural liquefeito (GNL) nas cidades de Santiago, Concepción e Valparaíso, visando à garantia de abastecimento no caso de algum problema ocorrer e comprometer a continuidade da prestação de serviços.

4.4 Reforma no setor de gás da Argentina

Dentre os países que mais utilizam o gás natural na matriz energética, a Argentina merece posição de destaque. Com níveis nos patamares de 50% na matriz como energia primária, e 55% na geração de energia elétrica, o gás natural representa 27% das fontes energéticas utilizadas no país.

No início da década de noventa do século passado, reformas foram realizadas no setor de hidrocarbonetos e a partir do ano de 1998 o país passa de importador para exportador de gás natural. O consumo doméstico é da ordem de 86% e o restante é destinado às exportações.

Em decorrência das reformas, o Estado passa a receber receitas geradas pelas privatizações e não é mais responsável pelas estatais, o que também contribuiu para a melhora do fluxo de caixa.

As crises econômicas ocorridas no início da década levaram o setor de gás a indeterminações típicas, com conversão de tarifas anteriormente fixadas em dólar americano para peso argentino, ocasionando elevação nos custos de investimento e operação do setor.

Entrementes, frente às indesejáveis consequências, os resultados alçados pelas reformas levaram a transformações positivas no setor.

4.4.1 Cenário pré-reforma

Neste período o setor energético funcionava sob o escudo da Secretaria de Energia e a produção de hidrocarbonetos era realizada pela estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Dessa forma, os produtos eram administrados pelo Estado, onde a principal atividade da YPF era relacionada com a produção de petróleo e o gás natural era considerado subproduto do processo. O excedente de gás era cedido para a estatal Gas del Estado, que concentrava atividades no transporte e distribuição pelo país, monopolizando a atividade. A Gas del Estado era uma estatal integrada verticalmente na cadeia.

Nesta ocasião o Estado impunha subsídios nas operações e as tarifas não eram definidas segundo critérios econômicos, mas com vistas às medidas contra

inflação ou melhoria na distribuição de renda. Neste panorama tarifário os custos de operação ficaram comprometidos, assim as variáveis de custeio não refletiam a realidade da operação, por conseguinte a estrutura tarifária não contemplava diferentes modalidades de fornecimento e consumo. O preço do gás era o mesmo em qualquer parte do país e na contabilidade somente importava o volume transportado ou consumido. (SE, 2003)

O Estado tentou resolver os problemas de escassez criando nova infraestrutura nos anos setenta e oitenta do século passado. Porém, como não houve modificação no sistema tarifário, tal situação provocou mudanças negativas na economia.

4.4.2 A reforma

A última década do século passado representa o início das mudanças ocorridas em resposta às crises econômicas e sociais. No contexto energético alguns pontos merecem destaque, tais como: a promulgação de leis particulares para cada setor, tornando-se marcos regulatórios; reformas concorrentes aos demais setores; criação de agências independentes, sob vistas tecnológicas.

Em consequência às mudanças, houve o realinhamento ideológico, onde o Estado passou a ocupar responsabilidades diferentes na economia, preocupando-se mais precipuamente com questões de ordem mercadológica, impondo regras, fomentando a entrada do capital privado e controlando o nível de serviço prestado.

Particularmente ao setor de energia, a reforma promoveu o surgimento de novos agentes no mercado. Novas oportunidades foram criadas nas atividades de transporte, distribuição e comercialização.

No período compreendido entre 1991 e 1993 a estatal YPF foi privatizada juntamente com a venda de ativos em diversos setores da cadeia de valor petrolífera.

Também houve privatizações no setor elétrico, as quais proporcionaram investimentos em infra-estrutura, mais precisamente na geração, pelo capital privado.

Os problemas relativos ao déficit das empresas estatais foram controlados à medida que as privatizações eram realizadas e também por práticas de políticas tarifárias mais consonantes com o mercado. Mudanças referentes ao tratamento tarifário anteriormente adotado pelo setor de geração termelétrica também contribuíram para o melhor funcionamento da indústria de gás. (ENARGAS, 2003)

Ao final do ano de 1992 a estatal Gas del Estado foi privatizada, constituindo um novo marco para o setor de transporte e distribuição de gás. Neste ano, vários aspectos foram regulamentados e posteriormente novas regras foram instituídas, determinando obrigações e direitos das distribuidoras e transportadoras com consumidores e o Estado.

A análise destas regras possibilita depreender alguns aspectos relevantes: o Estado não age mais como operador do sistema, houve melhorias no fornecimento de gás, a otimização no transporte e distribuição foi conseguida por meio do regime de acesso aberto não discriminatório, como resultado dos investimentos houve aumento em produtividade do setor de gás, a inserção de empresas privadas no setor possibilitou práticas inerentes aos mercados competitivos – concorrência. (IEA, 1999)

Após a estruturação, o setor de gás argentino ficou caracterizado da seguinte maneira:

- Coube ao setor público a definição de políticas setoriais, regulação e fiscalização das atividades (criação de agências reguladoras);
- A prestação de serviços pela cadeia passou para o setor privado;
- Houve segmentação vertical e horizontal nas atividades da cadeia;
- Restrições na integração de atividades da cadeia foram impostas;
- Acesso aberto regulado às instalações de transporte e distribuição;
- Estabeleceu-se um ambiente competitivo;
- O sistema tarifário foi estabelecido em função de princípios econômicos.

4.4.3 Situação pós-reforma

No período que sucedeu as reformas, a estrutura do governo passou a contar com autoridades públicas responsáveis pelo setor: o Poder Executivo Nacional (PEN), cuja função é outorgar concessões e licenças; a Secretaria de Energia (SE) que manteve as funções de promulgação de políticas energéticas, regulamentação e controle da cadeia à montante de produção (*upstream*); o Ente Nacional Regulador do Gás (Enargas) que foi criado pela *Lei do Gás*, cuja função baseia-se no controle das atividades de transporte e distribuição, armazenamento, processamento e comercialização.

Em decorrência da conjuntura econômico-social, instalada no ano de 2001, algumas alterações foram realizadas no setor. O PEN suspendeu procedimentos de ajuste tarifário, até então o Enargas dispunha de plenos poderes para tal. Também foi criada a Comissão de Revisão de Contratos, renomeada posteriormente de Unidade de Renegociação e Análise de Contratos de Serviços Públicos (Uniren). Dessa forma, o setor público manteve as funções de regulamentação geral, de controle dos serviços e resolução de conflitos entre os atores do setor privado. (SE, 2003)

Posteriormente às reformas tornou-se possível a distinção entre os diversos estágios da indústria do gás, onde houve o começo da atuação de agentes nacionais e estrangeiros.

Assim, o estágio referente à produção passou a ter a seguinte estrutura: preço negociado livremente, diminuição da concentração de vendedores no mercado, a Enargas é a autoridade regulatória e autoriza o repasse de variações no preço do gás à tarifa. O transporte passou a ter acesso aberto, tarifas regulamentadas e as transportadoras têm restrições para comprar ou vender gás. No que tange à distribuição, esta etapa está sob a responsabilidade de nove empresas e as tarifas são regulamentadas, por conseguinte, os lucros auferidos são exclusivamente do serviço.

Frente ao novo modelo adotado, rígidos condicionantes à integração vertical dos produtores, transportadores, distribuidores e comercializadores foram criados.

O sistema tarifário foi constituído por classe de serviço e preços máximos, sendo permitida a concessão de descontos. No que se refere aos mecanismos de ajuste de tarifas, há adequações de natureza diversa, tais como: as predeterminadas no tempo, sazonais devido à variação do preço do gás, ou segundo os critérios de impostos ou taxas. São permitidos subsídios tarifários previstos explicitamente no orçamento do governo nacional. Já a prática de subsídios cruzados é expressamente proibida. (ENARGAS, 2003)

O modelo adotado previu que poderia ocorrer o desenvolvimento concorrente nas atividades de produção e comercialização. Assim, o preço do gás na boca do poço manteve-se regulado até o ano de 1993. Coube a Enargas autorizar o repasse das variações do preço na boca do poço para a tarifa final.

Para que houvesse a promoção aos diferentes tipos de serviço a um maior número de usuários cativos, em 1997 foi ampliado o mercado desregulado das transações. (ENARGAS, 2003)

Com relação às expansões do setor de transporte, estas são facultativas. Dessa forma, não é obrigação das transportadoras a expansão da capacidade, porém estas devem permitir a interconexão com terceiros. Entretanto, quando há projetos de expansão, estas estão obrigadas a realizar uma oferta pública da capacidade futura. O mecanismo de expansão deve ocorrer através de ampliações ou extensões, a partir de seus próprios sistemas ou por interconexões com outros gasodutos.

Já para as etapas de distribuição, as distribuidoras estão obrigadas a expandir a sua capacidade se as suas tarifas o permitirem. Caso se neguem a fazê-lo, devem demonstrar a inviabilidade econômica do projeto e especificar a contribuição ou sobre-tarifa que os interessados deverão pagar. (ADIGAS, 2003)

4.4.4 Resultados da reforma

Pode-se depurar como positivos os resultados advindos da reforma. Em todas as partes da cadeia houve aumento no nível de investimento privado e a entrada de novos agentes. Ocorreu a expansão da produção, face à crescente

demanda interna e externa. O acompanhamento evolutivo de infra-estrutura de transporte e distribuição também ocorreu nos mesmos patamares da produção. No que tange aos preços, em geral houve aumento do nível tarifário nos diversos estágios da cadeia, ocasionando mudanças na estrutura tarifária. Dessa forma, por exemplo, o preço do gás para fins residenciais é maior do que para o uso industrial.

As receitas fiscais geradas pelos impostos do setor privatizado quintuplicaram. Enquanto que a média anual de pagamento da Gas del Estado no período de 1990 a 1992 foi de US\$ 42,7 milhões, o valor pago pelas empresas licenciadas no período de 1993 a 2001 foi de US\$ 187,9 milhões. Outro ponto importante é que o governo não financia mais os déficits das empresas estatais. (SE, 2003)

A integração vertical na cadeia do gás foi parcial por parte dos novos agentes do setor privado. Atualmente diversas novas empresas operam no segmento de produção. Já no que se refere às atividades de transporte e distribuição, cada grupo investidor participante deve contar com um acionista obrigatório (Operador Técnico Internacional) que cumpra determinadas exigências, tais como quantidade de usuários, infra-estrutura etc. Isto permitiu que vários agentes ingressassem no país no momento de licitação e posteriormente com as vendas de participações acionárias. Como consequência deste processo, houve a substituição da Gas del Estado por dez novas empresas (duas de transporte e oito de distribuição) as quais, em 1997, foi acrescentada uma nona distribuidora para prestar serviços no nordeste argentino, que era a única área em que a Gas del Estado não tinha desenvolvido suficiente infra-estrutura. (ADIGAS, 2003)

A regulamentação contemplou a existência de comercializadores de gás ou de transporte que poderiam atuar por conta ou de terceiros. Estes agentes não se desenvolveram como previsto, devido às contingências advindas da crise macroeconômica de 2001. Os que perduraram nesta atividade estão vinculados às distribuidoras, entretanto, não adentram nos domínios das demais licenciadas.

Em decorrência da reestruturação e das privatizações, houve um crescimento na participação do gás como fonte de geração elétrica, passando de

49% para 55%, no período de 1992 a 2000, a potência térmica instalada. Com relação ao consumo de gás, este passou de 7% para 27% no período de 1993 a 2001.

A própria motivação do mercado favoreceu a ampliação da capacidade térmica em detrimento às fontes nucleares e hidrelétricas. Por conseguinte, houve redução no preço da eletricidade no mercado atacadista da ordem de 60% no período entre 1992 e 2001. Em decorrência da utilização em maior escala do gás, economicamente mais atraente, ocorreu diminuição no custo de investimento nas centrais térmicas de ciclo combinado e, conseqüentemente, menores preços de geração de energia elétrica. (INDEC, 2003)

Outro ponto de destaque refere-se ao aproveitamento da sazonalidade da demanda residencial do gás, que ocasiona sobras durante o verão. Dessa forma, pode-se negociar diferentes categoriais de contratos com os produtores de energia elétrica. Estes são beneficiados no aproveitamento pleno deste excesso de capacidade momentânea. Isto leva a custos ainda menores em relação às outras fontes energéticas, ocasionando grande impacto sobre os custos de geração elétrica nos serviços de pico.

Com a crise macroeconômica ocorrida a partir do final de 2001, houve a promulgação da Lei de Emergência Pública (LEP) no início de 2002. Esta modificou as regras do setor, submetendo à renegociação todos os contratos celebrados entre o Estado e as empresas prestadoras de serviços de gás. Tal conjuntura econômica ocasionou diversos transtornos ao mercado de gás, pois inúmeras medidas e regras foram redefinidas em função da contingência econômica. Alia-se a isto as movimentações políticas e tem-se como resultado a desestruturação na cadeia de gás, ocasionando prejuízos para as empresas atuantes. (SE, 2003)

4.5 Reforma no setor de gás da Colômbia

Desde meados do século passado a Colômbia utiliza o gás natural, entretanto, somente na segunda metade da década de setenta, com a descoberta de jazidas na região de Guajira, houve uma maior utilização do hidrocarboneto.

A idéia precípua jazia na substituição do óleo combustível consumido na indústria e na geração térmica a fim de liberar recursos energéticos com a finalidade de exportação. (OLADE, 2000)

A partir dos anos oitenta, foi implementado um programa cuja finalidade era abastecer os principais centros urbanos com o gás natural. Entretanto, a principal problemática residia na deficiente infra-estrutura de transporte. Frente a esta situação, na década de noventa foi feito o *Programa para a Massificação do Consumo de Gás*, cujo objetivo era possibilitar a utilização do hidrocarboneto por maior número de consumidores pelo país. Dessa forma, torna-se patente que investimentos em gasodutos desde as jazidas até os centros consumidores constituiriam o cerne da empreitada. (CONPES, 2003)

Uma nova rede de gasodutos foi construída e em cinco anos 2800 novos quilômetros interligavam as principais bacias aos centros consumidores. Esta empreitada estava sob responsabilidade da Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol). A Empresa Colombiana de Gás (Ecogas) foi fundada no ano de 1997 para operar esta nova rede de gasodutos. (YAKER, 2000)

A partir da sanção da Lei 142 (1994) novas regras foram introduzidas no setor, incentivando a participação do capital privado, a livre concorrência e melhoria na eficiência dos serviços prestados. (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 1994)

O acesso aos dutos foi liberado e novas regras foram definidas de acordo com as especificidades de um dos segmentos, podendo-se assim limitar a integração vertical e horizontal destas atividades. Em consequência, observou-se o decurso de apartação vertical, norteadas agora pela cadeia de valor, tais como comercialização, transporte, distribuição e produção. Coube então ao Estado o controle da qualidade e eficiência dos serviços privados prestados. (CONPES, 2002)

4.5.1 Cenário pré-reforma

A principal política primária era motivada pela redução da queima do gás natural nos campos produtores de petróleo, constituindo um subproduto da indústria petrolífera utilizado em fins menos nobres.

Na década de setenta foram descobertas jazidas de gás não associado ao norte do país, possibilitando a substituição do consumo de óleo combustível nas usinas termelétricas. Assim, foi iniciada uma política de substituição do óleo combustível por gás natural, dando margem para uma menor importação de petróleo no período de 1974 a 1986. Esta política de substituição possibilitou a utilização de grande parte da capacidade do gasoduto principal de transporte, construído na zona da Costa Atlântica com o financiamento da Ecopetrol e das principais indústrias da região. (DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN, 2000)

O programa *Gás para a Mudança*, iniciado em 1986, tinha como objetivos principais: difundir a abrangência regional; promover novas descobertas e interconexões nacionais, culminando com a proposta de construção do gasoduto Barrancabermeia com vistas à ampliação do mercado de gás.

Pode-se pontuar como principal problemática para o desenvolvimento da indústria de gás colombiana a ausência de um mercado vívido. Mesmo após as medidas anteriormente citadas, ainda havia falta de infra-estrutura de transporte que promovesse capilaridade para o energético. (CONPES, 2003)

Os segmentos de produção, transporte e comercialização eram monopolizados pela Ecopetrol antes das transformações ocorridas na década de noventa. Isto cerceava a participação de investidores do setor privado, restringindo-os às etapas de produção e prospecção, junto a Ecopetrol. Esta, por sua vez, possuía os gasodutos por onde era feito o transporte do gás. Dessa forma, percebe-se que a política adotada transformara a Ecopetrol na única empresa que comercializava no atacado a produção de gás, sem contrato formal e a preços fixados pelo Estado através do Ministério de Minas e Energia.

Entende-se que uma das principais características do setor de gás colombiano consistia em uma indústria cuja integração era exclusivamente vertical

e atuante em um único mercado atacadista. Neste modelo o gás era vendido pela mesma indústria que realizava o transporte, sob a égide do governo na fixação de preços para empresas locais de distribuição e grandes consumidores. (DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN, 2000)

Cabe ressaltar que a crise gerada em decorrência da administração do Estado nos setores de gás e energia elétrica foi importante vetor para a reforma dos setores na Colômbia. As funções do Estado não eram claramente definidas e o mesmo atuava como *réu, júri, juiz e algoz*, assim o controle do setor ficava à mercê de políticas cujas origens nem sempre eram técnicas.

Portanto, o que se almejava com as reformas era que através da concorrência pudesse ser elevada a eficiência nos diversos processos da indústria de gás. A iniciativa privada e o ganho aferido pelos serviços prestados aos consumidores finais alavancaria e sustentaria a empreitada.

4.5.2 A reforma

A reforma do setor de gás colombiano iniciou-se na década de noventa do século passado. No ano de 1991 foi proposto e aprovado o *Programa para a Massificação do Consumo de Gás*, que visava a encorajar a utilização do gás prioritariamente como substituto de outras fontes energéticas de maior custo e impacto ambiental. Os objetivos do programa foram: incitar o capital privado, melhorar o nível de serviço frente a melhor relação custo-produção, propagandear o consumo em massa dos gases natural e propano, incutir o conceito de economia energética nos termos de custo e qualidade, assegurar oferta de energéticos suficiente e flexível, melhorar e otimizar a utilização das jazidas através do aumento da capilaridade dos gasodutos. (CREG, 1996)

Para a viabilização destes objetivos algumas ações foram empreendidas, tais como: aumento na elasticidade de preços visando a estimular a oferta,

utilização da Ecopetrol e de seus sistemas para o transporte de gás³ e destinação de uma empresa cuja operação fosse voltada somente para o transporte. Assim, o sistema de transporte é dividido em três partes: Costa Atlântica, centro e interior.

A partir da sanção da Lei 142 de 1994, denominada de *Lei de Servicios Públicos Domiciliares*, as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização foram desagregadas. Por conseguinte, houve a desintegração vertical do segmento. Neste novo cenário o papel do Estado é garantir a concorrência, coibindo situações abusivas que atentem contra a melhoria de eficiência e qualidade do nível de serviço. (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 1994)

A Lei 401 de 1997 proporcionou a criação de uma empresa que atuasse independentemente da estatal Ecopetrol, pois a participação desta desestimulava um mercado competitivo. Esta nova companhia, a Ecogas, assumiu o pagamento dos contratos Bomt (não tem que ser diferenciado) e de outros relacionados com a operação e manutenção dos gasodutos, até então sob a responsabilidade da Ecopetrol. As tarifas de prestação de serviço público de transporte são definidas pela Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg). A Ecogas possui autonomia orçamentária e administrativa, sendo vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

A partir de primeiro de janeiro de 1998 a Ecogas iniciou suas atividades com a tarefa de prospectar, construir, manter, explorar e operar comercialmente os sistemas de transporte de gás próprios; explorar comercialmente os gasodutos de propriedade de terceiros, pagando para tal as devidas taxas. São 1100 quilômetros de gasodutos próprios e 900 quilômetros sob contratos do tipo Bomt. (DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN, 2000)

No que tange aos aspectos reguladores, é categórico que não é possível admitir integrações de natureza horizontal ou vertical em nenhum dos segmentos

³ a modalidade de contrato utilizada é conhecida como *Build, Operate, Maintain and Transfer* (Bomt), neste tipo de contrato a construção, operação e manutenção dos projetos ficam sob encargo de uma empresa privada, contratante paga os direitos pelo uso do bem construído e tem uma opção de compra (transferência).

do setor. A Creg estabeleceu regras referentes às máximas participações acionárias entre diferentes empresas do setor. Já a atividade de transporte é autônoma, dessa forma o acesso aberto ao sistema é garantido. Produtores podem participar da distribuição desde que o capital acionário não exceda a 20 % do capital total da distribuidora. (CREG, 1996)

Com relação à estrutura institucional, o Ministério de Minas e Energia constitui a máxima autoridade do setor, sendo responsável pela elaboração da política e regulação técnico-econômica com vistas à otimização das jazidas. A Creg foi criada no âmbito da Lei 142 e é o órgão regulador do setor de energia ligado ao Ministério de Minas e Energia, tendo autonomia administrativa, técnica e patrimonial. A Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares (Sspd) é um órgão fiscalizador ligado ao Ministério de Desenvolvimento Econômico, que tem o poder de impor sanções, sendo responsável pela fiscalização e controle das empresas que prestam serviços públicos domiciliares, avaliando sua gestão financeira, técnica e administrativa; possui autonomia administrativa e conta com um delegado para tratar dos setores de energia e de gás. (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 1994)

A Lei 142 reconhece cinco agentes que atuam de forma independente na cadeia de desenvolvimento do gás natural, são eles: o produtor, o comercializador, o transportador, o distribuidor e o consumidor.

Pode-se listar como principais características da reforma do setor gasífero colombiano as seguintes diretrizes: integração vertical e horizontal, acesso aberto e não discriminatório, abertura do mercado de distribuição, tarifas, subsídios e contribuições, exportações e interface com o setor elétrico.

Com relação à diretriz sobre a integração vertical e horizontal vale destacar que a Resolução 71 de 1998 da Creg estabelece que: a partir de primeiro de janeiro de 2015 não será permitido que nenhuma empresa de distribuição atenda de forma direta ou indireta parcela maior do que 30 % dos usuários de gás natural do país, quando a comercialização for referente ao abastecimento de empresas de geração de energia elétrica não haverá limites de participação no mercado, não é permitido que empresas agentes detenham mais do que 25 % do capital social de outras que

operem na cadeia, somente será permitido que um comercializador ultrapasse o volume total de 25 % do mercado quando o fim for destinado para a geração elétrica ou matéria-prima para a indústria petroquímica e evidentemente para o consumo próprio.

No que tange à diretriz de acesso aberto e não discriminatório, a Resolução 57 de 1996 da Creg estabelece que os transportadores poderão oferecer serviços nas modalidades firme, pico e interruptíveis, podendo também combiná-los desde que os princípios praticados não firam o da livre concorrência. Não poderá haver discriminação de clientes cujos termos contratuais sejam similares.

A diretriz sobre a abertura do mercado de distribuição preconiza a garantia do direito aos grandes consumidores de comprar gás e contratar o serviço de transporte separadamente, podendo negociar os contratos diretamente com o produtor, comercializador, transportador ou distribuidor. Entende-se como empresas comercializadoras aquelas cujas atividades de produção, venda ou distribuição sejam desenvolvidas. Os produtores poderão comercializar abertamente a produção no mercado atacadista. Assim, os grandes consumidores poderão optar pela contratação integrada da empresa distribuidora, transporte e distribuição do gás ou contratar separadamente cada componente da cadeia de valor. São considerados grandes consumidores aqueles que consomem mais do que 2800 metros cúbicos por dia.

As tarifas são fixadas e orientadas sob a égide da eficiência econômica, suficiência financeira, simplicidade e transparência. A metodologia para a fixação das tarifas é estabelecida na Lei 142.

Os subsídios e contribuições encontram amparo legal na Lei 142 e 505 (1999), cujo princípio precípua refere-se em classificar a população de municípios e distritos do país através dos domicílios e respectiva localização. Tal classificação tem a finalidade de diferenciar os serviços públicos domiciliares por diferentes segmentos de tarifas, de modo que aqueles com maior poder aquisitivo paguem valores maiores pelos serviços e conseqüentemente os de menor poder paguem menos.

Os aspectos relacionados com as exportações são estabelecidos no artigo 23 da Lei 142, que declara que a Creg poderá coibir a exportação de gás sempre que a demanda interna não possa ser atendida e que no instante não esteja sendo satisfeita em função da regulação das tarifas. O preço de exportação é livre e o acesso ao gasoduto é permitido em qualquer ponto.

A demanda elétrica tem elevada importância no setor de gás natural devido ao fato das termelétricas serem as maiores consumidoras do energético, depois do ramo industrial. Dessa forma a interface com o setor elétrico deve considerar os riscos comerciais advindos das situações climáticas, pois em períodos cuja capacidade hidráulica seja favorável, as usinas termelétricas são menos solicitadas e, segundo as cláusulas contratuais, as mesmas devem cumprir seus contratos (*take or pay*). (CONPES, 2003)

4.5.3 Situação pós-reforma

Analizando o panorama atual da indústria de gás colombiana após as reformas implementadas, pode-se depreender que o uso do gás para satisfação das necessidades energéticas do mercado apresenta-se de forma mais madura e eficiente quando comparado a outras fontes utilizadas anteriormente. O *Programa de Massificação do Gás* representou uma nova referência legal, abrangendo um universo de mais de 3,5 milhões de usuários pelo país. Houve um incremento de 4000 quilômetros de novas redes de gasodutos, proporcionando maior capilaridade ao sistema. No período compreendido entre 1993 e 2002 houve crescimento médio da ordem de 20 % aa, somente no setor residencial houve aumento de 7 % para 22 % do consumo total do energético e no setor industrial houve aumento de 32 % no mesmo período.

No que tange ao consumo do gás para fins de termelétricidade, há alguns pontos sensíveis devido à volatilidade da demanda em função das condições climáticas. O pico histórico foi alcançado em 1997-1998: em virtude do baixo potencial hidrológico, o consumo neste período representou metade da demanda total de gás do país. Entretanto, no ano posterior, o consumo sofreu retraimento de 40 %. A melhoria da capacidade hidráulica e os aspectos relativos à conjuntura

econômica do país foram responsáveis pela diminuição da demanda. (DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN, 2000)

Considerando a matriz energética colombiana, o gás natural participa com 11 % da energia primária, parcela considerada baixa mesmo com uma rede de gasodutos da ordem de 5600 quilômetros. Por outro lado percebe-se que há grande potencial de crescimento da indústria de gás, para tal crê-se que a melhoria na infra-estrutura deva ser alavancada com recursos privados. Previsões preconizam que o consumo deve dobrar no ano de 2010 em comparação a 2002. É esperado que os segmentos residencial e termelétrico representem grande parte do aumento na demanda.

Em resumo, a reforma do setor de gás colombiano foi implementada através de um marco regulatório que procurou incentivar a participação do setor privado e promover a livre concorrência e a eficiência na prestação do serviço público.

4.6 Reforma no setor de gás natural da Bolívia

A indústria gasífera boliviana constitui uma das principais fontes de geração de riqueza e divisas para o país. A partir do ano de 1997 as reformas implementadas no país criaram condições para a participação do capital privado, possibilitando importante aumento das reservas. A utilização do energético apresentou elevados índices de crescimento, passando de 3 % para 26 % de participação em 1990 e 2002, respectivamente. (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2003)

O principal mercado externo da indústria de gás é o Brasil. Tal mercado foi criado através da construção e operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) no ano de 1999. O segundo mercado externo abastecido pela Bolívia é o argentino, com operações iniciadas no ano de 1972, constituindo durante cerca de vinte anos o único mercado externo ao país. (MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO, 2002)

No período compreendido entre 1999 e 2002 as exportações de gás para o Brasil aumentaram cerca de 240 %, representando 20 % das exportações do país no ano de 2002. A Figura 6.1 ilustra a evolução das vendas de gás natural nos mercados interno e externo. Com relação ao consumo interno este não apresenta grandes taxas de crescimento, sendo pouco desenvolvido.

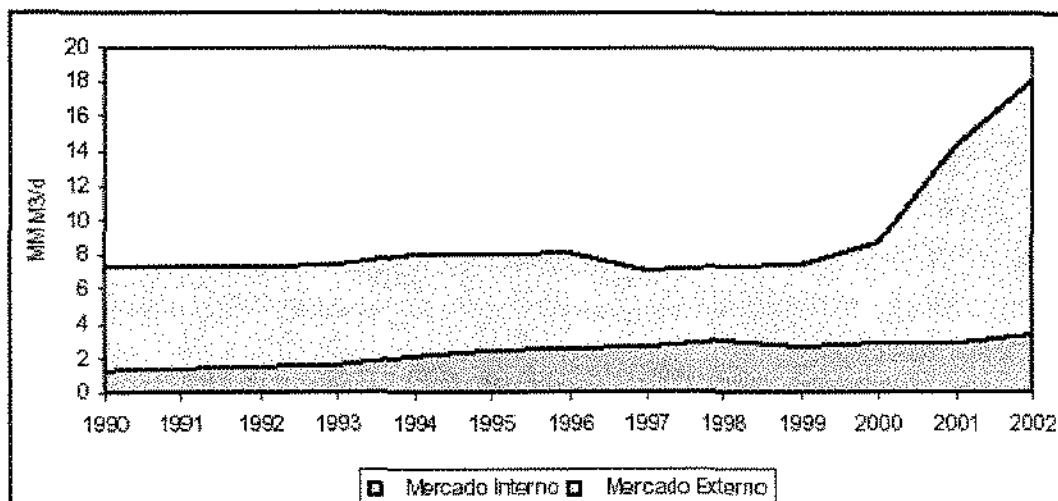


Figura 4.1: Participação das vendas de gás natural em Milhões de metros cúbicos por dia

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2003

A partir da reformas iniciadas em 1997 o segmento de hidrocarbonetos passou de 4,5 % para 6,5 % do Produto Interno Bruto (PIB) em 1992 e 2002, respectivamente. Um terço das receitas fiscais totais são oriundas dos impostos às quais o segmento de hidrocarbonetos é sujeito. (MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS, 2005)

4.6.1 Cenário pré-reforma

Pode-se considerar que a reforma do setor gasífero boliviano teve seu início com a promulgação da Lei de Capitalização em 1994. O objetivo principal desta lei é o aporte de recursos oriundos da iniciativa privada para as empresas públicas, com a finalidade de constituir novas sociedades de economia mista. (MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS, 21/3/1994)

A estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Ypfb) produzia 66 % do gás natural e 85 % do petróleo boliviano antes do processo de capitalização. Nesta época, 1996, o país somente exportava o gás natural para a Argentina, sendo esta operação realizada pela Ypfb. A mesma detinha exclusividade para as atividades de produção de petróleo e gás bolivianos, distribuição residencial e participação acionária nas demais empresas de distribuição. (YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS, 2003)

O quadro situacional da época representava a escassez de recursos financeiros que fossem suficientes e destinados às etapas de pesquisa e desenvolvimento de novas jazidas de gás natural, como consequência a produção não acompanhava a demanda na mesma taxa de crescimento. Dessa forma, a relação entre as reservas e a produção encontrava-se abaixo do mínimo nível necessário para garantir o abastecimento interno em médio prazo. A infraestrutura não era apropriada para garantir níveis de serviço satisfatórios. (ANDERSEN, 2004)

4.6.2 A reforma

A idéia norteadora da reforma do setor gasífero boliviano reside na capitalização e na abertura das empresas estatais ao capital privado, segundo a Lei de Capitalização seria a criação de empresas de economia mista com o aporte de capital privado. (MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS, 21/3/1994)

O sistema de economia mista preconiza a participação acionária e controle ao capital estrangeiro limitado a 50 %, segundo a Lei de Capitalização, ficando o Estado com a outra metade.

É relevante salientar que não se trata da privatização ordinária, neste modelo o Estado continua tendo participação nas empresas. Os novos sócios deverão investir e aumentar o ritmo de atuação e crescimento das empresas. A capacidade produtiva deverá aumentar e modernizar-se, em consequência, haverá aumento nos postos de trabalho, movimentando a economia em virtude da melhoria do poder aquisitivo da população.

No aspecto legal tem-se importante balizamento oriundo da sanção da Lei de Hidrocarbonetos e da Lei do Sistema de Regulação Setorial, respectivamente em 1996 e 1994.

Estas leis objetivaram realinhar a participação do Estado no setor, que passou a atuar como agente fiscalizador e regulador, visando à promoção da desregulamentação e eficiência no setor de hidrocarbonetos. (MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS, 30/4/1996 e 28/10/1994)

A Ypfb capitaneou os processos de licitação no segmento de prospecção e produção (*upstream*), supervisionando os contratos celebrados. Em decorrência, houve a descoberta de novas jazidas de gás natural.

4.6.3 Situação pós-reforma

O processo de reforma trouxe modificações de ordem institucional. Neste novo contexto, o Ministério de Minas e Hidrocarbonetos tem a incumbência de definir quais serão as políticas energéticas. Sob a égide do Ministério da Fazenda e do Desenvolvimento Econômico está o Sistema de Regulação Setorial (Sirese), cuja meta é o controle, a regulação e a supervisão dos segmentos de eletricidade, transporte, recursos hídricos, telecomunicações e hidrocarbonetos. Dentro da estrutura institucional há a Superintendência Geral que dirige o Sirese e está hierarquicamente abaixo as Superintendências Setoriais, tais como a Superintendência de Hidrocarbonetos. No que tange ao setor específico de gás natural, a Superintendência de Hidrocarbonetos regula o transporte (*midstream*), a distribuição (*downstream*) e o comércio do energético. (SIRESE, 2003)

Dentre as incumbências da Ypfb está a compartição do risco, representando o Estado, na contribuição com dinheiro ou bens para a formação ou aumento do capital da sociedade acionária. Também cabe a Ypfb a função de congregadora do gás exportado ao Brasil, alocando as empresas gasíferas às cotas de disponibilidade ao Brasil e ao mercado interno. São de responsabilidade também a certificação das reservas de gás e a supervisão do desenvolvimento das atividades petroleiras.

No período que sucedeu a reforma houve crescimento na produção de gás natural, com taxas em torno de 11% aa, resultado do aporte realizado pela iniciativa privada. (DUPLEICH, 2003)

A demanda interna, mesmo a despeito das melhorias em infra-estrutura, ainda encontra-se em patamares iniciais. Isto ocorre devido a um conjunto de fatores, mas crê-se que o prioritário resida na concorrência com outros energéticos economicamente mais acessíveis, tais como o óleo combustível e o gás liquefeito de petróleo (GLP).

Já no mercado externo a situação é contrária, pois o produto cuja exportação é maior no país é o gás natural, atingindo proporções superiores a 20% das exportações totais bolivianas. (MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS, 2005)

Capítulo 5

5 O setor de gás natural no Brasil

Há grande potencial de consumo de gás natural no país, impulsionado pela geração termelétrica e o uso industrial. O crescimento do consumo no setor de termelétrica foi da ordem de 72% e no ramo industrial de 13,7%. Segundo o Ministério de Minas e Energia (2005) a produção de gás natural foi de 46,5 milhões de metros cúbicos por dia no ano de 2004, o que corresponde a um crescimento de 7,5% em relação a 2003. As importações do gás da Bolívia aumentaram 60% em relação a 2003, o que corresponde a um fluxo diário de 22,2 milhões de metros cúbicos.

Crê-se, que o aumento na demanda do energético seja motivada pelo consumo em termelétrica, pois tais empreendimentos possibilitam o desenvolvimento da infra-estrutura necessária para a utilização em outros setores. Segundo as projeções realizadas no Plano Decenal de Expansão 2003-2012 (MME, 2002), o consumo de eletricidade per capita do país somente deverá voltar ao valor de 170 quilowatt-hora por mês no ano de 2008, em 2000 tal marca foi registrada pela última vez. A geração nas centrais termelétricas públicas houve crescimento de 61,8 %, no uso do gás, nos dois últimos anos. (MME, 2005)

O consumo total de energia elétrica no Brasil deverá crescer a uma taxa média anual de 6,1% ao ano ao longo do horizonte decenal, atingindo o montante de 577,2 terawatt-hora ao final do período. Considerando-se apenas o consumo atendido pelas concessionárias, a taxa de crescimento é de 5,7% ao ano, com um total de energia de 510,1 terawatt-hora em 2012. A diferença é atendida pela autoprodução. (MME, 2002)

Considerando os fatores citados, recuperação do consumo de energia elétrica nos setores, nível de armazenamento nos reservatórios e o crescimento projetado, tem-se um panorama que indica um retardo na evolução de consumo de energia elétrica. Porém, a futura expansão da geração elétrica no Brasil deve ser

feita majoritariamente com termelétricas que operam com ciclos de potência baseados em turbinas a gás e com pequenas centrais hidrelétricas (PCH's).

Convém destacar também, o acentuado crescimento no uso do energético para fins de transporte rodoviário, que apresentou crescimento de 19% em relação ao ano de 2003. (MME, 2005)

5.1 Matriz energética brasileira

Atualmente a matriz energética brasileira é alicerçada no petróleo e na eletricidade, com grande destaque na participação do primeiro energético. Crê-se que nos próximos anos o tripé formado por petróleo, eletricidade e gás natural, sustentará a oferta interna de energia.

A Figura 5.1 ilustra as participações dos energéticos na oferta interna de energia. Percebe-se a grande utilização do petróleo, frente às demais fontes energéticas.

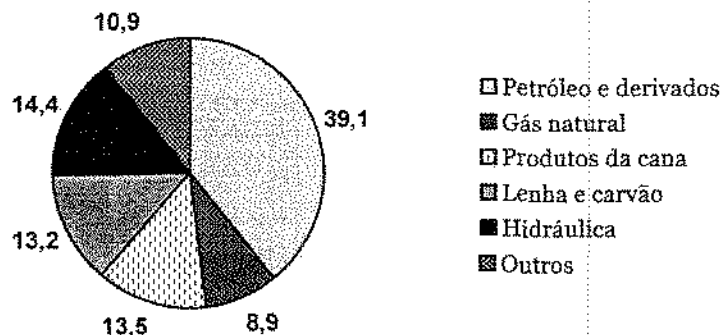


Figura 5.1: Matriz energética brasileira em 2004 [%]

Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2005

A produção de petróleo e derivados, em 2004, foi 0,5% inferior ao ano anterior, já a demanda cresceu 5,8% no mesmo período. A gasolina, o querosene de aviação e o óleo diesel alavancaram a demanda do energético. Um ponto importante que merece destaque reside na retração da utilização do óleo combustível em 11%. Isto se deve, em grande parte, à substituição deste

combustível pelo gás natural, principalmente nas aplicações industriais. O balanço da produção e consumo de petróleo revela falta de óleo diesel, nafta e GLP; e excesso de gasolina e óleo combustível. (MME, 2005)

A geração de energia elétrica brasileira apresentou crescimento de 6,3% em 2004, quando comparada ao ano anterior. Este resultado é oriundo do crescimento substancial na geração térmica (17%) e da geração hidráulica (6,7%). (MME, 2005)

O consumo de eletricidade foi 5,1% superior ao ano anterior (2003), com crescimentos nos setores residencial, comercial e industrial, neste último a taxa foi de 7,1%. A Figura 5.2 apresenta a distribuição nas fontes primárias de energia elétrica no Brasil, em 2004.

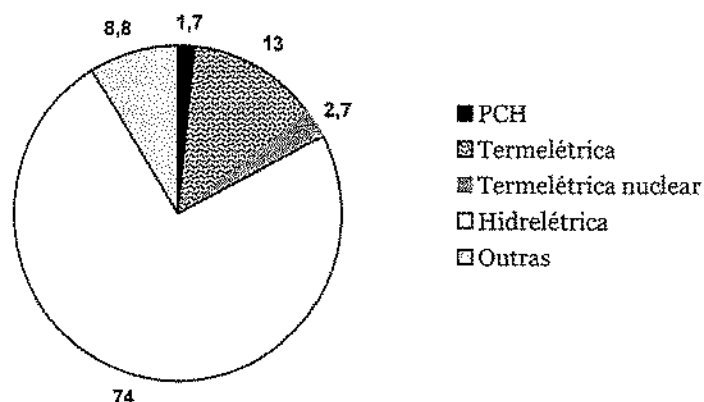


Figura 5.2: Fontes primárias de energia elétrica no Brasil [%]

Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2005

O gás natural continuou a tendência de crescimento, a produção do mesmo foi 7,5% superior ao ano de 2003 e o setor industrial continuou a ser o maior setor consumidor. A geração de energia elétrica advinda desta fonte também apresentou prósperos índices. O setor de transporte rodoviário participou com incremento de 19% no consumo em 2003. (MME, 2005)

A lenha, carvão e produtos da cana não têm grande importância para a geração de energia elétrica, entretanto no setor de transportes a cana participa de forma essencial, com o etanol.

5.2 Reservas, produção e consumo

O Brasil é o terceiro colocado na classificação centro-sulamericana de reservas provadas de gás. As últimas descobertas na Bacia de Santos, no estado de São Paulo, aumentaram o horizonte de produção brasileiro. Entretanto, as maiores reservas encontram-se na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro.

A Tabela 5.1 mostra os dados relativos às reservas de gás natural brasileiras provadas, ao longo desta década. Reservas provadas são aquelas cuja análise de dados geológicos e de engenharia propiciam a recuperação comercial do gás, considerando aspectos relacionados à viabilidade econômica, operacionalização e regulamentos legais e tributários.

Tabela 5.1: Reservas brasileiras provadas de gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005

	Reservas provadas de gás natural [bilhões de m ³]					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Terra	78,60	77,16	76,07	76,60	73,73	71,75
Mar	142,40	145,57	168,43	168,74	252,35	234,64
Total	221,00	222,73	244,55	245,34	326,08	306,39

A Figura 5.3 ilustra a evolução das reservas brasileiras provadas de gás natural. Percebe-se que o incremento nas jazidas localizadas nos campos marinhos foi saliente, já as jazidas terrestres apresentaram ligeiro decrescimento.

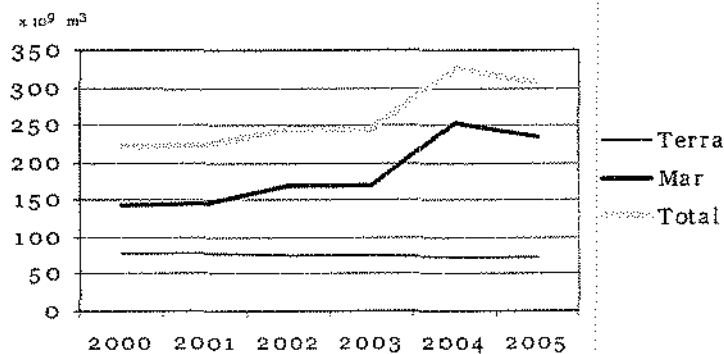


Figura 5.3: Reservas brasileiras provadas de gás natural

As reservas brasileiras totais de gás natural são mostradas na Tabela 5.2. Na primeira metade desta década o crescimento foi da ordem de 26%. Tal incremento foi fomentado pela crescente utilização do energético, principalmente para a substituição energética à eletricidade.

Tabela 5.2: Reservas brasileiras totais de gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005

	Reservas totais de gás natural [bilhões de m ³]					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Terra	137,61	121,05	123,66	115,74	117,90	115,14
Mar	223,17	214,21	229,99	235,87	380,26	339,31
Total	360,78	335,26	353,65	351,61	498,16	454,45

O desenvolvimento de novas reservas, majoritariamente no mar, deve-se às condições geológicas brasileiras. Espera-se que nos próximos anos novos campos sejam descobertos, pois se crê que haja muitas outras bacias latentes. O progresso das reservas brasileiras totais pode ser visto na Figura 5.4. Note que a taxa de crescimento, das reservas totais, é semelhante ao das reservas provadas. Isto é justificado pela confiabilidade na prospecção e inventariação das jazidas.

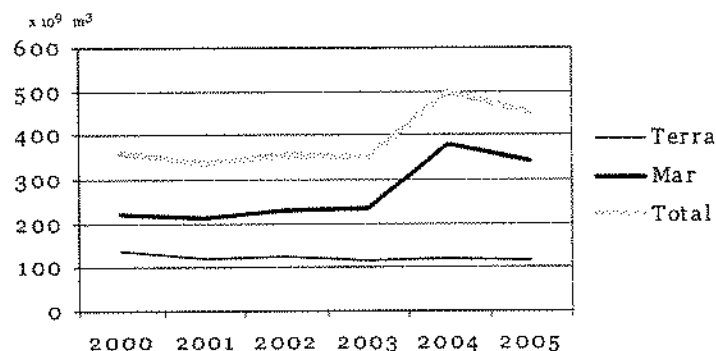


Figura 5.4: Reservas brasileiras totais de gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005

A produção brasileira de gás natural cresceu substancialmente na primeira metade desta década, o taxa de incremento entre 2000 e 2005 foi da ordem de 33%. Os aumentos no consumo nos setores industriais, geração termelétrica e transporte rodoviário foram os responsáveis pelo aumento na demanda do energético. A Tabela 5.3 apresenta os dados referentes à produção nos últimos seis anos e a Figura 5.5 ilustra a tendência de crescimento.

Tabela 5.3: Produção brasileira de gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005

	Produção nacional de gás natural [MM m³]					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Alagoas	738,34	762,92	781,76	917,93	1187,16	1168,65
Amazonas	2000,20	2427,33	2743,18	2992,56	3620,76	3567,21
Bahia	1895,92	1966,55	2016,82	2165,87	2256,61	1984,29
Ceará	100,09	92,97	110,24	100,13	126,09	111,11
Espírito Santo	317,18	388,95	421,50	509,38	509,83	519,06
Paraná	47,21	38,25	9,39	56,40	65,22	67,71
Rio de Janeiro	5721,03	5968,33	6886,34	6660,15	6779,08	7967,18
Rio Grande do Norte	1265,25	1197,66	1360,29	1268,90	1365,58	1316,53
São Paulo	324,10	343,98	394,19	388,23	383,40	379,71
Sergipe	873,57	811,86	801,45	732,51	677,43	617,74
Total	13282,88	13998,80	15525,15	15792,06	16971,16	17699,20

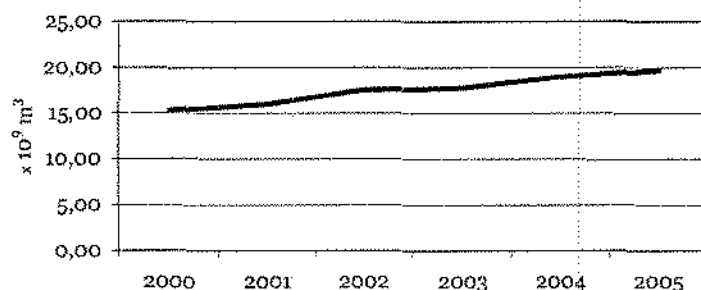


Figura 5.5: Evolução da produção brasileira de gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005

A participação dos estados na produção de gás natural pode ser vista na Figura 5.6. Nota-se que mais de 40% da produção nacional é oriunda do estado do Rio de Janeiro e espera-se que nos próximos anos, quando a Bacia de Santos estiver em operação, a participação do estado de São Paulo cresça e abasteça de forma mais intensiva a região, que constitui grande pólo de consumo para o energético.

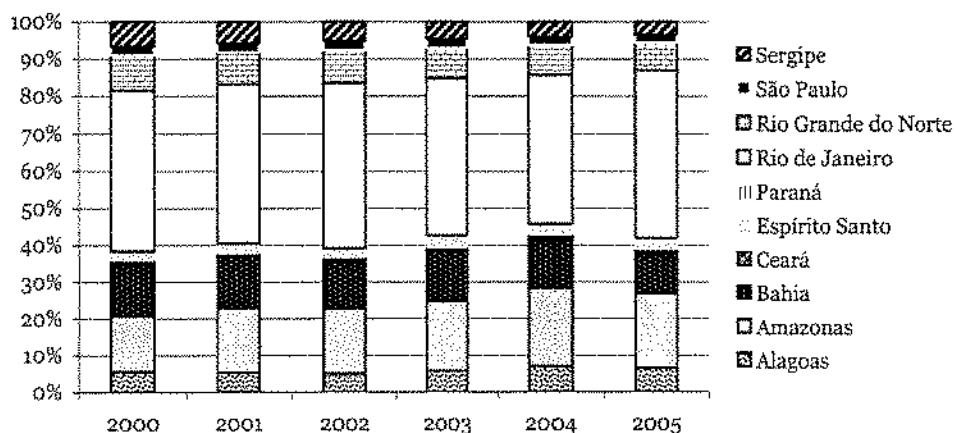


Figura 5.6: Participação por unidade da federação na produção de gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005

O consumo de gás natural é liderado pelo setor energético, seguido pelo setor industrial. Nos últimos dez anos o crescimento foi da ordem de 260% nesses setores, o que indica grande tendência à utilização e substituição de outros energéticos pelo gás. Já no setor comercial, no mesmo período, a demanda cresceu dez vezes. A Tabela 5.4 apresenta os dados relativos ao consumo do energético nos diversos setores e a Figura 5.7 ilustra a tendência e evolução na utilização do energético.

Tabela 5.4: Consumo de gás natural por setor de atividade econômica

Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2005

	Consumo por setor [%]										
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Energético	6,8	7,0	8,0	7,7	9,0	11,4	16,1	16,2	17,7	17,3	18,0
Comercial	0,4	0,8	1,0	1,8	1,2	0,9	1,4	2,9	3,7	4,1	4,2
Residencial	0,1	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8
Transporte rodoviário	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,6	1,2	1,9	2,6	2,9
Industrial	3,5	4,0	4,7	5,0	4,8	5,2	6,3	7,4	8,5	8,6	9,2

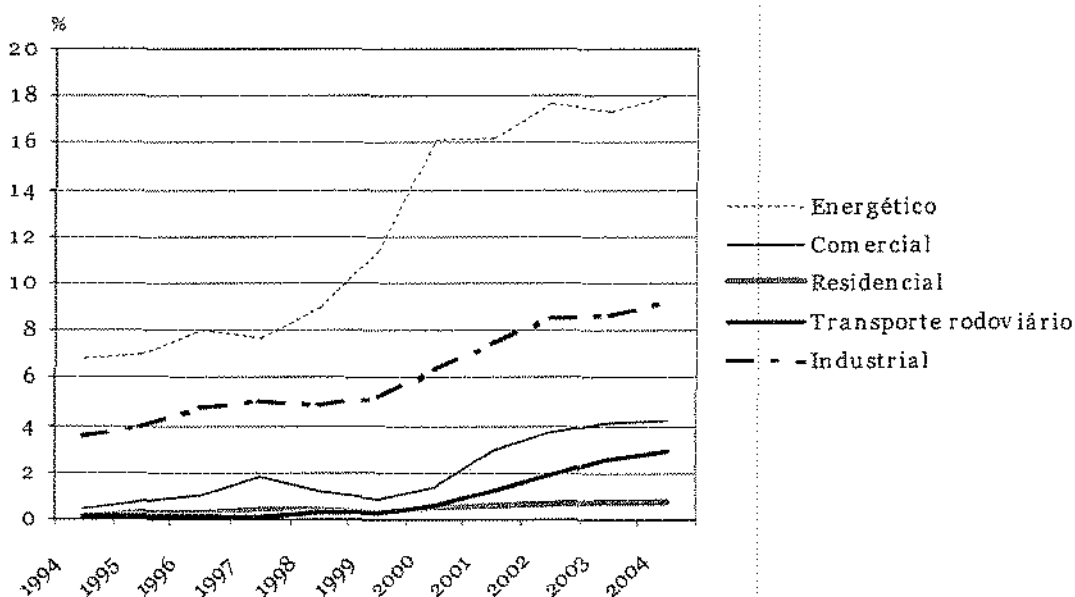


Figura 5.7: Consumo de gás natural por setor de atividade econômica

Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2005

Analisando a Figura 5.7, percebe-se o acentuado consumo no setor energético a partir do ano 2000, tal fato deve-se à crise desencadeada no setor elétrico. A qual originou o Programa Emergencial de Contratação de Energia Elétrica, cujo objetivo precípua residia no aumento de oferta de energia elétrica, advinda de usinas que pudessem ser transportadas e facilmente montadas. No mesmo ano foi criado o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), com o objetivo de incentivar o setor privado para que construíssem usinas térmicas, com

o suprimento de gás garantido e subsidiado; e financiamentos diferenciados oferecidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Bndes).

5.3 Situação atual da indústria de gás natural

A questão que traz apreensão às empresas atuantes e potenciais investidores, no setor de gás natural da América do Sul, refere-se à heterogeneidade das práticas regulatórias entre os países. Há, portanto, necessidade de um alinhamento das regras regulatórias entre os países. Conforme foi apresentado no capítulo quatro deste trabalho, os países possuem políticas e legislações distintas no trato do energético. Porém há um problema, como criar regras gerais, estáveis e claras entre países com cenários muito heteróclitos entre si, como por exemplo, Brasil, Bolívia e Argentina. Na Argentina o setor de gás natural é totalmente liberalizado e a indústria madura. No Brasil o setor ainda busca identidade em meio ao cenário pouco consistente. Na Bolívia, o quadro é de um grande volume de reservas sem um mercado doméstico para absorvê-las. A diferença estrutural da indústria de gás natural entre estes países leva a adoção de práticas regulatórias diferentes frente às especificidades de cada caso.

As condições de oferta do gás natural no Brasil são favoráveis e a empresa que lidera o mercado no país é a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras). Os acordos e investimentos na Bolívia, incluindo o próprio gasoduto, garante a capacidade de oferta superior à demanda.

A Constituição Federal, em seu artigo 177, preconiza que as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos são monopólio do Estado; bem como a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; a importação e exportação dos referidos produtos e derivados básicos; o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo, produzidos no país, e gás natural de qualquer origem também o é. No parágrafo primeiro deste artigo, há a menção sobre o poder do Estado em contratar empresas estatais ou privadas para a realização das atividades citadas anteriormente, desde que sejam observadas as condições estabelecidas em lei. (BRASIL, 1988)

Uma das principais mudanças da Constituição Federal, a Emenda Constitucional número 9, de 9 de novembro de 1995, autorizou o Governo Federal a contratar companhias privadas para as atividades discriminadas no artigo 177. Mais tarde, estas atividades, antes reservadas, passariam a constituir a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que ficou conhecida como *Lei do Petróleo*. (BRASIL, 1995)

A Constituição Federal, por meio do artigo 25, assegura aos Estados o direito de exploração direta, ou através de contratos com companhias privadas, a distribuição de gás por gasodutos. (BRASIL, 1988)

Uma interpretação jurídica do artigo 25 remete à proibição de grandes consumidores em comprarem gás diretamente dos produtores. Dessa forma, os usuários finais precisam comprar da companhia de distribuição local.

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética (Cnpe) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Com vistas ao gás natural, a Lei nº 9.478 remete a quatro importantes pontos: a regulamentação, Petrobras, produção⁴, transporte⁵ e distribuição⁶.

Cabe a ANP a regulação do mercado de óleo e gás, em todos os estágios, somente com exceção à distribuição do gás, pois tal responsabilidade cabe aos Estados. O artigo 8 lista quinze pontos de responsabilidade da ANP. Cabe destaque para a implementação da política nacional de óleo e gás, organização das rodadas de licitação para produção e concessão das licenças de operação e autorização para processamento, transporte e importação de gás. Enquanto as concessões da etapa de produção só podem ser concedidas sob competição realizada através de leilões, isso não é requerido para a outorga de autorizações. É importante notar que a ANP

⁴ Também chamada de *upstream*;

⁵ *idem midstream*;

⁶ *ibidem downstream*.

é também responsável pela resolução dos processos de disputas de acesso a dutos para transportar óleo ou gás. (BRASIL, 1997)

Antes do processo de reforma, a Petrobras, representava o governo brasileiro, dominando totalmente o mercado de óleo e gás no Brasil. Todas as áreas de exploração que produziam todos os hidrocarbonetos pertenciam a Petrobras. Todos os dutos e quase todas as refinarias também estavam sob seu controle. Com a continuação do papel da Petrobras como representante do Estado brasileiro no novo mercado aberto, a companhia foi autorizada a manter todos os seus campos produtores. Também foi autorizada a manter áreas de exploração e avaliação, se demonstrasse o potencial de hidrocarbonetos e capacidade financeira. A ANP decidiu quais áreas de exploração e avaliação a Petrobras poderia manter, e concessões foram outorgadas para estas e todas as áreas produtoras em 1998. Outras áreas foram abertas para as rodadas de licitação organizadas pela ANP. A Petrobras começou a outorgar partes de suas concessões para companhias privadas em 1998, em novembro de 2006 está marcada a oitava rodada de licitações. No período de 180 dias depois da implementação da Lei nº 9.478, a Petrobras recebeu autorizações para operar a sua infraestrutura de transporte e distribuição, o que incluía todos os gasodutos e unidades de processamento. A Lei nº 9.478 também estabelece que o governo federal manterá pelo menos 50% mais uma ação para reter a maior parte do capital da Petrobras. A Petrobras, agora, está formalmente competindo em igualdade de condições com companhias privadas no setor brasileiro de hidrocarbonetos. O artigo 65 da Lei nº 9.478 preconiza que a Petrobras deveria constituir uma subsidiária com atribuições específicas para operar dutos, terminais e frota de navios. Assim, em 12 de junho de 1998, foi criada a Petrobras Transporte S/A (Transpetro).

O sistema de concessão para a etapa de produção representa uma orientação ao mercado com termos relativamente homogêneos. O sistema envolve total propriedade do patrimônio líquido da produção no poço e ativos fixos; *royalties* (basicamente 10%) e programas mínimos de trabalho apoiados por garantias, fases longas de produção e compromissos relativos ao abandono da área. Se não fosse pela dominação do mercado pela Petrobras, o sistema seria semelhante ao inglês. Taxas, razoavelmente baixas, são formadas por *royalties*,

participação especial de pagamentos, bônus, taxas de superfície e imposto de renda. (BRASIL, 1997)

Com relação ao transporte e distribuição, os direitos de transporte, armazenamento e importação de gás são obtidos através de autorizações da ANP. Na atualidade, a Petrobras tem o monopólio virtual sobre a produção e transporte de gás. Um aspecto da Lei nº 9.478 é que esta lei não desmembra a integração vertical do mercado brasileiro de gás, especialmente considerando as enormes participações do patrimônio líquido da Petrobras em muitas companhias de distribuição.

Atualmente o clima turbulento na Bolívia resultou em maiores impostos sobre as exportações de gás natural e algumas incertezas no mercado. A acracia do gás começou quando o Congresso da Bolívia aprovou um novo imposto de 32% sobre as vendas, acima dos atuais 18% em *royalties*. Isto tem impacto no Brasil, onde metade do gás natural consumido é boliviano, e a Petrobras é a empresa estrangeira com maior participação no setor gasífero da Bolívia. A turbulência inibe novos investimentos pelas empresas estrangeiras em solo andino. Entretanto não é provável que a Bolívia reduza o nível de exportações, pois o energético constitui importante receita para o país. Tal cenário afugenta os parceiros da Bolívia, em um recente relatório publicado pela Merrill Lynch, sobre o novo imposto da Bolívia, tem o título “Bolívia salta de cabeça numa piscina de concreto”.

O governo boliviano decidiu transferir à estatal local Ypfb o controle sobre os campos de petróleo e gás que estão sob responsabilidade de companhias multinacionais, Petrobras inclusive. Um novo modelo contratual, que reserva às atuais concessionárias o papel de operadoras de poços, está em trâmite no Ministério dos Hidrocarbonetos boliviano. Este novo contrato deverá regulamentar a nacionalização das reservas do país, por meio de decreto. As empresas terão seis meses, após a publicação do decreto, para se adaptar às novas regras.

Sob estas novas regras, as companhias deixarão de ser concessionárias de exploração e produção e passarão a ser prestadoras de serviço. A Lei dos Hidrocarbonetos, de 17 de maio de 2005, nacionalizou as reservas e preconiza que

todas as atuais concessionárias migrem para os novos contratos. (MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS, 2005)

No Brasil, tramita pelo Senado Federal o Projeto de Lei do Senado nº 226, de 2005, de autoria do Senador da República Rodolpho Tourinho, que na gestão passada ocupou a pasta do Ministério de Minas e Energia (MME). O cerne do projeto apóia-se na justificativa de implementar programas específicos para o uso do gás natural e estabelecer diretrizes para importação e exportação, com vistas ao atendimento das necessidades internas de consumo. O projeto referencia a Lei nº 9.478, e diz que a mesma não atende aos interesses e especificidades do setor de gás. Propõe ainda a instituição do Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural (Ongás). (BRASIL, 2005)

A essência do projeto pode ser descrita pelos seguintes pontos: a autorização para as atividades de transporte deve ser realizada através de regime jurídico de concessão, ao invés das autorizações atuais; o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte devem ser regulados pela ANP, ao invés de negociado entre as partes; a concessão de novos gasodutos de transporte deve adotar licitações públicas; separação mais clara entre os negócios de transporte e comercialização do gás natural; ocorrer convocação pública para interessados em obter capacidade de transporte, quando houver ampliação dos gasodutos. (BRASIL, 2005)

O Governo Federal encaminhou à Câmara dos Deputados o Projeto de Lei nº 6.673, de 2006, cujo escopo também referencia o setor de gás natural. Neste projeto o poder discricionário do MME é aumentado, o que traria consequências relativas, por exemplo, no setor de transporte haveria convivência entre o regime de autorizações ou concessões decididas pelo MME. Assim, os prazos de exclusividade na atividade seriam definidos pelo MME e neste ínterim não existirá acesso de terceiros aos novos gasodutos. O projeto também se interpõe entre a autonomia dos Estados na regulação da distribuição de gás canalizado, pois impõe condições relacionadas com a comercialização do gás para os consumidores finais. (BRASIL, 2006)

No tocante às reservas brasileiras, a Petrobras anunciou que investirá cerca de US\$ 18 bilhões na Bacia de Santos, no horizonte decenal, nas atividades de exploração e produção. Isto representa um acréscimo de 12 milhões de metros cúbicos por dia, no fornecimento de gás natural para o mercado consumidor da região Sudeste. A previsão é que isto ocorra no segundo semestre de 2008 e, em 2010 este fluxo deverá atingir 30 milhões de metros cúbicos por dia. Caso esta marca seja atingida a dependência externa do energético será reduzida, o que representará vantagens para o setor. (PETROBRAS, 2006)

Localizada numa área com 352 mil quilômetros quadrados, abrange a região compreendida pelo litoral do estado do Rio de Janeiro, a costa dos estados do Paraná e São Paulo, e o norte do litoral do estado de Santa Catarina.

Cerca de 12 % desta área, ou seja, 42 mil quilômetros quadrados, são de concedidos a Petrobras e parceiros para exploração. Mais da metade da área, 52 %, da Bacia de Santos está localizada no estado de São Paulo. O Rio de Janeiro, Santa Catarina e Paraná, abarcam, respectivamente, 35 %, 7 % e 6%.

Espera-se que a consolidação da exploração e produção da Bacia de Santos contribua para o fortalecimento da indústria nacional de gás natural.

A Bacia de Santos possui cinco pólos de produção: BS-500, Centro, Merluza, Mexilhão e Sul, conforme ilustra a Figura 5.8.

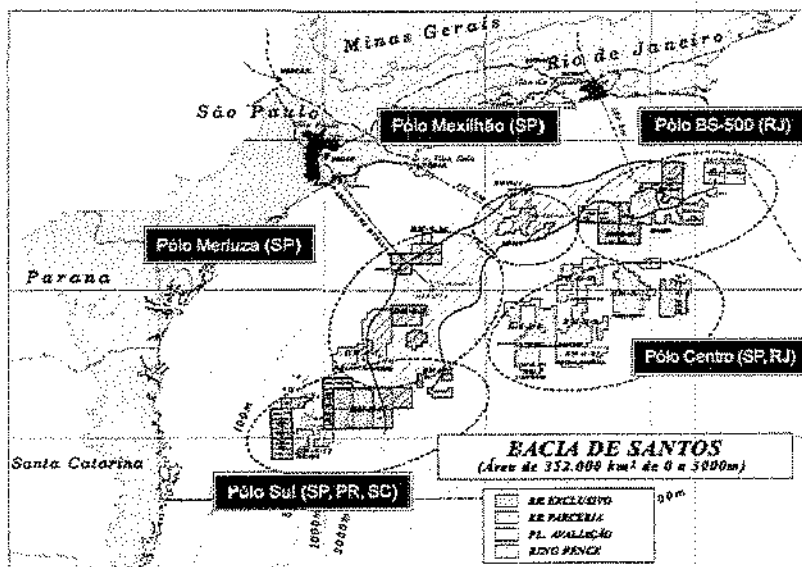


Figura 5.8: Bacia de Santos

Fonte: Petrobras, 2006

A cerca de 160 quilômetros da capital do estado do Rio de Janeiro, encontra-se o pólo BS-500, que prevê a instalação de sistemas para a produção de gás natural e óleo combustível. A expectativa é que a produção chegue a 20 milhões de metros cúbicos de gás natural e de 150 mil barris de óleo, por dia.

Já o pólo Centro está localizado a 250 quilômetros da costa dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Encontra-se na fase exploratória e a Petrobras prevê grande potencial de produção nesta região. O projeto do sistema produtivo contemplará o envio do gás natural para a plataforma de Mexilhão, onde será transferido para processamento em uma unidade que será construída no litoral de São Paulo.

O pólo de Merluza está situado a 200 quilômetros de Santos. Atualmente responde por uma produção de 1,2 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Com um potencial de produção de 10 milhões de metros cúbicos por dia, em 2010, há previsão que este pólo abrigue dois projetos. O primeiro contempla a instalação da plataforma Merluza II, cuja capacidade de produção é prevista em 8 milhões de metros cúbicos por dia. O segundo projeto refere-se à ampliação da produção em Merluza I, a qual passará a contar com mais 2,5 milhões de metros cúbicos por dia, em 2008.

Mexilhão também se situa no estado de São Paulo, a 140 quilômetros do terminal de São Sebastião. Tem potencial de produção de 15 milhões de metros cúbicos por dia. A máxima capacidade estimada de produção deste pólo deverá ser atingida no início da próxima década e contará com novas áreas de produção localizadas na circunvizinhança do campo fulcral.

Distante, 200 quilômetros da região costeira dos estados do Paraná, Santa Catarina e São Paulo, encontra-se o pólo Sul. Neste pólo, opera hoje a plataforma de Coral, no Paraná, que produz somente óleo. A partir de 2008 é prevista a entrada em operação do campo de Cavalo-Marinho, em Santa Catarina. (PETROBRAS, 2006)

Capítulo 6

6 Estudo de viabilidade econômica na conversão para gás natural em equipamento industrial

Este capítulo apresentará um estudo de caso visando a análise de viabilidade econômica na conversão de uma caldeira industrial, alimentada com óleo combustível, para utilização de gás natural. Para tal, serão apresentados os pontos relevantes acerca das diferenças tecnológicas presentes na utilização dos combustíveis, óleo combustível tipo A2 e gás natural. Nota-se que este estudo constitui exclusivamente o exemplo de aplicação dos parâmetros primários referentes à tomada de decisão para a utilização energética, não tendo como objetivo exaurir o assunto ou discutir minúcias tecnológicas ou conceituais.

A empresa em estudo está localizada na cidade de São Paulo e atua no segmento químico, na fabricação de produtos de higiene pessoal e do lar. Nos processos presentes a utilização de vapor demanda grandes quantidades, constituindo uma parcela importante dos custos de produção. Em alguns produtos o custo relacionado com a utilização do vapor corresponde a 6% do custo total. Dessa forma, torna-se interessante o estudo em questão, balizando a tomada de decisão referente à escolha do energético empregado.

Com o propósito de contemplar um horizonte mais abrangente, serão simulados cenários para o estudo do comportamento econômico.

Os dados referentes ao equipamento, regime de trabalho e parâmetros operacionais foram mensurados diretamente na planta da empresa durante o período de um ano. Entretanto, não é o objetivo do estudo a apresentação de aspectos relativos a conceitos de termodinâmica e manipulações algébricas. Todavia, tais aspectos são triviais e podem ser estudado nas obras de BEJAN (1997), LOURENÇO (2003) ou WARK (1999).

6.1 Estudo de caso

A utilização dos dois combustíveis será feita levando-se em consideração o custo de aquisição, estocagem, manutenção de temperatura, bombeamento, pré-aquecimento e outros que se fizerem pertinentes.

Na conversão de uma caldeira que utiliza como energético óleo combustível para gás natural deve ser realizada a troca de alguns equipamentos, tais como válvulas, queimadores, tubulação, entre outros. A empresa trabalha em três turnos diários, assim, o tempo de vida útil do equipamento será de cinco anos, para fins de depreciação.

O óleo combustível chega até a planta através de caminhões-tanque e deve ser transferido para o reservatório da empresa. A temperatura mínima do combustível para que seja efetuada a transferência é de 323,15 K (50°C). No reservatório a temperatura mínima é de 343,15 K (70°C), o que garante condições necessárias para a transferência até a caldeira. Este aquecimento pode ser realizado através do vapor da própria caldeira, logo esta parcela deve ser considerada nos custos; ou por meio elétrico quando a caldeira não estiver no regime de funcionamento pleno. Enquanto o óleo combustível estiver no reservatório de armazenamento há necessidade de fazê-lo recircular no interior do mesmo, esta operação visa a homogeneização da temperatura, uma bomba elétrica é encarregada desta função e seu consumo energético também deve ser considerado no levantamento dos custos. No processo de combustão do óleo a temperatura de entrada do energético deve estar no mínimo a 398,15 K (125°C), a qual é conseguida com a mistura de vapor ao óleo no injetor de combustível, também faz parte dos custos o consumo de vapor nesta etapa.

O gás natural é fornecido para a empresa por meio da linha de distribuição da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás). O abastecimento do combustível na caldeira é feito no tempo exato de utilização (JIT) e não requer estoque ou tratamento prévio de natureza alguma.

No que tange a manutenção das caldeiras, esta é realizada para qualquer um dos combustíveis. Entretanto, as paradas para este fim nas caldeiras operadas com óleo combustível ocorrem com uma taxa quatro vezes maior do que nas caldeiras que utilizam gás natural devido às características inerentes à combustão e resíduos gerados pelos combustíveis. Esta relação foi levantada na própria planta de forma empírica.

O custo relacionado com a aquisição dos combustíveis foi apurado em dezembro de 2005 sem o imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços (Icms).

O investimento necessário à aquisição dos componentes para a conversão da caldeira alimentada com óleo combustível A2 para gás natural é de R\$ 283.412,51 (US\$ 123.222,83), o que inclui os equipamentos, peças e mão-de-obra necessários ao trabalho de conversão. Estes valores referem-se a dezembro de 2005, com paridade entre o Real (R\$) e o Dólar Americano (US\$) de 2,30 para 1,00.

Também foi realizada a cotação de preços, à mesma época, para a aquisição de uma caldeira, com a mesma capacidade de produção de vapor, alimentada com gás natural. O investimento necessário seria de R\$ 396.125,74 (US\$172.228,58).

A Tabela 6.1 fornece os valores apurados diretamente na planta, referentes ao consumo anual de cada um dos combustíveis para a produção de vapor necessário ao processo que é de 5,547.10⁷ quilogramas.

Tabela 6.1: Consumo dos energéticos no processo de produção de vapor

	Energético	
	Gás natural [x 10 ⁶ m ³]	Óleo combustível A2 [x 10 ⁶ kg]
Consumo	4,04478	3,9
Vapor adicional	-	0,11708
Total	4,04478	4,01708

O óleo combustível A2 na cidade de São Paulo podia ser adquirido ao preço de R\$ 0,80843 por quilograma, segundo a ANP. O gás natural fornecido pela

Comgás tinha preço de R\$ 0,69154 por metro cúbico, segundo a Comissão de Serviços Públicos de Energia (Cspe). Os custos mais relevantes para a análise econômica são demonstrados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Custos mais relevantes dos energéticos no processo de produção de vapor

	Energético	
	Gás natural	Óleo combustível A2
Energético unitário [R\$/m³] e [R\$/kg]	0,69154	0,80843
Energético consumo total [R\$]	2.797.127,16	3.247.527,98
Energia elétrica para bombeamento [R\$]	-	3.225,98
Total [R\$]	2.797.127,16	3.250.753,96

Percebe-se que no período considerado, um ano, o benefício de custo em favor do gás natural é de R\$ 453.626,80 (US\$ 197.229,05).

Existem várias formas de analisar a viabilidade econômica de um projeto, neste estudo serão utilizados os métodos de *Prazo de Recuperação de Investimento* e *Taxa Interna de Retorno*. Segundo BAKR (1992) estes métodos são mais aplicados nestes tipos de projetos, logo esta será a orientação seguida neste estudo. As técnicas referentes aos métodos são freqüentes na área de conhecimento da Engenharia Econômica, portanto, a abordagem matemática será suprimida em função de uma melhor disposição dos resultados. Entretanto, o arcabouço da área pode ser visto em HIRSCHFELD (1998). O primeiro método citado consiste em determinar em quanto tempo o capital investido será recuperado pelo investidor, em função do benefício advindo da conversão ou compra de uma nova caldeira. Já o segundo método determina qual é o ganho recebido na devolução em função da quantia investida e da taxa de juros praticada.

O estudo contempla três cenários: real, pessimista e otimista, onde o cenário real retrata a situação em dezembro de 2005, o cenário pessimista terá como condições de contorno o aumento no preço do gás natural e o preço do óleo combustível mantido e o cenário otimista contempla um aumento no preço do óleo combustível e o preço do gás natural será mantido nos patamares reais.

São consideradas duas taxas mínimas de atratividade nos cálculos. A primeira foi fornecida pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Bndes, 2005), a Taxa de Juros de Longo Prazo (Tjlp). A segunda corresponde a 100% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI). Dessa forma, a Tjlb utilizada foi de 9,75% aa e a segunda taxa de 21% aa.

Aplicando-se as condições de contorno e técnicas descritas anteriormente, pode-se, evidentemente após os pertinentes cálculos, obter os resultados informados em seguida. A Tabela 6.3 apresenta os resultados referentes ao cenário real para o método do *Prazo de Recuperação de Investimento*.

Tabela 6.3: Cenário real – método do Prazo de Recuperação de Investimento

	Alternativas prováveis	
	Conversão da caldeira atual	Compra de uma caldeira nova
Investimento [R\$]	283.412,51	396.125,74
Benefício [R\$]	453.626,80	453.626,80
Prazo de recuperação com taxa de 9,75% aa	0,675 ano = 8,1 meses	0,956 ano = 11,5 meses
Prazo de recuperação com taxa de 21% aa	0,737 ano = 8,8 meses	1,062 anos = 12,7 meses

Após a aplicação do método da *Taxa Interna de Retorno*, apuraram-se os dados presentes na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Cenário real – método da Taxa Interna de Retorno

	Alternativas prováveis	
	Conversão da caldeira atual	Compra de uma caldeira nova
Investimento [R\$]	283.412,51	396.125,74
Benefício [R\$]	453.626,80	453.626,80
Taxa Interna de Retorno [%]	158,7	111,8

O estudo apresentado em seguida contempla o cenário pessimista, onde foi adotado um aumento no preço do gás natural de 15% e o preço do óleo combustível

permanece constante. Dessa forma, os novos valores dos custos considerados são mostrados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5: Custos mais relevantes dos energéticos no processo de produção de vapor

	Energético	
	Gás natural	Óleo combustível A2
Energético unitário [R\$/m ³] e [R\$/kg]	0,79	0,80843
Energético consumo total [R\$]	3.216.696,23	3.247.527,98
Energia elétrica para bombeamento [R\$]	-	3.225,98
Total [R\$]	3.216.696,23	3.250.753,96

Assim, o benefício de custo em favor do gás natural é de R\$ 34.057,72 (US\$ 14.807,70).

A mesma tratativa relacionada aos métodos de análise serão aplicadas para este cenário, dessa forma, as Tabelas 6.6 e 6.7 apresentam os resultados referentes à aplicação dos métodos para o cenário pessimista.

Tabela 6.6: Cenário pessimista – método do Prazo de Recuperação de Investimento

	Alternativas prováveis	
	Conversão da caldeira atual	Compra de uma caldeira nova
Investimento [R\$]	283.412,51	396.125,74
Benefício [R\$]	34.057,72	34.057,72
Prazo de recuperação com taxa de 9,75% aa	17,9 anos	maior do que 20 anos
Prazo de recuperação com taxa de 21% aa	maior do que 20 anos	maior do que 20 anos

Tabela 6.7: Cenário pessimista – método da Taxa Interna de Retorno

	Alternativas prováveis	
	Conversão da caldeira atual	Compra de uma caldeira nova
Investimento [R\$]	283.412,51	396.125,74
Benefício [R\$]	34.057,72	34.057,72
Taxa Interna de Retorno [%]	não existe	não existe

Passa-se então ao estudo da situação para o cenário otimista. Nesta situação será adotado um aumento no preço do óleo combustível de 15%, possivelmente motivado pela alta no preço do petróleo. Já o gás natural permanece no patamar utilizado para o cenário real. Dessa forma, os custos considerados são mostrados na Tabela 6.8.

Tabela 6.8: Custos mais relevantes dos energéticos no processo de produção de vapor

	Energético	
	Gás natural	Óleo combustível A2
Energético unitário [R\$/m³] e [R\$/kg]	0,69154	0,92969
Energético consumo total [R\$]	2.797.127,16	3.734.657,18
Energia elétrica para bombeamento [R\$]	-	3.225,98
Total [R\$]	2.797.127,16	3.737.883,16

Para esta situação o benefício de custo em favor do gás natural é de R\$ 937.530,02 (US\$ 407.621,75).

As Tabelas 6.9 e 6.10 apresentam os resultados referentes à aplicação dos dois métodos para o cenário otimista.

Tabela 6.9: Cenário otimista – método do Prazo de Recuperação de Investimento

	Alternativas prováveis	
	Conversão da caldeira atual	Compra de uma caldeira nova
Investimento [R\$]	283.412,51	3.96.125,74
Benefício [R\$]	937.530,02	937.530,02
Prazo de recuperação com taxa de 9,75% aa	0,32 ano = 3,8 meses	0,45 ano = 5,4 meses
Prazo de recuperação com taxa de 21% aa	0,35 ano = 4,2 meses	0,49 ano = 5,9 meses

Tabela 6.10: Cenário otimista – método da Taxa Interna de Retorno

	Alternativas prováveis	
	Conversão da caldeira atual	Compra de uma caldeira nova
Investimento [R\$]	283.412,51	396.125,74
Benefício [R\$]	937.530,02	937.530,02
Taxa Interna de Retorno [%]	330,6	236,1

O estudo possibilita depreender que tanto a conversão quanto a compra de um novo equipamento são justificadas sob o ponto de vista econômico nos cenários real e otimista. Já para o cenário pessimista o longo período de recuperação do capital e a inexistente taxa de retorno do investimento não justificariam a migração para o gás natural.

A situação de paridade é estabelecida quando o preço do gás natural atinge R\$ 0,81, considerando o preço do óleo combustível utilizado no cenário real.

Capítulo 7

7 Resultados e discussão

Para que haja um ambiente favorável ao desenvolvimento de um novo setor há de se ter condições fundamentais que não sustentem a natural desconfiança do mercado. Dessa forma, a situação na qual a indústria brasileira de gás encontra-se hoje pode ser delineada sob os seguintes aspectos:

- Há demanda suficiente que justifique novos investimentos no setor;
- O ambiente é favorável no que tange a produção e reservas nacionais do energético;
- Existe grande especulação acerca do suprimento do energético;
- Algumas questões internas e externas de ordem política devem ser dirimidas;
- Sobre a regulamentação do setor, já há legislações específicas que tratam do assunto.

Com vistas a suscitar novas percepções sobre este âmbito, segue a Tabela 7.1 que resume descritivamente as reformas realizadas no setor ao longo do mundo. Maiores detalhes podem ser vistos no Capítulo 4.

Tabela 7.1: Resumo das reformas no setor de gás natural pelo mundo

		Situação temporal	
		antes	depois
União Européia	- empresas estatais responsáveis pela infra-estrutura;	- política comum de segurança no fornecimento;	- ainda passa pelo processo de estabilização;
	- estruturas organizacionais diferentes.	- regras comuns; - desverticalização do setor.	- concorrência coíbe o monopólio; - a desverticalização favoreceu a concorrência e interconexões entre os gasodutos.
Austrália	- sistemas isolados de transporte;	- regras para a prevenção do monopólio;	- investimento no setor;
	- setor na condição inicial.	- livre concorrência e comércio; - criação de órgãos nacionais e estaduais de regulação.	- prospecção e exploração de novas reservas; - construção de novos gasodutos.

Chile	- matriz energética concentrada no petróleo, carvão e hidráulica; - grande dependência climática; - gás natural só na região Sul.	- importação de gás argentino; - houve inclusão de termelétricas; - objetivos claros permitem desenvolvimento e investimento.	- setor privado investiu em transporte e distribuição; - termelétricas aumentam a capacidade de geração do país; - a substituição energética melhora as condições ambientais; - queda no preço do energético; - a dependência do gás argentino constitui um ponto negativo.
Argentina	- administração estatal; - tarifas irreais do energético.	- privatização do setor; - modificação no sistema tarifário; - Estado é responsável pela regulação, fiscalização e definição de políticas energéticas.	- entrada da iniciativa privada; - expansão na produção; - aumento na arrecadação fiscal; - crescimento na parcela de geração termelétrica; - redução do preço da energia elétrica.
Colômbia	- havia necessidade de substituição energética; - descoberta de jazidas gasíferas; - não havia mercado e infra-estrutura de transporte; - monopólio do Estado.	- substituição energética; - atração do capital privado; - melhora no nível de serviço; - aumenta a infra-estrutura; - desverticalização do setor; - Estado é responsável pela garantia da concorrência, eficiência e nível de serviço; - integração vertical e horizontal.	- significativas melhorias no funcionamento do setor energético; - promoção da livre concorrência.
Bolívia	- escassez de recursos financeiros; - produção não acompanhava a demanda; - falta de infra-estrutura.	- criação de empresas de economia mista; - investimentos no setor.	- Estado é responsável pelo controle, regulação e supervisão do setor; - aumento na produção; - aumento nas exportações; - consumo interno continua nos patamares anteriores.

A análise da Tabela 7.1 possibilita a reflexão dos seguintes pontos:

- A participação do capital privado é fundamental para alçar o setor;
- Desverticalizar o setor é fundamental, pois garante a concorrência e especialização, o que é revertido em menores preços, devido ao aumento de produtividade;
- Deve caber ao Estado a responsabilidade de regulação e fiscalização do setor;
- As regras devem ser comuns a todos atores envolvidos no setor.

Com vistas à situação brasileira cabe salientar que desde que foi promulgada a Constituição Federal (BRASIL, 1988) a comercialização de gás aos consumidores finais é atribuída às Unidades da Federação. Até então tal atividade era feita pela Petrobras.

Naquele instante a instalação da indústria gasífera nacional foi fundamentada nas reformas que ocorreram em outros países. Desse modo, com a Emenda Constitucional nº9 (BRASIL, 1995) e a Lei 9.478 (BRASIL, 1997) tiveram início as mudanças do setor energético brasileiro.

Pode-se resumir a intenção da Emenda Constitucional nº9 nos seguintes aspectos:

- Possibilitar o desenvolvimento da indústria de gás nacional;
- Romper a exclusividade do petróleo, até então detido pela Petrobras;
- Criar um ambiente favorável ao crescimento econômico;
- Possibilitar a entrada do capital privado no setor;
- Liberalizar a entrada de novas empresas no setor, em todas as etapas da cadeia de petróleo e gás natural;
- Estimular a utilização do gás natural;
- Estimular a entrada de um novo produto na matriz energética nacional;
- Preservar o meio ambiente, os consumidores e os interesses brasileiros.

A Lei 9.478 dispõe sobre os seguintes pontos notáveis:

- A pesquisa e lavra das jazidas de gás natural são monopólios da União, entretanto, estas atividades poderão ser exercidas por empresas constituídas sob a égide legal brasileira, mediante autorização ou concessão;

- Cria o Conselho Nacional de Política Energética (Cnpe) e a Agência Nacional de Petróleo, hoje denominada como Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);

- No segmento de transporte, qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país, pode receber

autorização da ANP para construir instalações de transporte e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para fornecimento interno, para importação ou exportação;

- Deve haver o livre acesso de terceiros à infra-estrutura, sendo as condições deste acesso negociadas livremente entre os agentes do mercado;

- As atividades de produção e transporte devem ser realizadas por empresas juridicamente distintas;

- Petrobras não conta mais com direitos de exclusividade nos segmentos de prospecção e produção de petróleo e gás natural;

- Com relação às demais atividades da cadeia, a Petrobras teve que separar produção e transporte em empresas juridicamente distintas.

No Brasil nota-se que a maior empresa do setor é a Petrobras que, mesmo tendo de cumprir algumas exigências da Lei 9.478, continua com a maior fatia da indústria do gás de forma direta ou por meio de suas subsidiárias e participações acionárias em outras empresas.

Atualmente muito se discute sobre qual deve ser o modelo empregado para a indústria de gás brasileira. Há projetos de lei tanto no Senado (BRASIL, 2005) como no Congresso Federal (BRASIL, 2006) que preconizam uma legislação específica para o setor, com a criação de agências próprias. Porém, a legislação existente, e apresentada anteriormente, possibilita regular o setor, sem haver necessidade de onerar ainda mais o Estado com novas agências, secretarias etc. A leitura e a interpretação semântica e legal jogam luz na questão e pode-se perceber que o ponto que deve ser articulado refere-se às regras comuns para os atores do setor no âmbito internacional, porque nacionalmente a legislação atende aos requisitos enumerados como sendo os mais relevantes que ocorreram ao longo do mundo. Assim, a problemática instalada atualmente no país decorre em grande parte aos entraves políticos. É claro que alguns ajustes devem ser feitos na legislação, porém não se deve modificar o cerne, ao longo do tempo a indústria de gás amadurecerá, desde que haja condições favoráveis e para tal é necessário que o Estado cumpra o seu papel de órgão regulador.

No estudo atinente à praticabilidade da conversão de uma caldeira que originalmente utilizava como combustível óleo A2 para gás natural, é possível levantar alguns importantes itens, tais como: a sensibilidade do empreendimento é extremamente dependente do preço dos combustíveis, o que acarreta na mudança de estado de um projeto que ora é viável para inviável. A Tabela 7.2 resume a situação econômica frente aos cenários e métodos utilizados.

Tabela 7.2: Resumo dos resultados levantados no estudo de caso

Cenário	Métodos de engenharia econômica utilizados			
	Prazo de recuperação de investimento		Taxa interna de retorno	
	9,75% aa	21% aa	9,75% aa	21% aa
Real	viável	viável	viável	viável
Pessimista	inviável	inviável	inviável	inviável
Otimista	viável	viável	viável	viável

Percebe-se que o projeto em questão somente é viável para o cenário real, que retrata a situação encontrada em dezembro de 2005; e otimista, quando o preço do óleo combustível aumenta 15%.

O preço do gás natural tem grande elasticidade, esta situação é uma das responsáveis pelo risco inerente aos projetos que pretendem utilizar o energético. Com a análise da evolução dos preços do gás natural, óleo combustível e petróleo, pode-se perceber como tem sido o comportamento dos preços destes energéticos ao longo do tempo. A Tabela 7.3 apresenta estes preços e a Figura 7.1 a evolução temporal.

Tabela 7.3: Preços dos energéticos

Fonte: Comgás, 2006 (gás natural); ANP, 2006 (óleo A2); EIA, 2006 (petróleo)

	Preço do energético		
	gás natural [R\$/m³]	óleo A2 [R\$/kg]	Petróleo [US\$/barril]
fevereiro de 2006	0,71	0,77	59,84
maio de 2005	0,62	0,71	45,20
maio de 2004	0,62	0,69	33,63
janeiro de 2004	0,60	0,66	28,00
maio de 2003	0,64	0,61	22,04
janeiro de 2003	0,62	0,61	29,03
novembro de 2002	0,54	0,51	24,53
junho de 2002	0,42	0,50	22,31
fevereiro de 2002	0,44	0,50	17,77
novembro de 2001	0,46	0,45	18,31
maio de 2001	0,40	0,45	25,38
novembro de 2000	0,36	0,39	29,37
junho de 2000	0,32	0,39	27,72
fevereiro de 2000	0,29	0,39	25,95

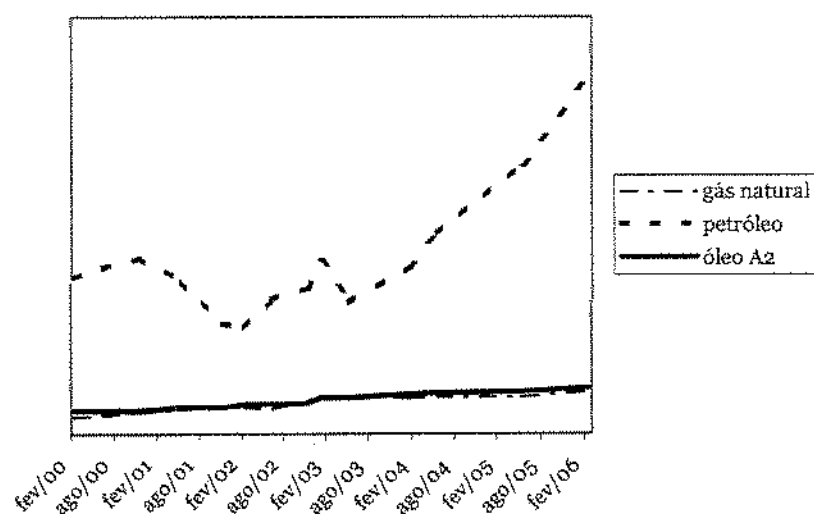


Figura 7.1: Evolução temporal dos preços dos energéticos

Fonte: Comgás, 2006 (gás natural); ANP, 2006 (óleo A2); EIA, 2006 (petróleo)

Interessante ponto reside no fato do preço do óleo A2 não acompanhar a evolução do preço do petróleo. Na realidade, a tendência apontada pelo gráfico mostra que o preço do óleo A2 acompanha de perto a evolução do preço do gás

natural, mesmo este sendo um derivado do petróleo. Tal fato reside na estrutura adotada para a definição da tarifa de gás natural, a qual é definida segundo uma bolsa de preços de óleos combustíveis. Entretanto, a partir do início do ano de 2004, nota-se acentuado crescimento no preço do petróleo. Dessa forma, pode ser que o preço do óleo A2 tenda a acompanhar esta ascensão e dependendo da relação com o preço do gás natural a decisão econômica poderá afetar positiva ou negativamente novos projetos que utilizem o gás natural. A Figura 7.2 mostra de forma mais clara a evolução dos preços do gás natural e óleo A2.

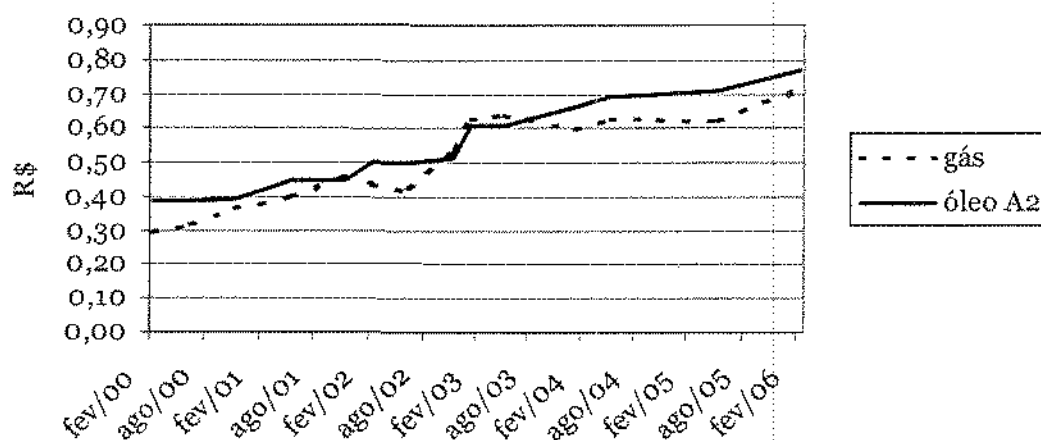


Figura 7.2: Evolução temporal dos preços dos energéticos gás natural e óleo A2

Fonte: Comgás, 2006 (gás natural); ANP, 2006 (óleo A2)

Um ponto importante que deve ser considerado é que a paridade do estudo realizado mostra que se o preço do gás natural for maior de R\$ 0,81 para o preço do óleo A2 a R\$ 0,80, tem-se a condição de paridade. Porém, a análise não pode ser tomada com uma relação linear entre os preços dos combustíveis. As variabilidades do processo, características do equipamento, diferenças entre as propriedades dos combustíveis etc., são determinantes e devem ser mensuradas para a correta tomada de decisão. Assim, estes valores são válidos somente para o estudo em questão e não devem ser utilizados em outras aplicações e situações, pois os resultados não serão equivalentes aos determinados neste estudo.

Conclusões

Após as investigações e estudos realizados sobre o setor de gás natural é possível concluir que:

- No mundo há grande tendência para que haja a substituição de outros modais energéticos pelo gás natural;

- É completamente factível a utilização do energético no país e que as perspectivas para que o gás natural figure ao lado do petróleo e da energia elétrica na matriz energética são favoráveis;

- Não é necessário criar uma nova legislação, com a posterior implantação de agências ou secretarias, com o objetivo específico de atuar somente no setor de gás natural. A legislação sobre o assunto contempla e atende às necessidades do segmento;

- A implantação da indústria de gás brasileira segue os passos trilhados por outros países que hoje se encontram em conjunturas mais maduras e de sucesso;

- Existe a necessidade de criação de regras comuns que regulem o setor na América do Sul;

- A utilização do gás natural como substituto energético deve ser considerada somente após estudo de viabilidade técnica e econômica. Os aspectos tecnológicos, logísticos, econômicos, conjunturais e ambientais sempre devem ser analisados, pois o sucesso ou fracasso do projeto está diretamente relacionado com a integração de tais aspectos.

Referências bibliográficas

ANDERSEN, L.; MEZA, M. *The natural gas sector in Bolivia: an overview*. La Paz: Instituto de Investigaciones Socio-económicas - Universidad Católica Boliviana, 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Anuário estatístico 2005*. Rio de Janeiro: ANP - Superintendência de Planejamento e Pesquisa, 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Boletim anual de reservas*. Rio de Janeiro: ANP - Superintendência de Planejamento e Pesquisa, 2005.

ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORAS DE GAS NATURAL (ADIGAS). *Sección industria del gas*. Buenos Aires: Adigas, 2003.

AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION (ACCC). *Apia submission*. Canberra: Accc, 2003.

BAKR, B. A.; AL-SAHLAWI, M. A.; ABDEL-AAL, H. K. *Petroleum economics and engineering*. 2. nd. New York: Marcel Dekker, 1992.

BANCO CENTRAL DE CHILE (BCC). *Estudios y publicaciones*. Santiago: BCC, 2003.

BEJAN, A. *Advanced engineering thermodynamics*. 2. nd. ed. New York: Wiley, 1997.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). *Taxa de juros de longo prazo (Tjlp)*. Brasília: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, 2005. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/produtos/custos/juros/tjlp.asp>>. Acesso em: 30 de dezembro de 2005.

BOYCE, M. P. *Handbook for cogeneration and combined cycle power plants*. New York, American Society of Mechanical Engineers, 2001.

BRASIL. Congresso. *Projeto de Lei nº 6.673, de 2006. Dispõe sobre a movimentação, estocagem e comercialização de gás natural, altera e acresce dispositivos à Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.* Brasília, DF: 21 de fevereiro de 2006.

BRASIL. Senado. *Projeto de Lei nº 226, de 2005. Dispõe sobre a importação, exportação, processamento, transporte, armazenagem, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural.* Brasília, DF: Senado, 16 de junho de 2005.

BRASIL. Constituição (1988). *Constituição da República Federativa do Brasil.* Brasília, DF: Senado, 1988.

BRASIL. Constituição (1988). *Emenda constitucional n. 9, de 9 de novembro de 1995. Dá nova redação ao artigo 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos.* Brasília, DF: Presidência da República, Casa Civil, 1995.

BRASIL. *Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional.* Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 de agosto de 1997.

BRITISH PETROLEUM (BP). *BP statistical review of world energy 2005.* Londres: BP, 2005.

CEDIGAZ. *2004 natural gas statistics: estimates of gross and marketed natural gas production.* Paris: Cedigaz, 2005.

CEDIGAZ NEWS REPORT. *Rússia.* Paris, v.44, n. 9, p. 5, march 4, 2005.

CHEMLINK CONSULTANTS. *Gas to liquids.* West Perth: Acted Consultants, 2004.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO (COMGÁS). *O gás natural no mercado energético brasileiro.* São Paulo: Comgás, 2001.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO (COMGÁS). *Histórico de tarifas de gás natural desde a privatização.* São Paulo: Comgás, 2006.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). *Resolución sobre el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.* Bogotá: Creg, 1996

COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE). *Proyecto de Ley Eléctrica*. Santiago: CNE, 2003a.

COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE). *Sección de estadísticas*. Santiago: CNE, 2003b.

COMISION NACIONAL DE MEDIO AMBIENTE (CONAMA). *Plan de prevención descontaminación de la región metropolitana*. Santiago: Conama, 2001.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC). *Comunicación de la comisión al consejo y al parlamento europeo: realización del mercado interior de la energía*. Bruxelas: CEC, 2001.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC). *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*. CEC, 2003.

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL (CONPES). *Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas*. Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía. Bogotá: Conpes, 2002.

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL (CONPES). *Estrategias para la dinamización y consolidación del sector gas natural en Colombia*. Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía. Bogotá: Conpes, 2003.

COUNCIL OF AUSTRALIAN GOVERNMENTS (COAG). *Intergovernmental agreements on energy policy*. Canberra: Coag, 2003.

D'APOTE, S. *Potencial e perspectivas para o desenvolvimento da indústria de gás natural na América do Sul*. Paris: IEA, 2003.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. *El sector gas en Colombia*. Bogotá: 2000.

DRI-WEFA. *Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of the gas market in august 2000*. v. I e II. Paris: DRI-WEFA, 2001.

DUPLEICH, L.; GARRÓN, M; SELAYA, P. *Estructura del sector hidrocarburos 1990-2002*. La Paz: Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (Udape), 2003.

EMPRESA NACIONAL DE PETRÓLEO (ENAP). *Informe de precios*. Santiago: Enap, 2003.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *International energy outlook 2005*. Washington, DC: DOE/EIA , 2005.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Bolivia country brief*. Washington, DC: US/EIA, 2003.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Petroleum: world crude oil prices*. Washington, DC: DOE/EIA, 2006. Disponível em: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm>. Acesso em: 26 de abril de 2006.

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). *Sección operación del sistema*. Buenos Aires: Enargas, 2003.

EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE GENERAL FOR TRANSPORT AND ENERGY (ECDGTE). *The internal energy market: improving the security of energy supplies*. Bruxelas: Ecdgte, 2002.

GUO, B.; GHALAMBOR, A. *Natural gas engineering handbook*. Houston: Gulf Publishing Company, 2005.

HIRSCHFELD, H. *Engenharia econômica e análise de custos*. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS (INE). *Sección energía*. Santiago: INE, 2003.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS (INDEC). *Sección índices de precios*. Buenos Aires: Indec, 2003.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Regulatory reform in Argentina's natural gas sector*. Paris: IEA, 1999.

- LOURENÇO, S. R. *Gás natural: perspectivas e utilização*. 2003. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- McKETTA, J. J. *Encyclopedia of chemical processing and design: natural gas liquids and natural gasoline*. vol. 31. Marcel Dekker Inc.: New York, 1990.
- MERCEDEZ BENZ DO BRASIL. *Activities on natural gas for transportation*. São Paulo: Directory Engineering Experimental Station, 1989.
- MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO. *Perspectivas del sector hidrocarburífero*. La Paz: Ministerio de Desarrollo Económico, 2002.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Balanço energético nacional: ano base 2004*. Brasília: MME – Empresa de Pesquisa Energética, 2005.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Plano decenal de expansão, 2003-2012*. Brasília: MME - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (Ccpe), 2002.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (MME). *Ley 142: Régimen de servicios públicos domiciliarios y otras disposiciones*. Bogotá: MME, 1994.
- MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS. *Actividades hidrocarburíferas*. La Paz: Ministerio de Minería e Hidrocarburos, 2005.
- MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS. *Ley 1.544: Ley de capitalizacion*. La Paz: Ministerio de Minería e Hidrocarburos, 21/3/1994.
- MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS. *Ley 1.600: Ley del sistema de regulación sectorial (Sirese)*. La Paz: Ministerio de Minería e Hidrocarburos, 28/10/1994.
- MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS. *Ley 3.058: Ley de hidrocarburos*. La Paz: Ministerio de Minería e Hidrocarburos, 17/5/2005.
- MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS. *Ley 1.689: Ley de hidrocarburos*. La Paz: Ministerio de Minería e Hidrocarburos, 30/4/1996.
- OIL & GAS JOURNAL. *Worldwide look at reserves and production*. Houston, v. 102, n. 47, p. 22-23, december 20, 2004.

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE); COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA (CEPAL). *El mercado del gas natural en Colombia*. Quito: 2000.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA (OSINERG). *Vulnerabilidad del sistema energético chileno*. Lima: a. 5, n. 8, setiembre de 2003.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A (PETROBRAS). *Investimentos na Bacia de Santos poderão chegar a US\$ 18 bilhões*. Rio de Janeiro, n. 1, janeiro de 2006. Gerência de Imprensa da Petrobras.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A (PETROBRAS). *Pequena história do petróleo*. Rio de Janeiro: Petrobras, 1986.

PROFESSIONAL ENGINEERING PUBLISHERS. *Using natural gas in engines*. New York: John Wiley Professional, 1996.

RITCHIE, R. W. *Understanding, maintaining, using burners for natural gas, propane, oil, coal, wood, exotic fuels*. 2. nd. ed. Oregon: Ritchie Unlimited Publications, 1999.

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (SE). *Sección información mercado de hidrocarburos*. Buenos Aires: SE, 2003.

SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL (SIRESE). *Sección de información anual y periódica*. La Paz: Sirese, 2003.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES (SEC). *Sección combustibles*. Santiago: SEC, 2003.

SUPERINTENDENCIA DE HIDROCARBUROS (SH). *Sección publicaciones*. La Paz: SH, 2003.

YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB). *Secciones de información general y de vice-presidencia de negociaciones y contratos*. La Paz: Ypfb, 2003.

YAKER, I.; RODRÍGUEZ, R. C. *El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa*. Cepal. Santiago de Chile: 2000.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (USGS). *Petroleum assessment 2000*. Washington, DC: World Energy, 2000.

WARK, R.; RICHARDS, D. E. *Thermodynamics*. 6. nd. ed. New York: McGraw-Hill, 1999.

WORLD BANK. *World development indicators*. Washington DC: World Bank, 2002.

WORLD GAS INTELLIGENCE. *US, Mexico gas progress*, New York, v. 14, n. 35, august 20, 2003.

WORLD MARKETS RESEARCH CENTRE. *World markets energy*. London: Global Insight, 2005.