



INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL: REGULAÇÃO ATUAL E DESAFIOS FUTUROS

SUPERINTENDÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO E MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NATURAL
AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

COORDENAÇÃO TÉCNICA: JOSÉ CESÁRIO CECCHI

RIO DE JANEIRO 2001

Agência Nacional do Petróleo

Coordenação Técnica:

José Cesário Cecchi

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Gás Natural - SCG

Consultor:

Luiz Eduardo Duque Dutra

Revisão:

Alexandre Szklo e Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

Colaboradores:

Alexandre de Figueiredo Freire

Bruno Picozzi

Eduardo de Britto Pereira Tinoco

Felipe Augusto Dias

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Henrique Rosa

João Carlos Loss

Leandro Gama

Leonardo Campos Filho

Luciana Nadalutti La Rovere

Marcelo Meirinho Caetano

Maria Mercedes Marques

Marina Vieira Vilas Boas

SUMÁRIO

I. Introdução	3
II. Aspectos Teóricos Ligados às Indústrias de Infra-estrutura	10
II.1 Definições e Distinções	11
II.2 Características das Indústrias de Infra-estrutura	13
II.3 Implicações da Natureza Especial das Obras de Infra-estrutura	16
II.4 Monopólios Naturais sob a Tutela do Estado	20
III. Oferta de Gás Natural no Brasil	23
III.1 Histórico de Produção Segundo os Estados	24
III.2 Natureza do Gás Natural Brasileiro e os Limites do Gás Associado	27
III.3 Redução das Perdas Como Meta	32
III.4 Infra-estrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil	39
III.5 Infra-estrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil	42
IV. Demanda de Gás Natural	50
IV.1 Utilização do Gás Natural Segundo uma Perspectiva Histórica	51
IV.2 Primórdios do Consumo no Brasil	60
IV.3 Evolução do Consumo nas Últimas Três Décadas No Brasil	63
IV.4 Principais Determinantes da Demanda Brasileira	68
V. Regulação Internacional da Indústria de Gás Natural	73
V.1 Histórico da Regulação do Livre Acesso nos Estados Unidos.	73
A Regulação dos Gasodutos em Áreas de Produção	77
V.2 Histórico da Regulação do Livre Acesso na Inglaterra	80
V.3 Diretiva 98 da União Européia – Regras Comuns para o Mercado Europeu de Gás Natural	89
V.4 Regulamento de Transparência e Livre Acesso aos Sistemas de Transmissão Elétrica e Transporte de Gás Natural no MERCOSUL	95
V.5 Tarifas de Transporte Firme: Nível e Estrutura	102
Metodologias Tarifárias	103
Tarifas de Transporte de Gás no Mundo	106
VI. Aspectos Regulatórios da Indústria de Gás Natural no Brasil	111
VI.1 Aspectos Regulatórios da Cadeia de Produção de Gás Natural	113
A) As Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção	113
B) Comercialização - Gás Nacional e Importado	114
C) Processamento	115
D) Transporte	116

E) Distribuição	121
VI.2 Participações Governamentais	124
VI.3 Os Contratos	130
a) Contratos de Comercialização de Gás Natural	130
b) Contratos de Transporte de Gás Natural:	132
VI.4 A Questão do Preço e da Tarifa de Transporte do Gás Nacional	141
VII. Comentários Finais - Atividades Desenvolvidas pela SCG e Desafios de Curto Prazo	144
Próximos Desafios	147
VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	149
ANEXO I: Infra-estrutura de Processamento e Transporte de Gás Natural no Brasil	I
ANEXO II: Relação dos Contratos de Compra e Venda e de Transporte de Gás Natural	XXII

SUMÁRIO DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1: Crescimento do PIB e do Consumo de Energia (1980-1998)</i>	6
<i>Gráfico 2: Evolução do Gás Natural no Consumo Final</i>	8
<i>Gráfico 3: Produção Nordestina de Gás Natural (1956-1998)</i>	24
<i>Gráfico 4: Produção de Gás Natural na Região Sudeste (1973-1998)</i>	26
<i>Gráfico 5: Produção de Gás Natural em Bacias Isoladas (1985-1998)</i>	27
<i>Gráfico 6: Produção e Oferta Interna de Gás Natural</i>	28
<i>Gráfico 7: Natureza do Gás Natural Produzido no Brasil</i>	29
<i>Gráfico 8: Origem do Gás Natural Não-associado</i>	30
<i>Gráfico 9: Aproveitamento do GN Brasileiro</i>	31
<i>Gráfico 10: Utilização da Produção de GN nos Campos, por Estado (em 1999)</i>	33
<i>Gráfico 11: Utilização do Gás Natural no País (em 1999)</i>	34
<i>Gráfico 12: Localização das Perdas de Gás Natural (em 1999)</i>	34
<i>Gráfico 13: Utilização do Gás Natural nos Campos de Produção</i>	35
<i>Gráfico 14: Redução das Perdas na Produção de Gás Natural</i>	36
<i>Gráfico 15: Evolução do Gás Natural Disponível</i>	36
<i>Gráfico 16: Fluxo de Produção na Bacia de Campos</i>	37
<i>Gráfico 17: Expansão da Rede Nacional de Gasodutos (1956-1998)</i>	42
<i>Gráfico 18: Extensão Acumulada da Rede Nacional de Gasodutos (1956-1998)</i>	44
<i>Gráfico 19: Acréscimos à Rede e Extensão Acumulada de Gasodutos em 1998</i>	47
<i>Gráfico 20: Trajetória dos Projetos Energéticos</i>	53
<i>Gráfico 21: Consumo de Energia Primária do Mundo</i>	55
<i>Gráfico 22: Consumo de Energia Primária na Europa Ocidental</i>	55
<i>Gráfico 23: Composição do Consumo de GN</i>	64
<i>Gráfico 24: Consumo industrial de GN</i>	64
<i>Gráfico 25: Evolução do Consumo Não Energético do Gás Natural</i>	69
<i>Gráfico 26: Evolução do Consumo Energético de Gás Natural</i>	71
<i>Gráfico 27: Evolução do Consumo Industrial de Gás Natural</i>	72
<i>Gráfico 28: Comparação entre as Elasticidades Distância-Tarifa</i>	109
<i>Gráfico 29: Participação do Gás na Arrecadação de Royalties no Brasil (em 1999)</i>	128
<i>Gráfico 30: Arrecadação de Royalties no Brasil (em 1999)</i>	129
<i>Gráfico 31: Participação do Gás Natural na Arrecadação de Royalties (em 1999)</i>	129
<i>Gráfico 32: Produção de Gás e de Petróleo (em 1999)</i>	130

SUMÁRIO DE TABELAS

<i>Tabela 1: Produção Nacional de Gás Natural por Estado</i>	25
<i>Tabela 2: Fluxo de Produção de Gás Natural na Bacia de Campos em 1999</i>	38
<i>Tabela 3: Evolução da Rede de Gasodutos Brasileira</i>	43
<i>Tabela 4: Principais Gasodutos e Acréscimos à Rede Atual</i>	46
<i>Tabela 5: Indicadores Internacionais de Consumo Energético em 1990</i>	56
<i>Tabela 6: Indicadores de Consumo de Eletricidade no Brasil</i>	57
<i>Tabela 7: Geração de Eletricidade por Fontes nos EUA</i>	59
<i>Tabela 8: Decomposição do consumo do segmento “outros”</i>	67
<i>Tabela 9: Vantagens e Desvantagens da Tarifa por Distância</i>	103
<i>Tabela 10: Vantagens e Desvantagens da Tarifa Postal</i>	104
<i>Tabela 11: Vantagens e Desvantagens da Tarifa de Entrada e Saída</i>	104
<i>Tabela 12: Vantagens e Desvantagens da Tarifa por Distância</i>	105
<i>Tabela 13: Tarifas de Transporte para Gasodutos de Alta Pressão</i>	108
<i>Tabela 14: Agências Reguladoras Estaduais</i>	122
<i>Tabela 15: Concessionárias de Distribuição de Gás</i>	123
<i>Tabela 16: Pagamento de Royalties por Estado - 1999</i>	127

SUMÁRIO DE FIGURAS

<i>Figura 1: Instalações de Transporte de Gás Natural</i>	77
<i>Figura 2: Fluxograma de Comercialização de Gás</i>	131
<i>Figura 3: Contratos de Compra e Venda de Gás Natural</i>	131
<i>Figura 4: Contratos de compra e venda de gás importado no Gasbol</i>	132
<i>Figura 5: Fluxograma do Transporte de Gás Natural</i>	133
<i>Figura 6: Contratos de Transporte do Gasbol</i>	134

SIGLÁRIO

ANP – Agência Nacional do Petróleo
BEN – Balanço Energético Nacional
BG – British Gas
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
DNC – Departamento Nacional de Combustíveis
DTI – Department of Trade and Industry
E & P – Exploração & Produção
FPC – Federal Power Commission (EUA)
FERC – Federal Energy Regulatory Commission (EUA)
FTC – Federal Trade Commission (EUA)
Gasbol – Gasoduto Bolívia-Brasil
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
GNC – Gás Natural comprimido
GSA – Gas Supply Agreement
kWh – Quilowatt/hora
LGN – Líquidos de Gás Natural
MF – Ministério da Fazenda
MME – Ministério das Minas e Energia
MMC – Monopolies and Mergers Commission
MW – Megawatt (1000 watts)
NGA – Natural Gas Act (EUA – 1938)
NGPA – Natural Gas Policy Act (EUA – 1978)
OCSLA – Outer Continental Shelf Lands Act (EUA – 1988)
OFGAS – Office of Gas Supply (Inglaterra)
ORT – Office of Fair Trading (Inglaterra)
PIB – Produto Interno Bruto
PSPA – Petroleum and Submarine Pipelines Act (Inglaterra – 1975)
SCG – Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural
TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.
Tep – Tonelada Equivalente de Petróleo
UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE – Usina Termelétrica

APRESENTAÇÃO

Criada em março de 1999, a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural tem, como principais objetivos, realizar estudos destinados a viabilizar a ampliação da participação do gás natural na matriz energética brasileira, gerir as atividades relacionadas com a importação, a exportação e a movimentação de gás natural e propor requisitos a serem atendidos pelos proponentes interessados em exercer estas atividades. A iniciativa se enquadra dentro de uma ampla reforma institucional iniciada em 1995 com a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, seguida pela Lei 9.478 aprovada em 1997, que estabelece os princípios e objetivos da Política Energética Nacional, cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Em se tratando do aproveitamento do gás natural, além da preservação do meio ambiente, a missão do agente regulador inclui a proteção dos consumidores contra eventuais abusos que podem vir a ocorrer em um mercado caracterizado por estruturas naturais de monopólio e oligopólio, e, mais especificamente, o incremento, em bases econômicas, do uso do energético.

Historicamente, a utilização de gás natural no Brasil mostrou-se reduzida, sendo bastante recente e estando muito concentrada em alguns poucos estados e em determinados segmentos do setor industrial brasileiro. A transição entre o monopólio da Petrobras e um ambiente no qual vários agentes possam participar reveste-se, portanto, de enorme significado, ainda mais se se considerar que o mercado de gás natural se encontra ainda em formação e que este energético será responsável pelo fornecimento da energia primária para o Programa Prioritário de Termelétrica (cuja finalidade básica é promover a expansão, no curto prazo, da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país). Ademais, duas características relevantes do gás natural – seu elevado custo de transporte e a existência de energéticos substitutos – fazem com que sua penetração no mercado seja, em geral, balizada pelo preço desses energéticos (normalmente, derivados de petróleo ou eletricidade) e pelos custos de sua cadeia de produção, transporte, distribuição e comercialização, os quais são relativamente rígidos em função do transporte.

Dentro deste contexto, torna-se imprescindível organizar o ingresso dos novos participantes no mercado, definir regras, regulamentos e procedimentos, zelando, outrossim, pela sua implementação, resolver conflitos entre operadores, agentes, distribuidores e consumidores, e, finalmente, estimular a inovação tecnológica e a competição entre os participantes, procurando

sempre sinalizar os benefícios da utilização do gás natural e os obstáculos ainda existentes à sua franca expansão na matriz energética nacional.

Para tal, a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG) vem procurando, sempre que necessário, pautar suas ações em estudos, pareceres e relatórios produzidos pelos membros de sua equipe, que tomaram a forma de Notas Técnicas.

A presente publicação fornece uma mostra de alguns desses trabalhos, enfatizando não apenas o esforço para se montar uma base de dados suficientemente robusta que consubstancie as decisões dos reguladores, mas também a diversidade dos temas que assumirão importância crescente à medida que a indústria de gás natural se consolidar no Brasil. A fim de salvaguardar a estrutura lógica da apresentação de seu conteúdo, divide-se ela em sete capítulos.

O primeiro, um capítulo introdutório, analisa algumas transformações pelas quais passa o setor energético brasileiro, especialmente na indústria de gás natural, e averigua, em linhas gerais, o papel que poderá desempenhar este energético no país, nos próximos anos. O capítulo seguinte revisa, em termos teóricos, alguns aspectos relevantes das de indústrias de rede. Tais aspectos afetam diretamente a atuação do agente regulador. O terceiro capítulo, por sua vez, trata da evolução da oferta de gás natural no país, analisando o desenvolvimento da infra-estrutura de produção, processamento e transporte de gás natural atualmente disponível no território nacional. Em seguida, o capítulo quatro analisa o crescimento da demanda de gás natural no Brasil, enfatizando sua evolução histórica recente e as perspectivas de utilização futura deste energético. O quinto capítulo, aborda as numerosas questões regulatórias da indústria de gás natural em diversos países do mundo, fornecendo também subsídios para a análise que é realizada no sexto capítulo, referente às questões regulatórias. Finalmente, no sétimo capítulo, discutem-se algumas atividades recentemente empreendidas pela Superintendência Comercialização e Movimentação de Gás Natural, de modo a ressaltar alguns desafios com que se depara esta Superintendência no início de 2001.

Adicionalmente, dois anexos complementam a presente publicação: o primeiro referente à descrição da infra-estrutura de processamento e transporte de gás natural disponível no Brasil; e o segundo referente à apresentação da relação dos contratos de compra e venda e de transporte de gás natural, firmados no país.

Júlio Colombi Netto
Diretor
Agência Nacional do Petróleo

I. INTRODUÇÃO

Nas últimas duas décadas, a indústria de gás natural passou por uma série de transformações significativas. Primeiramente, ocorreram avanços tecnológicos significativos na transformação e no consumo de energia, com destaque para as tecnologias baseadas no consumo de gás natural (VISWANATHAN *et alii.*, 2000). Conseqüentemente, os custos de substituição entre energéticos caíram, o que aumentou a flexibilidade dos sistemas energéticos em vários, abrindo margem para a existência de empresas que atuam em diversos serviços energéticos, independente da fonte primária de energia que utilizem – a empresas do tipo multi-serviço (FINON, 1998).

Adicionalmente, as reformas dos setores energéticos de distintos países, que levaram a uma decomposição de indústrias freqüentemente integradas, abriram oportunidades para novos agentes atuarem nos mercados de energia destes países, seja nos segmentos de produção, seja nos de distribuição e comercialização. A maior competição entre as empresas em tais segmentos foi, de uma maneira geral, um fator de estímulo à inovação tecnológica e ao incremento da qualidade dos serviços energéticos prestados aos consumidores finais (FINON, 1996).

Fato também não desprezível neste contexto é a redução dos custos de investimento das tecnologias que se utilizam do gás natural. Plantas térmicas baseadas em turbinas a gás, por exemplo, têm apresentado um custo de geração de energia elétrica decrescente nas últimas duas décadas, em função, principalmente, do incremento de performance dos equipamentos, que deve ser atribuído ao emprego de materiais mais resistentes à altas temperaturas e ao resfriamento das palhetas da turbina (SZKLO, 2001). Soma-se a isto ainda o baixo tempo para implementação das turbinas a gás, a simplicidade do equipamento e seu tamanho reduzido (as partes rotativas do equipamento se resumem ao eixo que liga o compressor à turbina) e a sua alta disponibilidade e flexibilidade operacional.

Assim, os potenciais ganhos derivados das economias de escala, que eram tradicionalmente assumidos pelo planejamento centralizado da oferta de eletricidade, e o conseqüente tratamento de monopólio "natural" conferido à geração de energia elétrica, passaram a ser contestados pelas tecnologias a gás natural. Em outras palavras, a competição no segmento de geração de energia elétrica, somente passível de ocorrer em um contexto no qual os ganhos de escala e as barreiras à entrada e à saída de competidores não são elevados, em tese, tornou-se

possível com a redução da escala ótima de geração, derivada dos ganhos de eficiência das tecnologias a gás natural.¹

Finalmente, nas últimas décadas, a emergência da questão ambiental enfatizou algumas vantagens das tecnologias que utilizam gás natural, entre as quais: a menor emissão de gases de efeito estufa em relação às tecnologias baseadas no consumo de outros combustíveis fósseis, a ausência de produção de cinzas pesadas e a facilidade de manuseio. Destarte, em muitos países no mundo, verificou-se uma convergência entre os objetivos das reformas dos seus setores energéticos e as metas ambientais acordadas em relação às suas emissões de gases de efeito estufa. Isto, porque a maior participação do investidor privado no setor energético destes países representou também a entrada de tecnologias com baixo custo fixo irrecuperável, como as que utilizam gás natural, em substituição àquelas baseadas no consumo de carvão ou de derivados de petróleo pesados. A Inglaterra é um bom exemplo desta convergência (THOMAS, 1996).

Deste modo, percebe-se que o aumento da utilização do gás natural e as reformas dos setores energéticos em diversos países são processos quase simultâneos que se retro-alimentam, havendo uma estreita correlação entre o maior uso do gás natural e a abertura dos mercados de energia no mundo (SCHAEFFER *et alii.*, 2000).

Todavia, não necessariamente a abertura do mercado de energia e a tendência do maior uso de tecnologias a gás natural garantem a eficiência alocativa dos recursos energéticos e a redução dos preços de mercado dos energéticos. Com efeito, o processo de desregulação-liberalização dos mercados de energia de diversos países também se mostrou, especialmente em alguns países europeus e nos Estados Unidos, um processo de concentração de capital, através de alianças de empresas nacionais com grupos estrangeiros, como forma de diversificação de atividades ou busca de novos mercados (PERCEBOIS, 1997).

Em termos práticos, isto também significa afirmar que a abertura dos mercados de energia no mundo, ao mesmo tempo em que aumenta, globalmente, a rivalidade entre as empresas de energia, também induz estas empresas à formação de estruturas de mercado oligopolistas, através da criação de corporações globais. Por exemplo, mesmo tendo atingido uma escala e um *market share* de difícil superação em seu próprio mercado, algumas empresas norte-

¹ Pequenas centrais de geração descentralizadas a gás natural ilustram bem este caso para alguns países no mundo. Ao produzirem eletricidade a um custo unitário equivalente ou, às vezes, menor do que o oferecido por grandes centrais de geração centralizadas mas distantes da zona de consumo, estas pequenas centrais, em princípio, invertem a lógica da economia de escala, tradicionalmente considerada no planejamento dos setores de infra-estrutura (PERCEBOIS, 1997).

americanas e da Europa Ocidental vêm adotando condutas estratégicas no sentido de, primeiramente, buscar alianças para o fortalecimento de posições no seu próprio mercado e, em segundo lugar, expandir-se geograficamente para mercados promissores, onde há possibilidade de ocupação de nichos mais rentáveis e diversificação de atividades (SZKLO & OLIVEIRA, 2001).

Assim, as transformações na indústria de gás natural ocorridas nas últimas décadas, enquanto aumentaram a complexidade das forças dentro dos mercados de energia no mundo e abriram oportunidades para novos agentes atuarem, incentivando, em tese, a competição e a inovação tecnológica, ressaltaram mais ainda a importância da regulação como forma de garantir a maior transparência de um mercado que tende a assumir comportamentos oligopolistas. Neste mercado, mostra-se imprescindível avaliar as estratégias de diversificação das concessionárias multi-serviços (*multi-utilities*), considerar o problema da assimetria de informações entre regulador e regulado, que ratifica a necessidade da transparência (OLIVEIRA, 1999), e, finalmente, definir fronteiras de competências entre os órgãos responsáveis pelo bom funcionamento setorial (SZKLO & OLIVEIRA, 2001).

Por sua vez, em relação ao Brasil, o contexto de transformações relativamente recentes na indústria mundial de energia repercute de diversas formas, seja através do aumento de investimentos de empresas privadas no país; seja mediante a introdução da competição nos segmentos de produção e comercialização de energia;² seja, finalmente, através da mudança de perfil da matriz energética brasileira, com o gás natural passando a assumir um papel relevante nesta matriz. Neste novo ambiente, não é questão de somenos a busca de mecanismos de regulação que melhor se coadunem com as particularidades do sistema energético brasileiro.

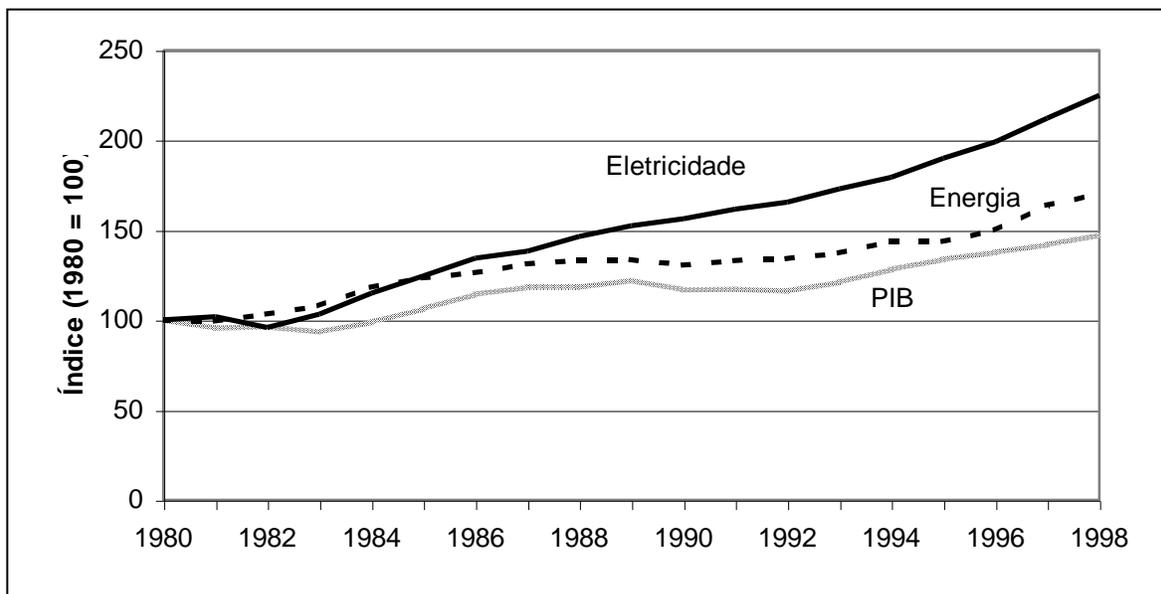
De fato, o contexto brasileiro é único, tanto devido à singularidade do seu parque de geração de energia elétrica (predominantemente hidrelétrico, o que afeta diretamente a forma como se dá o despacho ótimo das centrais termelétricas), quanto devido à necessidade de expansão, no curto prazo, da sua oferta de energia, o que torna pouco provável a redução das tarifas imediatamente após a abertura do mercado energético brasileiro - fato ocorrido em alguns estados norte-americanos e em alguns países da Europa Ocidental (SZKLO, 2001).

Aliás, esta necessidade de expansão, no curto prazo, da oferta de energia no Brasil é, em grande parte, explicada pelas próprias características da demanda de energia do país. Analisando-se o histórico recente do consumo de energia no Brasil e seus vínculos com o desempenho da

² Há a possibilidade, inclusive, de economias de escopo ocorrerem no mercado onde atuam empresas multi-serviços.

economia brasileira (gráfico 1), verifica-se que, entre 1980 e 1998, a taxa de crescimento da demanda de energia elétrica brasileira superou as taxas de crescimento do consumo total de energia e do PIB, sendo a elasticidade renda da eletricidade, neste período, igual a 2,7 (MME, 2000). Conquanto menor, a elasticidade renda da energia também esteve acima da unidade entre 1980 e 1998, sendo igual a 1,5.

GRÁFICO 1: CRESCIMENTO DO PIB E DO CONSUMO DE ENERGIA (1980-1998)



Fonte: MME, 2000.

Em verdade, este resultado (elasticidade renda da energia acima da unidade) deve ser atribuído tanto à estrutura do parque industrial nacional, em que se destacam segmentos energo-intensivos, como a siderurgia e a indústria de papel e celulose, quanto à elevação do consumo do setor residencial brasileiro, devido, sobretudo, ao aumento da posse de equipamentos eletrodomésticos nas classes de menor renda do país, após o Plano Real. De fato, existe um componente inercial no consumo de energia do Brasil, que garante o crescimento deste consumo mesmo durante os períodos de crise ou de baixo crescimento econômico (SCHAEFFER *et alii*, 1999).

Adicionalmente, vale notar também que, não apenas único, o contexto atual brasileiro é transitório, marcado pelas reformas do setor energético ainda em curso. Como ocorre em toda fase de transição, existem ainda muitas incertezas relativas ao comportamento futuro dos agentes

nos mercados energéticos. Ou, ainda, a fase de transição é, outrossim, um período de riscos para o investidor privado.

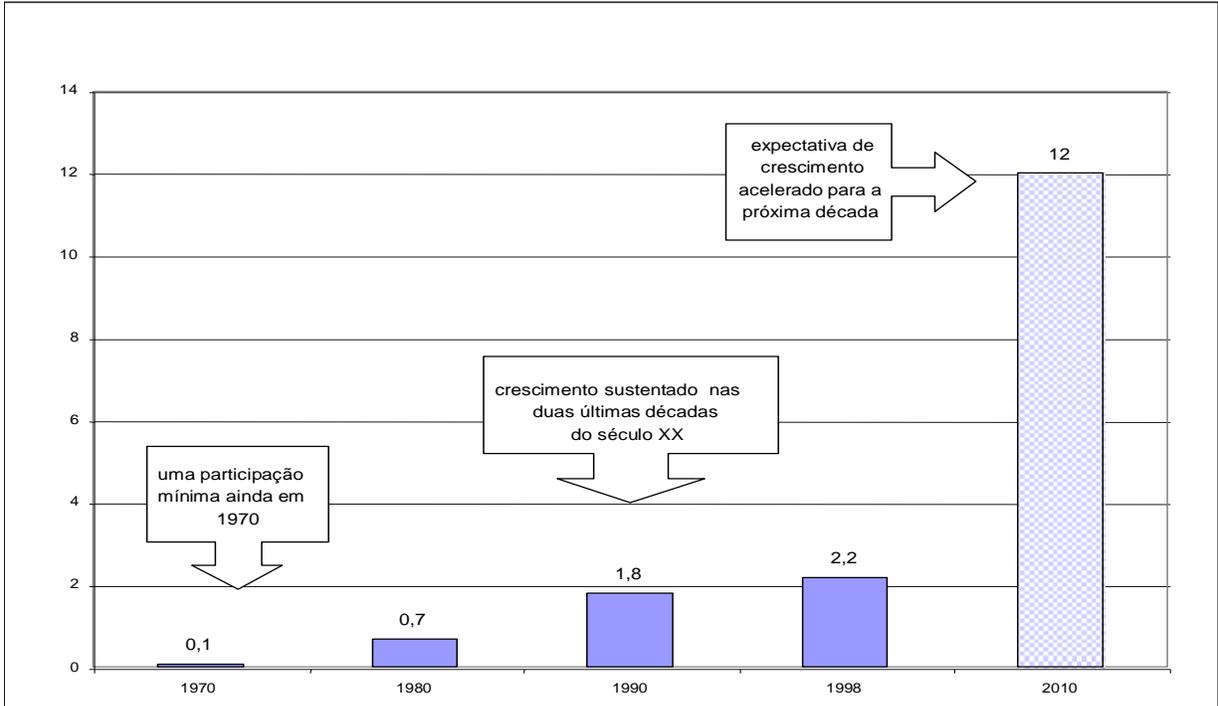
Não obstante, mesmo diante desta fase de transição, é imprescindível que o sistema energético brasileiro demonstre uma capacidade de rápida adaptação ao crescimento previsto da demanda de energia do país. Neste sentido, cumpre notar que, no curto prazo, muito desta capacidade se baseará na expansão da oferta e do consumo de gás natural no Brasil³. O maior consumo deste energético no país se justifica tanto nas vantagens tecnológicas e ambientais – vide, por exemplo, GRI (1996), quanto no relativamente baixo custo de investimento e reduzido tempo de construção dos equipamentos a gás natural – vide, por exemplo, SOARES *et alii* (2000).

Trata-se de um novo perfil esperado da matriz energética brasileira. Como apresenta o gráfico 2, historicamente, a participação percentual do gás natural no consumo final de energia do país era insignificante em 1970, apenas 0,1%, e ainda bastante pequena em 1980, somente 0,7%. No entanto, conforme exposto anteriormente, espera-se que, com o aumento da oferta de gás natural no Brasil e o maior uso do energético na termelétricidade, este quadro histórico se modifique, desenvolvendo-se, em curto e médio prazos, o mercado brasileiro de gás natural – vide a expectativa apontada no gráfico 2.

Aliás, parte considerável desta expectativa esteia-se no programa governamental de construção de termelétricas prioritárias, que habilitou 49 projetos térmicos prioritariamente (43 direcionados ao consumo de gás natural como combustível), com prazo de 2003 para entrada em operação e a potência instalada total prevista de 17.105 MW, sendo 15.319 MW baseados no gás natural. Este programa ratifica o papel de consumo-âncora da termelétricidade para a criação de um mercado de gás natural no Brasil. Isto é sobretudo importante para um energético com as características do gás natural, que encontra dificuldade em dispor de usos cativos, devendo sempre concorrer ou com a eletricidade ou com derivados de petróleo, como o óleo combustível e o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Além disso, é sempre importante mencionar a rigidez dos contratos de transporte de gás, o que exige de grande parte dos seus aparelhos de consumo uma apreciável regularidade e escala (PERCEBOIS, 1989).

³ Outra alternativa também importante para atendimento da demanda de energia no Brasil, nos próximos anos, é a conservação de energia, conforme mostraram GELLER *et alii* (1999).

GRÁFICO 2: EVOLUÇÃO DO GÁS NATURAL NO CONSUMO FINAL
(BRASIL, 1970-2010 - em %)



Fonte: MME (2000).

Entretanto, é mister perceber que, embora, em tese, positivo para a rápida formação do mercado brasileiro de gás natural, este Programa Emergencial das Termelétricas, ao criar estímulos de longo prazo (20 anos) à entrada de centrais de geração ‘prioritárias’, pode resgatar uma prática contestada pelos defensores da reforma do setor energético brasileiro, isto é, a instauração de subsídios para grupos privados com grande poder de barganha (SZKLO & OLIVEIRA, 2001). Ademais, reforça ele também uma tendência indesejável de cristalização da estrutura oligopólica na indústria de gás natural.

Finalmente, de forma indireta, esse programa tende a sinalizar uma certa flexibilização das regras regulatórias, que, em última instância, pode incentivar investidores a adotarem a estratégia de postergar novos investimentos, para aguardar novas ‘concessões’ governamentais (SZKLO & OLIVEIRA, 2001).

Estas são questões com as quais o agente regulador brasileiro do setor de gás natural deve lidar. Os próximos capítulos deste livro debruçar-se-ão ainda com mais cuidado sobre tais questões, especialmente o capítulo seguinte que trata da fundamentação teórica das indústrias de rede.

II. ASPECTOS TEÓRICOS LIGADOS ÀS INDÚSTRIAS DE INFRA-ESTRUTURA

Entre 1998 e 2000, verificou-se uma profunda mudança na matriz energética brasileira que deverá ter efeitos duradouros na economia do país: a chamada “decolagem” do consumo do gás natural. Como primeiro resultado desta mudança, espera-se que o gás natural abandone uma posição por longo tempo residual no Balanço Energético e assuma o papel de vetor de desenvolvimento e integração nacional. Vale lembrar que este é um objetivo perseguido, pelo menos oficialmente, desde meados da década de 1980, quando o Ministério das Minas e Energia aventou pela primeira vez esta possibilidade e elaborou o Plangás, Plano Nacional do Gás Natural, que no entanto não teve prosseguimento.

O setor de infra-estrutura é de fundamental importância para o entendimento do processo de desenvolvimento econômico. O desenvolvimento está estreitamente relacionado à implantação de estruturas de transporte e fornecimento de energia, água, esgoto, habitação, saúde e tudo o mais que, além de permitir às empresas melhor aproveitar seus recursos, se repercute imediatamente na melhoria da qualidade de vida da população. Em outras palavras, a ausência de infra-estrutura adequada é um forte empecilho ao crescimento das empresas privadas e condena a população de um país ou uma região à sua própria sorte. Do ponto de vista empresarial, a sua falta desestimula o investimento, e poucas inversões reduzem o potencial de crescimento deflagrado pela infra-estrutura. Do ponto de vista dos indivíduos, esta carência se reflete em condições degradantes de sobrevivência ou, ainda, em um nível de bem-estar consideravelmente reduzido.

Tradicionalmente, tanto no Brasil quanto em muitos outros países, as indústrias do setor de infra-estrutura desenvolveram-se principalmente através da ação governamental, com o Estado tomando para si a responsabilidade pelo fornecimento destes bens e serviços considerados de utilidade pública. Esta coincidência de trajetórias não se deu por acaso, mas pela particularidade das indústrias de infra-estrutura, que aponta para uma estrutura de mercado concentrada em poucas empresas. Estas características, denominadas na Escola Marginalista de falhas de mercado, têm impacto também sobre a regulação governamental destes serviços.

Para um melhor entendimento de como se deu este desenvolvimento, é necessário, primeiro, definir teoricamente e de forma bastante precisa o que é infra-estrutura para, em segundo lugar, distinguir as diferentes infra-estruturas e poder identificar quais os elementos que as caracterizam. Em seguida, será possível observar que das particularidades dos ativos em infra-estrutura decorrem importantes implicações jurídicas, políticas, organizacionais, financeiras e tecnológicas, que ajudam a compreender qual foi e é atualmente o papel do governo na promoção do seu desenvolvimento.

II.1 DEFINIÇÕES E DISTINÇÕES

O termo estrutura tem origem grega e significa fundação, ou fundamento, sobre o qual se apóia uma construção material ou imaterial. Karl Marx foi o primeiro estudioso a introduzir o termo no sentido em que hoje é utilizado nas ciências econômicas. A estrutura (sem infra) é o conjunto de forças produtivas que forma a base material da sociedade, sobre a qual se ergue a superestrutura ideológica, jurídica e política.

A adição do prefixo “infra”, a partir do final do século XIX, objetivou enfatizar a principal particularidade dos ativos de infra-estrutura. São mercadorias que, além de servirem de insumo para todos os demais setores produtivos, podem ser consumidas pelos indivíduos – i.e., são ao mesmo tempo insumos intermediários para as empresas e mercadorias finais para as famílias. Assim, na tradição não-marxista, o termo pode ser definido como aqueles bens e serviços compostos de ativos fixos que estão à disposição da coletividade, incluindo-se aí empresas e indivíduos.

Sob qualquer ângulo de análise, é possível reparar que existe uma clara distinção entre infra-estrutura social e infra-estrutura econômica. No primeiro caso, trata-se de satisfazer às demandas por serviços públicos de saúde, educação, justiça, segurança pública, defesa civil e saneamento, onde os primeiros beneficiados são as famílias; enquanto, no segundo caso, trata-se de fornecer serviços que, além de satisfazerem às demandas individuais, respondem também às necessidades das empresas em matéria de bens intermediários ou insumos de produção como os fornecimentos de energia, transporte e comunicação. Neste último caso, como se pode deduzir, as

infra-estruturas se distinguem de forma significativa dos demais setores econômicos por não serem diretamente produtivas.

O fornecimento de eletricidade ou de gás natural evidentemente se enquadra na categoria denominada infra-estrutura econômica, sendo portanto distinto do fornecimento dos serviços relacionados às infra-estruturas sociais. Contudo, as infra-estruturas econômicas possuem também um impacto social significativo. A denominação anglo-saxônica para algumas dentre as infra-estruturas deste tipo – centrais de utilidade pública (*public utilities*) – ressalta o aspecto coletivo de sua utilização e o interesse público destas atividades. Como o termo deixa transparecer, mesmo nas infra-estruturas econômicas é necessário distinguir o ativo fixo do serviço fornecido. Existe uma esfera mercantil que, no caso do gás natural, é composta pelos equipamentos de produção, unidades de processamento, sistemas de transporte e distribuição, e uma esfera não mercantil que diz respeito à possibilidade de acesso, à confiabilidade do serviço e à qualidade da mercadoria fornecida. A não observância da natureza pública de algumas infra-estruturas econômicas restringe o alcance dos benefícios oferecidos por estes ativos.

A importância destes ativos fixos colocados à disposição da coletividade está em sua capacidade de estruturar a economia em seu entorno. As infra-estruturas de transporte, telecomunicações e fornecimento de energia facilitam o fluxo de mercadorias, pessoas, informações e energia, reduzindo as distâncias e estimulando as relações comerciais e sociais.

Para as empresas, a construção de gasodutos e centrais elétricas permite uma redução dos custos internos de produção, enquanto a construção de estradas, ferrovias e portos se repercute nos custos externos, graças à diminuição dos fretes e outros encargos de movimentação de insumos. Ao longo do tempo, o resultado será um sensível aumento da produtividade dos fatores de produção em todos os setores de atividade, dando início, assim, a um processo endógeno de desenvolvimento.

Para as famílias, a construção de infra-estruturas econômicas tem um duplo e imediato efeito: a melhoria da qualidade de vida e o aumento da produtividade do trabalho, ao elevar as possibilidades de deslocamento, comunicação e subsistência.

Assim, as infra-estruturas não dispõem apenas de um poder estruturador: elas também são integradoras, consolidando as bases sobre as quais se erguem as relações econômicas e a organização social das regiões onde são implantadas.

II.2 CARACTERÍSTICAS DAS INDÚSTRIAS DE INFRA-ESTRUTURA

A partir da análise das características do setor de infra-estrutura é possível compreender melhor a natureza estruturadora e integradora desses ativos. Convencionalmente, a primeira particularidade lembrada dos sistemas de transporte, telecomunicações e fornecimento de energia é o fato de seus ativos serem indivisíveis. Rodovias sem pontes, pontes sem ferrovias, centrais telefônicas sobrecarregadas ou gasodutos que terminam na beira do rio são indicações claras de que os ativos de infra-estrutura não podem ser fracionados; ou, em outras palavras, se não forem construídos como um todo, deixam de ser eficientes, freqüentemente tornando-se um simples desperdício de recursos.

Além disso, por serem mercadorias consumidas por todos, a todo e qualquer momento, as instalações de infra-estrutura devem ser capazes de responder, simultaneamente, às fortes oscilações da demanda (que podem ser cíclicas e sazonais, mas, muitas vezes, são também imprevisíveis) e ao crescimento sustentado e de longo prazo desta mesma demanda. Em conseqüência, tais instalações são sempre superdimensionadas, projetadas de forma a ser facilmente ampliadas e ter sua oferta expandida em etapas bem definidas e escalonadas no tempo. A expansão em quilômetros da rede de movimentação de gás natural no Brasil é um exemplo bastante ilustrativo deste padrão de crescimento em degrau, típico das pesadas infra-estruturas de transporte. Além disso, ao não serem capazes de atender à expansão da demanda convenientemente, os ativos de infra-estrutura se transformam rapidamente em gargalos de estrangulamento, que inviabilizam em definitivo a continuidade do desenvolvimento.

Não é difícil depreender do que foi observado acima que, por serem indivisíveis, os ativos fixos de utilização coletiva têm um elevadíssimo custo de implantação. Esta é exatamente a segunda característica dos setores de infra-estrutura: sua peculiar estrutura de custo. Por serem superdimensionados e não poderem ser parcelados, seus ativos exigem um investimento inicial significativo, com prazo de maturação bastante elevado (ou seja, é necessário muito tempo para que o investimento comece a dar retorno). Em compensação, no que se refere ao fornecimento do serviço ou do bem, o custo é relativamente baixo, muitas vezes aproximando-se de zero. Em outros termos, geralmente quanto maiores as instalações de infra-estrutura, maior será o seu custo fixo inicial (depois de maturado o investimento, o custo fixo das plantas de infra-estrutura tende a

zero) e, em contrapartida, menor será o custo marginal de produção; isto é, o custo adicional de fornecimento de mais um metro cúbico ou quilowatt-hora a um cliente individual. Este fenômeno pode ser observado em quase todos os setores produtivos modernos, porém, mais do que em qualquer outro, as “economias de escala” são uma marca distintiva das infra-estruturas.

Alfred Marshall foi quem chamou atenção para o fenômeno, no final do século passado, ao analisar a distribuição municipal de gás manufacturado e a construção de estradas de ferro. A importância teórica da descoberta foi fundamental para o pensamento econômico. O fisiocrata Jaques Turgot, em 1764, estabeleceu a “Lei dos Rendimentos Decrescentes (de escala)” sobre a qual se apoiou toda a evolução conceptual da ortodoxia econômica. Conforme esta lei, a partir de um certo ponto em um processo produtivo, para um dado montante de capital (ou terra), acréscimos de trabalho geram acréscimos cada vez menores na produção total, até que, a partir de um segundo ponto, novos acréscimos acarretam uma diminuição e não um aumento da produção. Três consequências desta observação são: primeiro, existe sempre uma combinação ótima de fatores (capital, terra e trabalho) para produzir; segundo, novos aumentos da produção só poderão ser obtidos se ocorrer um aumento do capital fixo (capital ou terra); e, por fim, dentro de um dado padrão tecnológico, existe um limite natural ao tamanho de todo empreendimento produtivo. Destarte, estavam colocadas as bases que permitiram à Escola Marginalista, um século mais tarde, justificar as vantagens da competição frente ao monopólio.

Coube a Marshall o papel de consolidar a construção teórica marginalista, ao demonstrar que, submetidos à concorrência, os produtores seriam obrigados a produzir de acordo com a combinação ótima de fatores e a vender a um preço exatamente igual ao custo marginal. Assim, beneficiar-se-iam não só os consumidores, que estariam comprando ao menor preço possível, mas também a sociedade como um todo, uma vez que a alocação ótima de recursos na produção estaria assegurada. Porém, o economista observou que existia uma exceção a esta lei exatamente nas atividades de infra-estrutura, onde os rendimentos de escala não apenas eram inicialmente crescentes, mas também não se tornavam decrescentes jamais. Nestes mercados, a presença de uma só empresa era justificada devido à preponderância das economias de escala – quanto maior a produção, menor o custo unitário da mercadoria produzida. Na maior parte dos serviços de infra-estrutura, o monopólio ocorre em função da elevada “escala mínima de eficiência” da indústria, pois o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo

eficientes⁴. Esses são os chamados “monopólios naturais” (neste caso, a escala mínima de eficiência é maior ou igual à totalidade do mercado).

Ademais, Marshall observou que os ativos fixos dos serviços de infra-estrutura geravam igualmente significativos efeitos externos, ou benefícios sociais, que eram muito maiores do que os benefícios privados, i.e., aqueles que eram apropriados sob forma de lucro pelas empresas fornecedoras dos serviços. Chamou-os de externalidades positivas, ou efeitos derivados da produção de uma mercadoria porém, não considerados na função de produção da empresa que os gerou. Estas externalidades explicam porque os investimentos em infra-estrutura são vetores de modernização e industrialização.

Por exemplo, a instalação de uma infra-estrutura de distribuição urbana de gás e eletricidade permite a comercialização imediata de novos produtos como a calefação, a iluminação e a eletricidade; estes são seus benefícios diretos. Mas, além disso, ela também permite ao comércio permanecer aberto durante um maior tempo (devido à maior segurança noturna proporcionada pela iluminação pública), fato que incrementa os negócios e o emprego e é claramente um benefício indireto da instalação da infra-estrutura. Adicionalmente, as famílias podem ler e aproveitar melhor as novas oportunidades criadas pela presença de luz e energia em casa, aumentando as vendas de livros e jornais e criando um mercado para toda uma série de equipamentos domiciliares que se multiplicam. Por fim, as empresas podem oferecer novos meios de transporte, aumentando a frequência e a distância dos deslocamentos; em suma, estendem-se enormemente as possibilidades da vida urbana.

Deste modo, sob a ótica do consumidor, o estabelecimento de grandes obras de infra-estrutura gera um fenômeno adicional que, nos últimos vinte anos, ganhou destaque em função da velocidade de implantação dos novos sistemas de telecomunicações. Geralmente, as infra-estruturas econômicas estão baseadas na construção de extensas redes de abastecimento, ou comunicação, que ligam os diversos consumidores a uma central e/ou entre eles. Não é difícil observar que, a partir de um certo tamanho, não só o custo de fornecimento para cada consumidor individual é próximo de zero, mas também, o benefício imediato auferido pelos consumidores é cada vez maior, quanto maior for o número de pessoas conectadas à rede. Além de um efeito de mimetismo, que permite a rápida difusão de hábitos de consumo, existe um benefício individual crescente na medida em que mais consumidores se enquadram sobre o mesmo padrão. As redes

⁴ Isso significa que o custo médio de uma única firma operando no mercado é menor que o de duas ou mais firmas

telefônicas por aparelhos celulares e a Internet são exemplos bastante atuais do que se convencionou chamar de “economia de rede”. Em menor ou maior intensidade, todas as infra-estruturas de fornecimento de serviços, seja de gás, água, eletricidade ou transporte, são também caracterizadas pela importância destas economias.

II.3 IMPLICAÇÕES DA NATUREZA ESPECIAL DAS OBRAS DE INFRA-ESTRUTURA

Como resultado das características mencionadas anteriormente a gestão dos setores de infra-estrutura é completamente diferente da dos demais setores da economia, o que engendra alguns problemas.

O primeiro deles diz respeito à preponderância das economias de escala. O fato de os rendimentos de escala serem crescentes determina uma exceção fundamental à regra segundo a qual a estrutura de mercado competitiva, caracterizada por numerosas empresas concorrendo entre si, é aquela que proporciona a melhor alocação dos recursos, qualquer que seja a mercadoria fornecida. No caso dos ativos fixos de consumo coletivo, em razão da particular estrutura de custo, na qual os investimentos iniciais são elevados e o custo marginal decrescente, a presença de uma só empresa justifica-se por razões estritamente econômicas. Ora, como não existem outros concorrentes e o consumidor não pode substituir a mercadoria comprada por outra, segue-se que o poder de fixação de preço do fornecedor do serviço é extremamente elevado, sendo muito provável que ele abuse desta situação em prejuízo de todos.

Por sua vez, um segundo problema decorre do fato de, no caso das indústrias de infra-estrutura, normalmente, para grandes quantidades produzidas do produto o custo marginal se aproxima de zero. Se o preço do produto fosse, então, estabelecido de forma similar à concorrência perfeita (ou seja, se o preço fosse igual ao custo marginal), este seria demasiadamente baixo, de forma a não compensar, no curto e médio prazos, os investimentos realizados. Sendo assim, o capital privado não seria atraído para a realização desse tipo de investimento.

Uma dificuldade adicional relacionada ao retorno dos investimentos em infra-estrutura diz respeito às externalidades positivas oriundas do fornecimento dos serviços. Os benefícios sociais são muito superiores aos benefícios privados e difíceis de ser de alguma forma

em operação no mesmo mercado.

apropriados pelas empresas. Nestas condições, nenhum capital privado terá interesse em fornecer o serviço e, se mesmo assim o fizer, é porque os dirigentes da empresa vislumbram a possibilidade de que, como monopolista, ela poderá impor um preço muito maior que seu custo marginal, em razão da ausência de competidores.

Nas últimas três décadas do século XX, a ortodoxia do pensamento econômico incorporou estas (e outras) dificuldades observadas em alguns setores produtivos, sobre o termo de “falhas de mercado”. A indivisibilidade, as economias de escala e as externalidades positivas impedem que a “mão invisível⁵” do livre mercado estabeleça o preço correto dos bens ou serviços oferecidos, além de criarem as condições para existência de monopólios e oligopólios.

Urge perceber que, na medida em que os investimentos perdem sua eficiência, ao serem fracionados, e sendo as inversões iniciais vultuosas, o primeiro a se instalar nos mercados de infra-estrutura adquire uma posição privilegiada, não só porque será monopolista, mas também porque dificilmente será contestado por um novo concorrente em razão das significativas “barreiras à entrada” presentes nesse mercado, em função de suas características técnicas e econômicas.

As dificuldades para ingressar em tais mercados são ainda maiores, se forem consideradas as economias de rede do lado do consumidor já apontadas anteriormente. Se é verdade que, quanto maior for o número de consumidores conectados, maior é o benefício auferido em estar conectado, então a vantagem do primeiro a implantar a infra-estrutura é imensurável. Ele estará construindo um castelo praticamente inexpugnável, porque, provavelmente, nenhum consumidor estará disposto a abandonar uma rede já constituída por outra de tamanho menor em fase de implantação.

Em alguns setores da infra-estrutura econômica, as dificuldades acima mencionadas são ainda mais acentuadas em razão, por um lado, da especificidade dos ativos requeridos e, por outro, do custo extraordinário que acarreta uma ruptura do fornecimento.

Neste sentido, a infra-estrutura relacionada ao fornecimento do gás natural é um exemplo bastante elucidativo de uma atividade produtiva na qual diferentes ativos altamente especializados são combinados de forma a extrair, processar, transportar, estocar e distribuir o energético. Trata-se de uma longa cadeia de produção cuja coordenação entre as diferentes etapas constitui elemento essencial. A utilidade de cada equipamento está irremediavelmente ligada à

sua correta inserção na cadeia, a falha de um destes equipamentos invariavelmente inviabiliza toda a cadeia e a interrupção, seja qual for sua origem, provavelmente acarreta danos irreparáveis tanto para o produtor, quanto para os consumidores. Ademais, apesar de extremamente onerosos na compra, fora desta cadeia de atividades, estes equipamentos não apresentam qualquer utilidade e, conseqüentemente, seu valor é bastante reduzido. Assim, as empresas envolvidas nestas atividades não apenas são monopolistas, como normalmente procuram integrar, dentro da firma, todas as etapas da cadeia, de forma a assegurar uma coordenação ótima entre os ativos especializados e evitar qualquer risco de ruptura do fornecimento. Em termos econômicos, elas se aproveitam, então, das fortes “economias de integração” existentes nestas atividades produtivas.

A gestão da tecnologia, ou melhor, de um conjunto de tecnologias, está subentendida como um elemento crítico em se tratando da administração de uma longa cadeia de produção. Uma infra-estrutura combina diversas atividades sofisticadas e sua implantação em países tardiamente industrializados sugere a existência de dificuldades suplementares relacionadas à sua transferência e incorporação. Ademais, a apropriação destas tecnologias tem como efeito reforçar a posição dominante das empresas que as controlam. Assim, além de serem indivisíveis, gerarem elevados benefícios sociais e disporem de significativas economias de escala, de rede e de integração, as infra-estruturas também se caracterizam pela onipresença do que se convencionou chamar de “economias de aprendizagem”, observadas tanto em relação ao produtor, quanto em relação ao consumidor.

As economias de aprendizagem produzem um resultado similar às economias de escala (no que diz respeito ao custo marginal), mas por razões diferentes: quanto maior a experiência de produção acumulada no tempo (e não a quantidade produzida), menor o custo de fornecimento da próxima unidade. A explicação está nos aspectos tácitos (não codificados e assim dificilmente transmissíveis) da atividade, que permitem a otimização de cadeias e redes de produção complexas e que somente podem ser apreendidos com o tempo. A experiência é então um fator fundamental. Mais importante é observar que o fenômeno do aprendizado ocorre também do lado da demanda, seja ela industrial ou residencial. Na medida em que o consumidor começa a adquirir a mercadoria, gradativamente ele vai conformando seus processos de produção ou seus hábitos de compra de maneira que, com o passar do tempo, ele adquire um novo patamar de otimização ou de satisfação bem superior ao anterior.

⁵ O termo “mão invisível” foi introduzido na literatura econômica por Adam Smith, em seu livro clássico, *A Riqueza*

A relevância do conceito de aprendizagem está na explicação dos processos de “trancamento tecnológico” (*lock in* em inglês, W. B. ARTHUR, 1989), do qual se beneficiará a empresa responsável pela implantação e operação da infra-estrutura. O "primeiro a instalar e operar" adquirirá uma experiência que se refletirá, depois de um certo período, em uma vantagem de custo que dificilmente será superada por qualquer outra empresa, particularmente quando se tratar de uma série de diferentes atividades especializadas e conectadas, nas quais o aprendizado do conjunto gera rendimentos crescentes. No caso dos clientes, principalmente os industriais, o fenômeno se repetirá da mesma maneira. As empresas consumidoras comprarão os equipamentos adequados ao novo fornecimento e adaptarão seus procedimentos e o *layout* da fábrica; os técnicos aos poucos aprofundarão seus conhecimentos; novas rotinas de trabalho serão fixadas; e, no fim deste longo aprendizado, o resultado será uma redução sensível nos custos. O processo de "trancamento" ocorre justamente neste momento, quando o fornecedor da infra-estrutura e o utilizador adquirem os equipamentos e a experiência que determinam um ponto de não retorno, em função da natureza específica dos investimentos, dos custos da mudança e dos benefícios já acumulados. O alto grau de irreversibilidade das opções iniciais é então plenamente revelado.

Por exemplo, a partir do conceito de "trancamento" pode-se entender porque uma empresa de petróleo, que desde o início baseia integralmente seu crescimento na instalação de uma pesada infra-estrutura de produção, transporte, refino e distribuição de petróleo, pode passar décadas queimando o gás natural associado ao petróleo extraído de seus campos. Explica-se também porque é tão difícil e lenta a penetração do gás natural no consumo industrial de pequeno porte ou nas residências. Por maiores que sejam as vantagens da utilização do novo energético, os custos e as resistências à mudança em razão da experiência adquirida, tanto do fornecedor, quanto do consumidor, são tamanhas que a mudança de infra-estrutura (ou de trajetória) não se viabilizará jamais espontaneamente. Portanto, existe um elevado grau de irreversibilidade inerente à instalação e ampliação de infra-estruturas, que pode condenar toda a economia de um país ou de uma região a uma única trajetória. Novamente, apenas um agente externo, auxiliado por inovações tecnológicas, terá condições de abrir novas opções que dêem origem a trajetórias distintas.

das Nações, e representa as livres forças de mercado que ajustam a economia.

II.4 MONOPÓLIOS NATURAIS SOB A TUTELA DO ESTADO

Estas características das indústrias de infra-estrutura acabam por gerar um paradoxo. Uma empresa monopolista goza de um poder de mercado que pode conduzi-la à práticas nocivas ao consumidor, já que não sofre as pressões competitivas do mercado, estando protegida por barreiras econômicas à entrada de outros agentes. Desta forma, mesmo sendo capaz de produzir e fornecer os serviços a custos unitários bem mais baixos, há espaço para a prática de preços abusivos, sem haver repasse destes ganhos de produtividade ao consumidor final. Também a qualidade e continuidade do fornecimento dos serviços pode ser afetada por decisões internas à empresa, em detrimento do bem estar da sociedade. Apesar de potencializar ganhos associados à escala e à formação de redes, o monopólio sem a devida supervisão pode não atender às necessidades da sociedade e reduzir os impactos positivos gerados pelas indústrias de infra-estrutura.

De uma forma bastante breve, duas soluções foram encontradas para estes tipos de falhas de mercado que se acumulam nos setores de infra-estrutura. Na tradição norte-americana, optou-se pela concessão das atividades à empresas privadas e se ergueu, concomitantemente, um importante aparato regulador com o objetivo de evitar condutas abusivas que prejudicassem os consumidores. Na tradição européia, optou-se pela intervenção direta do governo e a constituição de empresas estatais. Em ambas as situações, porém, chegou-se a um consenso segundo o qual a alocação ótima dos recursos empregados em infra-estrutura exigia a presença de um agente externo, sob controle público, que exercesse uma função tutelar.

No Brasil, esta tradição de intervenção governamental no setor de infra-estrutura está ligada ao grande volume de investimentos necessários ao seu desenvolvimento. O setor público funcionou como agente financiador, empreendedor e gestor das indústrias de infra-estrutura, tipicamente através da criação de empresas estatais responsáveis pelo fornecimento de bens e serviços públicos. Esta atuação do governo brasileiro seguiu o modelo europeu e foi, em boa parte, justificada pelo caráter estratégico destas indústrias, pois serviu de fomento ao desenvolvimento econômico do país, sobretudo o industrial, durante o período do "Milagre Econômico".

Durante a década de 1990, o crescente movimento de reestruturação de indústrias de infra-estrutura, difundido em vários países, gerou um debate a respeito do novo papel dos

governos, não mais como gestores, mas agora como reguladores dos setores de infra-estrutura⁶. As reformas consistiram principalmente na introdução de concorrência nos mercados, reduzindo barreiras institucionais e econômicas à entrada de novos agentes. Nos países europeus, o modelo antes adotado modificou-se sensivelmente através da constituição de órgãos reguladores dos serviços públicos, como no caso das indústrias de eletricidade e gás natural, nos moldes dos órgãos já há muito atuantes nos Estados Unidos. Além do papel tradicional de controle da qualidade e preço dos serviços oferecidos ao consumidor, o Estado acumulou a função de regular monopólios naturais agora submetidos às pressões concorrenciais, o que pressupõe regras bem definidas a respeito do funcionamento e estrutura do novo mercado.

As novas funções dos órgãos reguladores não são simples. O processo de introdução de concorrência em indústrias de infra-estrutura não se resume à simples remoção de barreiras institucionais à entrada no mercado. O órgão regulador deve também garantir condições para que a concorrência de fato se efetive, destituindo as empresas já instaladas do seu antigo poder de monopólio ou oligopólio, que prejudica, dentro do novo modelo competitivo, o ingresso de empresas competitivas em seu segmento de mercado. Embora pareça contraditória à tradição liberal, a intervenção de um regulador (que na maioria dos casos se dá mediante uma agência estatal) é fundamental para a existência da livre concorrência nas indústrias de infra-estrutura, devido às suas especificidades técnicas e econômicas.

No caso da indústria de gás natural, a atividade de transporte é o principal alvo de regulação, pois este segmento apresenta várias características de monopólio natural. Sendo a rede de transporte um ativo indivisível que requer um elevado montante de investimentos e usufrui dos benefícios de economias de integração, a construção de diversos gasodutos paralelos é economicamente ineficiente. Assim, a introdução da concorrência no setor gasífero baseia-se no princípio de livre acesso à estrutura de transporte, obrigando o proprietário a disponibilizar a capacidade ociosa dos gasodutos para o uso dos agentes interessados, mediante a cobrança de tarifas. Este princípio pressupõe a definição de uma série de regras para garantir um acesso não discriminatório à rede, i.e., propiciando as mesmas condições a todas as empresas interessadas. Para tal, os órgãos reguladores responsáveis devem determinar os procedimentos para divulgação

⁶ Na realidade, esse movimento se iniciou no final dos anos setenta, com o começo dos processos de privatização dos serviços públicos na Inglaterra, e tomou força nos anos noventa, principalmente nos países da América Latina, Ásia e Leste Europeu.

das disponibilidades de capacidade, os prazos e as normas para firmar contratos de transporte, o controle do sistema tarifário do transporte, entre outros aspectos relativos a esta atividade.

Bem fundamentada a discussão teórica acerca das características básicas das indústrias de rede, em especial a indústria de gás natural, nos próximos dois capítulos deste livro são analisadas, respectivamente, a infra-estrutura brasileira de oferta de gás natural e a evolução da demanda por este energético no país.

III. OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Para atender às expectativas de aumento da participação do gás natural na Matriz Energética Brasileira é crucial garantir o abastecimento do mercado interno, cuja expansão se dará, no médio prazo, muito em função da realização do Programa de Geração Termelétrica.

A descoberta tardia de reservas em território nacional fez do uso de gás natural uma prática bem recente no Brasil. Somente nos últimos 20 anos, a produção e a oferta interna de gás natural vêm apresentando um crescimento mais significativo, em boa parte, por conta da exploração da Bacia de Campos. No entanto, a natureza das reservas nacionais, em geral associadas às de petróleo, foi também um empecilho para que o gás fosse mais aproveitado para o consumo final. Assim, apesar do aumento da produção, aumentaram também as perdas com a queima de gás, o que levou, inclusive, a Petrobras a lançar o Programa “Queima Zero”, destinado a reduzir a proporção de queima de gás natural até níveis próximos aos internacionais.

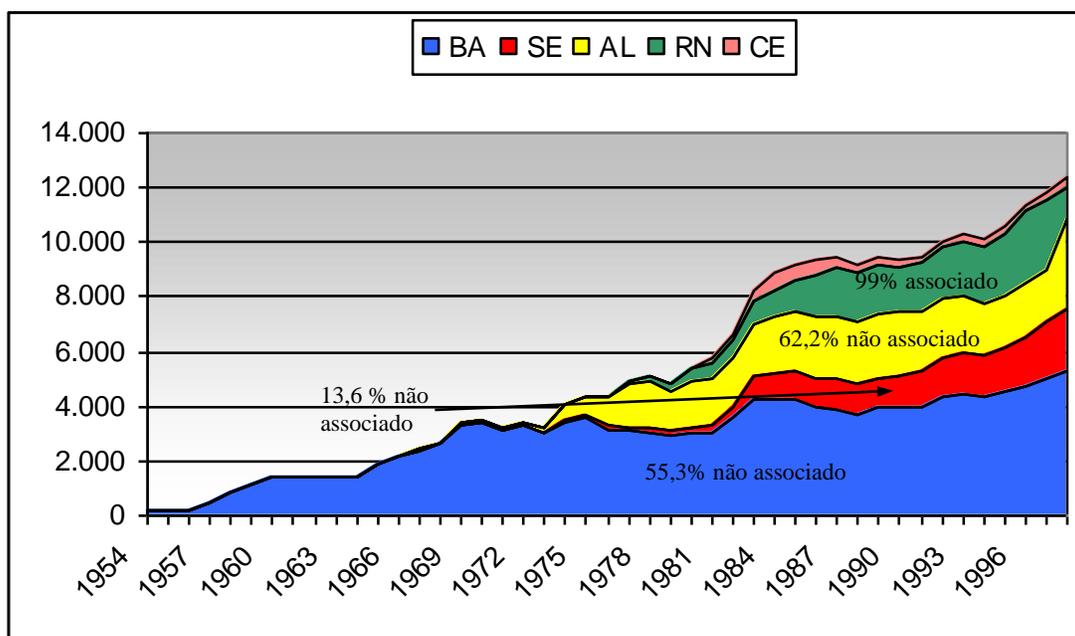
Com vistas a alterar este quadro histórico desfavorável ao uso do gás natural na matriz energética brasileira, a construção de novos gasodutos durante os anos 90, em especial o Bolívia-Brasil, representou um marco na expansão da oferta de gás natural, proporcionando uma integração dos mercados regionais às áreas de produção, tanto nacionais como internacionais. Adicionalmente, a expansão da rede de abastecimento deve potencializar o aproveitamento da crescente produção nacional e o acesso ao gás importado.

Este capítulo faz um levantamento histórico dos setores de produção, processamento e transporte de gás natural, oferecendo uma visão completa da estrutura de oferta do energético no país. Inicialmente, na seção 1, é abordada a evolução da produção nos estados brasileiros. A seção 2 trata dos limites existentes à expansão da oferta de gás natural no país *mutatis mutandi*, estes limites fazem com que grande proporção da produção brasileira de gás seja queimada – i.e., não aproveitada. A seção 3 trata especificamente desta queima e das expectativas de sua redução no país para os próximos anos. Em seguida, as seções 4 e 5 descrevem, respectivamente, as atividades de processamento e de transporte de gás no Brasil.

III.1 HISTÓRICO DE PRODUÇÃO SEGUNDO OS ESTADOS

A revisão da história do gás natural no país ajuda a esclarecer a questão das expectativas quanto ao crescimento da participação deste energético na matriz energética brasileira. De início, vale analisar a produção de gás natural por estado. Conforme mostram as informações da tabela 1 e dos gráficos 3, 4 e 5, a experiência baiana é muito anterior à qualquer outra, datando de 1954. Já em 1959, a produção de gás natural deste estado atingia 1 milhão de m³/dia e, em 1969, ultrapassava 3,3 milhões de m³/dia. A partir de 1983, superou 4 milhões e, mais recentemente, esteve em torno de 5 milhões de m³/dia.

GRÁFICO 3: PRODUÇÃO NORDESTINA DE GÁS NATURAL (1956-1998)
(em mil m³/dia)



Fonte: Petrobras (1999).

Nos demais estados nordestinos, durante a década de 1960, a produção era incipiente, só tomando impulso mais tarde, a partir de meados da década de 1970. Os desenvolvimentos dos campos em Alagoas e Sergipe, somados aos campos já existentes na Bahia, viabilizaram o abastecimento de gás natural das primeiras usinas químicas e petroquímicas a se instalarem no Nordeste, particularmente em torno do Pólo de Camaçari. A partir de meados da década de 1980,

a produção de gás natural no Rio Grande do Norte, permitiu a criação de um segundo pólo de utilização do gás, mais ao Norte da região.

TABELA 1: PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL POR ESTADO
(mil m³/dia)

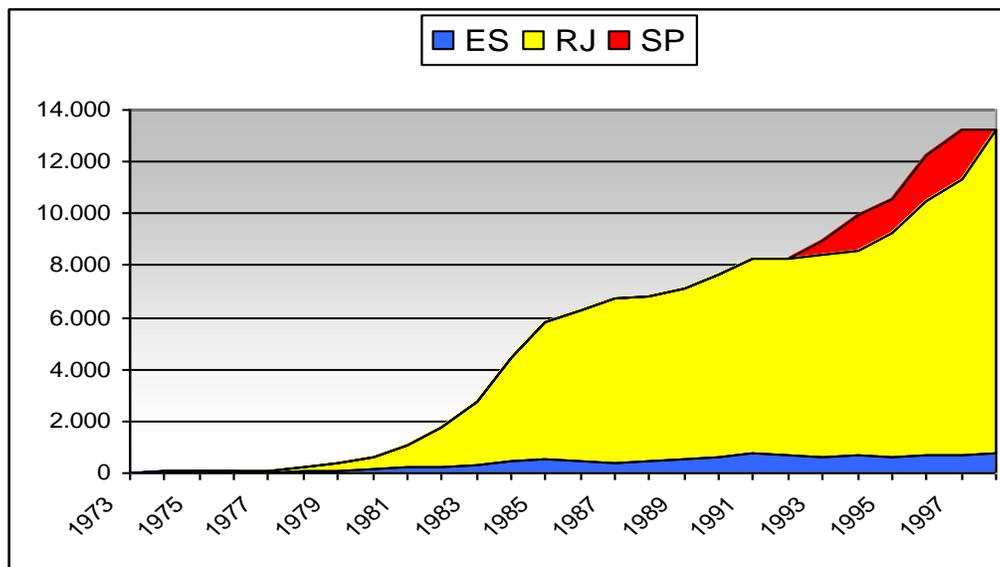
ANO	NORDESTE					SUDESTE			BACIAS ISOLADAS	
	BA	SE	AL	RN	CE	ES	RJ	SP	AM	PR
1954	174									
1955	170									
1956	229									
1957	434									
1958	823									
1959	1174									
1960	1461									
1961	1443									
1962	1401									
1963	1380									
1964	1453	1								
1965	1872	1								
1966	2158	1	6							
1967	2396	1	33							
1968	2636	2	49							
1969	3344	2	72							
1970	3370	2	90							
1971	3133	4	87							
1972	3267	12	114							
1973	2984	27	215			7				
1974	3443	33	561			40				
1975	3569	92	727			63				
1976	3144	195	1030	28		84				
1977	3082	114	1612	93		26	28			
1978	3068	136	1716	150		104	123			
1979	2943	161	1444	300		95	258			
1980	3020	155	1759	427	63	118	483			
1981	3066	215	1777	497	176	214	878			
1982	3576	411	1775	643	232	244	1521			
1983	4258	864	1870	873	339	276	2516			
1984	4265	942	2100	922	644	440	4024			
1985	4300	961	2179	1128	630	506	5293		1	
1986	4015	1014	2223	1547	548	490	5806		9	
1987	3880	1111	2277	1836	394	380	6389		0	
1988	3718	1064	2324	1817	269	434	6366		9	
1989	3929	1120	2336	1798	267	556	6546		137	
1990	3930	1193	2325	1670	228	577	7081		200	
1991	4016	1301	2186	1737	209	730	7554		343	4
1992	4332	1425	2181	1892	239	668	7577	11	675	53
1993	4462	1463	2123	1973	253	644	7786	529	877	41
1994	4378	1452	1969	2077	238	656	7927	1361	846	211
1995	4505	1634	1897	2315	231	610	8670	1258	706	271
1996	4768	1752	1995	2608	249	719	9773	1759	1006	412
1997	5027	2029	1900	2545	287	724	10620	1890	1451	440
1998	5321	2211	3322	1195	388	797	12450		1693	1784

Fonte: Petrobras (1999).

Assim, além de o gás natural ser uma fonte recente no país, a única tradição de seu uso esteve localizada quase que exclusivamente em apenas um estado – a Bahia. Até o início da década de 1980, a produção em todo resto do território nacional era insignificante. Uma segunda fase da história do gás natural no Brasil inicia-se justamente nesta época, quando a produção da Bacia de Campos toma corpo e rapidamente ultrapassa a produção do Recôncavo Baiano, o que

ocorreu em 1985 (ver tabela 1). A descoberta de gás natural, mesmo que associado ao petróleo, próximo aos maiores centros industriais brasileiros e junto aos grandes consumidores, era o impulso que faltava para introduzir a nova fonte de energia no Sudeste e tirar a conotação regional que, até então, prevalecia.

GRÁFICO 4: PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NA REGIÃO SUDESTE (1973-1998)
(em mil m³/dia)

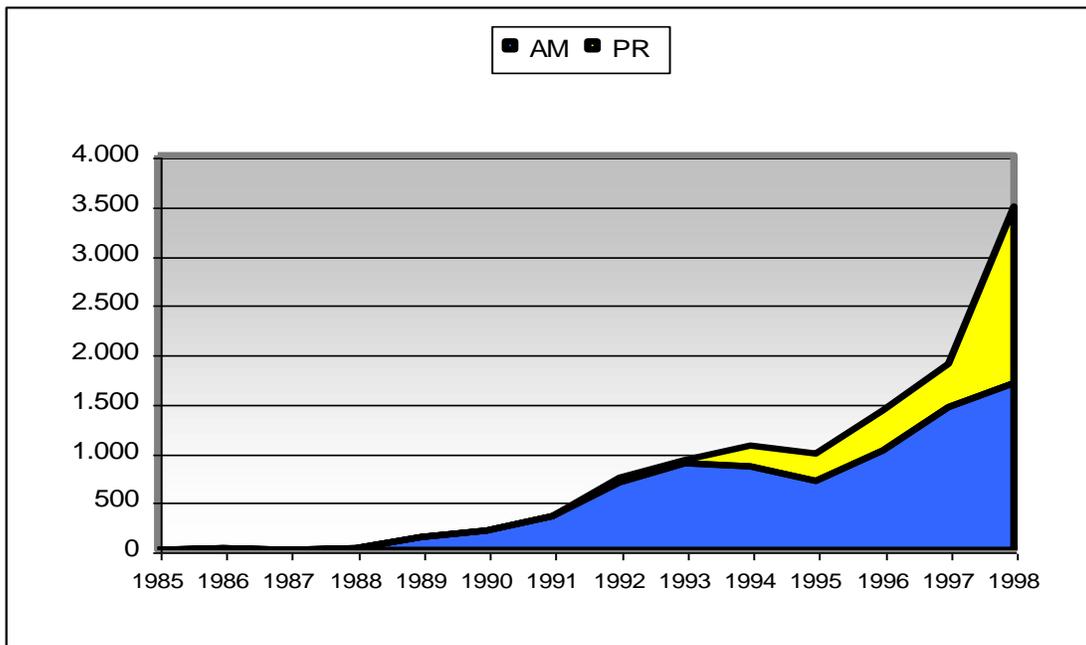


Fonte: Petrobras (1999).

Praticamente, todo o crescimento inicial da Bacia de Campos ocorreu entre 1981 e 1985, como pode ser visto pelo gráfico 4. Posteriormente, um segundo incremento da produção de gás natural se deu dez anos depois, a partir de 1994. Além disso, a partir de 1990, a produção brasileira de gás natural se estendeu a novas regiões do país, em locais bastante distintos: nos litorais de São Paulo e do Paraná, no meio da floresta Amazônica, nas costas do Ceará e ao Sul do Espírito Santo (o histórico da produção de gás no Paraná e no Estado da Amazônia são apresentados no gráfico 5).

Não obstante, apesar do recente incremento da produção de gás natural em novos e antigos campos, em 1999, a Bacia de Campos continuava a responder por praticamente metade de toda a produção nacional de gás natural (mais exatamente 46% do total).

GRÁFICO 5: PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM BACIAS ISOLADAS (1985-1998)
(em mil m³/dia)

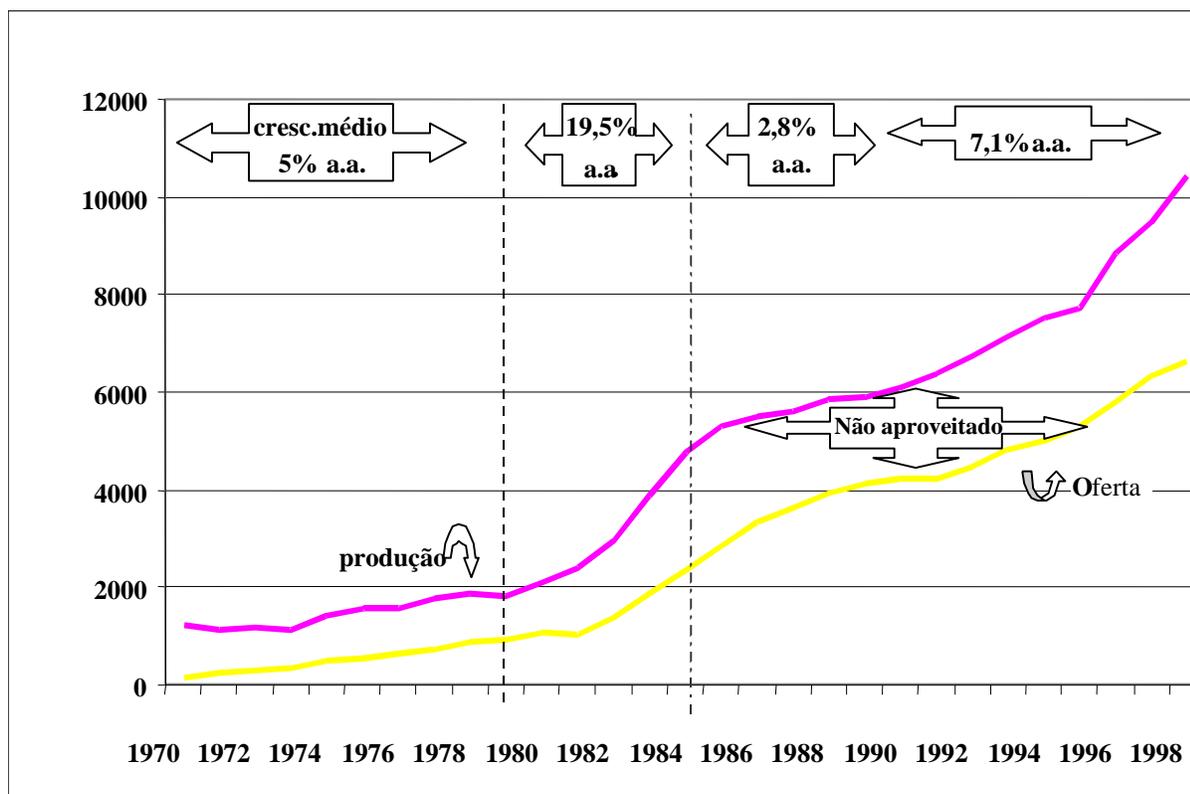


Fonte: Petrobras (1999).

III.2 NATUREZA DO GÁS NATURAL BRASILEIRO E OS LIMITES DO GÁS ASSOCIADO

Os primeiros fatores limitadores da expansão do uso de gás natural no país foram a tardia descoberta das reservas e a localização no mar daquelas que possuíam volumes consideráveis. As evoluções da produção total e da oferta interna de gás natural no Brasil podem ser acompanhadas no gráfico 6. Como mostra o gráfico, o impacto da descoberta e do gradativo aproveitamento do gás associado ao petróleo na Bacia de Campos é bastante significativo: o crescimento da produção de gás natural salta de uma média de 5% ao ano, durante a década de 1970, para um média de 19,5% de incremento anual entre 1980 e 1985. Em seguida, durante a segunda metade da década de 1980, o crescimento manteve um ritmo menor, 2,8% ao ano. A partir de 1990, a produção brasileira retomou um ritmo de crescimento sustentado, 7,1% de incremento anual, em decorrência sobretudo da expansão da produção de petróleo.

GRÁFICO 6: PRODUÇÃO E OFERTA INTERNA DE GÁS NATURAL
(em 10³tep)



Fonte: MME, 1999.

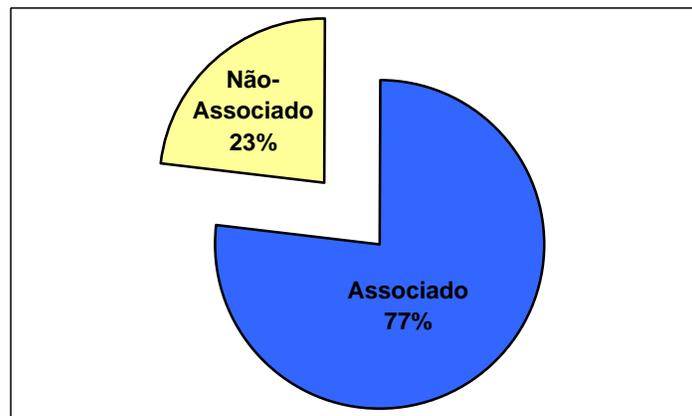
Foi exatamente esse contínuo aumento da produção de um gás natural associado ao petróleo que sustentou de forma exclusiva o crescimento também contínuo da oferta interna de gás e, assim, em última instância, assegurou a introdução da nova fonte na matriz energética brasileira, ao longo das últimas duas décadas.

Contudo, a descoberta de gás natural, associado ou não, não se refletiu nem imediata, nem proporcionalmente, em aumento da oferta interna – i.e., em um gás disponível para consumo longe dos campos de produção. Em primeiro lugar, é elevado o custo de acesso à reserva que contém exclusivamente gás, muitas vezes inviabilizando, ou retardando, o seu aproveitamento, como ocorreu com o Campo de Merluza no Litoral de São Paulo. Em segundo lugar, o aproveitamento do gás associado ao petróleo é ditado pela produção deste último energético, como ocorre na Bacia de Campos. Finalmente, a infra-estrutura para viabilizar o acesso ao gás é custosa e desestimula seu aproveitamento.

Assim, a diferença entre a produção e a oferta corresponde ao gás ‘perdido’, que é consumido no campo, para geração de calor e eletricidade, ou reinjetado no poço, para recuperação de petróleo, ou simplesmente queimado, por não ter como ser escoado até os centros de consumo e transformação.

Trata-se de um fenômeno paradoxal: enquanto, por um lado, a expansão inicial do gás natural no Brasil se apoiou no crescimento da produção de gás associado ao petróleo, por outro, esta natureza associada se tornou um importante fator limitador de sua expansão. De todo o gás natural produzido, mais de três quartos é associado, conforme os dados contidos gráfico 7. Apenas 23% do gás nacional é de origem não associada e esta produção está localizada em três estados, como pode ser visto no gráfico 8: São Paulo, Bahia e Alagoas. Nestes últimos anos cerca de 40% da produção de gás local foi de origem associada e apenas o estado de São Paulo produziu exclusivamente gás não associado. De fato, este perfil acentuadamente dependente da produção do petróleo explica o elevado índice de não aproveitamento do gás natural no Brasil.⁷

GRÁFICO 7: NATUREZA DO GÁS NATURAL PRODUZIDO NO BRASIL (%)

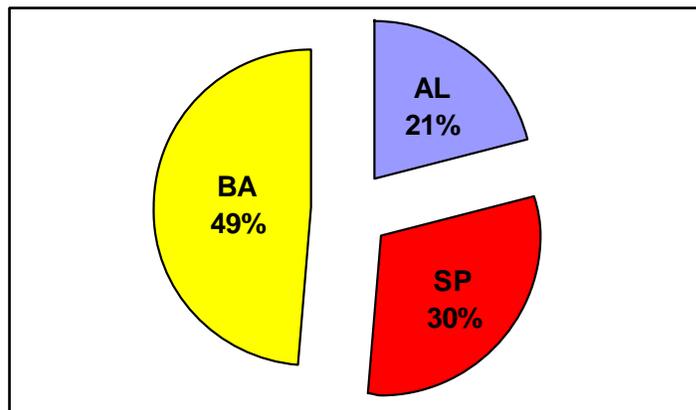


Fonte: ANP.

⁷ O menor valor do gás natural em relação ao valor do petróleo é problema antigo e pode ser imputado, tanto ao lento progresso tecnológico inicial, quanto às falhas da mão invisível de Adam Smith. Ele é assim descrito por ARLON TUSSING & BOB TIPPEE (1996), p. 80:

“If a driller struck non-associated gas instead of oil, the find was not a whole lot more valuable than a dry hole. On the other hand, casing head gas, which occurs in solution or in a separate gas cap above all but the “heaviest” crude-oil deposits, created dangerous operating conditions around oil-drilling rigs or production wells, and frequent blow-outs or fires. It took several decades before industry pioneers realized that this dissolved and associated gas was in fact, an indispensable aid to their operations.”

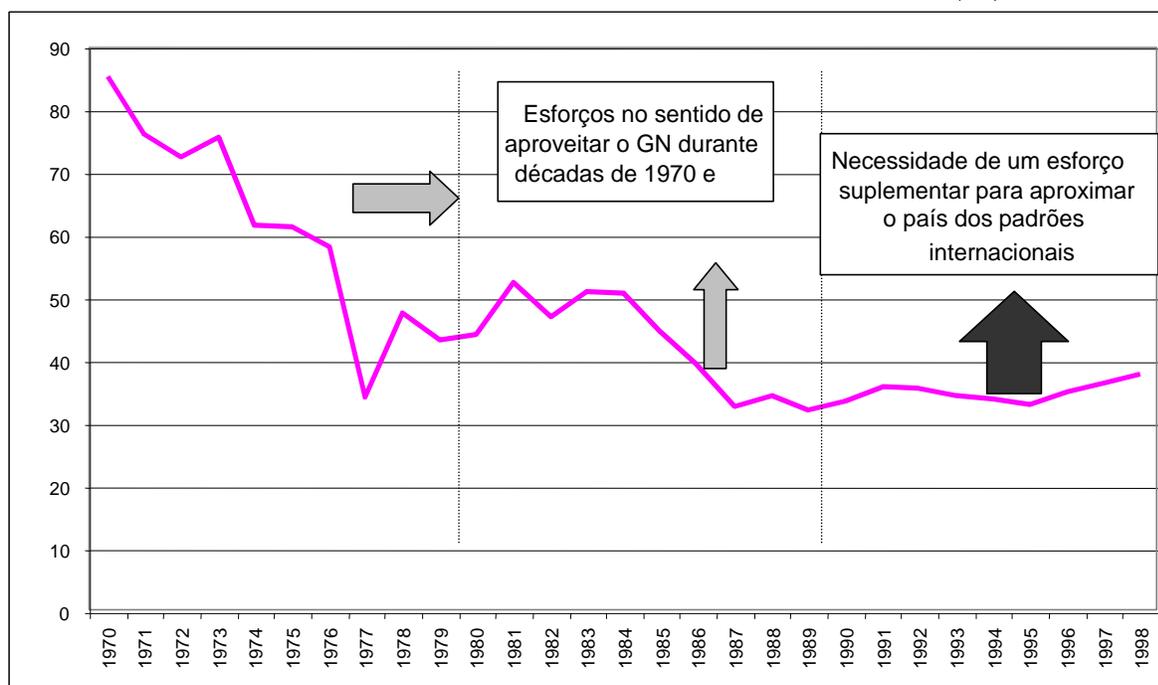
GRÁFICO 8: ORIGEM DO GÁS NATURAL NÃO-ASSOCIADO (%)



Fonte: ANP.

A importância da queima na produção do gás natural, ao longo das últimas três décadas, pode ser acompanhada no gráfico 9. Em 1970, praticamente todo o gás natural brasileiro não era aproveitado. Embora o aumento da produção de petróleo na Bacia de Campos, durante a primeira metade da década de 1980, tenha possibilitado incrementar a produção de gás, no mesmo período, ocorreu uma sensível deterioração no que diz respeito ao não aproveitamento do gás associado. Se, em 1977, tinha-se atingido cerca de 35% de queima, sete anos depois, em 1984, mais de 50% do gás natural produzido voltou a ser perdido. Este quadro modificou-se ligeiramente em meados da década de 1980, quando um novo esforço no sentido de reduzir o desperdício levou o país a um segundo patamar: desde então, cerca de 37% da produção nacional, em média, deixou de ser aproveitada.

GRÁFICO 9: APROVEITAMENTO DO GN BRASILEIRO (%)



Fonte: ANP, 2000.

Esta é ainda uma taxa de queima bastante elevada, representando um volume que, após os investimentos necessários, poderia ser acrescido à oferta interna brasileira de gás natural. Ademais, além de estar longe dos padrões internacionais, a magnitude desta perda não é justificável em um mercado que vem experimentando nos últimos anos uma continuada expansão. Finalmente, não é razoável admitir que um recurso energético não renovável possa ser desperdiçado sem que nenhum benefício social seja aferido, ou que alguma taxa seja cobrada.

Em verdade, considerando todos estes elementos, a partir de 1998, a Petrobras e o governo brasileiro definiram, como objetivo, o aproveitamento do gás natural nacional. Para tanto, a empresa estatal estabeleceu um “Plano de Queima Zero” e a Agência Nacional do Petróleo passou a monitorar a utilização do gás natural nos campos do país⁸. Como resultado, ocorreu uma significativa diminuição das perdas ao longo de 1999, o que torna auspiciosa a previsão de conseguir eliminar os limites decorrentes da natureza associada da oferta de gás natural, nos próximos dois anos.

⁸ É interessante notar que a Superintendência de Movimentação e Comercialização de Gás Natural foi criada em janeiro de 1999. Quando da criação da Agência Nacional do Petróleo, em 1998, não foi previsto qualquer departamento, ou seção, dedicado exclusivamente ao energético. Anteriormente, nem o antigo Conselho Nacional do Petróleo, nem o Departamento Nacional de Combustíveis, que substituiu o Conselho em 1990, dispunham de uma

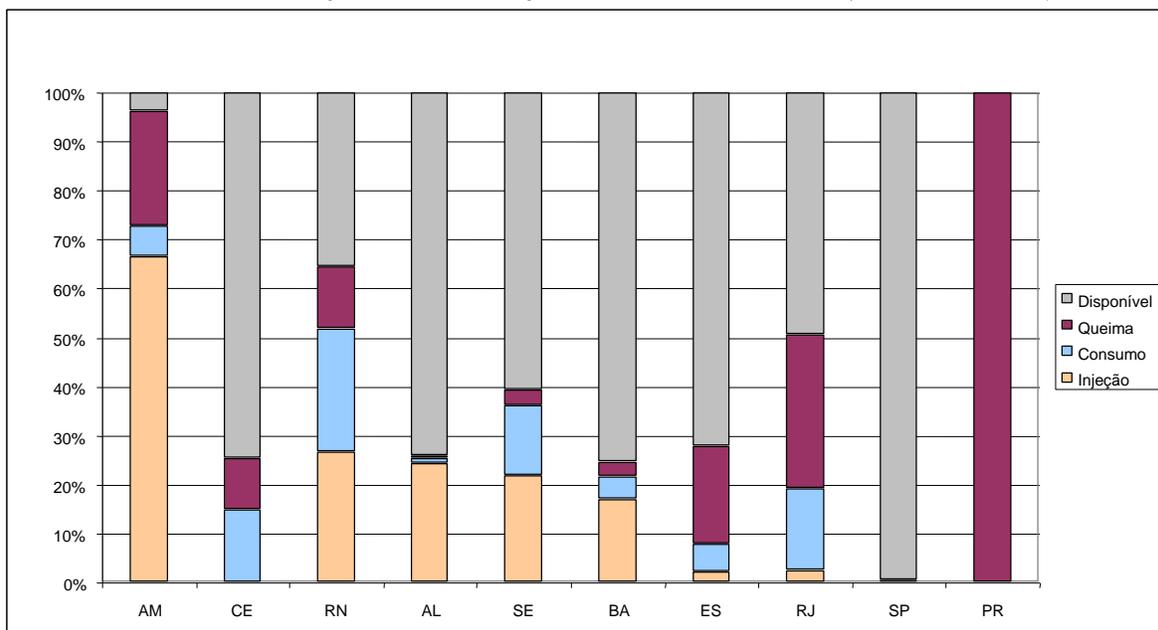
III.3 REDUÇÃO DAS PERDAS COMO META

No Brasil, entre os nove estados atualmente produzindo gás natural, existem ainda fortes disparidades quanto à sua utilização nos campos. O gráfico 10, a seguir, apresenta o resumo do destino dado à produção brasileira de gás natural em 1999, em cada unidade da federação. As situações extremas são encontradas nos estados de São Paulo e no Paraná. No primeiro, o gás natural não associado foi integralmente aproveitado, enquanto, no segundo, nos campos de Coral e Estrela do Mar, a quantidade de gás natural descoberta até agora não viabilizou sua exploração. Ali, somente petróleo foi produzido e todo o gás foi queimado.

No Amazonas, Rio de Janeiro e Espírito Santo, a queima de gás natural foi elevada. No Norte do país, cerca de um quarto da produção não foi aproveitado. Entretanto, a Petrobras anunciou que, a partir do mês de dezembro de 1999, o programa de redução da queima foi iniciado em Urucu. Na Bacia de Campos, por seu turno, quase um terço de todo o gás produzido foi desperdiçado. Além disso, sendo exclusivamente associado e *off-shore*, a utilização do gás natural nas plataformas é bastante importante: a injeção e o consumo próprio representam praticamente um quinto da produção de gás natural na Bacia. No Espírito Santo, apesar de menor que nos casos anteriores, o volume de gás não aproveitado também é elevado: por volta de um quinto do total produzido em 1999.

célula dedicada ao gás natural. É revelador, além disso, que também a empresa estatal brasileira não dispunha, até janeiro 1999, de qualquer subsidiária, ou superintendência, especializada em gás natural.

GRÁFICO 10: UTILIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE GN NOS CAMPOS, POR ESTADO (em 1999)



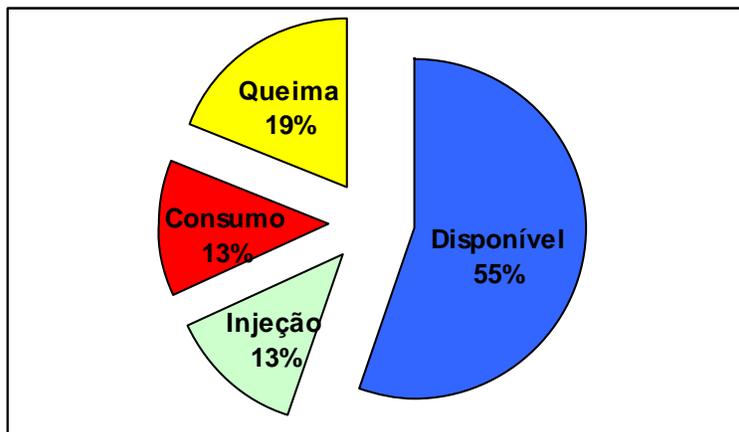
Fonte: ANP, 2000.

A situação é completamente diferente no Nordeste brasileiro. Grande parte do gás natural produzido está disponível e a quantidade queimada é pequena: em torno de 3% em Sergipe e na Bahia, apenas 0,5% em Alagoas. No Ceará e no Rio Grande do Norte, a situação não é tão favorável: cerca de 10% do gás produzido é desperdiçado. A relação entre a produção de gás associado ao petróleo e a importância da queima é evidente: em Alagoas 63% do gás produzido é não associado, na Bahia, 55%; já no Ceará e no Rio Grande do Norte, 99% do gás produzido é associado. Além da natureza não associada, outra justificativa para a menor queima está na localização dos poços: em terra ou em águas não muito profundas, o que reduziu o custo de acesso à fonte. Por fim, a escassez de outras fontes energéticas e a tradição de utilização do recurso explicam o maior aproveitamento do gás natural no Nordeste, em comparação com o resto do país.

Os dados agregados sobre a utilização do gás natural nos campos de produção brasileiros, durante 1999, encontram-se no gráfico 11. O uso do gás como principal insumo para a extração de petróleo explica o elevado consumo próprio e o volume reinjetado, cada um respondendo por 13% do gás natural produzido no ano passado. A proporção de gás não aproveitado correspondeu a 19% do total. Assim, após todas as deduções feitas, tem-se que um pouco mais da metade da produção, 55%, esteve disponível para consumo longe dos poços. Uma

comparação com os níveis de queima verificados nos anos anteriores, superiores a 35%, revela uma rápida melhora do indicador e, portanto, que os esforços da Petrobras em implementar um programa neste sentido já estão surtindo efeito.

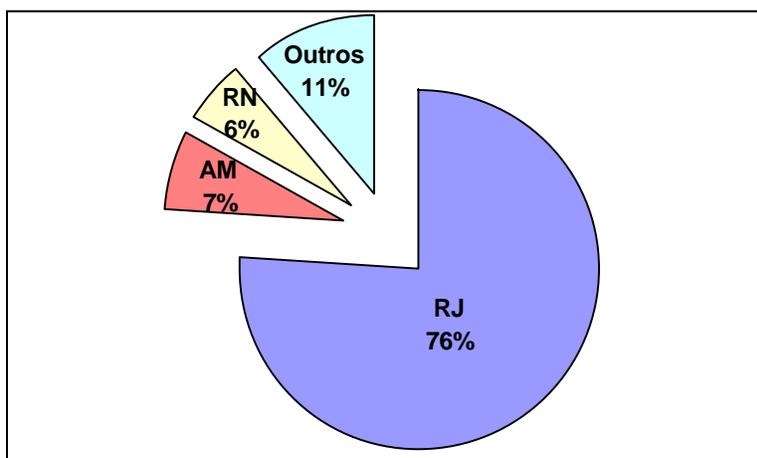
GRÁFICO 11: UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NO PAÍS (em 1999)



Fonte: ANP.

Como pode ser observado pelo gráfico 12, três quartos do gás natural não aproveitado concentram-se em um único estado, o Rio de Janeiro que, juntamente com a Amazônia e o Rio Grande do Norte, responde por nove décimos de toda a queima de gás no Brasil. Esta forte concentração espacial das perdas, particularmente no Rio de Janeiro, em uma Bacia próxima dos centros consumidores de energia, conhecida e desenvolvida nos últimos trinta anos, é um elemento que favorece e justifica o empenho em reduzir as perdas.

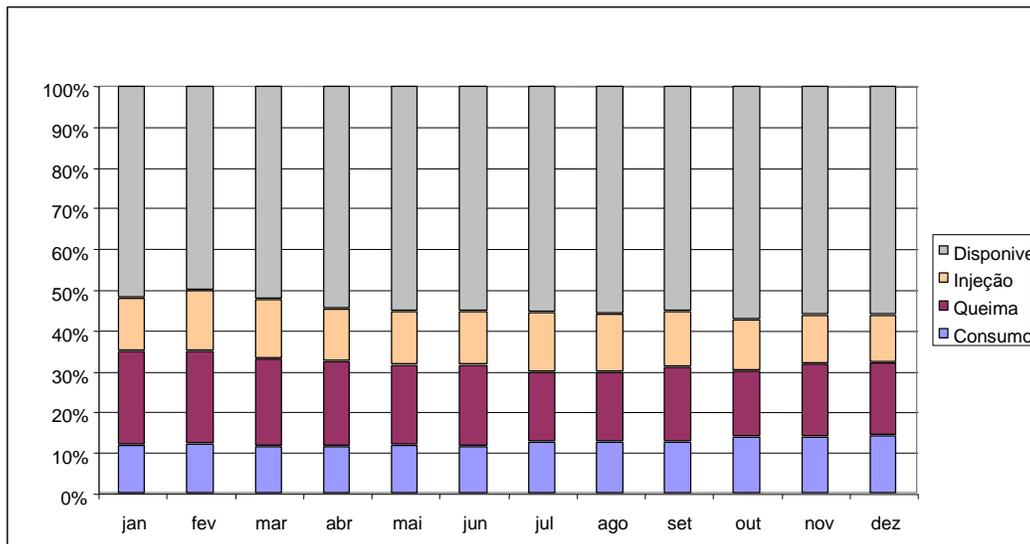
GRÁFICO 12: LOCALIZAÇÃO DAS PERDAS DE GÁS NATURAL (em 1999)



Fonte: ANP.

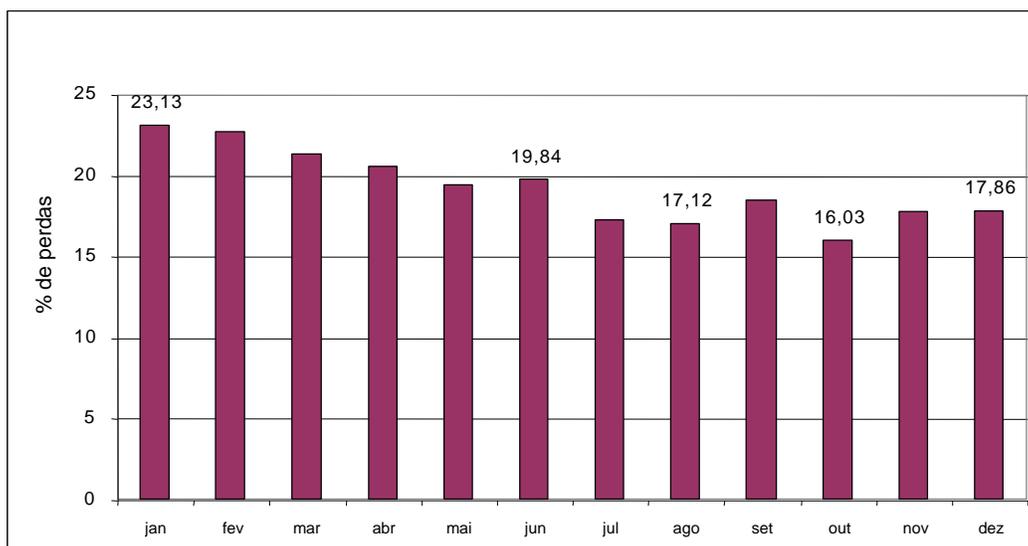
A constância deste esforço ao longo de 1999 e o resultado obtido podem ser inferidos da leitura da série de gráficos a seguir. No decorrer deste ano, tanto a reinjeção, quanto a queima de gás, nos campos brasileiros, diminuíram; paralelamente, aumentaram o consumo próprio e, principalmente, a quantidade de gás disponível (ver gráfico 13). A diminuição da queima foi considerável, conforme mostra o gráfico 14: em janeiro de 1999, 23% do total era perdido ainda nos poços, em junho as perdas caíram para 20%, em outubro foram de apenas 16%, e aumentaram para 19% em dezembro. Em doze meses isto representou uma redução de cerca de 20% no desperdício. O impacto no volume de gás disponível para consumo longe dos campos foi imediato e de mesma monta: em janeiro de 1999, 52% do gás natural produzido no Brasil estava disponível para consumo, em outubro 57% e em dezembro 56%.

GRÁFICO 13: UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NOS CAMPOS DE PRODUÇÃO
(por mês, 1999)



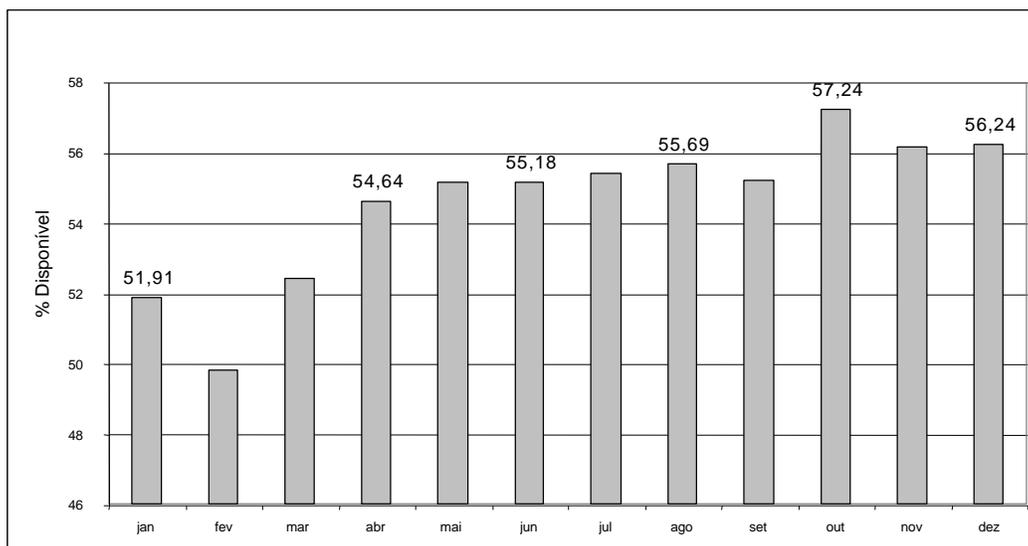
Fonte: ANP.

GRÁFICO 14: REDUÇÃO DAS PERDAS NA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL
(por mês, 1999)



Fonte: ANP.

GRÁFICO 15: EVOLUÇÃO DO GÁS NATURAL DISPONÍVEL
(por mês, 1999)

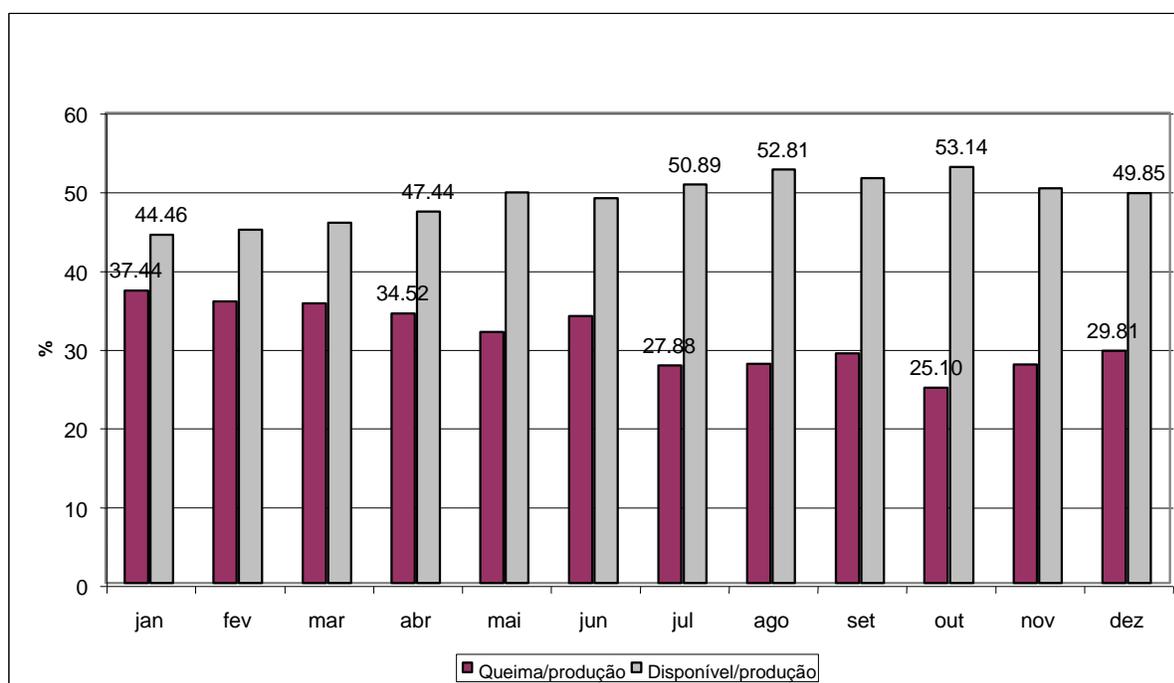


Fonte: ANP.

Na Bacia de Campos, em particular, o empenho em diminuir a queima foi significativo e os resultados obtidos, durante o ano de 1999, podem ser avaliados com a ajuda do gráfico 16. Nesta bacia, a natureza associada do gás, seu baixo valor comparado ao petróleo e a ausência de um plano de aproveitamento acarretaram um nível de perdas extremamente alto e, conseqüentemente, uma reduzida proporção de gás esteve disponível para consumo: de todo o

volume produzido em 1999, menos da metade foi escoado para terra. Porém, ao longo dos meses, ocorreu uma sensível diminuição das perdas, que representavam 37% da produção em janeiro, chegaram a representar apenas 25% em outubro, para em dezembro responderem por cerca de 30% do total da produção na Bacia. A menor perda permitiu aumentar gradualmente o volume de gás natural disponível: em janeiro, 44% do gás foi escoado, 53% em outubro e 50% em dezembro.

GRÁFICO 16: FLUXO DE PRODUÇÃO NA BACIA DE CAMPOS
(por mês, 1999)



Fonte: ANP.

A magnitude da produção e do desperdício na Bacia de Campos explicam a rapidez com que foram obtidos os resultados dos esforços de conservação e melhoria da eficiência iniciados em 1998. Além disso, também em virtude da quantidade das perdas, os primeiros ajustes no fluxo de produção não acarretaram elevações de custo. Entretanto, esta situação não deve perdurar no futuro, pois se espera que, quanto menores forem as perdas, mais caro será continuar a reduzi-las. Neste sentido, a redundância de equipamentos nos locais de produção de gás natural associado, por exemplo, poderá vir a ser um fator decisivo na redução das perdas, evitando que

compressores, separadores e dessulfurizadores operem a plena carga, 24 por 24 horas, sem equipamentos reservas e muitas vezes sem dispor de peças de reposição no local. Nestas condições, qualquer incidente pode significar a paralisação das operações e a única opção do engenheiro chefe do campo é a queima do gás natural.

Acrescente-se que, mesmo em condições normais de operação, além da reinjeção e do consumo na plataforma, não existem alternativas à queima do gás natural associado. Se, primeiro, não for possível escoar o gás produzido, o que depende da instalação de dutos de transferência e, em seguida, não for possível encontrar um mercado para vendê-lo, nada se pode fazer com o gás que acompanha o petróleo, a não ser queimá-lo. Deste modo, dar continuidade ao programa de redução de queima exigirá progressivamente mais investimentos que só se realizarão efetivamente, se existirem garantias mínimas de que o gás, que é atualmente queimado, poderá brevemente encontrar um mercado consumidor.

TABELA 2: FLUXO DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NA BACIA DE CAMPOS EM 1999
(m³/dia)

	Queima	Disponível	Produção
Janeiro	5653,9	6714,6	15101,5
Fevereiro	5384,9	6747,1	14942,0
Março	5356,1	6882,4	14955,2
Abril	5218,0	7172,4	15117,3
Maiο	4814,3	7478,5	14985,9
Junho	5093,9	7321,2	14896,4
Julho	4024,1	7344,3	14431,8
Agosto	4231,1	7956,4	15066,8
Setembro	4641,3	8146,6	15745,3
Outubro	3839,5	8128,4	15296,7
Novembro	4290,2	7718,3	15307,4
Dezembro	4740,1	7926,8	15900,4

Fonte: ANP.

Em termos absolutos, na Bacia de Campos, o volume de gás natural que foi produzido, queimado e, finalmente, fornecido para consumo, ao longo de 1999, está na tabela 2. O programa de redução das perdas adicionou à oferta de gás natural desta bacia cerca de 1 milhão de m³/dia,

entre janeiro e dezembro de 1999. Isto corresponde a um quinto de todo o gás natural distribuído no estado do Rio de Janeiro pelas empresas CEG e CEG-Rio. Esta elevada proporção e o fraco crescimento do mercado de gás fluminense, no decorrer da segunda metade da década de 1990, indicam que a futura diminuição da queima pode esbarrar em um aumento da demanda menor do que o esperado. Em uma hipótese extrema, considerando-se o gás que foi perdido em janeiro de 1999 como referência, uma redução de 80% nessa perda significaria um acréscimo de 4,5 milhões de m³/dia na oferta. Seria possível, assim, simplesmente dobrar o volume de gás que abastece o mercado do Rio de Janeiro. Portanto, continuar a reduzir as perdas nas plataformas dependerá cada vez mais de uma coordenação entre as atividades de produção, movimentação e vendas.

O êxito inicial do esforço no sentido de melhor aproveitar o gás natural revela que é possível atender o abastecimento de um mercado através da oferta de gás associado ao petróleo. Atualmente, nos campos de produção, não existem obstáculos para atender as expectativas de crescimento da indústria brasileira; em razão principalmente do enorme volume de perdas ainda existente, perdas que poderiam ser reduzidas a um baixo custo inicialmente.

III.4 INFRA-ESTRUTURA DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Este tópico realiza uma breve digressão sobre as condições técnicas do aproveitamento do gás natural no Brasil, de forma a averiguar algumas de suas implicações econômicas.

Diferentemente dos energéticos concorrentes (o carvão e o petróleo), o gás natural pode ser utilizado quase *in natura*; apenas sendo necessário desidratá-lo e dessulfurizá-lo, o que é feito normalmente de imediato, nas próprias instalações de produção, em razão das exigências técnicas requeridas para o transporte.⁹ Do campo de produção, o gás natural é levado a uma unidade de tratamento (ou processamento)¹⁰ onde são extraídos os condensados - gás liqüefeito e gasolina ‘natural’, principalmente – que constituem os hidrocarbonetos de maior valor agregado.

⁹ Hidratos de metano poderiam perfurar os dutos devido à pressão e às mudanças na trajetória dos mesmos.

¹⁰ Entende-se por processamento primário do gás natural a seqüência de operações cujo objetivo é separar as frações mais pesadas do gás, de maior valor econômico, originando um outro gás denominado residual.

Normalmente, entre 3 e 6% de condensados na carga de gás, por si só, já viabiliza a instalação de uma UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural).¹¹

Na saída da UPGN, portanto, além de condensados (ou líquidos de gás natural - LGN), obtém-se um gás composto essencialmente de metano e ainda um pouco de etano, denominado “gás natural seco”.

De fato, vários são os condensados que podem ser obtidos nas UPGNs. A alternativa mais simples consiste em produzir apenas propano e outros hidrocarbonetos mais pesados; uma outra alternativa inclui a produção de etano líquido, sendo que, em algumas unidades de processamento, ocorre também a separação do LGN em GLP e hidrocarbonetos superiores, como a gasolina. As recuperações de líquidos, que podem ser atingidas, dependem fundamentalmente do tipo de processo utilizado e da riqueza do gás; em termos econômicos, a escolha do melhor processo a ser utilizado é condicionada por três fatores principais: a composição do gás, a pressão disponível e as recuperações desejadas, sendo quatro os processos comumente adotados para recuperação de hidrocarbonetos líquidos do gás natural: (a) refrigeração simples (usado quando não se exigem recuperações muito elevados); (b) absorção refrigerada (usado para obtenção de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados); (c) expansão Joule-Thomson (menos do que o último processo, quando se deseja alta recuperação de etano, pois as temperaturas aqui obtidas não são suficientemente baixas para promover a condensação deste composto) ; e, por fim, (d) turbo-expansão (adotado quando se deseja recuperação de etano e componentes mais pesados, sendo particularmente indicado para gases a alta pressão).¹²

Por sua vez, o gás natural ‘seco’ pode ser usado para fins energéticos (gerar eletricidade, calor ou frio industrial, calefação residencial, ou ainda movimentar veículos) e serve também como insumo não energético, particularmente, em duas indústrias: a química e a siderurgia. Na química, o metano é utilizado para a produção de metanol que, por sua vez, é a base para a elaboração de MTBE, mais um hidrocarboneto de elevado valor adicionado. A partir do metanol, obtém-se também toda a cadeia de formaldeídos e seus derivados de larga aplicação industrial (resinas, fórmicas, vernizes, ...). O etano, por seu turno, é matéria-prima para a produção do

¹¹ Este é precisamente o caso do campo de Urucu, na Amazônia, onde foi instalada uma unidade de processamento para extração de condensados e não existe aproveitamento para o gás natural que é, então, reinjetado, ou simplesmente queimado.

¹² Todos os processos têm em comum o princípio básico de promover a condensação de hidrocarbonetos mais pesados por meio de redução de temperatura, sendo que os dois últimos causam resfriamento do gás devido à redução da sua pressão, sendo a primeira expansão isentálpico e a segunda isentrópico.

eteno, de onde derivam os polietilenos, tipo de polímero de larga utilização na fabricação de filmes e plásticos. Por fim, na produção de fertilizantes nitrogenados a base de uréia e amônia, que exigem um enorme dispêndio de energia para serem processados, o gás natural demonstra também ter uma significativa vantagem que se reflete em custos finais de produção mais baixos.

No caso da indústria siderúrgica, por sua vez, a vantagem da utilização do gás natural também é significativa: além de ser fonte de energia, o gás entra no processo como redutor químico, substituindo o coque de carvão mineral. Desde que sejam mantidas a composição e a pressão dentro de certas especificações, para fins de redução do ferro-gusa, o gás natural seco, antes ser injetado no alto forno, dispensa qualquer beneficiamento e não necessita de aquecimento prévio. Ademais, as necessidades de controle de emissão do processo são mínimas: o gás natural seco, além de não produzir cinzas, não gera impactos ambientais em sua estocagem (o gás não é armazenado no local, como o carvão). Finalmente, por ser limpo e estar em estado gasoso, ele permite um maior controle do processo e exige menos manutenção dos equipamentos.

Observe-se que, em todas as aplicações - energética, petroquímica ou siderúrgica -, o gás natural seco é utilizado sem processamento, diretamente pelo cliente industrial. Não é o caso dos outros concorrentes. O acesso à energia elétrica, ao carvão de coque, à nafta e ao gás de síntese é muito mais complexo, envolvendo um maior número de etapas (transformações físico-químicas), que resultam em unidades de produção bem mais custosas para instalar e operar.

No entanto, a explicação para o predomínio do carvão de coque na siderurgia mundial, do carvão mineral na produção de eletricidade em muitos países do mundo, ou da nafta na petroquímica fora dos EUA, está em que, a jusante das unidades de processamento, os concorrentes do gás natural possuem importantes vantagens que compensam seus maiores custos de extração e beneficiamento. Em primeiro lugar, tanto o carvão, quanto o petróleo, beneficiam-se de escalas de produção e transporte com dimensões planetárias (suas infra-estruturas são antigas). Em segundo lugar, particularmente quanto aos derivados de petróleo, o custo de distribuição é extremamente baixo comparado ao do gás natural. Os derivados podem ser condicionados em botijões, barris, tanques e cisternas, vendidos seja por litro ou por toneladas, com uma flexibilidade que lhes permite atender a praticamente qualquer demanda, onde ela ocorrer. Em terceiro lugar, apesar de mais complexa, a atividade de refino do petróleo resulta em uma gama de produtos ainda mais diversificada do que aquela obtida pelo processamento do gás natural; isto representa “economias de envergadura” da transformação do petróleo.

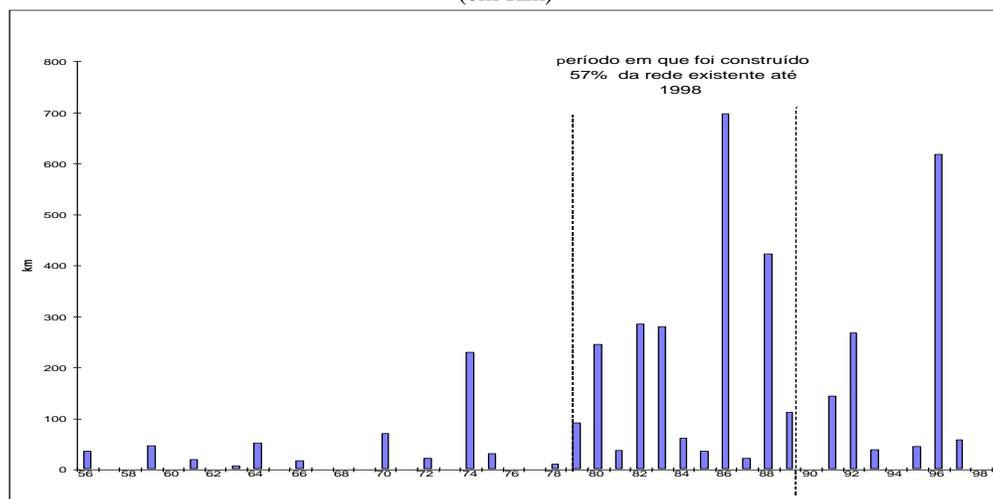
No Anexo I, ao final deste livro, são apresentadas as características básicas das UPGNs brasileiras existentes e projetadas.

III.5 INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Além da descoberta tardia e da natureza associada do gás natural, identificadas anteriormente, neste capítulo, como fatores restritivos ao maior uso do gás natural no Brasil, um terceiro fator limitador diz respeito ao escoamento da produção de gás e à dificuldade enfrentada pelo consumidor para ter acesso ao produto. A criação de um mercado de gás apreciável depende da construção e ampliação da rede de gasodutos, atividades que respondem por grande parte do custo final deste energético (vide, por exemplo, os textos da introdução e do capítulo II deste livro). De fato, em consequência da importância do transporte dentro da cadeia de fornecimento de gás natural e de suas particularidades, a extensão da rede de gasodutos guarda uma relação direta com o crescimento de seu aproveitamento e consumo.

A expansão da rede de transporte de gás natural no país pode ser analisada a partir dos gráficos 17 e 18 e da tabela 3.¹³

GRÁFICO 17: EXPANSÃO DA REDE NACIONAL DE GASODUTOS (1956-1998)
(em Km)



Fonte: ANP.

¹³ Foram considerados os dutos classificados como de transferência e transporte, e excluídos os dutos dedicados à reinjeção e produção de petróleo.

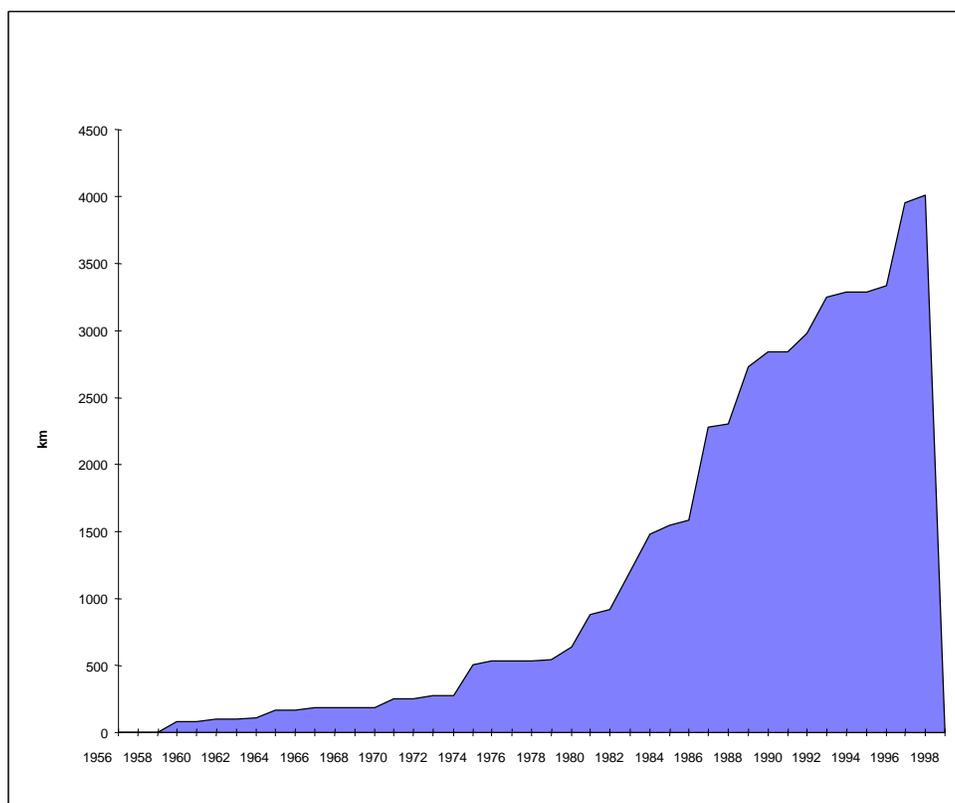
TABELA 3: EVOLUÇÃO DA REDE DE GASODUTOS BRASILEIRA (em Km)

	Gasodutos de transferência	Extensão acumulada	Gasodutos de transporte	Extensão acumulada	Total a cada ano	Total acumulado
1956	36				36	
1957					0	
1958					0	
1959	47	83			47	83
1960					0	
1961	19	102			19	102
1962					0	
1963	8	110			8	110
1964	53	163			53	163
1965					0	
1966	18	181			18	181
1967					0	
1968					0	
1969					0	
1970	51	232	20		71	252
1971					0	
1972	23	255			23	275
1973					0	
1974			230	250	230	505
1975			32	282	32	537
1976					0	
1977					0	
1978	11	266			11	548
1979	91	357			91	639
1980	245	602			245	884
1981			37	319	37	921
1982	102	704	183	502	285	1206
1983	241	945	38	540	279	1485
1984			62	602	62	1547
1985	36	981			36	1583
1986	83	1064	615	1217	698	2281
1987	23	1087			23	2304
1988	98	1185	325	1542	423	2727
1989	113	1298			113	2840
1990					0	2840
1991	145	1443			145	2985
1992	235	1678	32	1574	267	3252
1993			39	1613	39	3291
1994					0	3291
1995	45	1723			45	3336
1996	261	1984	357	1970	618	3954
1997	12	1996	46	2016	58	4012

Fonte: ANP.

Como se percebe, por mais de trinta anos, entre 1956 e 1978, os acréscimos à rede foram esporádicos e todos localizados na Bahia. Somente a partir de 1979 a malha de gasodutos brasileira experimentou um rápido crescimento. Entre 1979 e 1989, como mostra o gráfico 18, foi construída a maior parte da rede existente: 57%. Na época, os gasodutos foram instalados no Rio de Janeiro, no Espírito Santo e em diversos pontos do Nordeste. A seguir, entre 1990 e 1998, os acréscimos foram menores mas, ainda assim, capitais em razão de suas localizações. Em 1992, entrou em operação o gasoduto ligando o campo *off-shore* de Merluza à Baixada Santista e, em 1996, entrou em operação o gasoduto ligando o Rio de Janeiro a Minas Gerais.

GRÁFICO 18: EXTENSÃO ACUMULADA DA REDE NACIONAL DE GASODUTOS (1956-1998)
(Em Km)



Fonte: ANP.

Em 1998, a rede brasileira de gasodutos contava com pouco mais de 4.000 quilômetros, dos quais 3.460 foram concluídos nos últimos vinte anos. Até aquele momento, a malha formava basicamente dois mercados distintos: um, no Nordeste, mais

antigo e cujos gasodutos foram interligados apenas em 1999, e outro, no Sudeste, sendo o Espírito Santo mantido isolado do sistema de transporte regional.

A relação entre a extensão da rede de gasodutos e o consumo de gás natural é imediata. À medida em que são colocados em operação os novos gasodutos, a partir de meados da década de 1980, o crescimento da oferta interna se intensifica (como pôde ser visto no gráfico 6). O aproveitamento do gás natural associado também é diretamente beneficiado pela construção da rede. Os dois esforços de redução da queima (ver gráfico 9), na década de 1970, na Bahia, e na década de 1980, no Rio de Janeiro, correspondem ao período de instalação da rede de escoamento de gás natural em direção aos centros industriais destes estados.

Considerando-se a relação anterior e a história da expansão do gás natural no país, não é difícil avaliar o efeito de se colocar em operação 4.278 quilômetros de gasodutos entre 1998 e 2000. Nos três últimos anos, o país mais que dobrou a extensão de sua rede de transporte.

Além disso, convém notar que o setor de transporte de gás natural no Brasil se distingue segundo a origem do produto que é transportado. Existe um malha que atende o escoamento da produção nacional e outra que transporta gás natural importado, recentemente implantada no Brasil. A rede nacional está subdividida em quatro malhas distintas, cada qual cobrindo regiões específicas do país, não estando, ainda totalmente interligadas. Já o perfil dos gasodutos que suportam os projetos de importação de gás natural da Bolívia e da Argentina é mais disperso: Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre e Gasoduto Cruz del Sur (atendendo o Estado do Rio Grande do Sul), Lateral Cuiabá (atendendo o Estado do Mato Grosso), Gasoduto Bolívia – Brasil (atendendo os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul). Algumas informações pormenorizadas acerca desta distribuição da malha atual brasileira são apresentadas no Anexo I deste livro.

Assim, em princípio, pode-se afirmar que, em relação às necessidades físicas de transporte, não existe nenhum fator limitador para o franco crescimento do consumo do gás natural no Brasil. Além disso, o aumento da integração energética entre os países da América do Sul permite ao Brasil acessar as reservas não associadas de gás boliviano e

argentino. Como se nota, isto enfraquece possíveis restrições ao uso de gás no país, decorrentes da natureza associada das reservas nacionais.

A expansão dos gasodutos brasileiros se deu inicialmente em regiões isoladas que, lentamente, foram sendo interligadas. Como foi tratado neste capítulo, este foi o caso do Nordeste onde, até 1998, existiam dois sistemas separados, um mais ao Norte a partir do estado do Rio Grande do Norte, e um mais ao Sul, englobando os estados de Sergipe, Alagoas e Bahia (ver tabela 4 e gráfico 19). No Sudeste, a rede é mais recente e os gasodutos, a partir do Rio de Janeiro, abastecem as três unidades de maior PIB da federação: São Paulo, Minas Gerais e o próprio Rio de Janeiro. O Espírito Santo, que também foi mencionado anteriormente, possui um sistema isolado da rede do Sudeste brasileiro. Em termos de extensão, considerando-se apenas os principais gasodutos brasileiros e a expansão observada durante as décadas de 1980 e 1990 (ver gráfico 17), a região Sudeste acabou por consolidar uma malha de dutos hoje mais extensa do que a existente no Nordeste.

TABELA 4: PRINCIPAIS GASODUTOS E ACRÉSCIMOS À REDE ATUAL

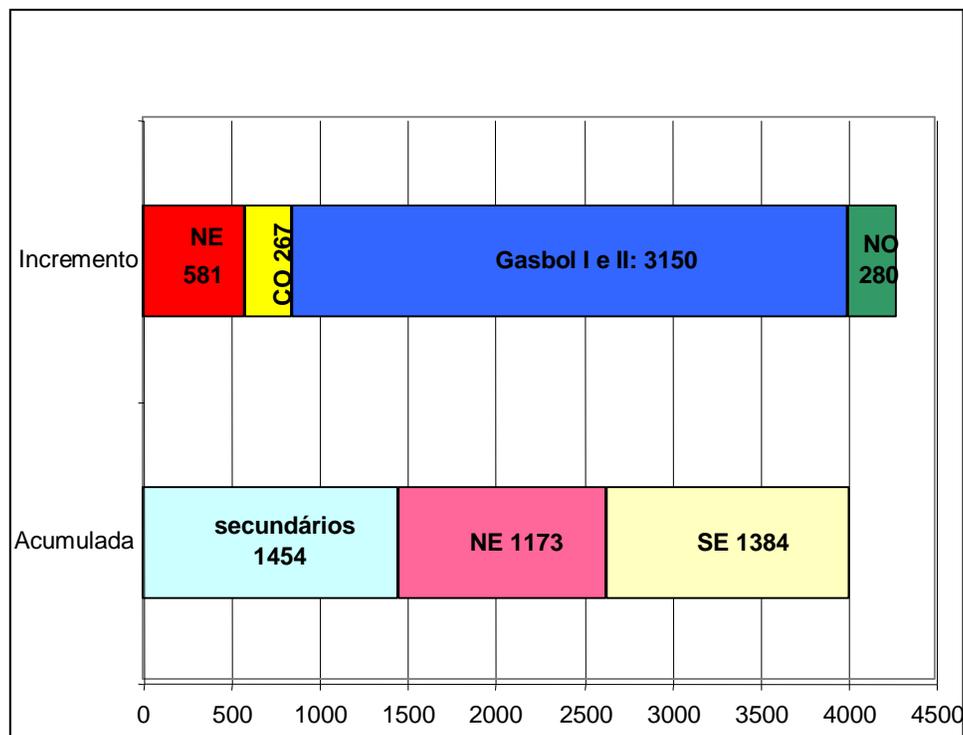
Região	Origem e destino	Extensão (em km)	Capacidade (em mil m ³ /dia)
NE	BA/AL/SE	457	6300
	CE/RN	56	280
	RN/PE	660	860
SE	ES	168	850
	Cabiúnas(RJ)	95	535
	Cabiunas-Reduc	298	7000
	RJ/MG	356	3200
	RJ/SP	425	3700
	Cubatão/SP	42	1500
	Subtotal		2557
Demais dutos		1454	
Total 1998		4011	± 25.000
Acréscimos à rede entre 1998 e 2000			
NE	Pilar/Cabo	204	-
	Guamaré-Pecém	377	2800
SE	Gasbol I	1970	30000*
SUL	Gasbol II	1180	-
CO	Lateral Cuiabá	267 (360 Bolívia)	2800
NO	Urucu-Coari	280	-
Total 1998/2000		4278	

* De acordo com o projeto do Gasbol, a previsão é que essa capacidade seja atingida em 2004.

Fonte: ANP.

Os acréscimos à rede de gasodutos realizados entre 1998 e 2000 constituem um marco na história do gás natural no Brasil, quando se consideram todos os seus esperados impactos positivos sobre o desenvolvimento de determinadas regiões brasileiras. Só agora, com a construção de dois trechos – Pilar-Cabo e Guamaré-Pecém – o gasoduto “Nordestão”, ao interligar praticamente todo o litoral da região, pode fazer jus realmente à sua denominação. Na Amazônia, o escoamento do gás natural de Urucu, combinando gasoduto e um sistema de transporte por balsas, ao mesmo tempo, viabilizará o aproveitamento integral do gás associado e o equacionamento do déficit energético da cidade de Manaus e seu entorno.

GRÁFICO 19: ACRÉSCIMOS À REDE E EXTENSÃO ACUMULADA DE GASODUTOS EM 1998
(em Km)



Fonte: ANP.

A Oeste do país, por sua vez, no estado do Mato Grosso, em outubro de 2001, será concluído o gasoduto “Lateral Cuiabá” (financiado em grande parte pela Enron), que é um empreendimento exemplar, sendo o primeiro gasoduto brasileiro a ser concluído dentro do

novo modelo de parceria proposto pelo governo ao capital privado (vide Anexo I, ao final deste livro, para mais informações a respeito). Ademais, espera-se que o gás natural altere drasticamente a estrutura de consumo da região. Com efeito, o desenvolvimento do Centro-Oeste sempre foi dificultado pela carência de energia da região, que fez, inclusive, do Mato Grosso um grande importador de eletricidade e óleo diesel (para fins de transporte, mas também para movimentar os geradores elétricos nas cidades e fazendas). Ora, ancorado no consumo da usina de “Cuiabá I”, 2,3 milhões de m³/dia, nos próximos anos, na demanda adicional de “Cuiabá II, o gás natural será o responsável pela transformação da matriz energética mato-grossense e, seguramente, servirá de alavanca para o crescimento de sua região central.¹⁴

Por fim, no Sudeste do país, desde agosto de 1999 operando, o gasoduto Bolívia-Brasil adicionou 1.970 quilômetros à malha de abastecimento nacional. No final do ano 2000, após o término da segunda fase, foram acrescentados outros 1180 quilômetros. Só então, foi incorporada a região Sul ao sistema de transporte de gás natural no Brasil. A partir deste momento, todas as grandes capitais, à exceção da capital federal, passam a ter acesso ao energético. Sozinhos, “Gasbol I e II” somam 74% dos gasodutos construídos entre 1998 e 2000 e, além disso, asseguram o acesso às abundantes reservas de gás não associado existentes na Bolívia e Argentina.

Além da extensão em quilômetros da rede, uma segunda variável que exprime a substancial melhoria das condições de oferta é a capacidade de movimentação do sistema de transporte de gás natural. O aumento da produção de gás associado ao petróleo, a redução continuada das perdas nos campos, o desenvolvimento de novas reservas e o acesso às reservas de gás não associado importado, somados, reduzem quase integralmente a possibilidade de existência de quaisquer gargalos na oferta do energético – i.e., garantem a segurança do abastecimento. Em outros termos, atualmente, são suficientes as

¹⁴ A totalidade do gás importado através do gasoduto será consumida inicialmente na usina “Cuiabá I”. Atualmente, ela opera a diesel, com capacidade para gerar 150 MW de energia elétrica. Com a chegada do gás, prevista para junho de 2000, a planta passará a operar em ciclo simples, elevando sua capacidade de geração para 300 MW. A operação em ciclo combinado está prevista para março de 2001, o que permitirá alcançar uma capacidade de geração elétrica de 480 MW. A venda desta energia já está acertada com a Eletronorte. O controle acionário do empreendimento é semelhante ao verificado no Gasoduto (vide Anexo I deste livro): a Enron é majoritária e está associada à Shell e à Transredes. O projeto da usina de “Cuiabá II” já está definido e é semelhante à primeira planta; o início de operação da segunda planta está previsto para janeiro de 2003.

capacidades de produção e transporte disponíveis para atender as expectativas do governo e do empresariado.

Destarte, pode-se afirmar que o período atual, 1998-2000, constitui um terceiro marco na história da indústria do gás natural no Brasil. Após o tardio descobrimento e aproveitamento em 1954, na Bahia, depois do início do desenvolvimento das abundantes reservas de gás associado na Bacia de Campos, na primeira metade da década de 1980, o recente incremento da rede de gasodutos elimina o último fator limitador da expansão da oferta.

Resta saber se as expectativas da indústria de gás natural brasileira em relação à demanda por energia e, particularmente, por eletricidade serão satisfeitas. Em caso contrário, é grande a probabilidade de ocorrência de uma “bolha” de oferta, caracterizada pela ociosidade da rede recém instalada, o que também representaria um forte desestímulo ao programa de redução da queima na Bacia de Campos.

Assim, como se percebe, para a indústria de gás natural brasileira é particularmente importante uma previsão adequada da demanda por este energético nos próximos anos. Como observado na introdução deste livro e no capítulo teórico sobre a indústria de rede, o desenvolvimento de um mercado para o gás natural é bastante dependente de um consumo-âncora deste energético. Este consumo, ao formar o mercado, reduziria a sua vulnerabilidade aos altos custos do transporte de gás e à inexistência de um mercado cativo para este energético.

A revisão e análise da demanda por gás natural no Brasil, assim como um estudo sobre a formação do preço do energético, são objetos do próximo capítulo deste livro.

IV. DEMANDA DE GÁS NATURAL

O uso do gás natural como fonte de energia era pouco difundido até bem recentemente, tanto no Brasil quanto no exterior. A expansão recente da demanda por gás está relacionada ao aumento de reservas disponíveis e da produção, sobretudo próximo aos centros consumidores; aos choques internacionais de preços do petróleo, que viabilizaram economicamente a substituição deste energético por outros alternativos; ao progresso técnico, que aumentou a eficiência da geração elétrica de usinas baseadas no consumo de gás natural; e até a fatores ambientais, devido à crescente pressão de governos e consumidores para o uso de energias mais “limpas” (ou que causam menos impactos ambientais).

No Brasil, esta expansão se deu mais tardiamente e com algumas diferenças fundamentais em relação ao que ocorreu nos países industrializados. Também o grau de desenvolvimento do mercado de gás brasileiro é inferior ao de países europeus, ou mesmo da Argentina, mas a previsão de demanda para os próximos anos não é nada desprezível. O principal setor de consumo final no país ainda é o industrial mas, no futuro próximo, a geração de energia termelétrica deve abranger boa parte do mercado, sendo a maior responsável pela impulsão da demanda nacional.¹⁵

Este capítulo parte da descrição da evolução da demanda por gás natural no mundo, na seção 1, para em seguida traçar um paralelo com a experiência brasileira, nas seções 2 e 3. Por último, são delineados os determinantes da demanda que vão predominar no Brasil nos próximos anos.

¹⁵ De fato, a termelétricidade constitui o que se denomina um "consumo-âncora" para a oferta de gás no Brasil. Urge lembrar que o custo fixo elevado de transporte e de distribuição de gás faz com que seja necessário garantir um consumo mínimo regular para o gás ou, em outras palavras, um *consumo-âncora*. Este consumo-âncora baseia-se em aparelhos de consumo com elevado fator de utilização; concentrando-se, em geral, em um número restrito de unidades industriais e centrais elétricas com consumo elevado e regular.

IV.1 UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL SEGUNDO UMA PERSPECTIVA HISTÓRICA

O gás natural é conhecido há pelo menos dois mil anos, mas sua utilização era bastante pontual até pouco tempo. Marco Polo teria visto uma chama sendo alimentada por gás natural em 1273, num templo em Baku, e existem registros de sua utilização em Roma, 50 a.C., e na China, 150 d.C.. Contudo, o primeiro aproveitamento comercial somente ocorreu no século XIX, em 1876, no Oeste da Pensilvânia (EUA), quando J. N. Pew construiu alguns dutos para recolher e vender, no local mesmo, o gás natural antes queimado. Sete anos depois, o mesmo J. N. Pew estendeu seus dutos até Pittsburgh, a primeira cidade a ser abastecida pelo energético. Em 1889, já detentor do monopólio do refino e do monopólio da compra de petróleo bruto, o americano J. D. Rockefeller cria a Standard Gas Trust e, em seguida, adquire a firma de Pew. Surgia, então, a indústria norte-americana de gás natural. Um ano depois, a nova empresa dispunha de uma rede com mais de 300 quilômetros de extensão que distribuía 7 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Apesar de algumas exceções, até a metade do século XX, a utilização em escala comercial do energético ficou restrita aos Estados Unidos.¹⁶

Ainda antes da eclosão da Segunda Guerra Mundial, foram descobertas as reservas que posteriormente abasteceram os primeiros mercados consumidores fora do continente norte-americano. Na Europa Ocidental, as jazidas do Vale do Pó, na Itália, foram descobertas em 1931, e o campo de St. Marcel, no Sul da França, em 1939. Na Europa Oriental, durante aquela década, foram encontradas diversas acumulações na Hungria, na Romênia e na extinta URSS. Desde o início da década de 1950, graças a elas, o gás natural assumiu importante participação na reconstrução do Leste europeu. Do outro lado do “Muro de Berlim”, as descobertas prosseguiram: em 1957, foi achado o campo gigante de gás não associado de Lacq, no Sul da França e, dois anos depois, as reservas ainda maiores de Groningen na Holanda. Ambas permitiram finalmente deslanchar o consumo de gás

¹⁶ Em 1907, no Japão, iniciou-se a distribuição de gás natural em Nigata e, entre 1911 e 1919, na Alemanha, foram aproveitados 5,6 milhões de m³ de gás natural da reserva de Neuengamme para o abastecimento da cidade de Hamburgo. Dois livros recentes que fazem uma breve revisão da história do gás natural são: TUSSING, ARLON R. & TIPPE, BOB (1996) *The natural gas industry*; Nova York, e PENNWELL & CANNON, RONALD E. (1998) *The gas processing industry, origins and evolution*. Tulsa: Gas Processors Association (2nd ed.). A publicação editada pelo *Oil and Gas Journal* (1998), *Fundamentals of the natural gas industry*, contém uma cronologia bastante extensa da indústria do gás natural.

natural no Oeste europeu. Em outras partes do mundo, o início não foi diferente. No cone Sul da América Latina, as reservas de Comodoro Rivadavia, descobertas antes da II Guerra Mundial, também só foram aproveitadas em maior escala alguns anos mais tarde. Apenas em 1949 foi construído o gasoduto ligando a reserva à região portenha. Com 1965 quilômetros de extensão, ele passa a abastecer o maior centro residencial e industrial do país, firmando as bases da tradicional indústria argentina de gás natural.

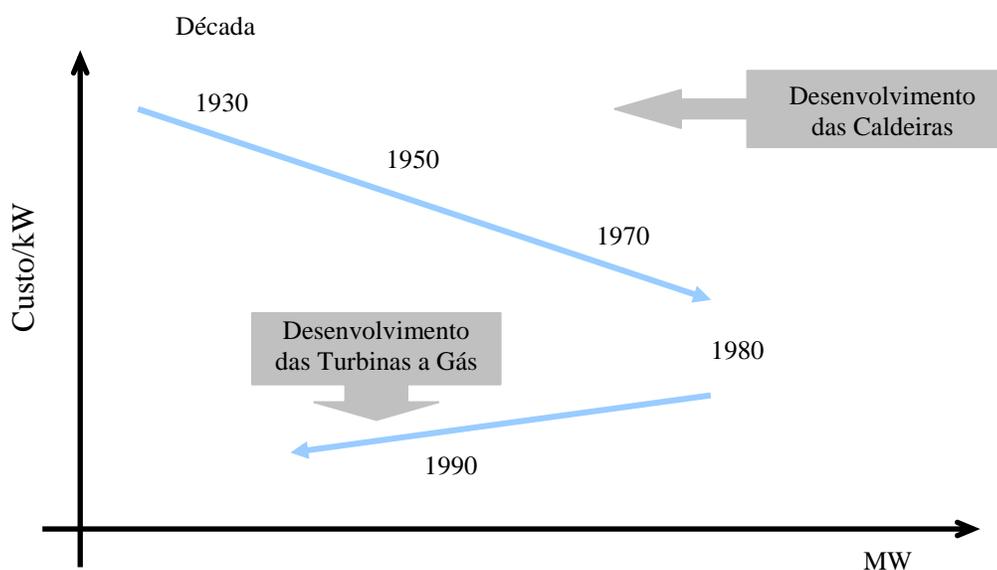
As diversas experiências internacionais contêm alguns pontos em comum, que revelam a natureza econômica do gás natural. O primeiro ponto, já mencionado, é sua reduzida importância até bem pouco tempo. Em 1960, o consumo de gás natural limitava-se aos países até aqui citados, sendo que os EUA e a extinta URSS concentravam mais de quatro quintos da demanda mundial. Portanto, a expansão do gás natural é um fenômeno recente, que ocorreu somente nas últimas quatro décadas do século XX. Um segundo ponto em comum refere-se aos determinantes geográficos, sempre marcantes em se tratando de uma fonte não renovável com elevado custo de transporte. Tanto na Europa, quanto nos EUA, o crescimento ocorreu após a descoberta de abundantes jazidas relativamente próximas às grandes aglomerações urbanas. Além da proximidade, as rigorosas condições inverniais determinavam um alto padrão de consumo energético que, desde meados do século XIX, já justificara a implantação de uma rede de distribuição urbana de gás manufacturado para atender as necessidades de iluminação pública e calefação residencial.

Assim, um terceiro ponto em comum é justamente que o fato de que as grandes cidades européias e norte-americanas já dispunham de extensas redes de distribuição. Na Argentina, a distância das reservas e a concentração populacional e industrial no entorno de Buenos Aires retardaram o aproveitamento do gás natural. Não obstante, também na Argentina preexistiam uma forte demanda por energia no inverno e uma rede urbana de distribuição de gás. Assim, entre os países pioneiros na utilização do gás natural, o quarto ponto em comum diz respeito ao energético deslocado e aos primeiros mercados atendidos: foi substituído o gás manufacturado a partir do carvão mineral no abastecimento dos mercados residencial e público (companhias municipais de iluminação, hospitais, empresas e imóveis públicos). Por fim, na medida em que foram sendo descobertas jazidas muitas vezes abundantes, mas cada vez mais distantes, a expansão da capacidade de transporte tornou-se um elo crucial para sustentar o forte crescimento do consumo durante um longo

período de tempo. Por isso, alguns gasodutos carregam a responsabilidade de terem definitivamente consolidado mercados de dimensões continentais; são exemplos o *Big Inch* e o *Little Big Inch*, convertidos em 1947 nos EUA, e o Transiberiano, construído pela extinta URSS para abastecer a Europa em 1973. Este também poderá vir a ser o caso do Gasoduto Brasil-Bolívia.

A penetração recente e crescente do gás natural deve ser vista dentro de uma perspectiva histórica ainda mais ampla. O aproveitamento da energia de forma cada vez mais eficiente é o fio condutor de uma evolução na qual as etapas foram claramente demarcadas. A força muscular, a lenha, o carvão vegetal, a força das correntezas, dos ventos e, finalmente, no século XIX, o carvão mineral se sucederam como fonte principal de energia, demonstrando um lento, mas continuado, progresso tecnológico. No século XX, as mudanças se acumularam: logo no início, o desenvolvimento das aplicações da eletricidade por Edison e Westinghouse definiu uma nova etapa no que se refere à eficiência, comodidade e multiplicidade no uso da energia. Na mesma época, o desenvolvimento dos motores a combustão interna foi outro significativo progresso tecnológico. Em meados do século XX, resultado direto das pesquisas militares, a energia nuclear despontou como mais um avanço decisivo, apesar de não ter plenamente correspondido às expectativas nela depositadas.

GRÁFICO 20: TRAJETÓRIA DOS PROJETOS ENERGÉTICOS



Fonte: Elaboração própria.

Durante as décadas de 1970 e 1980, foi no aproveitamento do gás natural que se verificou a inovação tecnológica mais importante – a partir de turbinas de aviões (turbinas aeroderivadas), foram concebidas as atuais turbinas a gás destinadas à geração de eletricidade. Quando projetadas em ciclo combinado¹⁷, a eficiência térmica destas novas plantas é próxima de 60%; quase duas vezes a eficiência das usinas convencionais a carvão, óleo combustível, ou nafta. Além disso, pela primeira vez, em dois séculos, no que se refere ao aproveitamento energético, a redução do custo de produção não está ligada aos ganhos de escala.¹⁸

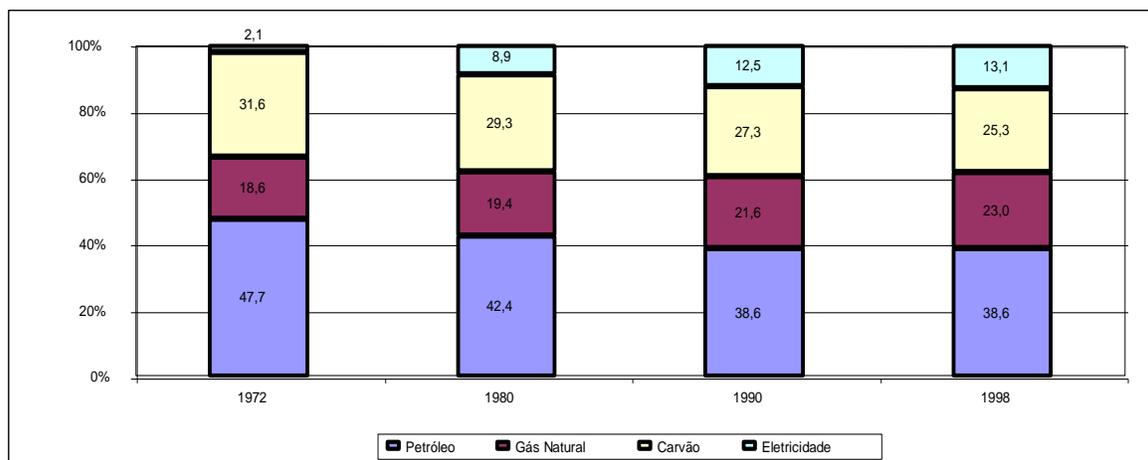
O gráfico 20 ilustra a significativa mudança na trajetória tecnológica até então percorrida pelos projetos energéticos. Em outras palavras, estas novas turbinas podem ser projetadas e instaladas rapidamente para gerar 2, 20, 60, 120 ou 200 megawatts e, assim, satisfazer diferentes necessidades energéticas sempre a um custo relativamente baixo. Dentro de uma visão de longo prazo, o gás natural se coloca então como a mais nova alternativa na busca do homem em dominar e utilizar cada vez mais eficientemente a energia.

Um elemento essencial para a compreensão da recente evolução energética se refere às fortes variações nos preços relativos, que ocasionaram dois choques petrolíferos durante a década de 1970 e um contra-choque, em meados da década seguinte. Em consequência, durante as três últimas décadas, observou-se uma profunda mudança na matriz energética internacional, que pode ser constada a partir do gráfico 21. A elevação dos preços do petróleo viabilizou as demais alternativas energéticas e, como substituto mais próximo, o gás natural foi diretamente beneficiado, mas não foi o único, nem aquele que mais cresceu. De fato, durante as últimas décadas, podem ser distinguidas facilmente as dinâmicas de crescimento e retração entre as fontes de energia. Os grandes "perdedores" foram o carvão mineral e o petróleo; o primeiro prejudicado pelos seus custos ambientais, e o segundo pelo seu preço, que quando não esteve alto, foi sempre extremamente volátil.

¹⁷ Neste sistema, os gases de escape da turbina a gás são utilizados, numa caldeira de recuperação de calor (normalmente, com queima suplementar de combustível), para produzir o vapor que, em seguida, se expande em uma ou mais turbinas a vapor para produzir potência elétrica.

¹⁸ Como exposto na introdução deste livro, plantas térmicas baseadas em turbinas a gás têm apresentado um custo de geração decrescente nas últimas duas décadas, em função, principalmente, do aumento da eficiência

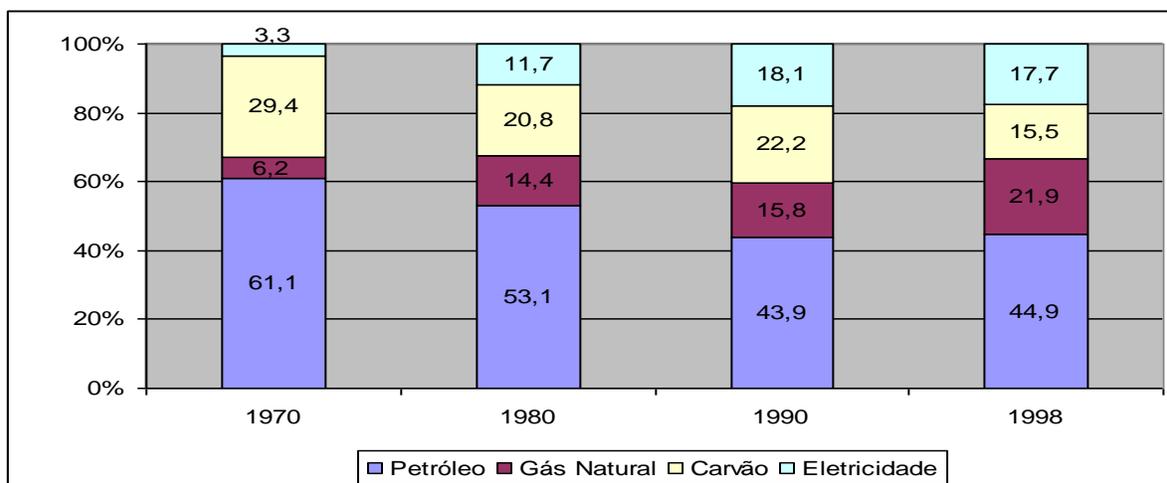
GRÁFICO 21: CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA DO MUNDO (%)



Fonte: BP Statistical Review 1973, 1980, 1990 e 1998.

As fontes "vitoriosas" foram a eletricidade (gerada por usinas hidrelétricas e nucleares) e o gás natural. Ambas as fontes aumentaram continuamente suas participações no consumo de energia primária, considerando-se seja a totalidade dos países no mundo (gráfico 21), seja apenas os países da Europa Ocidental (gráfico 22). O incremento da hidreletricidade e da energia nuclear foi particularmente forte no decorrer das décadas de 1970 e 1980. Por sua vez, o crescimento do consumo primário de gás natural, também observado no mundo, foi ainda mais intenso na Europa, onde acabou por substituir o carvão mineral como segunda fonte de energia ao longo da década de 1990.

GRÁFICO 22: CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA NA EUROPA OCIDENTAL (%)



Fonte: BP Statistical Review 1970, 1980, 1990 e 1998.

Nota: Eletricidade: geração hidráulica e nuclear.

dos equipamentos de geração, que deve ser atribuído, particularmente, ao emprego de materiais mais

Estas duas tendências não devem se alterar no início do século XXI; ao contrário, espera-se um aumento sustentado dos consumos de eletricidade e de gás natural no mundo por diversas razões. No caso da eletricidade, é sempre importante ressaltar os benefícios sociais que se associam ao seu consumo. Juntamente com o fornecimento de água potável e esgoto, a eletrificação residencial é essencial para a melhoria da qualidade de vida das populações urbanas e rurais. Além disso, o consumo de eletricidade e o consumo de energia refletem com bastante precisão o nível de renda das populações e suas necessidades. Conforme mostra a tabela 5, nota-se uma flagrante diferença quanto ao consumo de energia mesmo entre os países mais ricos. Na América do Norte, as distâncias, a severidade do clima, a abundância de energia e a elevada renda *per capita* determinaram os maiores padrões de consumo energético do mundo. No Canadá, segundo a ONU, país situado entre os dois melhores em relação às condições de vida no planeta, o consumo por habitante em toneladas equivalentes de petróleo (tep) e o consumo de eletricidade por habitante chegaram a ser três vezes maiores do que as mesmas médias observadas na Comunidade Européia em 1990.

TABELA 5: INDICADORES INTERNACIONAIS DE CONSUMO ENERGÉTICO EM 1990

Países	Consumo energético final por habitante (em tep)	Consumo de eletricidade por habitante (em MWh)
Canadá	9,4	15,6
EUA	7,7	10,5
Comunidade Européia	3,6	4,7
Europa do Norte	5,6	11,6
Japão	3,5	6,1
Coréia e Taiwan	2,3	2,9
México	1,4	1,0
Indonésia	0,5	0,2
Índia	0,3	0,2
África	0,4	0,1

Fonte: BENJAMIN DESSUS (1994), *Atlas des énergies*; Paris: Syrus.

Os mesmos fatores explicam o maior consumo de energia e eletricidade no Norte da Europa, comparado ao restante do continente. Além disso, persiste uma significativa lacuna entre os países tardiamente industrializados e os países mais ricos. Por exemplo, apesar das abundantes fontes de energia de que dispõem, o consumo de energia por habitante, no México e na Indonésia, ainda está muito aquém do padrão de consumo dos países industrializados. Até aqueles países que mais sucesso obtiveram recentemente, como a Coreia e Taiwan, em 1990, não tinham alcançado os padrões de consumo japonês ou europeu. A disparidade é absoluta, quando se leva em conta o subcontinente indiano e o continente africano, com um consumo per capita dez, vinte e até mais de trinta vezes inferior ao verificado nos países mais ricos. A magnitude das disparidades sociais e a certeza de que a eletricidade é um importante fator na redução destas justificam a tendência, já observada durante todo o século XX, de contínuo incremento da sua participação na matriz energética mundial.

TABELA 6: INDICADORES DE CONSUMO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

Taxa de não atendimento de residências nas regiões metropolitanas e urbanas, 1997		Percentagem de propriedades rurais eletrificadas, 1996	
Região	Taxa de não atendimento ⁽¹⁾	Região	Propriedades eletrificadas
Norte	36%	Norte	4%
Nordeste	26%	Nordeste	13%
Sudeste	4%	Sudeste	65%
Sul	17%	Sul	74%
Centro Oeste	18%	Centro Oeste	50%
BRASIL	85%	Brasil	35%

Fonte: Eletrobrás (1998).

Nota: (1) Em termos percentuais, a taxa de não atendimento é $\{1 - [\text{número de consumidores residenciais}/\text{número de domicílios}]\}$. Este indicador difere daquele utilizado pelo IBGE.

No Brasil, não poderia ser diferente, considerando-se as fortes disparidades sociais e regionais. Dois indicadores do grau de eletrificação nas cinco regiões do país encontram-se na tabela 6. Como pode ser observado pelo primeiro parâmetro (a taxa de não abastecimento nas regiões urbanas e metropolitanas), apenas os domicílios situados no Sudeste do país são atendidos em sua quase totalidade. Em 1997, no Sul e no Centro Oeste,

17% e 18% das residências, respectivamente, não dispunham de eletricidade; no Nordeste, mais de um quarto e, no Norte, mais de um terço dos domicílios não eram eletrificados. Como mostra o segundo parâmetro, no campo, o balanço da situação chega a ser mais negativo. Mesmo no Sudeste, em 1996, 35% das propriedades rurais não estavam conectadas à rede elétrica. No Nordeste, apenas 13% das propriedades recebiam eletricidade das distribuidoras e no Norte eram apenas 4%. Assim, no Brasil, pouco mais de um terço das propriedades rurais estavam eletrificadas em 1996. Contudo, antes de se considerar este último dado, vale ponderar sobre qual o exato valor da média num país onde uma metade (Sul, Sudeste e Centro-Oeste) possui um padrão de consumo de eletricidade quase duas vezes superior àquele observado na metade mais pobre (Norte e Nordeste)¹⁹.

A participação do gás natural na matriz energética mundial, por seu turno, crescerá em razão, fundamentalmente, de seu papel na geração elétrica. Contudo, a natureza fortemente irreversível dos investimentos energéticos, a especificidade do capital envolvido e o elevado poder de mercado de que dispõem as empresas de energia explicam uma certa inércia do setor. Assim, embora tenha demonstrado sua “vantagem custo” desde meados da década de 1980, o impacto do avanço tecnológico na geração termelétrica a gás natural não teve tempo para se exprimir ainda completamente. Ademais, em termos energéticos, ao longo da história, a sucessão de fontes não resultou no desaparecimento das formas precedentes de aproveitamento. A economia norte-americana é um exemplo do grau de complementaridade que se atingiu em relação às alternativas para geração de eletricidade.

A participação das diversas fontes na geração elétrica, nos EUA, em 1994, pode ser analisada a partir da tabela 7. A preponderância do setor carbonífero é inegável. Em 1994, mais da metade da eletricidade provinha de usinas térmicas abastecidas por carvão mineral. Uma demonstração não só da natureza irreversível dos investimentos em produção de energia, mas também da capacidade do setor em se ajustar, por um lado, às condições de produção mais restritivas ambientalmente e, por outro, à maior concorrência interenergética. A outra metade da eletricidade gerada provinha de usinas nucleares (19,7%) e a gás natural (14,3%). Com menor participação, mas ainda importante, a geração hidráulica foi responsável por 7,9% da eletricidade produzida em 1994. O consumo de derivados de petróleo e o conjunto de fontes renováveis tinham uma posição marginal.

¹⁹ Em 1997, no Norte e Nordeste, o consumo elétrico por residência foi 113 kWh por mês, enquanto no Sul,

TABELA 7: GERAÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTES NOS EUA (em %)

FORTE	PARTICIPAÇÃO EM 1994	FORTE	ESTIMATIVA DA PARTICIPAÇÃO EM 2015
Carvão	51,9	Carvão	49,4
Nuclear	19,7	Nuclear	10,0
Gás natural	14,3	Gás natural	26,6
Hidroeletricidade	7,9	Hidroeletricidade	10,0
Petróleo	3,2	Petróleo	2,7
Geotermia	0,5	Outras	11,3
Lenha	1,2		
Residos	0,6		
Eólica	0,1		
Solar	< 0,1		
Outras	0,5		

Fonte: DOE/IEA, *Annual Energy Review*, 1995, Table 8.2 e *Annual Energy Outlook 1997* Table A 8, Whashington, D.C..

Além de contar com numerosas alternativas, a matriz energética dos Estados Unidos revelou-se relativamente flexível, sendo capaz de acomodar os efeitos da ininterrupta onda de prosperidade que caracterizou toda a década de 1990. Para tanto, além do progresso tecnológico, beneficiou-se dos preços da energia, relativamente baixos entre 1986 e 1998. Segundo o DOE/EIA (1997), para o período de 1998 a 2007, num cenário de contínua expansão econômica, as adições à capacidade de geração deverão alcançar 52 GW, sendo cerca de 45 a 47 GW oriundos de térmicas a gás natural. Em 2006, o volume destinado a este fim passará dos atuais 3,3 trilhões de pés cúbicos/dia (256 milhões de m³/dia) para 5 trilhões (390 milhões de m³/dia), podendo chegar a 8 trilhões (620 milhões de m³/dia) em 2015. O resultado desta contínua e maciça penetração pode ser avaliado na tabela 7. Em 2015, estima-se que um quarto da energia elétrica consumida nos Estados Unidos será gerada a partir do gás natural, compensando a completa estagnação da indústria nuclear e fazendo do gás a segunda fonte para geração de eletricidade²⁰.

Sudeste e Centro Oeste, a média alcançou 195 kWh por mês. (Eletrobrás, 1998).

²⁰ A situação e perspectivas do gás nos EUA são detalhadamente analisadas por PERKIN, JODY M. (1990), "Economic State of the US Oil and Natural Gas Exploration and Production Industry: Long Term and Recent

IV.2 PRIMÓRDIOS DO CONSUMO NO BRASIL

Também no Brasil, espera-se da matriz energética uma adaptação relativamente rápida para os próximos anos e grande parte da responsabilidade recairá sobre a expansão do gás natural, energético no qual se apóia o programa prioritário para as termelétricas. Lançado em fevereiro de 2000, ele tem como meta adicionar 11 GW à capacidade de geração até 2003 com a construção de 49 usinas, das quais 43 a gás natural. Para se ter uma idéia da magnitude do projeto, basta lembrar que, nas condições técnicas atuais, para gerar 5 GW são necessários cerca de 20 milhões de m³/dia, ou todo o consumo de gás natural do país em 1998. Indubitavelmente, esta será uma alteração radical na matriz energética brasileira, afinal o gás respondia por apenas 0,7% do consumo de energia em 1980 e, ainda em 1998, sua participação era irrisória: apenas 2,2% do consumo final. Espera-se que esta participação atinja 10% no Balanço Energético em 2010, se as expectativas depositadas no programa de geração térmica se realizarem. No entanto, para entender a urgência do projeto, a dimensão da mudança e os desafios que se colocam é preciso rever algumas noções sobre a economia do gás natural e a evolução do consumo do energético no país.

Apesar dos limites impostos pela natureza associada do gás natural produzido no Brasil,²¹ o aumento das reservas e da produção de petróleo permitiu viabilizar o contínuo crescimento da participação do gás na matriz energética nas três últimas décadas do século XX. Não tendo nenhuma tradição na utilização do gás natural e com pouquíssimas cidades dispostas de redes de distribuição de gás manufacturado, a penetração do gás natural na matriz energética brasileira se fez lentamente e apoiada no consumo de grandes clientes. Note-se de imediato que, considerando a experiência internacional mencionada anteriormente, esta trajetória é oposta àquela percorrida pelos primeiros países consumidores, que sustentaram o crescimento inicial apoiados na demanda residencial e pública.

No país, a utilização do gás natural, em grande escala, só ocorreu a partir do início da década de 1960, vinte anos após as primeiras descobertas no Recôncavo Baiano. Até

Events.” American Petroleum Institute, Policy Analysis and Strategic Planning Department (abril) e NORMAN, DONALD A, (1997), “*Competition and Electric Power Generation*”. API, PASPD (abril).

²¹ Vide capítulo anterior deste livro.

então, o consumo ficara restrito aos campos, onde o gás serve, por um lado, como insumo de produção, na medida em que sua reinjeção aumenta a taxa de extração do petróleo e, por outro, como fonte de calor, abastecendo os queimadores que aquecem o óleo combustível antes que este alimente as caldeiras. Em razão do crescente volume de gás natural associado ao petróleo descoberto na Bahia e em acordo com a política de substituição das importações de derivados, em 1962, a Petrobras instalou a primeira unidade de processamento de gás natural (UPGN) do país, no Município de Pojuca. Em 1964, a unidade estava em pleno funcionamento, extraindo condensados (butano e propano para produção de gás liquefeito do petróleo) e gasolina natural, 132 mil m³ naquele ano. Durante toda a década de 1960, este foi o único empreendimento a aproveitar o gás natural no país.

Em meados daquela década, a expansão da produção agrícola aumentou de forma significativa a demanda por fertilizantes enquanto a unidade de produção paulista, única que fabricava amônia, ácido nítrico e nitrato de cálcio, enfrentava problemas em seus compressores, com os catalisadores importados e com a falta de matérias-primas, não conseguindo assim atender as necessidades do país. Na indústria petroquímica, o gás de síntese é insumo para a produção de amônia e uréia que, por sua vez, são a base para a produção dos fertilizantes nitrogenados. Esta é tipicamente uma utilização não energética do gás natural, onde ele provou ter grande vantagem frente a seu principal concorrente: o gás derivado da nafta. A experiência norte-americana a propósito é inquestionável: o setor químico fundou sua competitividade justamente sobre o aproveitamento do gás natural, diferentemente da indústria européia e japonesa que se apoiaram na carboquímica no início e no aproveitamento da nafta, após a II Guerra Mundial. Partindo destas constatações e da crescente disponibilidade de gás natural nos campos do Recôncavo, em 1965, a Petrobras decidiu construir uma fábrica de amônia e uréia na Bahia, três anos depois criou a Petroquisa, sua maior subsidiária no setor por duas décadas e, em 1969, começou a construção da segunda unidade de processamento de gás natural no Município de Candeias. Estavam postas as bases para o surgimento, na década seguinte, do pólo petroquímico no Nordeste.

Em 1970, fora dos campos de petróleo, a utilização do gás natural estava restrita às instalações da Petrobras e algumas subsidiárias recém criadas no Estado da Bahia. O consumo total era de 1 milhão de m³/dia: 675 mil eram reinjetados, 195 mil eram

consumidos no campo mesmo, como fonte de calor, 105 mil abasteciam a UPGN de Pojuca e apenas 25 mil eram utilizados para outros fins. A inauguração, em 1971, da nova planta de gasolina natural (com capacidade para tratar 2 milhões de m³/dia) permitiu aumentar consideravelmente e ao mesmo tempo o fornecimento de combustíveis líquidos, de gás liqüefeito de petróleo e de gás natural “seco”. Assim, a disponibilidade de gás natural para a petroquímica, a siderurgia e como fonte de calor para outras indústrias alcançou 142 mil m³/dia. O substancial crescimento da procura era resultado do começo da produção de amônia e uréia no novo “Conjunto Petroquímico da Bahia”, depois Petrofértil. Era o início da implantação do II Pólo Petroquímico brasileiro.²²

É importante lembrar que, como tratou o capítulo II deste livro, por trás do domínio, tanto do carvão, quanto do petróleo, existe um fenômeno de “trancamento” em torno de uma trajetória tecnológica, denominado *lock in* pela moderna teoria sobre a economia da inovação. A natureza tácita da aprendizagem explica um processo de retroalimentação em torno de uma alternativa técnica que carrega uma quantidade suficiente de recursos, primeiro para pesquisa e desenvolvimento e em seguida para a instalação das infra-estruturas produtivas, de transporte e vendas, que acaba por garantir uma significativa renda de situação²³. Em razão também da irreversibilidade dos investimentos energéticos, esta renda só tenderá a se deteriorar no longo prazo.

²² MARCUS ALBAN SOARES (1986) assim descreve a montagem do Pólo Petroquímico no Nordeste:

“A concepção da estrutura produtiva do pólo da Bahia era bem mais complexa que a do pólo de São Paulo. Não bastava planejar uma central de matérias-primas e articular alguns empreendimentos de segunda geração para a sua viabilização.(...) era necessário montar uma estrutura produtiva que de alguma forma compensasse as desvantagens frente ao reduto privado paulista.

A solução adotada foi montar um complexo altamente aglomerado, integrado e verticalizado (dentro da petroquímica) ampliando ao máximo as economias de escala, viabilizando sistemas de transportes contínuos intra-unidades industriais e possibilitando a exportação de produtos (para o Centro-Sul) já no estágio final e, portanto, com grande valor agregado, o que diminuía a importância relativa dos custos de transporte. Essa concepção ... levou ao planejamento de uma central de matérias-primas integrada com toda uma gama de plantas, envolvendo a árvore petroquímica até seu estágio final (implantada em um mesmo espaço físico). A integração se dá fisicamente através de tubovias que interligam as diversas plantas, possibilitando a utilização de processos contínuos interunidades industriais, transformado todo o complexo em um sistema produtivo quase que único. Além disso, de modo a ampliar ainda mais as economias de escala, foram planejadas mais duas centrais, centralizando a produção e os serviços de utilidades (água, vapor, energia elétrica e gases industriais) e manutenção.

Observe-se que, embora planejado, a implantação do pólo baiano não logrou desenvolver um conjunto de indústrias de transformação dos petroquímicos produzidos no local.

²³ A definição de W. BRIAN ARTHUR (1989) para o fenômeno de “trancamento” é esclarecedora: *“Modern, complex technologies often display increasing returns to adoption in that the more they are adopted, the more experience is gained with them, and the more they are improved. When two or more increasing-return technologies ‘compete’ then, for a ‘market’ of potential adopters, insignificant events may by chance give*

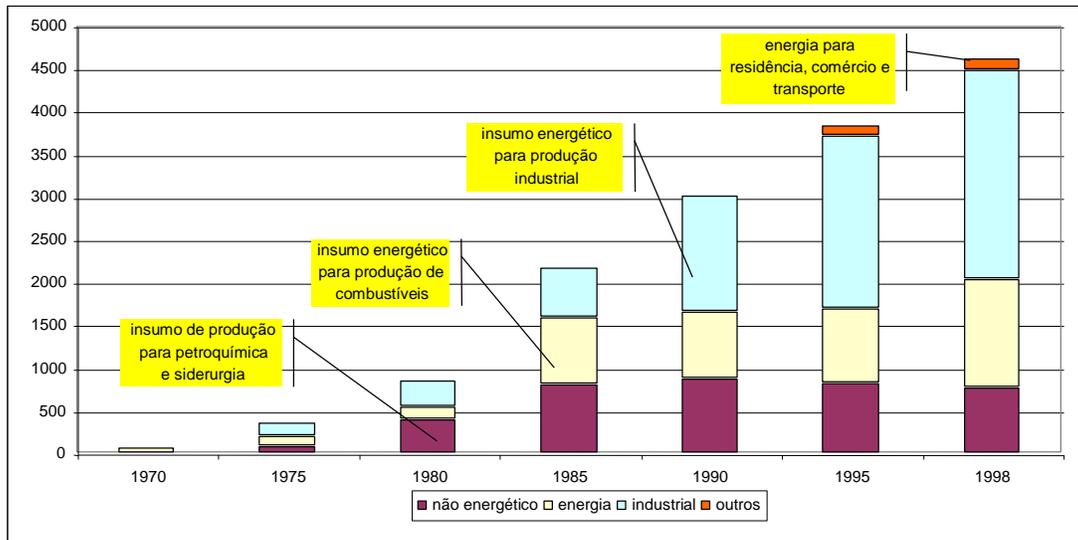
O início do aproveitamento do gás natural no Brasil, como foi revisto nesta seção, reflete com bastante nitidez os condicionantes técnicos de sua utilização. Seu potencial de consumo é extremamente elevado desde que, *primo*, existam jazidas próximas aos consumidores, *secundo*, demonstre ser pelo menos tão eficiente quanto o petróleo na produção de hidrocarburetos ou petroquímicos e, *tercio*, consiga vencer a resistência inicial dos petroleiros. Como será visto na seção seguinte, no Brasil, estas condições só irão se realizar por completo, a partir da década de 1980.

IV.3 EVOLUÇÃO DO CONSUMO NAS ÚLTIMAS TRÊS DÉCADAS NO BRASIL

A partir das informações do Balanço Energético Nacional (MME, 2000) é possível acompanhar a evolução da utilização do gás natural nos últimos trinta anos. Pelos dados do Balanço, o consumo pode ser dividido em quatro grandes categorias: não energético (basicamente petroquímico e siderúrgico), setor energético (UPGNs, refinarias e uma parte ainda insignificante de geração elétrica), setor industrial (todas as demais indústrias) e outros (que inclui os consumos residenciais, comerciais, em transporte e públicos). A composição do consumo de gás natural (em tep/ano), segundo estas categorias, entre 1970 e 1998, é apresentada no gráfico 23. Por sua vez, a decomposição do consumo industrial, segundo o setor de atividade (em m³/dia), é mostrada no gráfico 24.

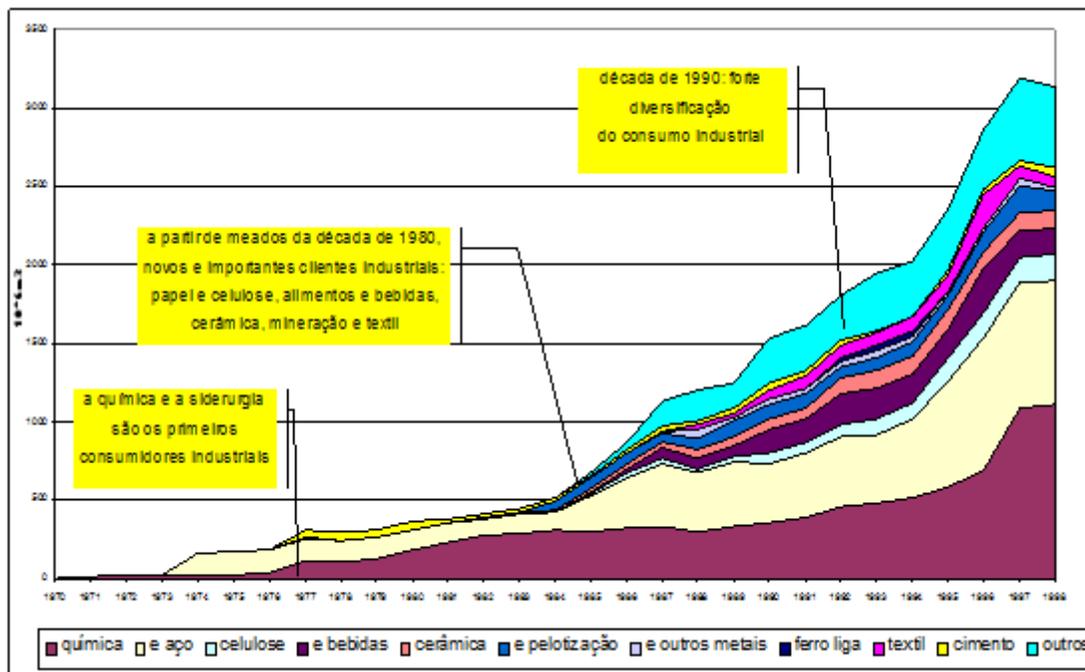
one of them an initial advantage in adoptions. This technology may them improve more than the others, so it may appeal to a wider proportion of potential adopters. It may therefore become further adopted and further improved. Thus a technology that by chance gains an early lead in adoption may eventually 'corner the market' of potential adopters, with the other technologies becoming locked out. Of course, under different 'insignificant events' – unexpected successes in the performance of prototypes, whims of early developers, political circumstances – a different technology might achieve sufficient adoption and improvement to come dominate. Competitions between technologies may have multiple potential outcomes."

GRÁFICO 23: COMPOSIÇÃO DO CONSUMO DE GN (10³ tep/ano)



Fonte: MME (1999).

GRÁFICO 24: CONSUMO INDUSTRIAL DE GN (milhões de m³/dia)



Fonte: MME (1999).

A instalação da segunda UPGN brasileira, em 1971, como foi visto, aumentou consideravelmente a disponibilidade de gás seco permitindo seu aproveitamento pelas indústrias baianas. Por quase dez anos, os clientes petroquímicos e siderúrgicos sustentaram o crescimento da demanda por gás no país. Observa-se, no gráfico 24, que o consumo

siderúrgico aumentou desde o início da década, enquanto o consumo petroquímico teve um sensível incremento a partir de 1976/77, em razão da plena operação do Pólo de Camaçari. Além das plantas de UPGNs e dos campos de petróleo, estas eram as únicas utilizações do energético.

Os dois choques do petróleo, as elevadas taxas de crescimento do PIB, o desequilíbrio na Balança Comercial, combinados com a descoberta de ocorrências de gás natural em vários estados nordestinos, no Espírito Santo e no Rio de Janeiro, marcaram a década de 1970. Com bastante retardo comparado a outras fontes que, ao longo da segunda metade daquela década, foram objeto de programas especiais (petróleo, álcool, xisto e nuclear), o aproveitamento em escala nacional do gás natural só foi iniciado, de fato, a partir de 1980.

O reflexo do programa de instalação de UPGNs, durante a década de 1980, pode ser observado pelo gráfico 23. Já em 1985, a demanda por gás natural como insumo de produção de combustíveis equiparava-se às demandas das indústrias petroquímica e siderúrgica, ao mesmo tempo em que a maior disponibilidade de gás seco viabilizava a expansão das vendas para outros setores industriais. Além disso, durante a primeira metade da década de 1980, o consumo total mais que dobrou, passando de 860 mil para mais de 2,17 milhões de tep por ano. Em 1987, a ampliação da unidade de REDUC – Refinaria da Petrobras, localizada no município de Duque de Caxias, no Estado do Rio de Janeiro –, foi decisiva para a diversificação dos clientes industriais e para deslançar o mercado no Sudeste do país.

Assim, em 1990, a utilização do gás como insumo energético para produção industrial tornou-se o maior segmento de consumo, superando a produção de combustíveis e as utilizações não energéticas. Os novos clientes foram majoritariamente setores intensivos em energia: indústrias do vidro e da cerâmica, papel e celulose, alimentos e bebidas, cimento e metais não ferrosos, mineração e pelletização. Interessa, neste sentido, perceber que, em todos, o peso da energia é decisivo para os custos finais e a seleção correta pode significar a viabilidade ou não do projeto. Os fornos, fornalhas, estufas, caldeiras, secadores, autoclaves, calandras e maçaricos são equipamentos que, nestas indústrias, podem ser abastecidos por eletricidade, óleo combustível, carvão e também gás natural. Este último, por ser limpo, não entope os dutos e injetores, além de poder ser

queimado diretamente, obtendo-se uma combustão completa. Nas indústrias de vidro, cerâmica, alimentos e bebidas, estes fatores são determinantes na seleção da fonte de energia, uma vez que a qualidade final do produto é diretamente afetada. Enfim, na medida em que está acessível em pressões e volumes elevados e a preços competitivos, para os grandes consumidores em qualquer segmento produtivo, o gás natural apresenta algumas vantagens indiscutíveis: menores imobilizações em equipamentos e custos operacionais, maior rendimento energético, relativamente fácil acesso a grandes potências, inexistência de armazenagem e reduzida emissão de poluentes.

Com todos esses atrativos, a partir do momento em que esteve disponível nos grandes centros industriais do país, o gás natural alcançou clientes nos mais diversos setores de atividades. A partir de 1990, foi acentuado o crescimento da demanda por gás natural dos segmentos industriais não discriminados pelo Balanço Energético Nacional. A retomada da economia após 1992 e a volta do investimento estrangeiro, após o ajuste monetário de 1994, contribuíram de maneira significativa para esta diversificação. Finalmente, encontram justificativa e financiamento os projetos de instalação de novas plantas industriais; mais importante quanto à questão energética, a partir de então, o fornecimento de gás natural passa a ser considerado uma alternativa para os projetos²⁴. Viabilizados pela implantação das UPGNs, durante a década anterior, e pela rápida expansão da malha de gasodutos, também no mesmo período (vide capítulo anterior deste livro), este contínuo crescimento da procura e sua progressiva diversificação demonstram que o gás natural passa a dispor de vantagens suficientes para justificar sua penetração em todo tecido industrial²⁵.

²⁴ E não foram poucas as grandes plantas que optaram pelo gás natural: a usina capixaba da Aracruz de papel e celulose, as novas fábricas de bebidas da Schincariol e da Coca Cola em São Paulo e a fábrica da Brahma no Rio de Janeiro, as plantas químicas da Union Carbide e da Carbocloro também em São Paulo, a Companhia Siderúrgica Paulista (Cosipa), a unidade da Gerdau e a Casa da Moeda em Itaguaí e, ainda no Rio, mais recentemente, o parque gráfico do Jornal O Globo e o conjunto cinematográfico Projac, também das Organizações Globo, formam um universo de novos clientes que merece ser estudado com mais profundidade.

²⁵ Tudo indica que o gás natural conseguiu capturar não somente os novos projetos, mas também as ampliações e, por fim, a partir da conversão, conquistou consumidores tradicionalmente abastecidos por outros combustíveis. O principal atingido foi o óleo combustível. O exemplo da Cosipa é ilustrativo: entre 1993 e 1998, foram substituídas 100 mil toneladas de óleo, de forma que a participação deste no consumo energético da empresa cai de 6% para 1,1%, enquanto a participação do gás natural salta de zero para 7,6%. O fenômeno foi observado também na maior parte das usinas siderúrgicas e metalúrgicas dos estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais, fazendo com que a participação do gás na siderurgia brasileira passasse de 1% em 1980, para 2% em 1990 e 4,1% em 1997, duas vezes a participação do óleo combustível. Vale notar que, na

Ainda durante a década de 1990, a mais notável novidade foi o surgimento do consumo de gás natural fora dos setores de transformação. O fenômeno pode ser observado com o auxílio da tabela 8, onde é decomposta a categoria “outros”, incluindo o consumo em transporte, público, comercial e residencial. Muito tardiamente, o gás natural penetrou nesses mercados. São demandas tipicamente urbanas que só surgem no final da década de 1980 e aumentam de modo sustentado durante a primeira metade da década seguinte. Entre 1996 e 1998, pode-se constatar uma ruptura nesta tendência de crescimento. Constata-se também que o consumo residencial cresceu com respeitável velocidade até 1997, embora esteja concentrado em apenas duas cidades (Rio de Janeiro e São Paulo). A expansão desta demanda foi responsável por parte significativa do incremento desta categoria de “outros” consumidores. Como resultado, em 1998, as residências respondiam por metade da demanda do segmento.

TABELA 8: DECOMPOSIÇÃO DO CONSUMO DO SEGMENTO “OUTROS” (em mil tep)

ANO	TRANSPORTE	PÚBLICO	COMERCIAL	RESIDENCIAL
1987		1		1
1988	3			
1989	2	1		2
1990	2	2	1	4
1991	2	2	2	5
1992		1	2	5
1993	21	3	9	17
1994	39	3	13	26
1995	42	5	26	45
1996	31	5	37	62
1997	40	8	71	69
1998	31	5	37	62

Fonte: MME, 1999.

A penetração do gás natural no setor de transporte e no setor comercial também esteve concentrada nas mesmas duas cidades (Rio de Janeiro e São Paulo) e, em ambas, o crescimento relativamente rápido, em curto espaço de tempo e de forma simultânea, está relacionado à existência de uma rede de distribuição de gás manufacturado necessitando

siderurgia do Sudeste, o gás natural não penetrou como redutor, função ainda exercida pelo coque de carvão

apenas de adaptações para movimentar o gás natural. Contudo, o menor crescimento destes clientes urbanos, durante a segunda metade da década de 1990, esteve relacionado à saturação do processo inicial de substituição e, a partir deste estágio, à necessidade de realização de importantes investimentos adicionais para a expandir a capacidade de distribuição.

Esta desaceleração, entre 1997 e 1998, refletiu a forte redução dos investimentos e gastos das companhias estaduais de distribuição do Rio de Janeiro e de São Paulo que, naquele momento, estavam sendo “enxugadas” para futura alienação. Além disso, deve ser ressaltado que o custo de acesso para estes clientes urbanos ao gás natural é extremamente elevado em razão da inexistência de redes urbanas de distribuição de gás encanado, o que explica o retardo de seu consumo em relação ao consumo do setor industrial e sua expansão em um número muito reduzido de municípios. Contudo, são estes consumidores urbanos que poderiam ter os maiores benefícios sociais da utilização do gás natural e são também aqueles que estão dispostos a pagar mais para obtê-los, em razão do preços das outras alternativas energéticas. É por isso que, juntamente como a utilização térmica, a expansão destes mercados atualmente marginais significará um salto qualitativo para o Brasil em todos os sentidos – energético, econômico e social – e esse salto será, sem dúvida, o maior desafio para a indústria do gás natural.

IV.4 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA DEMANDA BRASILEIRA

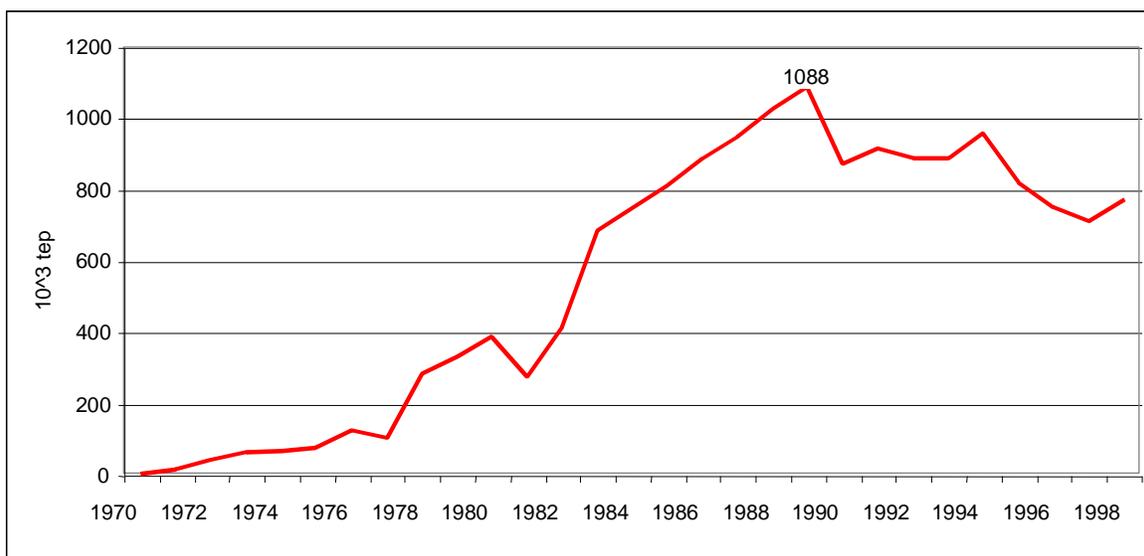
Embora ainda bastante agregada, a decomposição da demanda brasileira por gás natural, feita até aqui, permite identificar os fatores determinantes do seu crescimento ao longo dos últimos trinta anos. Será possível, posteriormente, avaliar a qualidade das extrapolações e projeções estatísticas feitas em cima de dados mensais, ou anuais, e principalmente corrigi-las à luz de suas dinâmicas históricas. Os gráficos a seguir reproduzem a evolução das três grandes categorias de consumo definidas anteriormente, ficando de fora apenas a categoria “outros”, analisada acima.

O consumo não energético do gás natural (gráfico 25) cresceu sem interrupções até o final da década de 1980. Em 1989, verificou-se o maior consumo do período e, a partir de

mineral, mas sim como fonte de calor.

então, as oscilações passaram a ser freqüentes, finalmente sobressaindo a tendência de diminuição da procura. A dinâmica positiva, até 1989, é explicada pela implantação da petroquímica e da siderurgia baiana e, em bem menor medida, pelo surgimento de algumas instalações aproveitando o gás natural no Rio de Janeiro durante a década de 1980. No período seguinte, de 1989 a 1998, a redução da procura por gás natural refletiu o fraco desempenho da petroquímica nacional, que resultou na queda das exportações, das vendas internas e no aumento significativo das importações.

GRÁFICO 25: EVOLUÇÃO DO CONSUMO NÃO ENERGÉTICO DO GÁS NATURAL (em 10^3 tep)



Fonte: MME (2000).

Associadas, a privatização e a abertura do mercado desarticularam um segmento industrial que, após sua implantação, entre 1972 e 1979, teve de enfrentar a “década perdida” no Brasil. Isto representou um sério limitador para o setor gasífero brasileiro, que tem clientes em simplesmente todas as atividades produtivas sendo, portanto, extremamente sensível ao desempenho macroeconômico e à conjuntura. Em março de 1990, na primeira Medida Provisória do novo governo, as empresas petroquímicas do “sistema” Petrobras foram incluídas no movimento inicial de alienação do patrimônio público. O parcelamento dos ativos para venda (com o objetivo de maximizar as receitas) gerou distorções que, dez anos depois, ainda impedem sua necessária reestruturação e a conseqüente recuperação.

Antes integradas em torno da empresa estatal de petróleo, as firmas petroquímicas passaram a ser controladas por diferentes grupos privados nacionais e estrangeiros, sem que

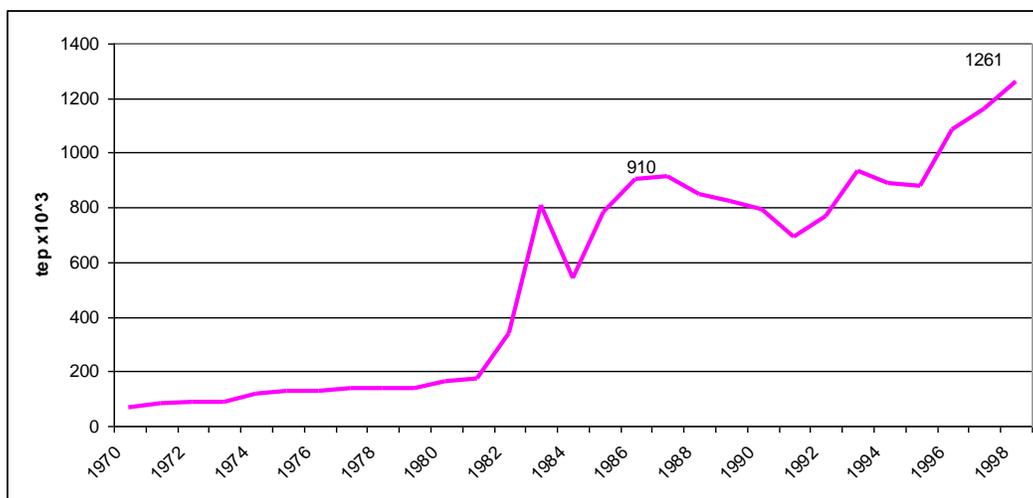
o Estado se retirasse totalmente, formando um intrigante jogo de participações cruzadas que só fez encarecer a coordenação das atividades industriais e inviabilizar os compromissos e estratégias de longo prazo. O maior complicador neste contexto deriva de uma estrutura industrial apoiada em plantas monoprodutoras, com escalas de produção insuficientes e sem qualquer integração com as unidades fabris a montante e a jusante de suas atividades. Em absoluto contraponto em relação à constituição dos pólos petroquímicos e à história do setor em todo o mundo, naquele instante, em 1990, a intervenção estatal determinou o fim das economias de escala, envergadura e integração – fatores capitais para a redução dos custos de produção, que foram duramente conquistados no decorrer das décadas de 1960 e 1970. Nestas condições e sendo confrontada repentinamente à concorrência dos produtos estrangeiros, a partir de 1990, a indústria petroquímica nacional perdeu espaço dentro e fora do país e o consumo não energético do gás natural acompanhou esse movimento.

A reversão desta tendência depende de dois fatores essencialmente: da recomposição do controle acionário dos ativos e do sucesso na implantação do Pólo Gás Químico do Rio de Janeiro. Em ambos os projetos, o Estado brasileiro, por intermédio do MME, do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) e da Petrobras, ainda dispõe da capacidade de decisão e dos instrumentos necessários para realizar a estratégia definida de reestruturação. Esta estratégia depende, no entanto, de amplo consenso: primeiro entre os acionistas privados e, em seguida, entre os partidos políticos que sustentam o atual governo.

O comportamento do consumo destinado à produção de energia (gráfico 26) foi determinado por outros fatores, o que resultou em uma evolução diferente, sobretudo a partir da última década. De fato, da série de UPGNs construídas durante os anos 80, a última grande planta foi instalada no complexo de Cabiúnas, no Município de Macaé, em 1997. Em todo o período analisado, para fins de produção de energia, o propulsor do aproveitamento do gás natural foi a produção de combustíveis (GLP e gasolina) que possuíam, por um lado, preços elevados e, por outro, um impacto considerável, tanto nas contas externas, quanto no custo de vida. Ademais, existe uma clara sinergia para uma empresa petrolífera em vender gás natural ou produtos petroquímicos. São processos em fluxo contínuo que encadeiam transformações físico-químicas, iniciadas com o petróleo e o

gás natural e encerradas no produto final: gasolina, GLP, formaldeídos, polímeros, adubos etc..

GRÁFICO 26: EVOLUÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO DE GÁS NATURAL (em 10^3 tep)

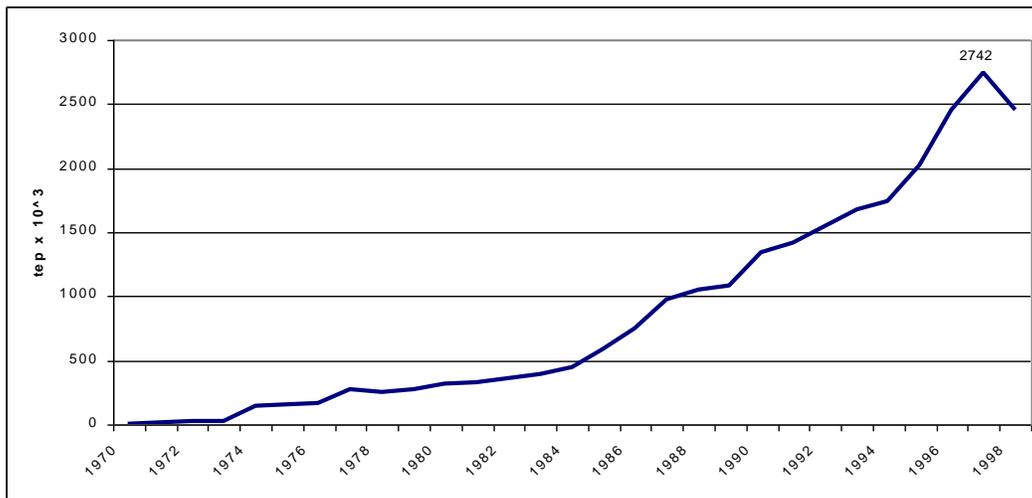


Fonte: MME (2000).

Em resumo, no Brasil, o incremento inicial da utilização do gás na petroquímica, assim como na própria indústria do petróleo, decorreu do menor custo de acesso ao energético e do benefício imediato auferido pelo seu aproveitamento. No caso da Petrobras, todas as atividades estavam articuladas em uma mesma corporação e a capacidade de financiamento não era uma restrição para o conjunto de firmas, pelo menos até meados da década de 1980. A partir daí, às limitações de investimento impostas pelo controle do déficit público, somou-se o aprofundamento da recessão econômica da década de 1980, que culminou com a crise de 1990/92, como bem reflete a curva consumo energético do gás natural (gráfico 26). Mais recentemente, a retomada da procura por gás resulta da forte expansão do PIB entre 1993 e 1997 e da construção da UPGN de Cubatão, em 1993, e de mais uma planta em Macaé, em 1997.

Não obstante, no médio prazo, o crescimento da procura por gás natural para fins de transformação energética será um componente fundamental para explicar o comportamento da demanda total, menos devido ao consumo destinado à produção de gasolina e GLP e, mais, em função do consumo destinado à geração elétrica. Assim, o principal fator a determinar o comportamento futuro do consumo de gás natural no país será o maior ou menor sucesso do programa termelétrico.

GRÁFICO 27: EVOLUÇÃO DO CONSUMO INDUSTRIAL DE GÁS NATURAL (10^3 tep)



Fonte: MME (2000).

Finalmente, entre os três principais segmentos consumindo gás natural, aquele que apresenta a maior constância em seu crescimento é a demanda industrial por fonte de calor. Como se pode observar no gráfico 27, o crescimento foi ininterrupto. Nem o impacto da prolongada estagnação durante a década de 1980, nem o impacto da profunda crise entre 1990 e 1992 foram captados pelo consumo industrial de gás. A única vez em que o consumo não aumentou foi entre 1997 e 1998, precisamente nos últimos dois anos da série, em razão, não só, da recente retração interna, mas também, das limitações na oferta do gás natural, principalmente quanto à capacidade de distribuição e vendas. A dinâmica observada, além de evidenciar a capacidade do gás em competir com o óleo combustível, assegura que, naqueles mercados onde o gás ainda não penetrou, Sul e Centro-Oeste, sua expansão deve seguir ritmo semelhante ao verificado até 1996. Em compensação, nos mercados mais antigos (Nordeste e Sudeste), grande parte do potencial inicial de substituição já foi realizado e seu crescimento deve acompanhar o desempenho industrial de cada estado da federação e depender dos investimentos na expansão das redes de distribuição em cada região.

Assim, após serem analisados o perfil da demanda por gás natural e a estrutura de oferta deste energético no Brasil, faz-se necessária, para facilitar o entendimento da questão regulatória brasileira, uma discussão acerca dos aspectos regulatórios da indústria de gás em alguns países no mundo. A esta tarefa se propõe o próximo capítulo deste livro.

V. REGULAÇÃO INTERNACIONAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

A estrutura de mercado da indústria de gás natural em diversos países vêm sofrendo modificações introduzidas pelos próprios governos, com a intenção de aumentar sua eficiência através da introdução de um maior grau de concorrência nos mercados. Estas mudanças têm um impacto evidente no marco regulatório da indústria. As experiências dos Estados Unidos e da Inglaterra são referência para processos de desregulamentação no resto do mundo, sendo revisadas nas seções 1 e 2 deste capítulo, respectivamente. Em geral, é a atividade de transporte a que sofre mais impacto quando submetida à concorrência, por ser o segmento da cadeia mais sujeito às especificidades de monopólio natural (vide capítulo II deste livro). A principal conclusão é que é necessária a existência de um órgão regulador (normalmente, governamental) para assegurar a introdução da concorrência e proteger os interesses do consumidor.

Mudanças na esfera político-econômica dos países também impactam a regulação, como por exemplo a integração de blocos econômicos em curso na Europa e na América do Sul. Existe em comum uma necessidade de criação de princípios gerais que guiem os mercados de gás natural de forma a viabilizar a integração econômica pretendida nestes dois grupos, reduzindo a incerteza e garantindo a concorrência não discriminatória, seja entre empresas, seja entre os países. A Diretiva da União Européia e seus princípios para a indústria de gás, no que se refere ao livre acesso, são discutidos na seção 3. No âmbito do Mercosul, existe uma tentativa similar de uniformização de legislação, descrita na seção 4.

Por fim, é feita uma revisão de metodologias de tarifação de transportes, essenciais ao processo de abertura do setor, garantindo a não discriminação dos agentes no livre acesso aos gasodutos.

V.1 HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DO LIVRE ACESSO NOS ESTADOS UNIDOS.

Anteriormente às mudanças ocorridas na década de 80, a indústria de gás norte-americana era dividida em produtores, transportadores, distribuidores e consumidores finais. Os produtores vendiam o gás para as empresas transportadoras que, então, vendiam

o produto às empresas distribuidoras e aos consumidores finais. Os transportadores se encarregavam dos serviços de transporte e da venda do gás (as duas atividades englobadas).

Em 1935, um estudo do Federal Trade Commission (FTC) identificou a existência de conduta anti-competitiva e preços abusivos no segmento de transporte e comercialização interestadual. Seguindo a avaliação do FTC, o congresso promulgou, em 1938, o Natural Gas Act (NGA) que tratava da regulação do transporte e comercialização interestadual de gás natural.

No entanto, até 1938, a regulação da indústria de gás era responsabilidade das autoridades estaduais e locais, as quais elaboravam os regulamentos que norteavam a atuação de produtores e distribuidores. A atividade de transporte e comercialização interestadual não era regulada nem pelos estados nem tampouco pela União.

Após a Segunda Grande Guerra, a regulação da indústria do gás nos Estados Unidos foi marcada basicamente por dois temas: o controle sobre os preços do energético na boca do poço e as tentativas de promover o acesso de terceiros a rede de transporte.

Nos anos subsequentes à criação do NGA, verificou-se uma ampliação do escopo da regulação no sentido de maior controle sobre os preços de gás negociados entre produtores e transportadores.

Ao longo dos anos, a fixação do preço do gás na boca do poço para a comercialização inter-estados em patamares demasiadamente baixos, que não cobriam os custos de exploração e produção das companhias produtoras, impossibilitou um crescimento adequado da oferta norte-americana de gás e acabou por reverter a expansão do uso do produto no país. Logo, o gás natural passou a ser visto como um recurso escasso e seu racionamento levou à extensão do controle de preços também ao mercado intra-estadual. Diante das graves distorções, iniciou-se, em 1978, a partir da aprovação do Natural Gas Policy Act (NGPA) um processo de desregulamentação gradual dos preços na boca de poço.

Com o fim da regulamentação dos preços, em 1980, a situação se inverteu. O aumento dos preços levou a um incremento da oferta em um contexto onde já se verificava um forte decréscimo da demanda. De 1972 a 1986, o consumo caiu a menos de três quartos do pico atingido em 1972, dando origem a um excedente de produto: à chamada “bolha de

gás”. Em 1989, o Natural Gas Wellhead Decontrol Act removeu os últimos controles sobre os preços na boca do poço.

No que se refere ao livre acesso de terceiros aos gasodutos, o debate em torno do tema iniciou-se juntamente com o estabelecimento da Federal Power Commission (FPC) nos anos 30. A proposta inicial consistia em reduzir o poder de mercado dos transportadores interestaduais através da introdução do modelo do “carregador comum”. Nesse modelo, a capacidade de transporte seria alocada por leilão e/ou rateio entre os carregadores interessados. Esperava-se, assim, que, com o livre acesso aos dutos, os segmentos da produção e comercialização pudessem funcionar em um regime de maior concorrência e eficiência. Os transportadores se opuseram à proposta de um modelo baseado na figura do carregador comum e defenderam uma outra que os protegesse da competição no segmento da comercialização.

O tema do livre acesso aos gasodutos ressurgiu de forma concreta em 1985 com a aprovação da Order 436, que tinha como objetivo central a implementação do livre acesso não discriminatório aos dutos como forma de limitar o poder de mercado dos transportadores. No entanto, a tentativa de implementação do livre acesso através desta Order não foi totalmente bem sucedida. As companhias transportadoras continuavam exercendo grande poder de mercado através do tratamento privilegiado de suas empresas afiliadas e coligadas. Essa conduta dava-se através do fornecimento de um serviço de transporte de melhor qualidade às empresas afiliadas em detrimento de terceiros interessados.

Com a edição da Order 497, editada em 1988, a FERC (Federal Energy Regulatory Commission) visou a uniformização das transações realizadas entre carregadores, afiliados ou não²⁶. A regulamentação estabeleceu padrões de conduta e requerimento de informações que deviam ser fornecidos à Comissão, para que esta se tornasse mais apta na fiscalização e prevenção de tratamentos discriminatórios.

²⁶ Segundo a Order 497, uma empresa afiliada é que controla ou é controlada. Por sua vez, controle inclui, mas não se limita à posse direta ou indireta da autoridade decisória da empresa. Uma participação de 10% ou mais nas ações ordinárias (com direito a voto) caracteriza uma situação de controle. Note-se, contudo, que, de acordo com a parte 284 da Order 436, as divisões de comercialização de empresas transportadoras são também consideradas afiliadas.

Enfim, em 1992, deu-se um novo passo na direção da promoção da competição na comercialização de gás natural. Com a promulgação da Order 636, a FERC visava o cumprimento de três objetivos principais:

- i) Melhorar a competitividade na estrutura industrial do gás, de forma a passar para os consumidores finais os benefícios gerados pela liberação dos preços na boca de poço. Mais especificamente, a nova regulamentação era necessária para proteger os consumidores do exercício do poder de monopólio das transportadoras;
- ii) Equalizar a qualidade do serviço de transporte prestado pelos transportadores à suas companhias afiliadas e para terceiros interessados;
- iii) Reestruturar o mercado de maneira a tornar transparente e bem definido cada elemento presente na composição dos preços do gás natural.

De acordo com a FERC, a eficiência do mercado gasífero só poderia ser atingida, quando compradores e vendedores pudessem identificar cada elemento componente do preço do produto adquirido ao longo de toda cadeia, de forma que pudessem escolher aqueles serviços que maximizassem seu bem-estar.

Para alcançar estes objetivos, foram promulgadas uma série de regras e procedimentos, destacando-se entre os mais importantes:

- i) Converter os contratos que combinavam serviço de transporte e venda de gás existentes em contratos separados para transporte e comercialização e direcionar as companhias transportadoras para estabelecer pontos de venda o mais próximo possível dos campos produtores;
- ii) Requerer que os transportadores oferecessem serviços de qualidade equivalente para qualquer carregador, fosse ele um associado/afiliado ou não;
- iii) Classificar as infra-estruturas de armazenagem controladas pelas transportadoras interestaduais como “infra-estruturas de transporte” e, assim, requerer que transportadores disponibilizassem tais infra-estruturas para o livre acesso de terceiros;
- iv) Fixar a metodologia contábil que deve ser usada pelos transportadores para a classificação de seus custos variáveis e fixos, para adequá-los aos cálculos tarifários da FERC.

Em suma, o caráter de monopólio e monopsônio das companhias transportadoras foi sendo enfraquecido gradativamente, através da introdução do livre acesso aos dutos à terceiros interessados, bem como mediante a edição de medidas que coíbiam a ação discriminatória por parte das transportadoras e promoviam a criação de um mercado secundário no qual os usuários dos dutos de transporte poderiam revender sua capacidade contratada.

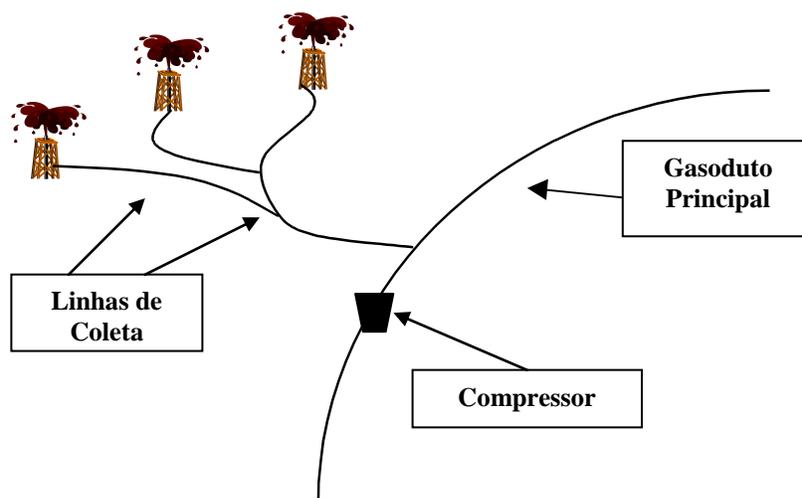
A REGULAÇÃO DOS GASODUTOS EM ÁREAS DE PRODUÇÃO

O Natural Gas Act (NGA) e o Outer Continental Shelf Lands Act, esse último aprovado em 1988, deram à FERC o poder de agir como regulador na questão de livre acesso de terceiros aos gasodutos de transporte dentro e fora da Plataforma continental.

De acordo com o NGA, estariam fora da jurisdição da FERC, as atividades de produção e coleta do gás natural. Tais áreas seriam responsabilidade dos Estados.

A atividade de coleta compreende a movimentação de pequenas quantidades de gás através de gasodutos com diâmetro reduzido. Esses dutos, geralmente, operam sob baixa pressão, conectando diferentes poços produtores e estendendo-se por pequenas distâncias. Antes de entrar na rede de transporte de alta pressão, o gás, que é movimentado dentro da rede de coleta, deve ser tratado, medido e comprimido. A figura 1 abaixo identifica as diferentes instalações de transporte do gás natural desde às áreas de produção até a linha de transporte principal.

FIGURA 1: INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL



Além disso, nota-se que o mesmo ocorre com as plantas de processamento que servem para retirar as parcelas pesadas do gás natural e remover impurezas. Caso as plantas sejam operadas em conexão com uma instalação de transporte de alta pressão, essas serão reguladas pela FERC.

Na esfera da FERC, existe um procedimento para classificar se uma instalação presta-se a atividade de transporte ou de coleta e produção. Ou seja, esse procedimento definirá se a instalação está ou não sob a jurisdição da agência federal.

Dependendo do veredicto, a FERC aplica, ou não, os pressupostos do livre acesso a determinada instalação. O teste efetuado pela FERC é chamado de "teste da função primária da instalação" e leva em consideração uma série de fatores, tais como:

- i) O diâmetro e extensão do conduto;
- ii) A extensão da instalação a partir do epicentro do campo de exploração;
- iii) A configuração geográfica da instalação;
- iv) A localização dos compressores e plantas de processamento;
- v) A localização dos poços em torno ou como parte da instalação;
- vi) A pressão de operação da instalação.

Esses critérios não são exclusivos, podendo a FERC adotar outros fatores não estritamente físicos, como, por exemplo, o propósito da instalação, a sua localização, sua operação, a atividade do proprietário da instalação e se o julgamento é consistente com os objetivos do NGA e do NGPA.

O Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA), por seu turno, cobre os serviços e as instalações de gás localizadas na plataforma continental. Nessa regulamentação, ficou estabelecido que a FERC teria responsabilidade em garantir que o transporte de gás de terceiros nos gasodutos localizados dentro da plataforma fosse efetuado de forma não discriminatória e obedecesse princípios favoráveis à competição. Na sua seção 5(e), o OCSLA estabelece que os transportadores movimentem o gás produzido na plataforma continental de forma não discriminatória e nos volumes determinados pelo FERC em consulta com a Secretaria de Energia. Os princípios que regem esse transporte são o do acesso livre e não discriminatório de carregadores proprietários ou não.

Existem, contudo, algumas instalações que podem excetar-se do controle da FERC como identifica o OCSLA. Tais instalações são as chamadas linhas de alimentação, que são definidas como: "gasodutos que conectam instalações onde o óleo e o gás são coletados ou separados, desidratados ou processados". A FERC pode, nesses casos, liberar tais dutos de obedecerem os requisitos do OCSLA. Ou seja, tais linhas de alimentação não estariam compulsoriamente submetidas ao regime de livre acesso.

Em 1989, ocorreram disputas entre a FERC e os agentes do mercado (produtores), como a disputa com a EP Operating Co., em consequência da aplicação do teste de enquadramento de instalações de coleta e produção pela FERC. Essa disputa, que levou à revisão da decisão inicial, suscitou uma iniciativa de revisão da política para tais instalações. O objetivo da revisão era examinar a relevância da aplicação do "teste de função primária", tendo em vista a controvérsia ocorrida e mudanças tecnológicas e geológicas na produção. Esse tema foi submetido a comentários do público, juntamente com outras questões mais amplas relacionadas à necessidade ou não da regulação.

Na decisão da FERC, nota-se o objetivo de remover as incertezas quanto à classificação de instalações de produção e, conseqüentemente, do investimento em infraestrutura, principalmente nas áreas mais remotas e de grande profundidade do Golfo do México. Por exemplo, as instalações que servem tais áreas de produção podem possuir um perfil técnico e operacional próximo do das instalações, tradicionalmente, caracterizadas como de transporte, porém servem estritamente a produção e coleta. Para evitar classificações que não correspondam à realidade técnico-econômica das instalações, um ajuste foi feito na aplicação do teste da função primária.

Por outro lado, a FERC, a todo o momento, demonstrou a necessidade de regular as condições de acesso tendo em vista o poder de mercado dos transportadores de gás. Esse balizamento não foi alterado após a consideração dos comentários que levantaram diversas possibilidades e abordagens para a regulamentação.

Em verdade, ficou estabelecido que um novo elemento será analisado na avaliação de instalações em áreas de produção com profundidades maiores que 200 metros. Tais instalações serão classificadas como de produção e coleta caso estejam localizadas até o ponto, ou pontos, de ligação potencial com os gasodutos da rede interestadual. A partir

desse ponto, as instalações serão analisadas de acordo com os critérios estabelecidos anteriormente à revisão da matéria²⁷.

De qualquer forma, verifica-se o propósito de alterar os critérios de classificação para contemplar o devido enquadramento das instalações contidas em grandes projetos de exploração e produção em áreas de grande profundidade.

Ademais, a experiência norte-americana demonstra como a promoção de uma situação de efetiva concorrência na comercialização de gás natural suscita a edição de várias normas e controles que visam coibir práticas anti-competitivas por parte das empresas transportadoras.

V.2 HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DO LIVRE ACESSO NA INGLATERRA

Desde os anos 40, a indústria do gás natural na Europa foi caracterizada pela presença de grandes empresas estatais verticalmente integradas que atuavam em ambientes de monopólio garantidos em Lei. A partir dos anos 80, iniciou-se o processo reestruturação do setor que tem como objetivos básicos: introduzir a concorrência e aumentar a eficiência dentro do mercado de gás natural.

Esse processo começou pioneiramente na Inglaterra, com a privatização da British Gas (BG) em 1986. A BG foi privatizada com a base de sua estrutura organizacional intacta – i.e., a empresa continuou verticalmente integrada, com uma posição de monopólio na comercialização e transporte de gás, e de monopsonio na compra de gás dos produtores.

A privatização foi acompanhada por um novo conjunto de normas contidas no Gas Act de 1986. A nova regulamentação para o setor criou o Office of Gas Supply (OFGAS), entidade responsável pela regulação da indústria do gás, e definiu as obrigações referentes à qualidade dos serviços, à regulamentação do fornecimento ao segmento cativo (residencial e serviços) e à natureza da concessão dos serviços.

O Gas Act dividiu o mercado de gás em duas categorias: um mercado regulado no qual a tarifa era fixada pelo OFGAS (consumidores com demanda inferiores a 25000

²⁷ Vale destacar que a FERC publica apenas critérios gerais, e não valores específicos para a classificação dos dutos, e que tal classificação é feita caso a caso.

termais²⁸ ao ano), e um mercado competitivo (consumo acima de 25000 termais ao ano) onde não havia regulação tarifária. A BG assumiu o monopólio do mercado tarifado, sujeita a um preço teto²⁹ estabelecido pelo regulador.

Contudo, apesar da determinação do regulador de facilitar o acesso de terceiros às redes de transporte/distribuição, o poder de mercado da BG, que possuía virtualmente todo o gás produzido nas plataformas continentais do Reino Unido, impossibilitava o surgimento de novos supridores. Mesmo usufruindo do livre acesso às redes, novos agentes não puderam entrar no mercado simplesmente porque o gás já havia sido contratado pela BG.

Em 1988, a controvérsia em torno do poder de mercado da BG suscitou uma investigação da Monopolies and Mergers Commission (MMC)³⁰. A MMC detectou a ocorrência de práticas discriminatórias e o não repasse dos ganhos de produtividade aos consumidores. Os contratos realizados entre a BG e seus consumidores no mercado de tarifas não reguladas (o mercado de grandes consumidores) eram confidenciais e os preços eram negociados individualmente. De acordo com a MMC, estas práticas iam contra o interesse do público na medida em que:

- i) a BG se utilizava do mecanismo de subsídios cruzados em suas atividades, penalizando, do ponto de vista tarifário, consumidores cativos ou aqueles com menor flexibilidade de troca de combustível;
- ii) a BG podia derrubar qualquer concorrente pois fixava o preço do seu gás segundo uma análise *net-back*, ou de acordo com as alternativas energéticas ao gás, de forma que o gás oferecido por ela seria sempre a alternativa mais competitiva, impedindo a entrada de novos agentes;
- iii) a falta de transparência na fixação de preços representava um aumento do risco associado aos negócios envolvendo o gás natural devido à incerteza quanto a seu preço no futuro;

²⁸ 1 termal = 100.000 BTU.

²⁹ O primeiro preço teto se estendeu entre 1987 a 1992. A fórmula adotada para correção dos preços era RPI-X+Y, onde X é a meta de crescimento de produtividade, inicialmente definida em 2%, Y é o repasse do custo médio de todas as compras de gás para os consumidores finais, e RPI um índice de inflação.

³⁰ A MMC é um órgão judicante da esfera anti-truste, que arbitra conflitos entre os reguladores setoriais e as empresas.

iv) a recusa a suprir gás interruptível para consumidores cujas alternativas eram o GLP ou eletricidade impunha custos adicionais a tais consumidores.

Assim sendo, o relatório da MMC sugeriu diversas medidas visando a efetiva introdução da competição no mercado de gás. Primeiro, propôs-se que a BG fosse obrigada a publicar uma tabela de preços que variasse de acordo com o volume, fator de carga e tipo de serviço (interruptível ou não) e não com o combustível alternativo disponível, como vinha sendo praticado até então. Segundo, recomendou-se tornar efetivo o livre acesso. A BG deveria publicar mais informações sobre os termos de acesso para que os competidores potenciais tivessem uma idéia mais clara sobre os custos de transporte e distribuição. A terceira recomendação, finalmente, estava relacionada à condição de monopólio que dava à BG o total controle sobre as compras de gás. A empresa comprava praticamente 100% do gás dos novos poços, de modo que os competidores potenciais tinham grandes dificuldades para efetivamente contratar a compra do gás. A MMC recomendou que fosse imposto à BG um limite para contratação de gás em novas áreas de produção. A empresa não poderia contratar mais do que 90% da oferta.

Em 1991, após uma revisão das condições de competição no mercado de gás pelo Office of Fair Trading (OFT), entidade responsável pelo monitoramento das condições de concorrência, medidas no sentido de aumentar a concorrência foram implementadas.

Apesar de 37% dos novos contratos de suprimento de gás natural não estarem sob o crivo da BG, a quase totalidade destes contratos dizia respeito às novas unidades de termoeletricidade. O mercado de gás natural para outros fins que não a geração de energia estava ainda fortemente concentrado nas mãos da BG (93%).

Entre as medidas propostas, o OFT, conjuntamente com OFGAS, introduziu um limite máximo de 40% à participação da BG no suprimento do mercado industrial. Para atingir essa meta, a BG foi obrigada a passar clientes para os concorrentes.

Em 1992, conflitos sobre a determinação da estrutura de preços entre OFGAS e BG, conduziram novamente o caso para apreciação da MMC.

A posição da Comissão consistia agora em propostas mais radicais de reestruturação. Segundo a comissão, as ações previamente adotadas levaram o setor para

um cenário artificial, somente viável devido à medidas temporárias que restringiam a própria habilidade da BG de competir. O principal ponto questionado era se a estrutura verticalmente concentrada da BG era consistente com um modelo de mercado competitivo. A percepção das autoridades anti-truste era de que, enquanto a rede de transporte/distribuição e o segmento de comercialização fossem controlados por uma mesma companhia, haveria sempre um incentivo latente a restringir o acesso aos concorrentes.

Após a investigação, a MMC fez as seguintes recomendações:

- i) BG deveria vender o segmento da comercialização até 1997;
- ii) A faixa limite entre a tarifa regulada e a tarifa competitiva deveria ser reduzida para 1500 termais em 1997, e sua abolição deveria ser implementada em 2000-2002, a fim de introduzir a competição no suprimento do mercado doméstico;
- iii) Transporte e estocagem deveriam estar sujeitos à regulação de preços;
- iv) O fator X da metodologia de preço foi relaxado de 5% para 4%, a partir de 1994.

No entanto, tais recomendações da MMC, ao não serem legalmente coercitivas, podiam ser rejeitadas pelo governo, que era ainda livre para propor outras medidas. No caso da BG, a proposta de desverticalização foi rejeitada. Ao invés, exigiu-se uma separação contábil entre o segmento transporte/estocagem e a comercialização. Assim, em 1996, a BG foi dividida em duas companhias: uma chamada Centrica que ficou responsável pela produção, vendas e comercialização e a BG plc que recebeu os ativos de transporte e armazenagem. Dentro da estrutura da BG plc, encontra-se a Transco que é a proprietária e operadora das instalações de transporte e armazenagem.

Foi estabelecido, contudo, que a competição no mercado doméstico seria introduzida muito mais rapidamente do que o proposto pela MMC. O plano seria introduzir competição na comercialização em todas as categorias de consumidores a partir de Abril 1998.

Deste modo, ao longo do tempo, a posição dominante da BG foi sendo erodida. No segmento de grandes consumidores, entre 1992 e 1996, a participação da BG declinou de 80% para 33% do mercado. Mais de 40 novos fornecedores entraram no mercado de grandes consumidores. Adicionalmente, a desregulamentação do mercado residencial resultou na entrada de novos atores no mercado, fato este que demandou novas normas para a operação da rede e a manutenção da qualidade e segurança dos serviços. Os requisitos, conceitos e procedimentos aplicáveis à rede de transporte estão publicados no chamado “código da rede”. As novas formas de comercialização têm reduzido a participação dos contratos *take or pay*, que cederam espaço para um mercado *spot* e futuro de gás natural.

A Transco, por sua vez, oferece os serviços de transporte baseando-se no modelo do carregador comum, no qual os carregadores devem reservar capacidade anualmente. Em caso de restrições de oferta, os serviços contratados poderão ser reduzidos, de forma não discriminatória.

De uma maneira geral, é possível afirmar que a experiência inglesa ressalta os custos de introduzir competição em uma estrutura, anteriormente caracterizada pelo monopólio estatal, que foi preservada intacta após a privatização. Efetivamente, a liberalização legal do mercado de grandes consumidores não surtiu efeito prático. O ponto central da questão reside na estrutura adotada: quando a firma já estabelecida é verticalmente integrada e os entrantes potenciais necessitam usar suas redes de transporte, o simples estabelecimento do livre acesso e liberação dos mercados são insuficientes para promover a competição.

Na Inglaterra, a questão do acesso a dutos e outras instalações no setor petróleo e gás vem sendo formalmente tratada desde dos anos 70. O Petroleum and Submarine Pipelines Act (PSPA), promulgado em 1975, estabelece que caso as partes não cheguem a um acordo, o interessado pode recorrer à Secretaria de Estado (SE), que terá acesso a todo tipo de informação necessária e seu poder discricionário não pode ser violado. Considerando que a prestação do serviço não deverá prejudicar a operação dos dutos com respeito às necessidades do proprietário ou dos demais usuários já estabelecidos, a SE poderá:

- i) Endossar o direito do interessado em ter o seu produto transportado;
- ii) Regular as tarifas que podem ser aplicadas;

- iii) Assegurar o direito do interessado em conectar seu duto àquele de interesse, incluindo as alterações necessárias à conexão;
- iv) Requerer que a capacidade operacional venha a ser ampliada para atender à solicitação;
- v) Especificar o método pelo qual seja determinado o pagamento, do interessado ao proprietário, pelas alterações e ampliações do sistema existente;
- vi) Requerer do interessado uma garantia apropriada ao pagamento dos investimentos em modificação e ampliação;
- vii) Estabelecer prazos para as várias etapas e exigências envolvidas.

As normas descritas no PSPA dizem respeito a dutos e equipamentos associados. Esses últimos foram definidos no Oil and Gas (Enterprises) Act, aprovado em 1982, como qualquer equipamento para processamento ou resfriamento do produto a ser transportado por duto. Já o Gas Act, de 1995, estendeu os poderes da Secretaria de Estado em determinar os termos de acesso e regular tarifas para a utilização da infra-estrutura de processamento de gás, tanto em terra como na plataforma continental. De acordo com o Gas Act, o transportador ou operador da infra-estrutura de interesse tem prazo de 28 dias para responder à solicitação; findo este prazo, o solicitante pode recorrer à SE para assegurar o direito de ter o seu gás processado, desde que as suas especificações sejam similares às da estrutura utilizada. A SE deve então determinar os termos nos quais se dará o acordo, em condições similares àquelas garantidas no acesso a dutos.

As províncias petrolíferas do Reino Unido, espalhadas por diversas áreas do Mar do Norte, concentram a maior parte das suas atividades de Exploração & Produção (E&P) na plataforma continental. Como consequência, constituiu-se uma infra estrutura gigantesca de produção, composta por plataformas, dutos, unidades de processamento primário, entre outras, as quais, por garantia de lei, podem ser compartilhadas por terceiros interessados.

A regulamentação para compartilhamento de infra estrutura, denominada “The Code of Practice”, foi criada pelo “Department of Trade and Industry (DTI)”. O objetivo principal dessa carta de princípios é garantir o “livre acesso” a terceiros interessados, que pretendam compartilhar a infra-estrutura em terra e na plataforma continental existente. O código abrange toda a infra-estrutura desde a boca do poço até as unidades de

processamento (no caso do gás)³¹, passando por terminais de recepção e instalações primárias de separação e condicionamento de óleo e gás.

O código visa fornecer um arcabouço de procedimentos a serem realizados pelas partes durante o processo de procura, oferta e negociação de acesso. O documento entra em detalhes de como se procede no encaminhamento das negociações, descrevendo passo a passo as condutas das partes contratantes e chegando mesmo a estabelecer prazos para as diferentes etapas do processo.

Com relação às possíveis controvérsias que possam vir a existir durante as negociações, estas poderão ser conduzidas ao “Department of Trade and Industry” (DTI), que atua como mediador e indutor de acordos, em primeira instância.

O código é regido pelos princípios da não discriminação, separação dos serviços, transparência, conveniência, padronização, segurança, integridade do sistema e proteção ambiental:

a) Não discriminação.

O princípio da negociação não discriminatória de acesso deverá ser aplicado a todas as infra-estruturas na plataforma continental e aos terminais em terra existentes em território britânico. Os proprietários de infra-estrutura são obrigados a considerar como de “boa fé” todos os pedidos de uso de capacidade, sem favorecer a qualquer solicitante. Durante o curso das negociações, os proprietários deverão levar em consideração os seguintes pontos:

- i) Todos os compromissos contratuais existentes até então deverão ser honrados;
- ii) Os proprietários estarão autorizados a adquirir volumes provisionais de capacidades para utilização própria em ocasiões futuras, desde que estes volumes estejam dentro de um limite considerado satisfatório;
- iii) Não causar “esterilização de capacidade”, que significa fornecer serviços dentro do sistema (em adição à capacidade contratada) que, pela pequena magnitude, podem impedir a realização de outros negócios maiores sem otimizar ao máximo a infra estrutura já existente.

³¹ Introduzido pelo Gas Act de 1995.

Nos sistemas onde não há capacidade disponível e cujos proprietários não têm a intenção de efetuar investimentos em capacidade mesmo diante da solicitação da mesma, através do pedido de acesso, por um terceiro interessado, caberá ao proprietário providenciar o investimento solicitado, repassando ao usuário os custos do investimento;

b) Separação dos Serviços

Cada serviço prestado deve ser contemplado no termo de acesso em separado. O conceito de separação refere-se às atividades que podem ser oferecidas por mais de uma companhia, de maneira que cada uma das componentes do serviço prestado, distinta das demais, possa ser avaliada com relação ao preço e ser oferecida independentemente das outras.

O exemplo típico de serviço “separável” é aquele que se inicia e termina segundo um trecho que pode ser substituído por um outro, alternativo, em operação ou potencialmente existente. Esta “separação” poderá também ser aplicada em situações onde existam cadeias discretas de serviços, as quais, embora pequenas, venham a apresentar proprietários diferentes.

c) Transparência

As cláusulas que se referem a tarifa, aspectos técnicos, operacionais e outros termos contratuais devem ser apresentadas ao comprador do serviço de maneira detalhada e esquematizada. Os proprietários de infra-estrutura deverão informar semestralmente ao DTI, através de um formulário padrão (fornecido pelo DTI), os indicativos de preços cotados naquele período. Posteriormente, o DTI irá publicá-los, em formato apropriado, em publicação especializada, denominada *Energy Trends*.

d) Padronização

A introdução de procedimento padrão deverá propiciar maior transparência, uma melhor escolha do cliente e reduzir o custo das negociações. Dentro de um mesmo sistema, entende-se que um processo de padronização de regras e procedimentos em geral, com equilíbrio entre riscos e vantagens para os proprietários e usuários, seria factível e poderia conduzir a custos mais baixos, além de aumentar a eficiência do sistema.

e) Conveniência

As negociações devem ocorrer dentro de um período de tempo adequado. Nenhuma das partes envolvidas deve atrasar, sem maiores justificativas, uma negociação.

Um dos princípios fundamentais do código é tratar os atrasos injustificáveis como inaceitáveis. Existem duas exceções quanto a esse princípio. A primeira delas diz respeito aos atrasos considerados inevitáveis, conseqüentes de problemas técnicos relacionados à entrada de novos usuários no sistema. Contudo, as partes não deverão, em nenhum momento, utilizar argumentos técnicos falsos para atingir vantagens competitivas comerciais ou de quaisquer tipos. A segunda refere-se ao fato de que “a prática de evitar” atrasos não deve ser tomada como uma estratégia para se extrair vantagens comerciais em circunstâncias onde os resultados requerem, em “boa fé”, a continuidade das negociações.

f) Segurança, Integridade do Sistema e Proteção Ambiental

O acesso a qualquer sistema de infra estrutura só será permitido, se for comprovado que ele não trará riscos à segurança da mesma nem causará danos ambientais inaceitáveis.

g) Terminais de Gás

Os Terminais de Gás recebem tratamento especial no código. Os contratos referentes aos serviços prestados nesses terminais devem ser bastante transparentes para todas as partes envolvidas no processo (locador, locatário e outros), porém sem a necessidade de revelar critérios de natureza confidencial.

Por exigência do código, os operadores de terminais devem ter disponível, em caso de solicitação, todos detalhes e informações que venham a atestar a “boa fé” dos solicitantes escolhidos como locatários. Os sistemas de infra-estrutura devem operar segundo o princípio da determinação de prioridades, que deverá ser de conhecimento de todos.

Os proprietários de terminais são detentores de um grande número de informações comerciais referentes às partes que compartilham o sistema. Dessa forma, eles devem ser submetidos a um controle transparente no que se refere à disseminação dessas informações, as quais nunca deverão ser utilizadas para trazer privilégios aos proprietários de terminais, às companhias afiliadas ou a qualquer outra parte envolvida no mercado de gás. Caso alguma informação referente às atividades de exploração e produção seja divulgada, esta deverá tornar-se disponível para todos os usuários da infra-estrutura em questão.

Finalmente, à guisa de conclusão deste tópico, percebe-se que o contexto da regulação da indústria do gás na Inglaterra foi dominado nos últimos quinze anos pelos debates em torno da estrutura de mercado herdada do modelo de privatização da BG e suas

consequências. A dificuldade de introduzir competição quando o monopolista detém controle das redes e paralelamente compete na comercialização conduziu à várias alterações na regulamentação, com uma crescente intervenção das autoridades no ambiente de atuação das empresas.

Desde a década de 70, nota-se a preocupação de regular o acesso de terceiros aos dutos de transporte dentro da indústria de petróleo e gás. A linha de atuação privilegia o acordo entre as partes restando aos usuários a prerrogativa de recorrer ao órgão competente caso as negociações não se efetivem a contento.

A regulamentação do acesso à infra-estrutura existente nas áreas de produção diz respeito à todas as instalações presentes desde a boca do poço até os terminais. O código de prática (“The Code of Practice”), acordado entre os agentes no mercado, e publicado e revisado periodicamente pelo DTI, dá em detalhes os procedimentos e condutas que terceiros interessados e proprietários devem seguir durante a negociação dos termos e condições de acesso. Dado o processo de harmonização das normas, em curso, dentro da União Européia, este código foi recentemente incorporado dentro das Diretivas desta organização.

V.3 DIRETIVA 98 DA UNIÃO EUROPÉIA – REGRAS COMUNS PARA O MERCADO EUROPEU DE GÁS NATURAL

Em 1998, considerando o fato de que o estabelecimento de um mercado concorrencial do gás natural constituiria importante passo no sentido da criação do mercado interno de energia, o Parlamento Europeu adotou a “Diretiva/98” relativa às regras comuns para o mercado interno de gás natural. Esta seção identifica os pontos mais importantes desta Diretiva européia, que podem, inclusive, servir de esteio, ao Brasil e aos outros integrantes do Mercado Comum do Sul, o Mercosul, na formulação de um “regulamento de transparência e livre acesso aos sistemas de transmissão elétrica e transporte de gás natural no Mercosul”.

A Diretiva/98 aponta para a direção da abertura dos mercados nacionais, da implantação do livre acesso aos sistemas de transporte de gás e da introdução da concorrência no setor.

É importante notar a preocupação da União Européia com a progressividade da concretização do mercado interno, “de modo a permitir a adaptação flexível e ordenada da indústria ao seu novo contexto e a atender à diversidade de estruturas de mercado dos Estados-Membros”³².

Dada a necessidade de respeitar os diferentes graus de desenvolvimento do mercado de gás natural de cada país da União Européia, as regras estabelecidas pela Diretiva são colocadas apenas como “princípios gerais de enquadramento, cuja aplicação concreta deve ficar a critério dos Estados-Membros, permitindo, assim, que cada um mantenha ou escolha o regime que melhor corresponda à sua situação específica”³³.

Como citado acima, a Diretiva aponta para a direção da abertura dos mercados e da introdução da concorrência. No entanto, estas mudanças não são feitas sem que se preste a devida atenção às características de serviço público inerentes ao setor de gás natural. O Conselho e o Parlamento Europeus entendem que a livre concorrência, por si só, pode não garantir, necessariamente, a segurança de abastecimento, a defesa do consumidor e a proteção do ambiente; deste modo, prevêm a necessidade da imposição de obrigações de serviços públicos aos agentes da indústria.³⁴ Dentre tais obrigações, está, por exemplo, a de abastecimento. De acordo com o artigo 9º:

“Os Estados-Membros podem obrigar as empresas de distribuição e/ou fornecimento a abastecer os clientes localizados em determinada área ou pertencentes a determinada categoria, ou que reúnam estas duas condições. As tarifas a aplicar a esses fornecimentos podem ser regulamentadas, por exemplo, para garantir a igualdade de tratamento dos clientes em causa.”

Além desta, a Diretiva estabelece ainda outras obrigações a serem seguidas pelos agentes como o respeito ao meio ambiente e ao fornecimento das informações necessárias aos outros agentes do setor para a exploração segura e eficaz da rede interligada.

Por um lado, a reestruturação proposta indica um caminho de introdução da concorrência e dinamização do mercado, apontando para a diminuição dos prazos contratuais e para a criação de um mercado *spot*. O Conselho da União Européia reconhece, por outro lado, que “os contratos *take or pay* de longo prazo são uma realidade no

³² União Européia, Diretiva/98, p.3, considerando n° 7.

³³ *Op. cit.*, p.3, considerando n° 9.

³⁴ *Op. cit.*, p.3, considerando n° 12.

mercado” e prevê derrogações de determinadas exigências da Diretiva (inclusive a introdução do livre acesso) nestes casos. Estabelece, contudo, que “tais derrogações deverão ser limitadas no tempo e no âmbito de aplicação, e concedidas com a máxima transparência, sob supervisão da Comissão”³⁵.

Os artigos 15 e 16 da Diretiva estabelecem que todos os Estados-Membros devem garantir o acesso (negociado ou regulamentado) às redes de dutos em seu território. Os artigos 17 e 25, por sua vez, criam a possibilidade de as empresas de gás natural recusarem o acesso à rede com base em:

- i) Falta de capacidade;
- ii) Se esse acesso as impedir de cumprir as obrigações de serviço público que lhes tenham sido determinadas; ou ainda,
- iii) Sérias dificuldades econômicas e financeiras no âmbito dos contratos *take or pay*.

No que se refere ao primeiro caso - de recusa devido à falta de capacidade - os Estados-Membros poderão tomar as medidas necessárias para assegurar que as empresas de gás natural que recusem o acesso à rede efetuem os melhoramentos necessários, sempre que um potencial cliente esteja interessado em pagar por isso.

No que se refere ao último caso – de dificuldades econômicas decorrentes de compromissos *take or pay* de longo prazo - o artigo 25 estabelece que:

“1. Se uma empresa de gás natural deparar (...) com graves dificuldades econômicas e financeiras devido aos compromissos assumidos no âmbito de um ou vários contratos “take or pay” de gás, essa empresa poderá enviar ao Estado-Membro em causa, (...) um pedido de derrogação temporária aos artigos 15 e/ou 16³⁶. Conforme a preferência dos Estados-Membros, os pedidos serão apresentados, caso a caso, antes ou depois da recusa de acesso à rede. (...) Os pedidos devem ser acompanhados de todas as informações pertinentes sobre a natureza e dimensão do problema e sobre os esforços desenvolvidos pela empresa de gás para o resolver.

2. O Estado-Membro, ou a autoridade competente designada, deverá comunicar sem demora à Comissão³⁷ sua decisão de concessão de tal derrogação, acompanhada de todas as informações relevantes sobre essa derrogação. (...) No prazo de quatro semanas após recepção dessa comunicação, a Comissão poderá solicitar ao Estado-Membro, (...) que altere

³⁵ *Op. cit.*, p.3, considerando n° 30.

³⁶ Estes são os artigos que estabelecem a garantia de acesso aos dutos.

³⁷ Comissão Européia.

ou retire a decisão tendente à concessão da derrogação. Se o Estado-Membro, (...) não der seguimento a este pedido no prazo de quatro semanas, será tomada rapidamente uma decisão definitiva.

3. Ao decidir das derrogações a que se refere o n.º 1, o Estado-Membro, (...) e a Comissão terão em conta, nomeadamente, os seguintes critérios:

- a) o objetivo da realização de um mercado de gás concorrencial;*
- b) a necessidade de cumprir com as obrigações de serviço público e de garantir a segurança do fornecimento;*
- c) a posição da empresa de gás natural no mercado do gás e a real situação da concorrência no mercado;*
- d) a gravidade das dificuldades económicas e financeiras encontradas por empresas de gás natural e de transporte ou por clientes admissíveis;*
- e) as datas de assinatura e os termos do contrato ou contratos em causa, incluindo o seu grau de adaptabilidade às mutações do mercado;*
- f) Os esforços desenvolvidos para encontrar uma solução para o problema;*
- g) A possibilidade de, ao aceitar os seus compromissos de compra obrigatória, a empresa haver razoavelmente previsto, tendo em conta o disposto na presente Diretiva, que se viria a defrontar com sérias dificuldades;*
- h) O nível de ligação da rede com outras redes e o grau de interoperabilidade destes sistemas; e*
- i) Os efeitos que a concessão de uma derrogação possa ter na aplicação correta da presente Diretiva no que diz respeito ao bom funcionamento do mercado interno do gás natural.*

Uma decisão sobre um pedido de derrogação relativo a contratos “take or pay” celebrados antes da entrada em vigor da presente Diretiva não pode conduzir a uma situação em não seja possível encontrar soluções alternativas economicamente viáveis. Em todo caso, não se considerará que existem sérias dificuldades quando as vendas de gás natural não forem inferiores ao nível da quantidade mínima de compra garantida que figure num contrato “take or pay” de gás, ou na medida em que o referido contrato possa ser adaptado, ou a empresa de gás natural seja capaz de encontrar soluções alternativas.”

O acesso aos dutos é previsto também nas redes a montante na cadeia do gás. De acordo com o artigo 23:

“Os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para assegurar que as empresas de gás natural e os clientes admissíveis³⁸, onde quer que se encontrem, possam acessar as redes de gasodutos à montante, incluindo as instalações que prestam serviços técnicos relacionados com tal acesso, e excetuando as partes dessas redes e instalações utilizadas para operações de produção local, situadas nos campos onde o gás é produzido.”

³⁸ A definição de clientes admissíveis será dada, a seguir, no texto do presente tópico.

Cada Estado determinará as condições em que tal acesso será permitido, sempre respeitando os princípios da competitividade, transparência e respeito ao meio ambiente.

No que diz respeito à separação e à transparência das contas, a Diretiva estabelece que:

“Art. 12: Os Estados-Membros (...) terão o direito de ter acesso à contabilidade das empresas de gás natural cuja consulta seja necessária para o exercício das suas funções, nos termos definidos no artigo 13. Os Estados-Membros (...) preservarão a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis. Os Estados-Membros podem introduzir exceções ao princípio da confidencialidade quando tal se revelar necessário a que as autoridades competentes desempenhem as suas funções.”

“Art. 13:

1. Os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para garantir que a contabilidade das empresas de gás natural seja efetuada de acordo com o disposto nos n^{os} 2 a 5 do presente artigo.

2. Independentemente do seu regime de propriedade e da sua forma jurídica, as empresas de gás natural elaborarão, apresentarão para auditoria e publicarão as suas contas anuais, nos termos das normas nacionais relativas às contas anuais das sociedades de responsabilidade limitada (...).

3. Na sua contabilidade interna, as empresas integradas de gás natural manterão contas separadas das suas atividades de transporte, distribuição e armazenamento de gás natural e, se for esse o caso, contas consolidadas das atividades não ligadas ao setor de gás, tal como lhes seria exigido, se as atividades em questão fossem exercidas por empresas distintas, a fim de evitar discriminações, subsídios cruzados e distorções de concorrência. Essa contabilidade interna incluirá um balanço e uma conta de ganhos e perdas de cada atividade.

4. Na sua contabilidade interna, as empresas especificarão as regras de imputação dos elementos do ativo e do passivo, dos encargos e rendimentos, bem como da depreciação, sem prejuízo das normas de contabilidade aplicáveis nacionalmente.

5. As contas anuais referirão em notas quaisquer transações de certa importância efetuadas com empresas coligadas.”

Assim sendo, ao garantir o acesso dos Estados-Membros às contas das empresas, a Diretiva aumenta a transparência das transações, evitando práticas discriminatórias e anti-competitivas.

A Diretiva prevê ainda a abertura dos mercados nacionais a agentes estrangeiros para a compra e a venda de gás, assim como para a utilização das redes de transporte. Mais uma vez, vale destacar a gradualidade e a flexibilidade das mudanças previstas. Segundo o artigo 18, “os Estados-Membros especificarão quais os clientes admissíveis, isto é, os que,

no seu território, possuam capacidade jurídica para celebrar contratos de fornecimento de gás natural ou para adquirir gás natural”.

A princípio, deverão ser considerados “clientes admissíveis” os produtores de energia elétrica a partir do gás natural e os clientes finais que consumam mais de 2 milhões de m³/mês. Os Estados-Membros garantirão que tal definição de clientes admissíveis resultará numa abertura de mercado de, pelo menos, 20% do consumo total anual de gás do mercado nacional do setor. Após cinco anos da entrada em vigor da Diretiva, a abertura do mercado deve aumentar para 28% do consumo anual de gás, e para 33% após dez anos.

No que se refere aos mercados emergentes, ou seja, aqueles “em que o primeiro fornecimento comercial do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural de longa duração tenha sido efetuado há menos de dez anos”, a progressiva abertura de mercado prevista para os demais Estados poderá ser derogada até que o mercado em questão deixe de ser considerado emergente.

Além disso, se um Estado-Membro julgar que a aplicação da Diretiva provocará graves problemas numa zona geográfica limitada, em particular no que toca a criação de nova infra-estrutura de transporte, o Estado-Membro em causa, com vistas a encorajar investimentos, poderá solicitar à Comissão Europeia uma derrogação temporária da abertura de seu mercado. A fim de conceder ou não tal derrogação, a Comissão deverá considerar:

- i) A necessidade de investimentos em infra-estrutura, que não aconteceriam em ambiente de mercado competitivo;
- ii) O nível e as perspectivas de rendimento dos investimentos necessários;
- iii) A dimensão e a maturidade da rede de gás regional em causa;
- iv) As perspectivas do mercado do gás em questão;
- v) As dimensões e características geográficas da zona ou região em causa; e
- vi) Os fatores sócio-econômicos e geográficos.

A derrogação só poderá ser concedida, se não existir qualquer infra-estrutura na região ou se a infra-estrutura existir a menos de dez anos. A derrogação temporária não deverá exceder dez anos, a contar da data do primeiro abastecimento comercial da região.

Apesar de destacar a importância da abertura dos mercados nacionais e do acesso às redes de transporte à terceiros para a integração e o desenvolvimento energético na

Europa, a Diretiva leva em consideração a real situação em que se encontram os mercados e os tipos de contratos vigentes no momento, e permite, destarte, que esta reestruturação do setor de gás se dê progressivamente. Com isso, a Comissão da União Européia visa respeitar os diferentes níveis de desenvolvimento e abertura do setor de gás em cada país, de maneira a garantir a segurança do abastecimento, o respeito ao meio ambiente e as obrigações características dos serviços públicos presentes na indústria do gás natural.

Finalmente, comparando-se a Diretiva Européia com a proposta para o regulamento de transparência e livre acesso aos sistemas de transporte de gás no MERCOSUL, percebe-se que a Diretiva Européia prevê maior flexibilidade e autonomia de decisão para cada Estado-Membro. A reestruturação, na Europa, se dará gradualmente, de maneira a respeitar as diferenças no nível de desenvolvimento dos mercados de gás em cada região. No caso do regulamento do MERCOSUL, como se verá a seguir, o grau de autonomia de cada Estado-Membro é menor, assim como a progressividade de implementação das medidas.

Por um lado, esta maior rigidez da reestruturação proposta para o MERCOSUL pode ser positiva na medida em que acelerará o processo de integração entre os países; mas, por outro, um certo grau de flexibilidade e de autonomia de cada Estado pode ser necessário para o desenvolvimento de mercados ainda incipientes. Dada a relevância desse aspecto para a discussão acerca da regulação na indústria de gás no Brasil, tais questões são aprofundadas na seção seguinte deste capítulo.

V.4 REGULAMENTO DE TRANSPARÊNCIA E LIVRE ACESSO AOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO MERCOSUL

Esta seção visa apresentar comentários sobre a proposta do documento “Regulamento de transparência e livre acesso aos sistemas de transmissão elétrica e transporte de gás natural no MERCOSUL” à luz do “Memorando de entendimento relativo aos intercâmbios gasíferos e integração gasífera entre os Estados Membros do MERCOSUL” (em aprovação pelo Grupo Mercado Comum).

Abaixo seguem os principais pontos abordados pelo Memorando citado acima.

“Com os objetivos de:

- i) diversificar as possibilidades de abastecimento;
- ii) desenvolver um mercado competitivo de fornecimento de gás de curto e de longo prazo; e
- iii) oferecer aos agentes tratamento não discriminatório e possibilidades de acesso ao mercado da região.

os Estados Membros do MERCOSUL acordam os seguintes princípios de simetria mínima:

- 1) Assegurar que os preços e **tarifas incluam todos os custos**, particularmente os **ambientais e sociais**, de forma que tendam a maximizar um desenvolvimento sustentável;
- 2) Proteger o direito dos usuários de gás natural **contra práticas de monopólio**, contra o abuso de posição dominante e contra a baixa qualidade do serviço;
- 3) Assegurar a **competitividade** na produção de gás natural (sem subsídios e sem discriminação entre os agentes dos diferentes Estados Membros);
- 4) Permitir a **livre contratação** entre distribuidores e grandes consumidores de gás natural em qualquer Estado Membro;
- 5) Permitir a **realização de contratos** de compra e venda entre os Estados Membros de acordo com a legislação de cada um;
- 6) Assegurar que as regulamentações de seus mercados gasíferos permitam a **garantia de abastecimento** requerida pelos compradores dos vendedores de outro Estado Membro, mesmo que tais requerimentos sejam diferentes no país de origem do abastecimento;
- 7) Promover o **desenvolvimento de uma infra-estrutura de comunicação** que permita o intercâmbio de dados e informações sobre os mercados, necessária para a coordenação física das interconexões;
- 8) Respeitar o **livre acesso** não discriminatório à capacidade disponível das instalações de transporte e distribuição;

- 9) Respeitar os critérios de **segurança e qualidade** de cada Estado Membro;
- 10) Garantir o **acesso às informações** dos sistemas gasíferos, dos mercados e suas transações; e
- 11) Promover a **elaboração de estudos** com vistas à operação conjunta dos mercados dos Estados Membros.”

Abaixo seguem alguns comentários gerais sobre a proposta do documento “Regulamento de transparência e livre acesso aos sistemas de transmissão elétrica e transporte de gás natural no MERCOSUL”.³⁹

Primeiro, como o mercado de gás natural se encontra em diferentes graus de desenvolvimento em cada Estado-Membro do MERCOSUL e, da mesma forma, a estrutura do mercado e o arcabouço regulatório apresentam ainda diferenças significativas de um país para o outro, seria interessante ressaltar no Regulamento, na forma de um “considerando” por exemplo, que as regras estabelecidas por este Regulamento são colocadas apenas como “princípios gerais”, diretrizes a serem seguidas (e não como leis), de maneira a dar maior flexibilidade e autonomia aos países. Isto, aliás, como mostrou a seção anterior deste livro, foi realizado pela Comissão Européia para os seus países membros.

Segundo, como o Brasil passa por um período de transição, será necessário um determinado prazo para que a nova estrutura de mercado aberto se consolide no país. De fato, as mudanças não se darão de imediato, mas gradualmente, e a proposta de regulamento cita diversas situações que requerem adaptações na regulamentação brasileira ou mesmo formulação de regulamentos ainda inexistentes.

Finalmente, faz-se necessário homogeneizar certas especificações, como a qualidade do gás, a fim de permitir importações e exportações de diferentes regiões que produzem gases de diferentes composições, levando sempre em conta as necessidades técnicas dos equipamentos já instalados e a qualidade do meio ambiente.

Além desses comentários gerais, alguns artigos merecem comentários mais específicos. Esta tarefa é realizada, a seguir, nesta seção do capítulo.

³⁹ Vale ressaltar que, apesar de o “Regulamento de transparência e livre acesso aos sistemas de transmissão elétrica e transporte de gás natural no MERCOSUL” dispor sobre o transporte de gás e a transmissão elétrica, esta seção refere-se somente ao caso do gás natural, objeto do presente livro.

“Art. 1º Os Estados-Membros garantirão o acesso livre e não discriminatório à capacidade disponível dos serviços de transporte de gás e transmissão de energia elétrica a terceiros interessados, inclusive àquelas demandas que se produzam como resultado de operações de comércio internacional, assegurando que as condições técnicas e econômicas que se exigam para tal acesso não caracterizem discriminação entre as operações locais e internacionais.

Em todos os casos em que exista capacidade disponível ou remanescente, entendendo esta como mínimo igual a diferença entre a capacidade de transporte ou transmissão e a capacidade contratada por contratos de transporte firme, esta deverá ser posta a disposição dos interessados segundo os mecanismos estabelecidos para tal efeito, nas respectivas regulações.”

Em relação a este ponto da proposta sobre “Regulamento de transparência e livre acesso aos sistemas de transmissão elétrica e transporte de gás natural no MERCOSUL”, a Portaria ANP 169/98 regulamenta o disposto no artigo 58 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular, das instalações de transporte existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural. De acordo com esta portaria, o transportador deverá permitir o acesso não discriminatório de terceiros à capacidade disponível em suas instalações de transporte.

Assim sendo, já está previsto pela legislação brasileira vigente o acesso não discriminatório às redes de transporte de gás por terceiros, tanto nacionais quanto internacionais.

No entanto, no que se refere às condições técnicas e econômicas exigidas para o acesso, não existe ainda qualquer tipo de regulamentação específica a este respeito no Brasil, embora a Portaria ANP 41/98 estabeleça que todo o gás natural a ser comercializado no país, de origem interna ou externa, deva respeitar determinadas normas de especificação. As especificações estabelecidas pela Portaria em questão, valem tanto para o gás nacional quanto para o gás importado de forma que são não discriminatórias. O estabelecimento de tais especificações visa assegurar a qualidade do gás natural a ser utilizado no país e, também, viabilizar o uso de combustíveis alternativos menos poluentes nos grandes centros urbanos. Esforços de homogeneização das normas de qualidade já foram iniciados entre os países do MERCOSUL.

“Art. 3º Os Estados-Membros, garantirão o desenvolvimento e a publicação das regras técnicas sobre normas mínimas de projeto e requerimentos operacionais para a conexão com sistemas de transporte de gás de:

- e) instalações de produção e processamento de gás natural;*
- f) sistemas de distribuição;*
- g) equipamentos de consumidores conectados diretamente;*
- h) interconexões com outros sistemas de transporte de gás natural.*

Art. 4º A interconexão ao serviço de transmissão elétrica ou de transporte de gás deverá poder realizar-se em qualquer ponto tecnicamente factível do sistema.

Art. 5º Os acordos de interconexão se efetuarão:

a) Em termos e condições (incluídas as normas técnicas específicas) e com preços não discriminatórios, e serão de qualidade não menos favorável que a disponível para serviços similares oferecidos a carregadores do sistema de transporte de gás, ou usuários do sistema de transmissão elétrica não vinculados, ou para suas filiadas e outras sociedades coligadas;

b) De forma oportuna, e com preços baseados em custos que sejam transparentes e razoáveis, e estejam suficientemente desagregados para que o carregador não deva por componentes ou instalações da rede que não necessite para o fornecimento do serviço;

c) As condições técnicas e econômicas que se pactuem não poderão caracterizar discriminação entre os agentes locais e os energéticos de importação ou exportação.”

Nenhum dos pontos acima é especificamente regulamentados no Brasil; não existem normas técnicas definidas para a interconexão com os sistemas de transporte. Quanto ao ponto *h* do *Art. 3º*, a Portaria ANP 170/98 estabelece que a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de gás natural, inclusive liquëfeito, dependem de prévia e expressa autorização da ANP. Assim, a regulamentação existente estabelece normas referentes a todas as instalações de transporte e transferência; mas não contém normas específicas para interconexões com outros sistemas de transporte de gás natural.

“Art. 6º O operador do sistema de transporte de gás ou transmissão elétrica deverá desempenhar sua função de maneira objetiva, transparente e não discriminatória. A fim de assegurar a transparência e a não discriminação, quando a operação de um sistema de transporte ou transmissão esteja a cargo de entes ou empresas verticalmente integradas com outras etapas da indústria, estes entes ou empresas deverão realizar suas atividades de transportador de forma independente do resto de suas atividades.

Art. 7º A independência das atividades mencionadas no artigo precedente implica, no mínimo, na separação contábil das mesmas. Os relatórios contábeis de uma empresa que opere sistemas de transporte sujeitos ao livre acesso e outras atividades, deverá discriminar em seus relatórios contábeis os benefícios e perdas originadas da atividade de transporte.

Art. 8º No caso mencionado no artigo precedente, se deverá especificar em notas anexas à contabilidade anual, as metodologias de classificação utilizadas para ativos, obrigações, gastos e receitas. Estas regras só poderão ser alteradas em casos excepcionais, e quando isto ocorrer deverá ser mencionado as notas de balanço e devidamente justificado.”

No Brasil, a separação da atividade de transporte é regulamentada pela Lei 9.478/97 que, em seu artigo 65, estabelece que a Petrobras deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações. Ademais, o artigo 6º da Portaria ANP 170/98 estabelece que a autorização de construção e operação de gasodutos só será concedida a pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte.

“Art. 9º Os Estados-Membros, ou qualquer autoridade competente por eles designada terão o direito de acesso à informação contábil de empresas que operem serviços de transmissão ou transporte.”

Tal poder de intervenção não está ainda claramente definido no Brasil; a princípio, não existe qualquer regulamento que possibilite a ANP o acesso à contabilidade das empresas de transporte. Esta determinação é, no entanto, de extrema importância para identificar e evitar a ocorrência de práticas discriminatórias e subsídios cruzados entre a atividade de transporte e outras etapas da cadeia industrial do gás natural de uma empresa e suas coligadas ou filiais. O estabelecimento de normas quanto ao formato padrão da contabilidade das empresas e o envio de relatórios ao órgão regulador deveriam ser classificados como de alta prioridade.

Ademais, é também relevante lembrar que a confidencialidade entre os países membros do MERCOSUL pode ter, em certos casos, implicações de cunho político e econômico de forma que dever-se-ia garantir algum grau de flexibilidade no direito de acesso de qualquer Estado-Membro à contabilidade das empresas atuantes no país. Em princípio, cada Estado-Membro é quem deveria decidir tornar disponível ou não as informações contábeis das empresas situadas em seu território.

“Art. 10 O operador de um sistema de transporte de gás, deverá publicar, ao menos uma vez no ano, a capacidade de transporte disponível para serviços de transporte firme de gás.”

Art. 11 Todo procedimento para a utilização de recursos escassos, como a capacidade de transporte de gás ou transmissão de eletricidade, se dará de maneira objetiva, transparente e não discriminatória. Será colocado à disposição do público o estado atual da capacidade contratada, mas não será necessário identificar detalhadamente as capacidades contratadas pelos distintos carregadores do sistema de transporte de gás, ou usuários do sistema de transmissão elétrica.

Art. 12 Quando o operador de um sistema de transporte de gás, não puder oferecer o serviço requerido por um carregador solicitante, deverá informar ao mesmo as razões para tal situação, as quais deverão ser justas e não discriminatórias. O carregador do sistema de transporte de gás que solicite o serviço deverá contar com um mecanismo de apelação.”

Todas as questões abordadas pelos artigos 10, 11 e 12 já estão regulamentadas pela Portaria ANP 169/98. O artigo 4º da Portaria estabelece que o Transportador divulgará sua capacidade disponível ao menos uma vez ao ano (por 30 dias no 2º trimestre de cada ano). Já o mecanismo de apelação está definido no artigo 14 da mesma Portaria, que estabelece que a ANP deliberará sobre quaisquer controvérsias.

“Art. 13 No caso do acesso a tarifas negociadas ao sistema de transporte de gás, e com o objetivo de promover a transparência e facilitar as negociações pelo acesso ao sistema, os operadores dos sistemas de transporte de gás deverão publicar uma faixa indicativa de preços para o uso do sistema de transporte. Os preços indicativos devem procurar basear-se nos preços médios correspondentes aos 12 meses anteriores.”

Não há ainda, no Brasil, qualquer regulamento que estabeleça a obrigação da publicação de tarifas de transporte. As tarifas são negociadas livremente entre transportadores e carregadores e incluídas nos contratos de transporte devendo seguir critérios estabelecidos na Portaria ANP 169/98 (artigo 10). Considerando ser de extrema importância para a transparência e a não discriminação no mercado de gás, a Agência Nacional do Petróleo vem estudando a implementação de normas regulamentando a publicação das tarifas de transporte no país.

“Art. 14 Quando um sistema de transmissão elétrico ou transporte de gás atravessar o território de um ou mais dos Estados-Membros, os preços ou tarifas e demais encargos que se aplique no território de um Estado-Membro aos serviços de transporte ou transmissão compreendidos no presente regulamento, em nenhum caso, poderão refletir custos e/ou gastos econômicos e/ou financeiros e/ou benefícios de nenhuma natureza referentes ao sistema de transporte localizado no território de outro Estado-Membro.”

Mais uma vez, este artigo está de acordo com os princípios estabelecidos pela Lei 9.478/97.

“Art. 15 Os Estados-Membros manterão mecanismos apropriados e eficientes para a regulação, controle e transparência de maneira a prevenir qualquer abuso de posição dominante, em particular, em prejuízo dos consumidores e dos serviços. Os entes reguladores serão independentes de todo provedor de serviços de transmissão ou transporte, e não responderão a eles. As decisões dos entes reguladores e os procedimentos serão imparciais com respeito a todos os participantes do mercado.”

Este artigo está de acordo com a legislação brasileira vigente. A Lei 9.478/97 instituiu a Agência Nacional do Petróleo, entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo e do gás natural, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

V.5 TARIFAS DE TRANSPORTE FIRME: NÍVEL E ESTRUTURA

Para se adequarem ao “Gas Directive” que determina a obrigatoriedade do livre acesso de terceiros à rede de gasodutos, em toda a Europa, até agosto de 2000, diversos países europeus que, até então, não proviam acesso a seus gasodutos, começaram um processo de abertura e de implantação do livre acesso a seus sistemas. Para isso foram necessárias a formulação de critérios e a definição de metodologias para a formação das tarifas de acesso. Tais formulações foram baseadas numa série de estudos, muitas vezes realizados por consultorias contratadas em conjunto com as empresas estatais e/ou com os órgãos reguladores do setor de gás.

Esta seção tem o objetivo de oferecer uma base de comparação para as “tarifas de transporte” aplicadas no Brasil e em outros países no mundo, especificamente, países da União Européia e alguns estados norte-americanos. A fim de tornar a comparação mais compreensível, as tarifas foram colocadas nas mesmas unidades tendo como base as unidades adotadas no Brasil.

METODOLOGIAS TARIFÁRIAS

Existem, basicamente, três maneiras distintas de se calcular a tarifa de transporte de gás natural:

- i) a tarifa por distância ou “ponto a ponto”;
- ii) a tarifa postal; e
- iii) a tarifa por “entrada-saída”.

Cada uma delas possui variantes podendo ser combinadas entre si (por exemplo, uma tarifa zonal, entrada-saída postal ou entrada-saída zonal. Um resumo das vantagens e desvantagens das três metodologias principais, bem com de algumas de suas variações, é apresentado a seguir.

TARIFAS RELACIONADAS COM A DISTÂNCIA

A tarifa relacionada com a distância, algumas vezes chamada “ponto-a-ponto” é aquela cujo principal fator determinante é a distância percorrida pelo gás. Apesar de não eliminar a possibilidade de incorporação de outras variáveis, como pressão e fator de carga, a variável distância é a mais importante delas.

Tarifas “ponto-a-ponto” são geralmente adotadas para transporte de grandes distâncias onde o deslocamento físico do gás é linear. Os Estados Unidos e a Austrália são exemplos onde a tarifa relacionada com a distância é amplamente utilizada.

TABELA 9: VANTAGENS E DESVANTAGENS DA TARIFA POR DISTÂNCIA

VANTAGENS	DESVANTAGENS
<ul style="list-style-type: none">• As tarifas refletem os custos, fornecendo sinais economicamente eficientes ao mercado;• Promove a eficiência econômica;• Simples e transparente onde a malha de gasodutos tem configuração linear.	<ul style="list-style-type: none">• Nível tarifário pode divergir muito de consumidor para consumidor;• Potencialmente instável pois expansões significativas da rede resultam em alterações nos fluxos do gás e, conseqüentemente, nas distâncias a serem pagas pelo consumidor;• Mercado do serviço de transporte interfere no mercado do produto afetando a competição entre produtores;• Limita o desenvolvimento do mercado em áreas longínquas.

Fonte: Elaboração Própria.

TARIFA POSTAL

A tarifa postal é aquela na qual o transporte de cada unidade de volume de gás (1 m³) possui a mesma tarifa, independentemente da distância percorrida por ele. Este sistema envolve subsídios cruzados, segundo os quais volumes que percorrem pequenas distâncias subsidiam volumes que percorrem distâncias maiores.

TABELA 10: VANTAGENS E DESVANTAGENS DA TARIFA POSTAL

VANTAGENS	DESVANTAGENS
<ul style="list-style-type: none">• Simplicidade, fácil compreensão e aplicação;• Transparência no que se refere à aplicação e à fórmula de cálculo;• Estabilidade e previsibilidade para todos os consumidores – custos de expansão da rede são divididos pelo volume total;• Promove a expansão da rede.	<ul style="list-style-type: none">• Tarifas não refletem os custos;• Não fornece sinais econômicos, através das tarifas, capazes de identificar por exemplo, gargalos no sistema.

Fonte: Elaboração Própria.

TARIFA DE ENTRADA-SAÍDA

A tarifa pode ser separada em taxas de entrada e saída do sistema. Esta é a metodologia utilizada na Inglaterra, em alguns estados norte americanos e, recentemente, vem sendo implementada na Holanda.

TABELA 11: VANTAGENS E DESVANTAGENS DA TARIFA DE ENTRADA E SAÍDA

VANTAGENS	DESVANTAGENS
<ul style="list-style-type: none">• Fornece sinais econômicos ao transportador e carregadores sobre os investimentos necessários em pontos de entrada e saída (<i>city gates</i>) do sistema;• Reflete os gargalos do sistema;• A adição de novos pontos de entrada e saída contribuem para a expansão da rede e do mercado.	<ul style="list-style-type: none">• Provoca instabilidade em sistemas em expansão quando da implementação de novos pontos de entrada e saída;• Pouco transparente.

Fonte: Elaboração Própria.

VARIAÇÕES E COMBINAÇÕES DE METODOLOGIAS TARIFÁRIAS (O MODELO ZONAL)

Como já mencionado anteriormente, existem variações e combinações destas três metodologias básicas. Na verdade, tais variações são mais utilizadas do que as metodologias “puras”, pois combinam as vantagens de diferentes modelos e, assim, minimizam alguns de seus pontos negativos. Uma das combinações mais frequentes ocorre entre a tarifa postal e a tarifa “ponto-a-ponto”, dando origem à chamada “tarifa zonal” mediante a qual os consumidores são divididos em diferentes zonas geográficas. Abaixo segue uma explicação do modelo zonal.

Existem diversas variações para o modelo zonal. Em geral, em uma estrutura zonal, os consumidores são agrupados em diferentes zonas geográficas dentro das quais todos pagariam as mesmas tarifas. Usualmente, o cálculo da tarifa é baseado nos custos da infraestrutura situada dentro de cada zona e numa proporção dos custos de entrega do gás para as áreas vizinhas. As zonas podem ser definidas de acordo com diversos fatores, por exemplo, distância do ponto de entrada do gás (blocos de 100 km, por exemplo), densidade da demanda na área e outros critérios econômicos e políticos.

TABELA 12: VANTAGENS E DESVANTAGENS DA TARIFA POR DISTÂNCIA

VANTAGENS	DESVANTAGENS
<ul style="list-style-type: none">• Fornece sinais econômicos mais eficientes ao mercado quando comparada com a tarifa postal e ameniza o diferencial de tarifas entre consumidores existente no modelo de tarifas “ponto-a-ponto”;• Pode ser modelada de forma a refletir sinais econômicos similares à tarifa relacionada com a distância;• Pode ser simples e de fácil implementação (dependendo do número de zonas);• A definição das zonas pode se dar de forma a oferecer sinais econômicos aos consumidores e produtores sobre os gargalos e necessidades do sistema, assegurando o desenvolvimento eficiente da rede.	<ul style="list-style-type: none">• A definição das zonas pode ser instável no longo prazo devido a expansões significativas da infraestrutura;• Consumidores idênticos, em diferentes zonas, pagarão tarifas distintas.

Fonte: Elaboração Própria.

O “modelo zonal por distância” pode superar alguns dos problemas associados ao modelo “ponto-a-ponto” puro. Ao agregar consumidores em uma zona geográfica definida,

este modelo permite uma certa homogeneização entre as tarifas, evitando que consumidores de regiões longínquas tenham que arcar com tarifas extremamente altas. Dependendo do critério de definição das zonas, as tarifas podem ser estruturadas de forma que reflitam os custos de entrega do gás para aquela zona.

O regime tarifário zonal é adotado, por exemplo, no México e na Argentina. Na Europa, sua implementação vem sendo estudada por França e Espanha e é utilizado, em conjunto com tarifas de entrada e saída, no Reino Unido.

TARIFAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO MUNDO

HOLANDA (GASUNIE)

A tarifa de transporte na Holanda é composta por duas parcelas: uma fixa e uma variável com a distância. A parcela fixa, por sua vez, é subdividida entre uma tarifa de conexão e uma tarifa de entrada. Os valores são os que se seguem:

Fixa: Conexão: US\$ 0,000357/m³

Entrada: US\$ 0,000714/m³

Distância: US\$ 0,0285/m³/1000km/ano

ESPAÑA (GAS NATURAL)

A tarifa de transporte na Espanha é composta por duas parcelas: uma fixa e uma variável com a distância. A parcela fixa, por sua vez, é subdividida entre uma taxa fixa e uma tarifa de capacidade. Os valores são os que se seguem:

Fixa: Taxa: US\$ 0,0102/m³

Capacidade: US\$ 0,364/m³/dia

Movimentação: US\$ 0,0125/m³/1000 km

É importante ressaltar que a tarifa de movimentação tem um teto de 500km. Outro fator importante é o de que um decreto real determina tarifas significativamente mais baixas para térmicas.

ITÁLIA (SNAM)

A tarifa de transporte na Itália é composta por duas parcelas: uma fixa e uma variável com a distância. Os valores são os que se seguem:

Fixa: US\$ 0,00709/m³

Distância: US\$ 0,3482/m³/1000km/ano

Vale destacar que ambas as tarifas, fixa e variável com a distância, variam de acordo com o diâmetro do duto. Foram selecionadas as tarifas referentes a dutos de 12 a 18 polegadas para melhor comparação com o Brasil, já que todos os dutos de transporte nacional possuem diâmetros iguais ou menores a 18 polegadas, a não ser pelo trecho Esvol-RJ/São Paulo, de 22 polegadas.

ALEMANHA

A tarifa de transporte na Alemanha é composta por uma única parcela variável com a distância. O valor da tarifa é o que se segue:

Distância: US\$ 0,064/m³/1000km/ano

Vale destacar que esta tarifa se refere ao transporte de grandes volumes a alto fator de carga e, além disso, que 25% da tarifa é indexado ao índice de inflação enquanto os outros 75% são fixos.

BÉLGICA

A tarifa de transporte na Bélgica é composta por duas parcelas: uma fixa e uma variável com a distância. A parcela fixa é subdividida em uma tarifa de capacidade e uma taxa fixa paga anualmente por ponto de entrega. Os valores são os que se seguem:

Fixa: Ponto de entrega: US\$ 6.489/ponto de entrega/ano

Capacidade: US\$ 0,00075/m³

Distância: US\$ 0,026/m³/1000km/ano

Vale destacar que esta tarifa refere-se a contratos de 5 anos ou mais (para contratos de menor duração, o valor da tarifa é aumentado em 2% por cada ano a menos) para o transporte de grandes volumes em dutos de grandes diâmetros (os gasodutos de transporte na Bélgica têm diâmetros que variam de 35 a 47 polegadas). Além disso, 25% da tarifa é indexado ao índice de inflação belga enquanto os outros 75% são fixos.

BRASIL (NACIONAL)

A tarifa varia de acordo com a distância mas é postal dentro dos estados:

Distância: US\$ 0,0611/m³/1000km/ano

BRASIL (GASBOL)

A tarifa de transporte no gasoduto Bolívia-Brasil é postal, não varia com a distância e é subdividida entre tarifa de capacidade e de movimentação:

Fixa: Capacidade: US\$ 0,041/m³/dia

Movimentação: US\$ 0,00007/m³

TABELA 13: TARIFAS DE TRANSPORTE PARA GASODUTOS DE ALTA PRESSÃO¹

TARIFAS	FIXA (US\$/m ³)	VARIÁVEL COM A DISTÂNCIA (US\$/m ³ /1000 km)
Brasil (Nacional)	-	0,061
Brasil (Gasbol)	0,041	-
Holanda ²	0,001	0,029
Espanha ³	0,374	0,013
Itália ⁴	0,007	0,348
Alemanha ⁵	-	0,064
Bélgica ⁶	0,001	0,026

1 – Poder calorífico de 9.400 Kcal/m³ para todos.

2 – Cap de 200 Km.

3 – Cap de 500 Km.

4 – Um decreto real determina tarifas significativamente mais baixas para as térmicas.

5 – Para dutos de 12 a 18 polegadas ambas as tarifas (fixa e variável com a distância) variam de acordo com o diâmetro do duto.

6 – Para grandes volumes e alto fator de carga, 75% fixo e 25% indexado ao índice de inflação.

Contratos de 5 anos ou mais para o transporte de grandes volumes em dutos de grandes diâmetros (Para contratos de menor duração, o valor da tarifa é aumentado em 2% por cada ano a menos).

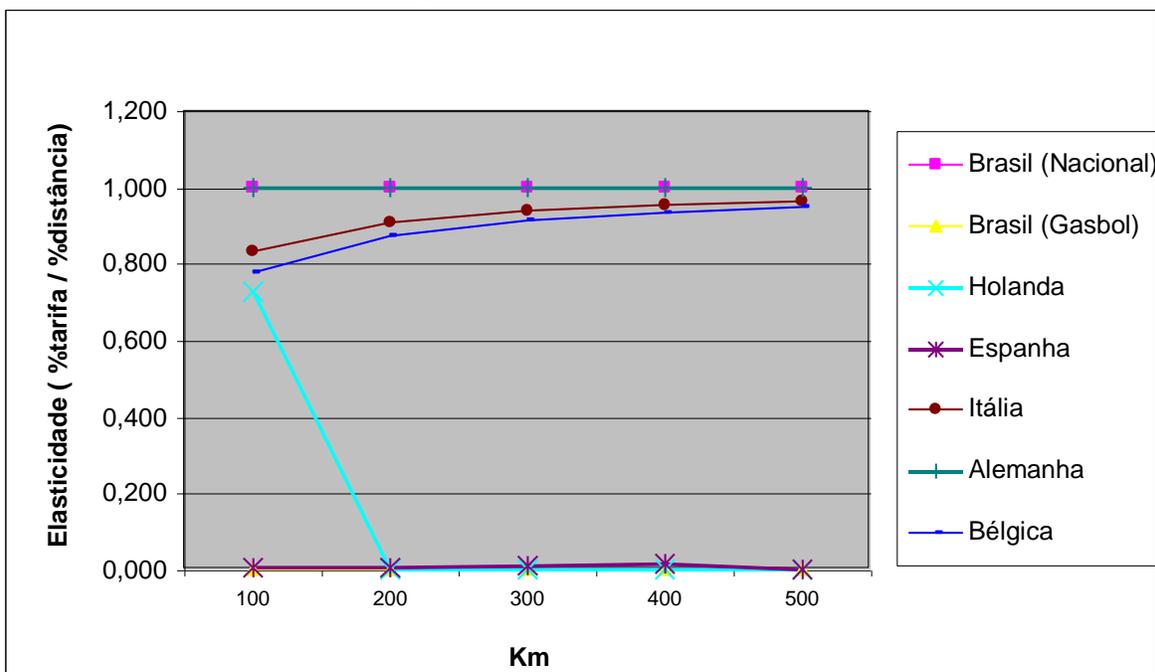
Fonte: PHB Hagler Bailly (1999).

Assim, comparando-se as tarifas de transporte adotadas no mundo, nota-se que a evolução do custo do serviço de transporte varia com a distância. A tarifa unitária real varia à medida que a distância cresce e esta variação difere de um país para o outro. Em outras palavras, a elasticidade da tarifa com relação à distância varia em cada caso.

O gráfico 28 apresenta uma comparação entre tais elasticidades para cada país. Como já era esperado, enquanto o Gasbol apresenta uma elasticidade igual a zero, as tarifas transporte de referência para o gás nacional possuem elasticidade igual a um. Isto se dá pelo fato de que as tarifas de transporte aplicadas ao Gasbol são tarifas postais, ou seja, não variam com a distância. Já no caso das tarifas de referência, estas variam proporcionalmente com a distância, de modo que variações na distância percorrida pelo gás geram impacto proporcional (de um para um) sobre a tarifa paga.

Entre estas duas extremidades, existem casos intermediários nos quais a tarifa varia positivamente com a distância, com uma elasticidade entre zero e um.

GRÁFICO 28: COMPARAÇÃO ENTRE AS ELASTICIDADES DISTÂNCIA-TARIFA



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de PHB Hagler Bailly (1999).

Por sua vez, na comparação entre as estruturas tarifárias de diversos países no mundo, é possível concluir que:

- i) Cada país leva diferentes fatores em consideração na formulação de suas tarifas como volume contratado, distância, diâmetro do gasoduto, duração do contrato, pressão, fator de carga, tipo de serviço, uso final e local de entrega e retirada do gás;
- ii) Salvo raras exceções, a relação entre tarifa de capacidade e tarifa de movimentação é praticamente igual a 100%:0%, ou seja, na maioria dos países a tarifa de movimentação é inexistente ou muito pequena quando comparada com a tarifa de capacidade (não passando de 2% em todos os casos, à exceção da Irlanda e da Espanha onde as tarifas de movimentação são 10% e 3,5% respectivamente);
- iii) Grande parte dos países subdivide suas tarifas em uma parte fixa (que varia somente com a capacidade contratada) e outra variável em relação à distância, mas a proporção da variação com a distância (elasticidade) varia de caso para caso;

- iv) De maneira geral, países com uma malha de transporte desenvolvida (como os Estados Unidos) tendem a adotar a tarifa ponto a ponto enquanto países que possuem uma malha ainda incipiente (como a Irlanda) tendem a utilizar a tarifa postal. Entre estes dois extremos (tarifa ponto a ponto e postal) existe uma série de variações onde o fator distância tem maior ou menor importância: quanto mais desenvolvida a infra-estrutura de transporte maior o peso da distância no cálculo tarifário;
- v) Em muitos países uma parcela da tarifa (geralmente 25%) é indexada ao índice de inflação nacional; e
- vi) Em relação aos Estados Unidos, as tarifas de referência de transporte para o gás nacional no Brasil estão relativamente altas mas, por outro lado, estão compatíveis com o padrão europeu. Não obstante, a importância do fator distância no cálculo da tarifa de transporte no Brasil é relativamente alta, em comparação com o que ocorre na maioria dos países analisados, apesar de o Brasil ainda necessitar de grandes expansões na malha de transporte.

VI. ASPECTOS REGULATÓRIOS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Como parte de um programa maior de reforma do Estado brasileiro, o setor de petróleo e gás natural vem passando por mudanças em sua estrutura institucional.

No contexto precedente, a presença do Estado nos setores de infra-estrutura ocorria fortemente apoiada na ação empresarial e, ainda, na ação de fomento e de avalista de investimentos. Em função de tal modelo, prevaleceu até recentemente uma determinada hierarquia no uso dos instrumentos de regulação econômica (*latu sensu*): muito da regulação setorial ocorria internamente nas empresas estatais e o papel da concorrência, como instrumento de regulação econômica, era relativamente pequeno.

Neste momento ocorre, porém, uma alteração de prioridades. Os recursos financeiros do Estado, há muito escassos, vinham sendo prioritariamente dirigidos para investimentos em infra-estrutura, um papel que poderia ser, em tese, majoritariamente desempenhado pelo setor privado. Por outro lado, as chamadas áreas sociais, como educação e saúde, estiveram relegadas a um segundo plano. No contexto das mudanças em curso se desenham novas formas de atuação para os diferentes agentes, com participação da iniciativa privada em condições de igualdade com empresas estatais, a despeito da complexidade engendrada por tal compartilhamento de mercado. Entre as diversas modificações, ressalta-se o desenvolvimento das agências reguladoras, entre as quais a Agência Nacional do Petróleo, que se tornou responsável pela regulação das atividades da indústria do petróleo, seus derivados e gás natural. As agências reguladoras representam assim um conceito novo no Brasil.

Após décadas de exercício do monopólio pela Petrobras, a Emenda Constitucional n.º 9/95, regulamentada pela Lei 9.478/97, estabeleceu que o monopólio do petróleo não mais seria exercido pela empresa estatal. Isto não significa, no entanto, que o monopólio da União terminou; as seguintes atividades permaneceram constituindo monopólio da União, podendo ser concedidas ou autorizadas a empresas pela ANP:

- i) pesquisa e lavra das jazidas;
- ii) refino do petróleo nacional ou importado;
- iii) importação e exportação de petróleo e gás natural;

iv) transporte de petróleo e seus derivados e gás natural.

Ocorreram grandes mudanças na estrutura do mercado de petróleo advindas da flexibilização do monopólio da Petrobras. Através do Capítulo VII da Lei 9.478/97, referente ao Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, houve a necessidade por parte da Petrobras de criar uma subsidiária com atribuições específicas ligadas às atividades de transporte. Segundo o Artigo 65 da Lei 9.478/97, já explicitado anteriormente:

“A PETROBRAS deverá construir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.”

Dessa forma, em 12 de junho de 1998, criou-se a Petrobras Transporte S.A. – TRANSPETRO, subsidiária integral da Petrobras, com a missão de atuar nos seguintes segmentos: transporte marítimo e transporte dutoviário, bem como na operação de terminais de petróleo, derivados e gás natural.

Em 26 de janeiro de 1998, dando prosseguimento à política de abertura no segmento de transporte dutoviário nacional, a ANP publicou a Portaria nº169, estabelecendo as condições para o livre acesso aos dutos de transporte e terminais marítimos a terceiros interessados, conforme estabelecido no Artigo 58 da lei de criação da agência.

A permanência de parcela significativa do setor como monopólio do Estado reflete a relevância conferida pelo legislador ao setor por sua capacidade de influenciar a sociedade. Esta permanência também coloca em relevo a importância da regulação do setor.

A busca de identidade do Regulador é matéria complexa, pois este, em sua criação, assume responsabilidades de outros agentes (em particular aquelas previamente exercidas pela empresa estatal) e passa a negociar diferentes interfaces junto a diversas esferas de governo. A lei que criou a ANP (Lei 9.478/97) define como sua finalidade a promoção da regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

Na seção 1 deste capítulo são delineados os princípios regulatórios e as funções conferidas à ANP referentes aos diferentes segmentos da cadeia de produção de gás natural. Em seguida, a seção 2 faz um balanço das participações governamentais no setor, com ênfase no pagamento de *royalties*. Os contratos entre os agentes da cadeia gasífera são o

tema da seção 3, e na seção 4, por fim, são feitas considerações acerca da determinação do preço do gás natural e das tarifas de transporte.

VI.1 ASPECTOS REGULATÓRIOS DA CADEIA DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

A) AS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

A Lei n.º 9.478/97, em seu artigo 21, definiu que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, em território nacional, pertencem à União, cabendo à ANP sua pronta administração. No entanto, esta mesma Lei estabelece (artigo 23) que "*as atividades de exploração, desenvolvimento e produção*" serão exercidas mediante "*Contratos de Concessão*".

Tais Contratos de Concessão deverão prever duas fases distintas: a de Exploração e a de Produção (incluindo as atividades de desenvolvimento), que explicitam, para o concessionário, a obrigação de explorar áreas por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo e gás natural. Levando em conta tal fato, foram concedidas, em 6 de agosto de 1998, 397 áreas para a Petrobras, sendo 235 campos produtores, 49 campos em desenvolvimento e 113 blocos em exploração.

Verifica-se, além disto, no artigo 29 desta mesma Lei, que há a possibilidade de transferência do contrato de concessão, desde que previamente autorizada pela ANP. Com isto, a partir de janeiro de 1999, começaram a ser estabelecidas parcerias entre a Petrobras e outras empresas para desenvolverem as atividades em 30 áreas. Além desses agentes que entraram no mercado via parcerias com a Petrobras nas áreas que esta era a concessionária, deve-se salientar que a ANP, nos anos de 1999 e 2000, promoveu dois leilões em que foram concedidas mais 33 áreas, possibilitando a entrada de mais alguns novos agentes.

Quanto à regulamentação específica de cada etapa da cadeia gasífera, foram publicadas ao longo dos anos de 1998 a 2000 uma série de portarias estabelecendo normas e determinações a serem cumpridas pelos concessionários.

B) COMERCIALIZAÇÃO - GÁS NACIONAL E IMPORTADO

No Brasil, a atividade de comercialização de gás natural de origem nacional não necessita de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente. Apenas a cláusula que trata do preço do produto é regulada, em ato conjunto pelos Ministérios das Minas e Energia e da Fazenda, conforme o Art. 69 da Lei 9.478/97. Segundo a Portaria MME/MF de nº3, de 17 de fevereiro de 2000,

“Os preços máximos de venda (P_m) do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado serão calculados consoante à fórmula: $P_m = P_{GT} + T_{REF}$ ”.

Na fórmula do texto da Portaria, P_m é o Preço Máximo, P_{GT} é o preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte e T_{REF} é a tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural.

Com relação ao gás importado, este só poderá ser comercializado em território brasileiro mediante autorização de importação expedida pela ANP, conforme as instruções contidas na Portaria ANP de nº 43, de 15 de abril de 1998. Segundo o Artigo 1º desta Portaria:

“A importação de gás natural somente será efetuada mediante prévia e expressa autorização da ANP, nos termos da legislação aplicável e desta Portaria.”

A atividade de importação pode ser exercida por qualquer organização que atenda aos requisitos relacionados na Portaria Nº 43. Para obter a Autorização de Importação, o solicitante deverá enviar requerimento à ANP, juntamente com as informações e os documentos solicitados pela Portaria Nº 43. Esses documentos, após análise prévia, serão encaminhados à Procuradoria Geral da agência. Caso atenda os requerimentos, este será encaminhado para a reunião de Diretoria da ANP, que formalizará a autorização e a encaminhará para a publicação no Diário Oficial da União. No pedido de autorização de importação deverão constar informações relacionadas ao volume de gás a ser importado, ao país de origem, ao local de entrega do gás, entre outras.

Estando apto para operar, o importador deverá firmar um Contrato de Suprimento de Gás Natural com o produtor estrangeiro. Posteriormente, o agente importador deverá

enviar à ANP uma cópia autenticada do contrato de compra e venda associado ao pedido de autorização de importação do produto.

Atualmente, há duas vias de importação de gás natural em operação no país. A primeira, com volume mais expressivo é o Gasoduto Bolívia-Brasil (vide capítulo III e Anexo I deste livro). Este gasoduto permite a importação de gás natural da Bolívia para atender aos mercados estaduais localizados nas imediações do seu traçado (MS, SP, PR, SC e RS). O segundo é o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. O Trecho 1 (da Fronteira até Uruguaiana) e o Trecho 3 (Canoas-Triúnfo) deste gasoduto, os trechos extremos, já entraram em operação. No primeiro trecho o gás natural é trazido da Argentina e levado à UTE de Uruguaiana, que se localiza a apenas 25 Km da fronteira entre os dois países. O volume de gás atualmente transportado nesse trecho é de 2,1 milhões de m³/dia. No Trecho 3 o gás natural transportado vem do Gasbol.

Futuramente entrarão em operação os gasodutos Lateral Cuiabá, operado pela Transportadora Gasocidente e visando atender à demanda de gás para o segmento termelétrico do Estado do Mato Grosso; o Trecho 2 do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, operado pela Transportadora Sulbrasileira S.A. (TSB); e o Cruz del Sur, operado pela Gasoducto Cruz del Sur do Brasil S.A. (para informações mais detalhadas vide Anexo I deste livro). Estes dois últimos visam atender aos segmentos de termelétricidade, petroquímico e industrial do Estado do Rio Grande do Sul.

C) PROCESSAMENTO

Segundo determinações descritas na Portaria ANP n.º 28/99, ficou estabelecido que a "*construção, a ampliação e a operação de unidades de processamento de gás natural*" é feita mediante prévia e expressa autorização da ANP. Ademais, esta Portaria, em seu artigo 5º, identifica que a outorga da autorização para a execução das atividades acima estabelecidas não tem caráter de concessão e exclusividade de exercício da atividade, seja relativamente ao tempo, seja relativamente à localização do projeto. Fica também estabelecido que há a possibilidade de transferência de titularidade, desde que previamente submetida à aprovação da ANP.

D) TRANSPORTE

CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO

Os artigos 56 a 59, da Lei 9.478/97, estabelecem as principais diretrizes para o segmento de transporte de gás natural no Brasil, seja realizado em dutos de transferência ou de transporte (classificação esta definida no artigo 6º da mesma lei). Segundo o artigo 56, qualquer empresa ou consórcio de empresas poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para suprimento interno seja para importação e exportação. Essa determinação legal descrita nos artigos supracitados é regulamentada pela Portaria ANP n.º 170/98.

LIVRE ACESSO

Outro aspecto regulatório importante, no que se refere ao transporte de gás natural, é o livre acesso à rede de gasodutos.

Historicamente, a indústria de gás natural desenvolveu-se dentro de uma estrutura verticalmente integrada, na qual a atividade de comercialização de gás natural ficava imersa dentro das atividades de distribuição e transporte. O dito transportador comprava o gás dos produtores e vendia-o aos consumidores sem distinguir, nas tarifas praticadas, a parcela referente ao produto daquela que remunerava os serviços de transporte.

Para que a competição no segmento da comercialização fosse introduzida e sustentada ao longo do tempo, havia, portanto, a necessidade de garantir o acesso livre e não discriminado de terceiros interessados às redes de transporte. Deste modo, poder-se-ia incrementar as opções de compra/venda para os usuários finais e produtores, reduzindo-se o poder de mercado dos transportadores e aumentando-se a eficiência na alocação dos recursos na comercialização e produção de gás natural.

No Brasil, a Lei 9.478/97 prevê o livre acesso a dutos e terminais marítimos, separa em uma organização (Transpetro) o segmento responsável pelo transporte nos dutos e terminais de propriedade da PETROBRAS, bem como estabelece o direito de preferência para o proprietário das instalações. A Portaria ANP 169, emitida em 26 de novembro de 1998, regulamenta o art. 58 da Lei 9.478/97 quanto ao livre acesso aos gasodutos de transporte. Essa portaria está centrada na garantia de acesso não discriminatório a terceiros interessados às instalações de transporte já existentes ou a serem construídas em território

brasileiro. Neste sentido, os serviços de transporte oferecidos pelas empresas transportadoras podem ser classificados em duas modalidades:

a) Transporte Firme: é o serviço prestado pelo Transportador ao Carregador, com movimentação de gás de forma ininterrupta, até o limite estabelecido pela Capacidade Contratada;

b) Transporte não Firme : é o serviço de transporte de gás prestado a um Carregador, que pode ser reduzido ou interrompido pelo Transportador;

Os espaços livres em gasodutos passíveis ao livre acesso são denominados *Capacidade Disponível* e *Capacidade Contratada Ociosa*.

A **Capacidade Disponível** consiste na diferença entre a Capacidade do Gasoduto e a soma das Capacidades Contratadas com o Consumo Próprio. Esta deverá ser informada pelo transportador à ANP e ao Mercado⁴⁰. Para este tipo de capacidade, as empresas transportadoras deverão ofertar serviços de transporte firme e não firme, conforme as necessidades do contratante do serviço.

A **Capacidade Contratada Ociosa** refere-se à diferença entre a Capacidade Contratada e o volume diário de gás efetivamente transportado para o Carregador. Esta é levantada pela ANP através do cruzamento dos dados de Capacidade Contratada e volume diário de gás efetivamente transportado para o carregador. Para este tipo de capacidade, as empresas transportadoras deverão ofertar apenas os serviços da modalidade não firme.

Sob a responsabilidade da ANP, estão as funções de certificar se os níveis tarifários são consistentes com as condições de mercado, de mediar conflitos, como também de regulamentar a preferência do proprietário das instalações.

Dentro deste novo quadro regulatório, importa ressaltar que o desenvolvimento da indústria de gás no Brasil carece de volumosos investimentos no segmento de distribuição e transporte do produto, bem como na conversão da capacidade produtiva para a utilização do gás natural. Os investimentos nas redes possuem elevados prazos de maturação e não encontram ainda usos alternativos viáveis. Isto onera pesadamente possíveis erros na previsão da demanda e engendra uma complexa engenharia financeira para efetivação dos investimentos.

⁴⁰ A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - toda oferta de Capacidade Disponível informada pelo Transportador.

Assim, a intervenção do Estado requer uma sintonia fina entre os interesses dos consumidores e dos investidores. Com vistas a amenizar os riscos dos investimentos, a regulamentação das condições de acesso e das tarifas deve ser transparente, previsível e propiciar retornos compatíveis com o nível de escassez associado com tais serviços.

Em termos práticos, o primeiro semestre de 2000 foi marcado pelo primeiro caso em que a regulamentação referente ao livre acesso foi colocada em prática. Em 09 de maio de 2000, a ENERSIL América do Sul Ltda. formalizou, junto à ANP, uma solicitação de apoio desta Agência na resolução de um conflito entre a ENERSIL – Energia do Brasil Ltda., empresa do grupo ENRON, e a TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A., referente à prestação de serviço de transporte não firme de gás natural.

Em 31 de maio de 2000, por iniciativa própria, a ANP constituiu Comissão Especial, através da Portaria n.º 085/00, com poderes para compor e decidir sobre o conflito. A partir de então a Comissão Especial objetivou uma solução negociada entre as partes definindo diretrizes a serem seguidas para o acordo. No entanto, não obstante uma razoável flexibilidade das empresas, o acordo final (que se traduziria na assinatura de um contrato de prestação de serviço) não foi alcançado.

Finalmente, baseada na análise dos documentos apresentados pelas partes, no estudo da experiência internacional no que diz respeito às condições (legais e mercadológicas) da prestação de serviço não firme e, principalmente, nos princípios regulatórios definidos na regulamentação em vigor no Brasil, a Comissão Especial emitiu uma resolução sobre a Tarifa e os Termos e Condições Gerais a serem aplicados na prestação do serviço de transporte em questão.⁴¹

A QUESTÃO DO ACESSO A DUTOS EM ÁREAS DE PRODUÇÃO

O acesso às instalações de transporte em áreas de produção é fundamental para a promoção de um mercado de comercialização de gás competitivo e eficiente. A possibilidade do acesso à rede de transporte permite que os produtores vendam seu produto diretamente aos grandes consumidores e/ou às empresas distribuidoras. Isso reduz o poder

⁴¹ A ENERSIL e a TBG apresentaram à Diretoria Geral da ANP, em 04 de agosto de 2000, pedidos de reexame da Resolução da Comissão Especial. A partir da análise de cada uma das solicitações feitas pelas partes, a Diretoria Colegiada da ANP decidiu, em última instância, aprimorar a Resolução da Comissão Especial, acatando em parte as requisições feitas pelas empresas.

de mercado dos transportadores e de suas afiliadas, que perdem a posição de compradores únicos, e aumenta a atratividade dos investimentos em exploração e produção.

O caráter específico das instalações localizadas em áreas de produção suscita, contudo, questões relacionadas à aplicação do estabelecido na Lei 9.478/97 e na Portaria 169. Com efeito, em uma área de produção encontram-se instalações de transporte e processamento de interesse específico e concebidas para certos empreendimentos e condições particulares. Em alguns casos, por exemplo, tais instalações confundem-se com a própria estrutura técnica dedicada à produção (isto ocorre, por exemplo, nas instalações de tratamento, separação e medição localizadas a montante das linhas de transporte).

Mesmo no contexto desejado de uma rede de transporte de interesse geral e voltada para o fornecimento ao mercado, questiona-se a necessidade de estender os requisitos e normas estabelecidas nas Portarias 169 e 170 a tais instalações. Nestas Portarias existe uma série de encargos contratuais e administrativos que poderiam onerar significativamente a operação de ramais de transporte interligando áreas de produção a terminais, principalmente quando os ramais são operados por novos entrantes e produtores independentes.

Fundamentalmente, deve-se buscar resposta para duas questões cruciais: a primeira diz respeito ao ponto da cadeia do gás onde começa a jurisdição da norma que regulamenta o acesso; e assumindo-se dentro de uma área de produção a existência de uma instalação com características técnico-econômicas inerentes à atividade de transporte, a segunda questão refere-se à aplicação ou não das Portarias 169 e 170 nessa situação.

A Lei 9.478/97, no seu art. 58, prevê o livre acesso a **dutos de transporte e terminais marítimos**. O conceito de transporte é apresentado no inciso VII do art. 6º, como sendo a “*movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral*”. Não existe distinção acerca do transporte por meio de dutos em áreas de produção, sejam esses construídos na plataforma continental ou em terra. Sendo assim, estariam sob o amparo da Lei os dutos localizados em áreas de produção desde que a movimentação se desse em meio ou percurso considerado de interesse geral. É importante notar, porém, que os **dutos ditos de transferência**, definidos no inciso VIII do art. 6º como aqueles no quais a movimentação se dá em meio e em

percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades, não estariam sob o regime de acesso estabelecido no art. 58.

Assim, a distinção entre “transferência” e “transporte” está na medida em que a instalação se presta ao interesse geral ou ao interesse específico e exclusivo. Sendo assim, como prevê o art. 59, caso haja comprovado interesse de terceiros, os dutos de transferência poderão ser reclassificados como dutos de transporte pela ANP. Novamente, não há nesse processo de reclassificação qualquer menção a dutos dentro ou fora de áreas de produção.

Quando atentamos para a definição de Lavra ou Produção podemos obter uma melhor compreensão dos limites operacionais da regulamentação do acesso. No inciso XVI do art. 6º, a Lavra ou Produção é definida como “*conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação*”. Destarte, de acordo com essa definição, a atividade de produção englobaria todas as operações até o preparo para movimentação. E, como o livre acesso diz respeito à movimentação, todas as atividades até o preparo para a movimentação estariam fora do acesso como regulamentado pela Lei 9.478/97.

O ponto, então, seria identificar se os procedimentos de coleta, tratamento e medição fazem parte ou não do preparo para movimentação, caso positivo essas instalações seriam enquadradas como de produção e não estariam submetidas ao livre acesso. Por conseguinte, esse raciocínio, se correto, responderia à primeira questão formulada acima. Dado que a Lei 9.478/97 trata do livre acesso a dutos de transporte ou a dutos de transferência reclassificados, onde se verifica movimentação de produtos em percurso e meio de interesse geral, a regulamentação do acesso se iniciaria após a etapa de produção dita como de “preparo”.

Alguns comentários adicionais mais específicos acerca da regulamentação acerca do livre acesso em áreas de produção são apresentados a seguir:

- i) Primeiro, essa abordagem não constrange a possibilidade de compartilhamento das instalações de produção que poderão ser motivo de acordo e negociação entre as partes. Focando-se a regulamentação no segmento que começa “com a movimentação e após ao preparo”, assegura-se o acesso não discriminado às instalações de maior custo e extensão e de papel central para o escoamento da produção. Além disso,

embora, ao longo do desenvolvimento da indústria e da ocupação das áreas de produção se possam vislumbrar situações técnico-econômicas onde a definição apresentada traria ambigüidades, no quadro atual, onde ainda não existe uma considerável interposição das instalações, a abordagem adotada é a mais apropriada;

- ii) Segundo, a fim de amenizar os custos para as instalações de transporte que pertençam a produtores ou agentes independentes (não associados a transportadores), dever-se-ia introduzir na Portaria 169 e 170, quando da sua revisão, artigos que excetuem os dutos que ligam a etapa de preparo até a conexão com uma UPGN, de alguns requisitos contidos em tais Portarias, tais como o da obrigatoriedade de constituir uma empresa específica para o transporte do gás natural⁴².
- iii) Sobre as implicações no pagamento dos *royalties*, o fato da inclusão dos artigos mencionados acima não afeta o *status quo*, dado que a proposta não reclassifica os dutos e não estende a regulamentação além dos limites estabelecidos na Lei.

E) DISTRIBUIÇÃO

A Emenda Constitucional n.º 5 (1995) dá nova redação ao artigo 25 da Constituição Federal, definindo que “*Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação*”. Tal determinação muda completamente a estrutura até então vigente que estabelecia que exploração seria feita mediante concessão à empresa estatal.

Desta forma, a regulação da distribuição de gás natural canalizado é realizada por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes. A lista das Agências reguladoras estaduais segue abaixo na tabela 14.

⁴² Note-se que esses dutos atualmente classificados como de transferência não serão reclassificados pela Portaria. Semelhante enfoque diz respeito aos procedimentos após uma reclassificação, que ocorrerá quando, de acordo com art. 59 da Lei 9.478, houver interesse geral pelo uso da instalação.

TABELA 14: AGÊNCIAS REGULADORAS ESTADUAIS

BAHIA	AGERBA – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
CEARÁ	ARCE – Agência de Regulação do Ceará
PARÁ	ARCON – Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará
RIO DE JANEIRO	ASEP - Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro
RIO GRANDE DO NORTE	ARSEP – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte
RIO GRANDE DO SUL	AGERGS – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS
SÃO PAULO	CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia

Fonte: ANP.

A lista das concessionárias de distribuição de gás que estão atuando no mercado brasileiro, bem como suas respectivas composições acionárias estão expostas adiante na tabela 15.

TABELA 15: CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS - COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA E ÁREA DE ATUAÇÃO

	Estado	BR Dist.	BG	Shell	Enron	Gas Natural	Ementhal	Iberdrola	Pluspetrol	BNDESPar	Outros
Algás - AL	51,0	24,5			24,5						
Bahiagás - BA	51,0	24,5			24,5						
CEG - RJ					25,38	18,89		9,87	2,25	34,54	9,07
CEG-RIO - RJ		25				25,12	33,75	13,13	3,00		
Cegás - CE	51	24,5									24,5
Cigás - AM*	100										
Comgás - SP			72,74	19,86							7,04
Compagás - PR		24,5			24,1						51
Copergás - PE	51	24,5			24,5						
Emsergás - SE	51	24,5			24,5						
E. Santo - ES		100									
Gasmig - MG	4,88										95,12
MSGas* - MS	51	49									
PBGás - PB	51	24,5			24,5						
Potigás - RN	51	24,5									24,5
Rongás - RO*	51	24,5									24,5
SCGás - SC	51	23			23						3
Sulgás - RS	51	49									

* Empresas que ainda não entraram em operação.

Fonte: ANP.

A legislação em alguns estados prevê ainda que os grandes consumidores finais tenham o direito de comprar gás natural diretamente dos produtores, sem o intermédio das companhias estaduais de distribuição. A legislação de livre acesso aos gasodutos e a separação do preço do gás natural em duas parcelas (preço da *commodity* e tarifa de transporte) permitem ao consumidor realizar a compra direta de gás natural junto ao produtor e a contratação do transporte pelo gasoduto diretamente com a transportadora, sem realizar transações com a companhia distribuidora estadual, nem utilizar sua rede de distribuição. Estes casos de venda direta ao consumidor caracterizam um *bypass* físico e comercial, já que a transação exclui um dos agentes da cadeia. As usinas termelétricas previstas no Plano Prioritário de Geração Termelétrica devem se encaixar neste caso de venda direta.⁴³

VI.2 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Na mesma Lei n.º 9.478/97, em seus artigos 45 a 52, ficou definido que, nos contratos de concessão, seriam previstas as seguintes participações governamentais:⁴⁴

- ✓ **Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área** – Será pago anualmente, sendo fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma estabelecida pelo Decreto n.º 2.705/98.
- ✓ **Participação Especial** – Serão pagos trimestralmente, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade de um campo. O percentual de participação especial será aplicado sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor, tal como estabelecido no Decreto n.º 2.705/98 e Portarias n.º 10 e 11 de 1999.

⁴³ Isto está em consonância com o que ocorre em alguns países no mundo, onde grandes consumidores, particularmente as centrais termelétricas e os grandes consumidores industriais, pagam tarifas menores ao adquirir gás diretamente da firma transportadora, sem arcar com os encargos da distribuição – i.e., praticamente pagando o preço CIF do gás. Nos Estados Unidos, por exemplo, o livre acesso (*bypass*) para os grandes consumidores é uma obrigação das companhias transportadoras estaduais desde a Order 366 da FERC, de abril de 1992 (ABIQUIM, 1998).

⁴⁴ Além das três participações governamentais nos contratos de concessão, que serão descritas a seguir, os concessionários deverão pagar no ato da assinatura do contrato o Bônus de Assinatura, valor este, ofertado pelo mesmo no processo licitatório.

✓ **Royalties** – Serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo e gás natural, podendo este percentual ser menor, levando-se em conta riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes. Outras determinações necessárias, tais como preço de referência para cálculo, bem como prazos, estão estabelecidos no Decreto n.º 2.705/98 e em portarias específicas. Os *royalties* são calculados da seguinte forma:

$$Royalty = Pt_{roy}\% \times (VP_{petróleo} \times PR_{petróleo} + VP_{gás\ natural} \times PR_{gás\ natural})$$

onde:

Royalty é o valor dos *royalties* decorrentes da produção do campo no mês, em R\$;

$Pt_{roy}\%$ é o percentual de *royalties* a ser aplicado;

$VP_{petróleo}$ é o volume da produção de petróleo para fins de cálculo de *royalties* do campo no mês, em m³;

$VP_{gás\ natural}$ é o volume da produção de gás natural para fins de cálculo de *royalties* do campo no mês, em m³;

$PR_{petróleo}$ é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/m³;

$PR_{gás\ natural}$ é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/m³.

No ano de 1999 a arrecadação total de *royalties* no Brasil somou R\$ 984 milhões, sendo R\$ 89,2 milhões advindos do gás natural e R\$ 894,8 milhões do petróleo. Assim sendo, a participação do gás natural na arrecadação total de *royalties* no país, no ano de 1999, foi de 9,1% (sendo 3,3% para os Estados; 3,5% para os Municípios e 2,3% para a União).

Como mostra o Quadro 1, a seguir, esta proporção não é, entretanto, uniforme em todos os estados e municípios da União. No estado de Alagoas, por exemplo, a participação do gás no total de *royalties* arrecadados foi de 47%, enquanto no Amazonas foi de 0% (o gás produzido neste estado é reinjetado e isento de pagamento de *royalty*). Estas variações regionais se devem, em primeiro lugar, ao fato de que o volume de gás produzido em relação à produção de petróleo varia de campo para campo, de acordo com a própria composição das reservas. Em segundo lugar, vale destacar que a cobrança de *royalties* nem sempre incide sobre o total da produção. Como no exemplo da Bacia do Solimões, no Amazonas, há casos em que parte ou até mesmo o total da produção de gás é isenta do pagamento de *royalties*.

No ano de 1999, estes casos foram definidos pela Lei 9.478/97, pelo Decreto n.º 2.705 e pela Portaria ANP n.º 94/99 (que foi revogada, em fevereiro de 2000, pela Portaria ANP n.º 11, de 25 de janeiro de 2000). De acordo com a Lei 9.478/97:

"Art. 47

§ 3º *A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos."*

Por sua vez, a Lei 9.478/97 é regulamentada pelo Decreto 2.705 segundo o qual:

"Art. 3º

XI – Volume Total da Produção: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou gás natural, extraídas em cada mês ou cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em flares em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e a quantidades de gás natural queimadas em flares, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após sua ocorrência."

Além destes critérios que isentam a queima para segurança do pagamento de *royalties*, até 1999, as correntes gasosas de baixa qualidade, de mercado inexistente ou sem infra-estrutura também foram isentos pela Portaria ANP N° 94, segundo a qual:

"Art. 1º

§ 1º *O preço de referência do gás natural será zero nos casos de campos produtores onde, além de não ocorrer a transferência do gás natural produzido para em benefício do concessionário ou de terceiros, na execução de operações não relacionadas ao campo, prevalecer uma das seguintes condições:*

- a) a qualidade ou a quantidade do gás natural produzido no campo for tal que não permita sua comercialização;*
- b) a comercialização do gás natural produzido no campo depender da criação de mercado consumidor; ou*
- c) a comercialização do gás natural produzido no campo depender da instalação de infra-estrutura de transporte para escoar parte ou o total da produção."*

TABELA 16: PAGAMENTO DE ROYALTIES POR ESTADO - 1999

1999		Total		Total	Participação nacional		Participação por estado	
ROYALTIES		Petróleo	Gás Natural		Petróleo	Gás Natural	Petróleo	Gás Natural
Estados	AL	2.759.046	2.428.794	5.187.840	0,3%	0,2%	53%	47%
Estados	AM	20.326.042	0	20.326.042	2,1%	0,0%	100%	0%
Estados	BA	24.980.431	8.955.525	33.935.956	2,5%	0,9%	74%	26%
Estados	CE	3.923.125	347.590	4.270.715	0,4%	0,0%	92%	8%
Estados	ES	5.905.634	1.527.207	7.432.841	0,6%	0,2%	79%	21%
Estados	PR	989.514	0	989.514	0,1%	0,0%	100%	0%
Estados	RJ	177.669.828	12.372.376	190.042.204	18,1%	1,3%	93%	7%
Estados	RN	46.650.079	3.192.470	49.842.549	4,7%	0,3%	94%	6%
Estados	SC	28.421	0	28.421	0,0%	0,0%	100%	0%
Estados	SE	14.904.976	1.703.761	16.608.736	1,5%	0,2%	90%	10%
Estados	SP	626.567	1.459.000	2.085.567	0,1%	0,1%	30%	70%
Total Estados		298.763.663	31.986.722	330.750.385	30,4%	3,3%	90%	10%
Municípios	AL	1.841.158	1.084.276	2.925.434	0,2%	0,1%	63%	37%
Municípios	AM	7.379.497	131.297	7.510.794	0,7%	0,0%	98%	2%
Municípios	BA	14.881.420	3.853.359	18.734.779	1,5%	0,4%	79%	21%
Municípios	CE	4.320.395	519.335	4.839.730	0,4%	0,1%	89%	11%
Municípios	ES	6.652.746	953.250	7.605.995	0,7%	0,1%	87%	13%
Municípios	MG	1.609.653	154.515	1.764.168	0,2%	0,0%	91%	9%
Municípios	PB	855.965	84.138	940.103	0,1%	0,0%	91%	9%
Municípios	PE	5.135.791	504.829	5.640.620	0,5%	0,1%	91%	9%
Municípios	PR	1.845.479	84.138	1.929.617	0,2%	0,0%	96%	4%
Municípios	RJ	192.394.436	14.173.498	206.567.933	19,6%	1,4%	93%	7%
Municípios	RN	23.754.157	2.647.837	26.401.994	2,4%	0,3%	90%	10%
Municípios	RS	4.316.369	342.289	4.658.658	0,4%	0,0%	93%	7%
Municípios	SC	3.792.110	84.138	3.876.248	0,4%	0,0%	98%	2%
Municípios	SE	11.246.695	2.344.804	13.591.500	1,1%	0,2%	83%	17%
Municípios	SP	18.262.027	2.342.889	20.604.916	1,9%	0,2%	89%	11%
Total Municípios		298.287.898	29.304.591	327.592.490	30,3%	3,0%	91%	9%
Fundo Especial		62.722.331	5.745.893	68.468.225	6,4%	0,6%	92%	8%
Total Estados e Mun		659.773.892	67.037.207	726.811.099	67,0%	6,8%	91%	9%
Ciência e Tecnologia		109.589.172	10.705.190	120.294.362	11,1%	1,1%	91%	9%
Marinha		125.444.663	11.491.787	136.936.450	12,7%	1,2%	92%	8%
Total União		235.033.835	22.196.977	257.230.812	23,9%	2,3%	91%	9%
Total Brasil		894.807.727	89.234.184	984.041.911	90,9%	9,1%	91%	9%

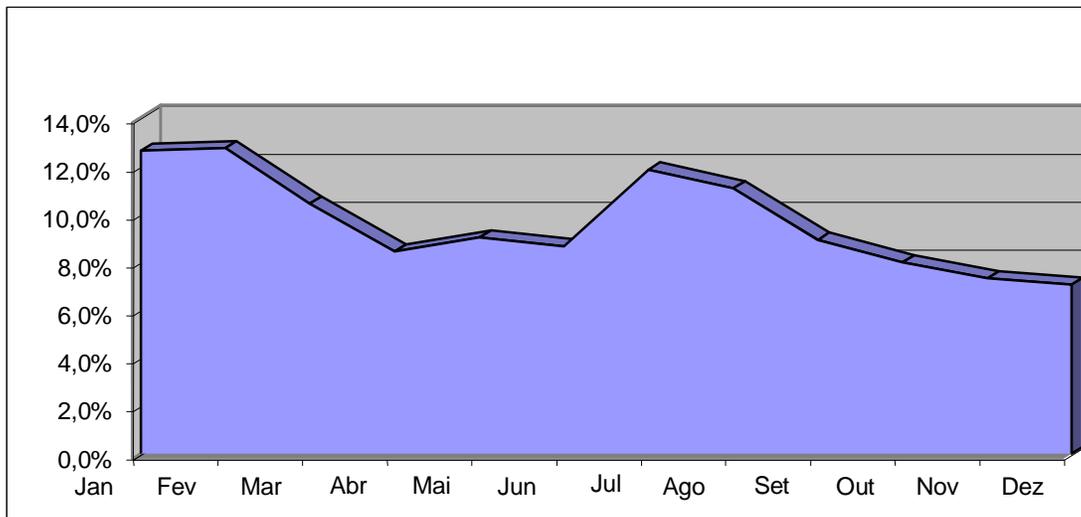
Fonte: ANP.

Entretanto, em 2000, estes critérios de queima isenta de *royalties* foram alterados. Atualmente, o gás produzido somente é isento do pagamento de *royalties* quando sua queima se dá pelos motivos definidos pelo Lei 9.478/97e pelo Decreto 2.705. Em fevereiro de 2.000, a Portaria ANP n° 94 foi revogada pela Portaria ANP n° 11, de 25 de janeiro de 2.000 segundo a qual:

"Art. 2º Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão ou quando o preço de venda ou a tarifa de transporte do gás natural informada pelo concessionário em obediência ao § 1º do art. 8º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, não refletir as condições normais do mercado nacional, o preço de referência do gás natural será R\$ 135/10³ m³ (cento e trinta e cinco reais por mil metros cúbicos)."

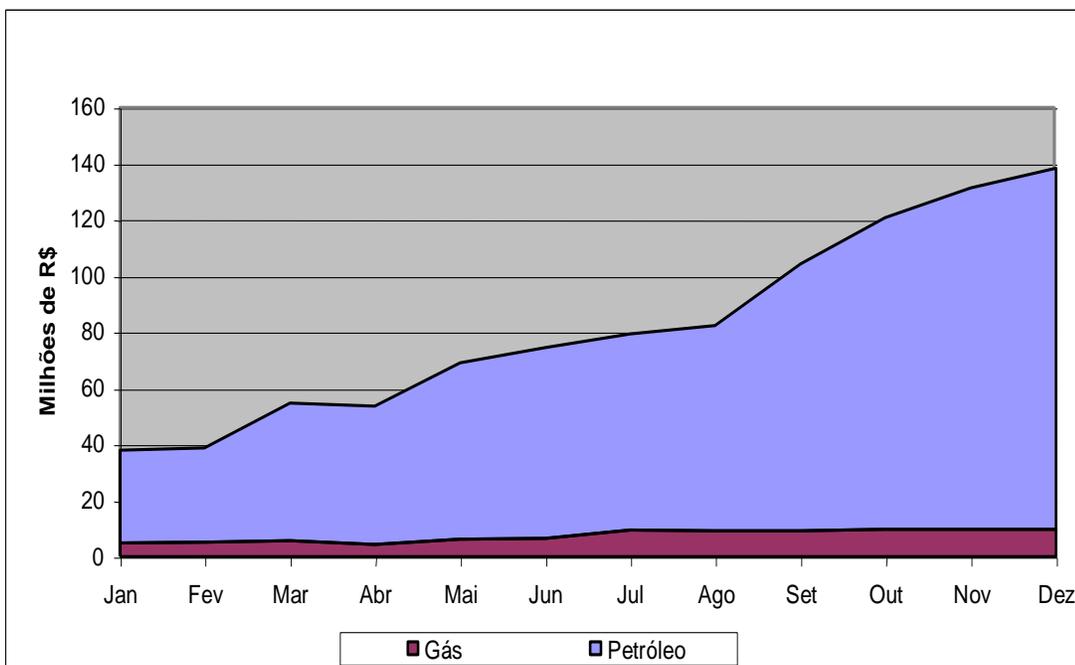
Além disso, em 1999, a participação do gás na arrecadação de *royalties* no Brasil variou ao longo do ano, de 12,6% em janeiro, para 7%, em dezembro (gráfico 29). Em verdade, um dos principais fatores responsáveis por esta oscilação foi o aumento do preço do petróleo que gerou uma elevação significativa na arrecadação de *royalties* advindos de sua produção. Em outras palavras, analisando-se a relação entre o preço do gás e o preço do petróleo, verifica-se que, quanto maior o preço relativo do petróleo, maior a sua arrecadação de *royalties* e, portanto, menor a participação relativa do gás na arrecadação total (gráficos 30 e 31).

GRÁFICO 29: PARTICIPAÇÃO DO GÁS NA ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES NO BRASIL (em 1999)



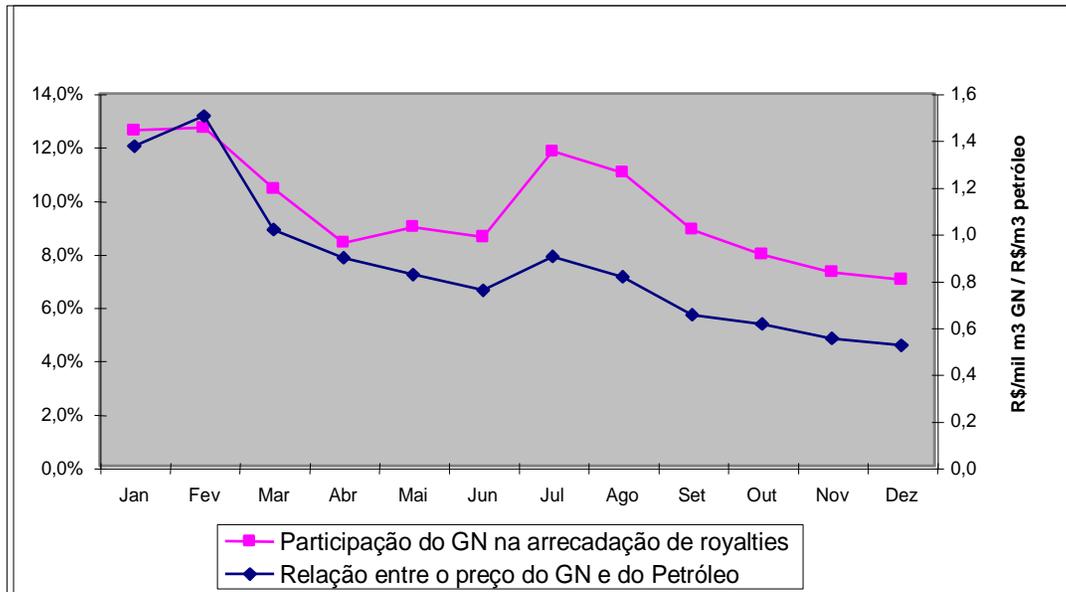
Fonte: ANP.

GRÁFICO 30: ARRECAÇÃO DE ROYALTIES NO BRASIL (em 1999)



Fonte: ANP.

GRÁFICO 31: PARTICIPAÇÃO DO GÁS NATURAL NA ARRECAÇÃO DE ROYALTIES (em 1999)

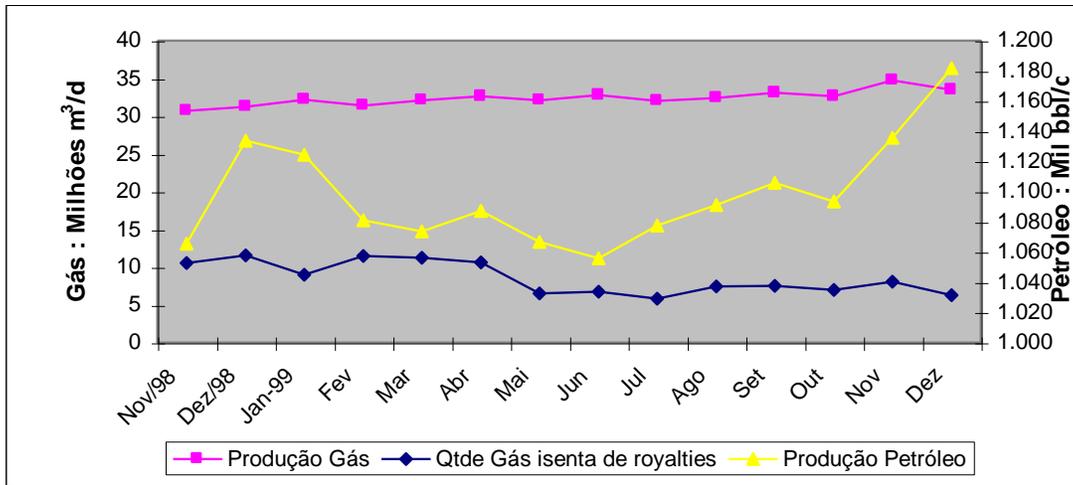


Fonte: ANP.

Finalmente, um outro fator que contribuiu para esta diminuição na participação do gás na arrecadação de royalties foi o aumento da produção do petróleo mais do que proporcional em relação à produção de gás (que compensou o aumento dos royalties arrecadados com a produção de gás devido à queda da quantidade de gás isenta de royalties) – ver gráfico 32. O resultado,

como já foi visto, foi a redução da importância relativa da arrecadação dos *royalties* derivados do gás natural ao longo do ano.

GRÁFICO 32: PRODUÇÃO DE GÁS E DE PETRÓLEO (em 1999)



Fonte: ANP.

VI.3 OS CONTRATOS

No mercado de gás natural, todas as transações comerciais efetuadas em qualquer etapa da cadeia produtiva são formalizadas por contratos. Esses instrumentos, devido à própria característica da indústria, quase sempre formalizam compromissos de longa duração (atualmente, acima de 10 anos).

No Brasil, os Instrumentos Contratuais existentes na cadeia produtiva do gás natural são basicamente de dois tipos: (a) Contratos de Comercialização (Compra/Venda) de Gás e (b) Contratos de Transporte de Gás. Segue abaixo uma explicação sobre essas atividades. No Anexo II deste livro, é apresentada uma relação de contratos de compra e venda e de transporte de gás natural firmados no Brasil.

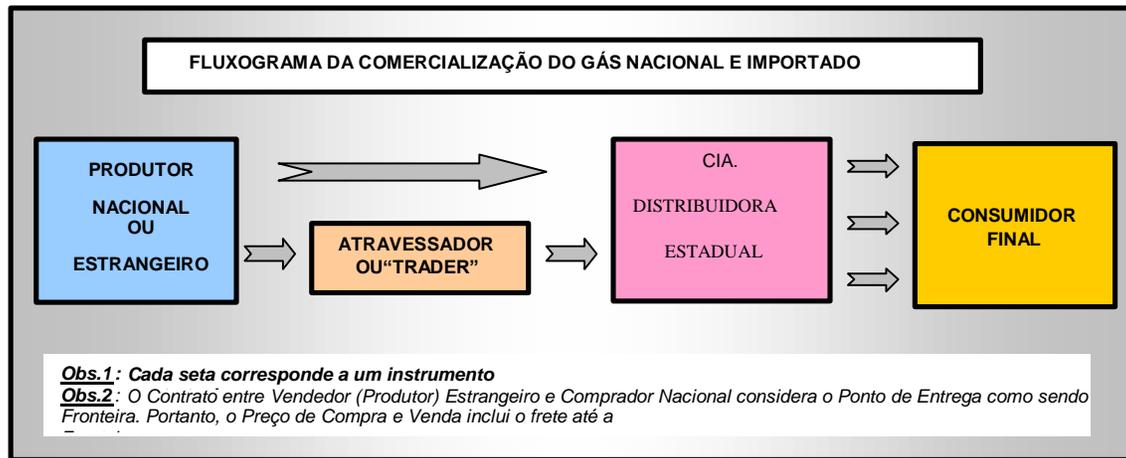
a) CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

São instrumentos contratuais de Compra e Venda que descrevem todas as etapas da operação comercial a ser realizada entre os contratantes. Eles definem, através de cláusulas, as garantias de cada uma das partes com relação à exequibilidade do compromisso mencionado no objeto do contrato. Para isto, são descritas características tais como as quantidades envolvidas na transação, a qualidade do produto, as condições e os locais de entrega do gás, os prazos para pagamento, as ações a serem tomadas frente às situações de inadimplência, as situações onde se

possa optar pela rescisão contratual, a duração do contrato, as cláusulas de preço e reajuste de preço, entre outras.

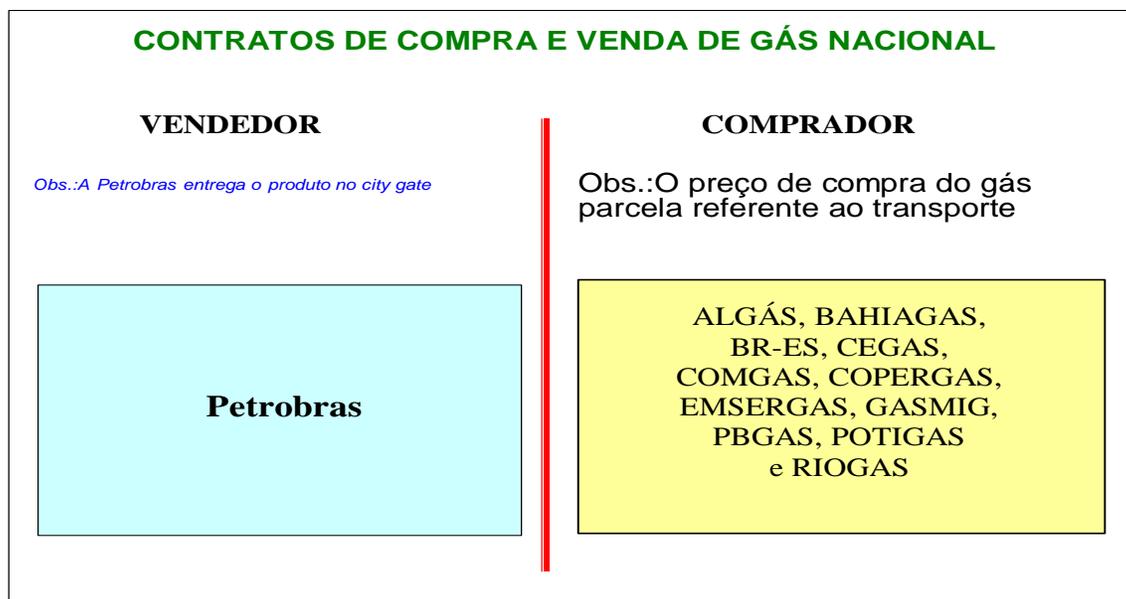
Estes contratos estão presentes nas seguintes etapas da cadeia do gás (ver figura 2). Como se percebe, o produtor, seja ele nacional ou estrangeiro, pode vender uma quantidade de gás diretamente ao Distribuidor Estadual, que repassa o produto ao mercado consumidor final. Esta operação comercial também pode ocorrer entre um Produtor e um Atravessador (*trader*), o qual revende o produto ao Distribuidor Estadual. Em qualquer uma dessas situações, as partes envolvidas deverão elaborar um contrato de comercialização para formalizar a operação.

FIGURA 2: FLUXOGRAMA DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS



A figura 3 mostra os contratos de comercialização de gás nacional, segundo a situação vigente no país.

FIGURA 3: CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL



No caso dos Produtores Estrangeiros, como observado anteriormente neste capítulo, as vendas aos compradores nacionais deverão ser avalizadas pela "Autorização de Importação" expedida pela ANP. Esses contratos consideram como ponto de entrega do produto a fronteira entre o país exportador e o Brasil. A parcela equivalente à tarifa de transporte, referente ao trecho que liga a zona de produção à fronteira com o Brasil, está incluída no **preço de venda** do gás importado.

Os Contratos de Comercialização de gás importado são também denominados “Contratos de Suprimento de Gás” (ou, do original, “Gas Supply Agreements” ou simplesmente GSA). Os Contratos de Comercialização de gás nacional, por outro lado, são denominados contratos de “compra e venda” de gás.

A figura 4 mostra os contratos de comercialização existentes posicionados em cada uma das etapas da cadeia do Gasbol.

FIGURA 4: CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS IMPORTADO NO GASBOL



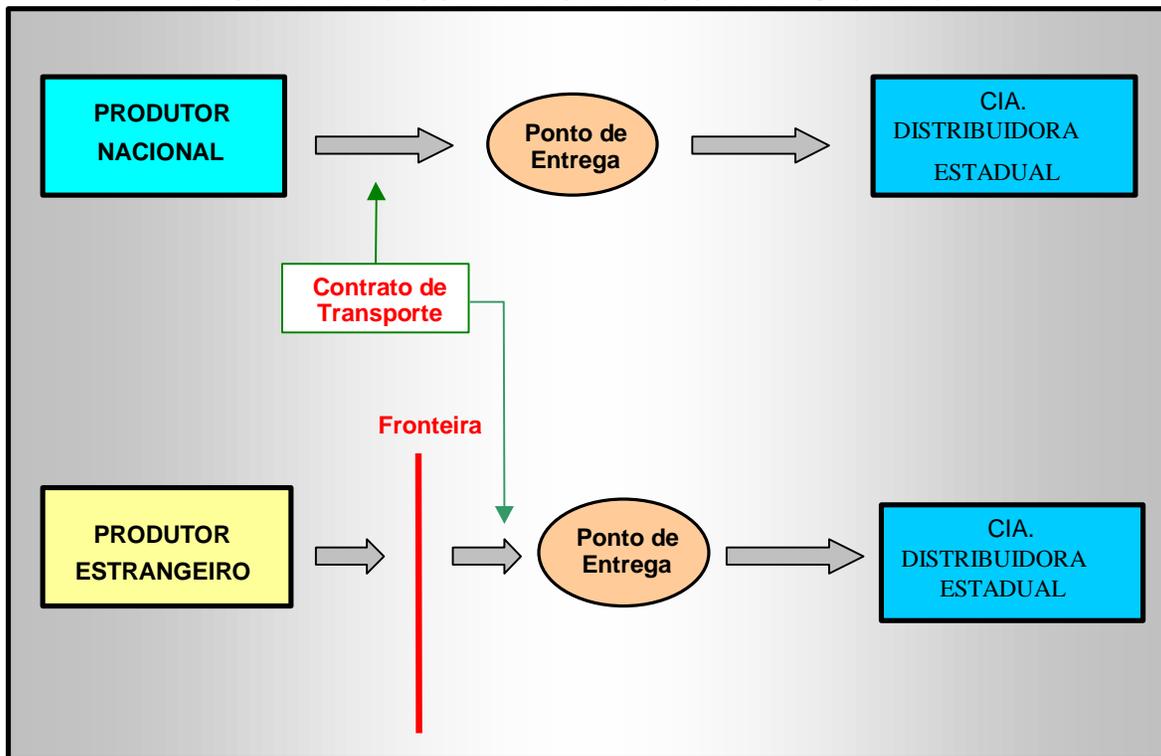
b) CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL:

Os contratos de transporte são instrumentos que formalizam compromissos relativos à prestação de serviços de transporte entre **Carregadores** (contratantes do serviço de transporte) e **Transportadores** (operadores de gasodutos). Estes instrumentos apresentam as cláusulas que garantem a execução do serviço de transporte contratado. No corpo dos contratos devem constar todas as etapas da operação de prestação do serviço, além das garantias do cumprimento do

compromisso contratual. Para tanto, são descritas características tais como: capacidades de transporte alocadas pelo Carregador, características de qualidade do produto, pontos de entrega do gás, prazos para pagamento, ações a serem tomadas frente a situações onde se possa optar pela rescisão contratual, duração do contrato, cláusulas de tarifa e reajuste das mesmas, entre outras.

A figura 5 mostra em que etapas da cadeia do gás natural tais contratos estão presentes:

FIGURA 5: FLUXOGRAMA DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

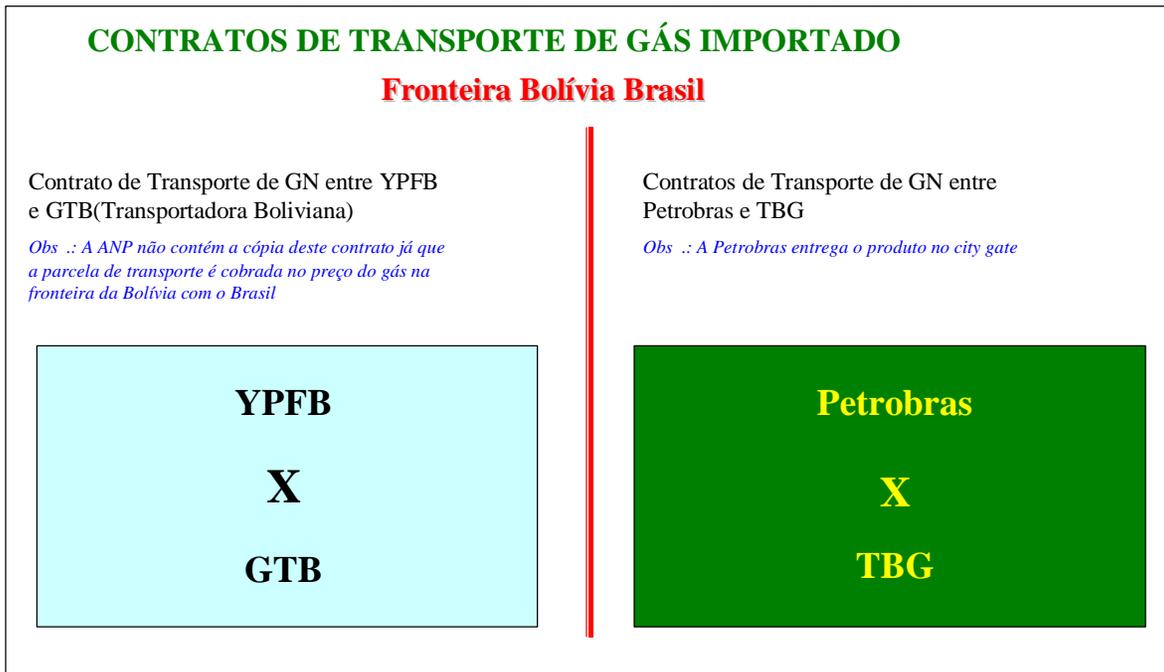


Segundo o artigo 9º da Portaria ANP n.º169 de 1998, “qualquer serviço de transporte de Gás (que ocorra em território brasileiro) deverá ser formalizado em contrato, que explicitará a tarifa de transporte, entre o Carregador e o Transportador, devendo este último enviá-lo à ANP até 15 (quinze) dias após sua assinatura, bem como, no mesmo prazo, quaisquer alterações contratuais.”

Dessa forma, a movimentação do gás entre o Produtor Nacional (ou entre a fronteira com o Brasil, no caso do Produtor Estrangeiro) e o Ponto de Entrega (*city gate*), deverá ser formalizada através de um Instrumento Contratual de Transporte entre um Carregador e uma Empresa Transportadora. Cabe observar que o Carregador poderá ser o intermediário (ou *trader*), a Companhia Distribuidora Estadual ou até mesmo o Consumidor Final, desde que em acordo com a concessionária de distribuição do seu Estado.

A figura 6, abaixo, apresenta os Contratos de Transporte firmados no GASBOL.

FIGURA 6: CONTRATOS DE TRANSPORTE DO GASBOL



Até o momento, apenas a Petrobras firmou contratos de importação de gás natural pelo Gasbol. O preço do gás natural vendido pela YPFB à Petrobras já inclui a tarifa de transporte referente ao trecho boliviano do gasoduto até o ponto de entrega do produto na fronteira entre Brasil e Bolívia. A partir da entrada do gás em território brasileiro, a Petrobras, dona do produto, assume o papel de “carregador” perante a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A., TBG, estabelecendo contrato de transporte para entregar o produto ao comprador.

CASO A CASO

Para melhor compreensão do conteúdo desta seção, propõe-se a análise de um conjunto de situações que podem ocorrer atualmente no setor gasífero brasileiro.

- 1) **Situação 1:** caso em que o Produtor Nacional vende o produto (gás natural) para o Atravessador (ou *trader*) e este o revende para o Distribuidor Estadual, como demonstrado na figura 7.

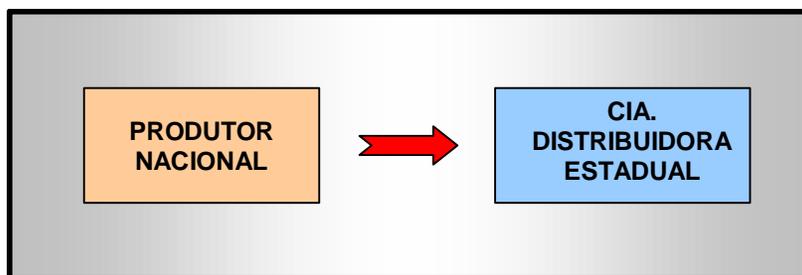
FIGURA 7: SITUAÇÃO 1



Como mostra o fluxograma acima, os seguintes Instrumentos Contratuais deverão ocorrer:⁴⁵

- a) **Contrato de Comercialização (Compra) de Gás** entre o Atravessador e o Produtor Nacional;
 - b) **Contrato de Transporte de Gás** entre o Atravessador e a Empresa Transportadora, para entrega no(s) Ponto(s) de Entrega (*city gate(s)*) acordado(s) em contrato, atendendo às necessidades logísticas do futuro Comprador.
 - c) **Contrato de Comercialização (Venda) de Gás** entre o Atravessador e a Cia. Distribuidora Estadual.
- 2) **Situação 2:** caso em que o Produtor Nacional vende o produto (gás natural) para a Cia. Distribuidora Estadual, como mostra a figura 8.

FIGURA 8: SITUAÇÃO 2



Nessa situação, deverão ocorrer os seguintes Instrumentos Contratuais:

- a) **Contrato de Comercialização (Venda) de Gás** entre o Produtor Nacional e o Distribuidor Estadual.⁴⁶
- b) **Contrato de Transporte de Gás**, entre:
 - b1) Produtor Nacional e Empresa Transportadora, para entrega no(s) Ponto(s) de Entrega (“city gate(s)”) acordado(s) em contrato, atendendo às necessidades logísticas dos Compradores;⁴⁷

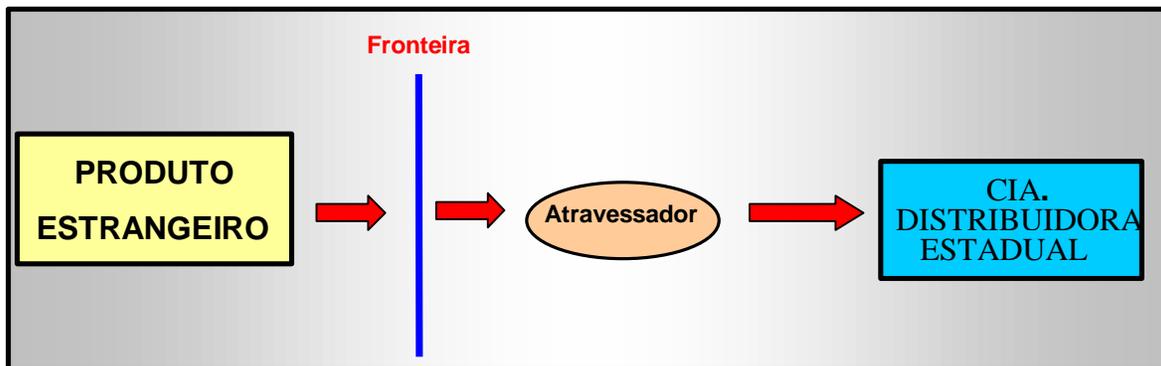
⁴⁵ Estes contratos contemplam a tarifa de transporte incluída no preço de venda do produto.

⁴⁶ Nesse grupo se incluem todos os contratos firmados entre a Petrobras e as Distribuidoras Estaduais, até o presente momento.

b2) Companhia Distribuidora Estadual e Empresa Transportadora, para que esta possa receber o gás natural nos pontos de recebimento (*city gates*) estabelecidos no contrato firmado entre as partes.⁴⁸

3) **Situação 3:** caso em que o Produtor Estrangeiro vende o produto (gás natural) para um Atravessador e este o revende para um Distribuidor Estadual, como mostra a figura 9.

FIGURA 9: SITUAÇÃO 3



Nessa situação, deverá haver os seguintes Instrumentos Contratuais:

- a) **Contrato de Comercialização (Compra) de Gás** entre o Atravessador e o Produtor Estrangeiro. Estes contratos são também denominados “Contratos de Suprimento de Gás” (“Gas Supply Agreements”). Em tais contratos, o Produtor embute no preço de venda, a parcela correspondente à Tarifa de Movimentação do produto, do lado internacional, até o ponto de entrega, na fronteira com o Brasil. Essa operação de Compra de Produto de origem externa deve ser endossada por uma Autorização de Importação emitida pela ANP.
- b) **Contrato de Transporte de Gás** entre o Atravessador e a Empresa Transportadora Nacional, para movimentar o produto desde a sua chegada no país (fronteira), até o(s) Ponto(s) de Entrega (*city gate(s)*) da Cias. Distribuidoras Estaduais, que compraram o produto do Atravessador.
- c) **Contrato de Comercialização (Venda) de Gás** entre o Atravessador e o Comprador Final da cadeia de transporte (Distribuidora Estadual). Estes contratos contemplam a

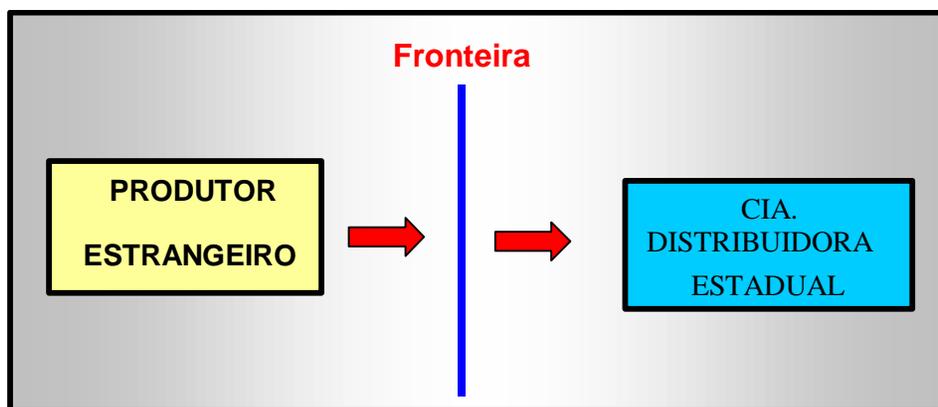
⁴⁷ Nesse grupo se incluem todos os contratos firmados entre a Petrobras e a Transpetro, para transportar o produto vendido às Cias. Distribuidoras Estaduais.

⁴⁸ Até o momento não se tem registro de contratos desse tipo no mercado brasileiro.

Tarifa de Transporte incluída no Preço de Venda do produto para a Cia. Distribuidora Estadual.

- 4) **Situação 4:** caso em que o Produtor Estrangeiro vende o produto (gás natural) diretamente para um Distribuidor Estadual (figura 10).

FIGURA 10: SITUAÇÃO 4



Nessa situação, haverá os seguintes Instrumentos Contratuais:

- a) **Contrato de Comercialização (Venda) de Gás** entre o Produtor Estrangeiro e o Distribuidor Estadual. Como mencionado anteriormente, estes contratos são também denominados “Contratos de Suprimento de Gás” (“Gas Supply Agreements”). Nesses contratos, o Produtor embute no preço de venda, a parcela correspondente à Tarifa de Movimentação do produto, do lado internacional, até o ponto de entrega, na fronteira com o Brasil. Além disso, essa operação de Compra de Produto de origem externa deve ser endossada por uma Autorização de Importação emitida pela ANP para o Comprador do Gás.⁴⁹
- b) **Contrato de Transporte de Gás** entre o Comprador (Distribuidora Estadual) e a Empresa Transportadora Nacional, para movimentar o produto desde a sua chegada no país (fronteira), até o(s) Ponto(s) de Entrega (*city gate(s)*) da Cias. Distribuidoras Estaduais, compradoras do produto.

⁴⁹ Até o momento, não se tem registro desse tipo de operação no mercado brasileiro.

ROTINA DE CONTRATOS

Com relação aos contratos de comercialização e de transporte de gás natural presentes no mercado brasileiro, a Agência Nacional do Petróleo criou uma rotina para receber esses documentos, sustentada pelas Portarias ANP nº 43 e 169/1998. Segundo o parágrafo 1º do Artigo 3º da Portaria Nº 43,

“O contrato de compra e venda de gás natural celebrado pela empresa interessada com o exportador no país de origem deverá ser apresentado à ANP dentro de 15 (quinze) dias consecutivos, contados da assinatura do mesmo, sob pena de imediata suspensão da autorização até o cumprimento desse requisito”.

Segundo o *caput* e o parágrafo 2º do Artigo 11 da Portaria Nº 169:

Art. 11 (caput) - "Caso o Carregador detenha participação acionária, direta ou indireta, acima de 25% (vinte e cinco por cento) no capital votante do Transportador ou vice-versa, os Carregadores enviarão à ANP os seus contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, no prazo de 15 (quinze) dias contados da data de assinatura dos respectivos contratos de transporte".

Art. 11 - §2º "Caso um Carregador seja uma concessionária de distribuição ou um consumidor final, este enviará à ANP, no mesmo prazo estabelecido no “Caput” deste artigo, os contratos de compra de Gás, sendo que, se a soma dos volumes diários constantes nos referidos contratos for inferior à Capacidade Contratada, esta diferença será considerada Capacidade Disponível".

Ainda com relação à Portaria 169, segundo o “*caput*” e os parágrafos 1º e 2º do Artigo 9º:

Art. 9º (caput) - "Qualquer serviço de transporte de Gás será formalizado em contrato, que explicitará a tarifa de transporte, entre o Carregador e o Transportador, devendo este último enviá-lo à ANP até 15 (quinze) dias após sua assinatura, bem como, no mesmo prazo, quaisquer alterações contratuais".

Art. 9º - §1º - "Os serviços de transporte, anteriores à data de publicação da presente Portaria, que não estejam formalizados em contratos, serão instrumentalizados e os novos contratos remetidos pelo Transportador à ANP, até 60 (sessenta) dias contados da mesma data".

Art. 9º - §2º - "Os contratos assinados anteriormente à data de publicação da presente Portaria serão remetidos pelo Transportador à ANP, até 15 (quinze) dias contados da mesma data".

Através das instruções supra mencionadas, a ANP estabeleceu um fluxo de entrada de documentos, referentes à importação, movimentação e comercialização de gás natural, realizadas pelas empresas que participam do mercado deste energético dentro do território nacional.

Segundo a Portaria ANP nº 43 (§1º, Art.3º), as empresas que importam gás enviam à ANP uma cópia do contrato referente a cada transação comercial efetuada. Esses contratos de compra e venda de produto importado trazem informações sobre o volume de gás comercializado, além de outros dados importantes, tais como, as características de qualidade do produto, os pontos de recepção e entrega, as datas de início e término do fornecimento, as cláusulas sobre garantias de fornecimento e recebimento, entre outras. Essas informações proporcionam a visibilidade necessária para que a ANP possa acompanhar a movimentação dos volumes de gás natural que estão sendo agregados ao mercado interno, através das atividades de importação desse produto.

Segundo a Portaria nº169 (“*caput*” do Artigo 11 e parágrafo 2º), as empresas que atuam como **carregadoras** (usuárias dos serviços de transporte) devem enviar cópias dos contratos de compra e venda de gás firmados com as Cias. Distribuidoras Estaduais de gás ou com consumidores finais à ANP. Esses documentos contêm informações sobre o volume contratado de gás, além das cláusulas de garantias de operacionalidade, relacionadas à entrega mínima de produto (*deliver or pay*) por parte do vendedor, e à de retirada mínima de produto (*take or pay*) por parte do comprador. Outras informações também estarão contidas nesses documentos tais como os pontos de recepção e entrega do produto, as regras para a medição, as cláusulas de faturamento e inadimplemento, entre outras.

Ainda com relação à Portaria ANP nº 169, parágrafos 1º e 2º do Artigo 9º, as empresas autorizadas a operar os gasodutos de transporte de gás natural situados em território nacional devem enviar à ANP as cópias dos seus contratos de transporte, firmados com as respectivas empresas usuárias (carregadores) dos sistemas. Esses contratos trazem as informações necessárias para o controle, por parte da ANP, das capacidades alocadas pelas empresas que participam como **carregadoras** no mercado nacional de gás. Através do cruzamento dessas informações com os dados diários de movimentação de gás, obtidos das Cias. Transportadoras, a ANP busca proporcionar a otimização da utilização do sistema, através da determinação da *capacidade disponível* existente nos gasodutos de transporte. Esse volume disponível será posteriormente anunciado ao mercado, no intuito de divulgar as possibilidades de livre acesso de terceiros interessados aos gasodutos de transporte.

CONTRATOS NO ATUAL CONTEXTO DA INDÚSTRIA DO GÁS:

Atualmente, a atividade de exploração de Gás Natural no Brasil é exclusiva da Petrobras. À medida em que esse produto ganha demanda no mercado consumidor de energia e torna-se mais atrativo como investimento a montante (*upstream*) da cadeia produtiva do petróleo, espera-se que, num horizonte próximo, haja outros produtores, gerando, conseqüentemente, um aumento da competitividade no setor gasífero.

Na Constituição Federal de 1988, o artigo 25 estabelece que os Estados da Federação recebem o poder de deliberar, através de concessão, a exclusividade de comercialização e distribuição de gás natural nas suas respectivas áreas geográficas. Isto significa que todas as operações de venda de gás ao consumidor final, pertencentes a qualquer segmento de mercado, devem ser realizadas através da Cia. Distribuidora Estadual que detenha a concessão daquela área. A regulamentação e a fiscalização dessa atividade também passou a ser de responsabilidade dos Estados, através dos Órgãos Reguladores Estaduais.

Vale lembrar que alguns Estados prevêm a comercialização direta entre produtor de gás natural e consumidor final, em situações em que este é considerado um grande consumidor e ao mesmo tempo, não utiliza a malha de distribuição das empresas concessionárias (esta situação é conhecida como *bypass*). Neste caso, o grande consumidor pode firmar contratos de compra e venda com o produtor e contratar o transporte diretamente com o transportador, sem a intermediação da Cia. Distribuidora Estadual. No estado de São Paulo, por exemplo, a exclusividade da comercialização através das empresas concessionárias prevalece por um período de doze anos a partir do início da concessão. No estado do Rio de Janeiro, este período é de dez anos; e, em outros estados, este prazo pode variar ou até mesmo não haver nenhum acordo nesse sentido.

Em função da existência de um único produtor em território nacional, todos os contratos de comercialização de gás natural firmados até o momento, apresentam como vendedor a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e como comprador, uma das Cias. Estaduais de Distribuição. Nestes contratos, não houve elaboração de contratos de transporte do produto na época em que ocorreu a comercialização. Isso se explica pelo fato de que a malha dutoviária nacional fazia parte da estrutura vertical da Petrobras. Assim sendo, estabeleciam-se apenas contratos de compra e venda e o gás era entregue ao comprador através de gasodutos de transporte de propriedade e uso exclusivo do produtor. O preço final do produto era determinado pelo MME, já contemplando a tarifa de transporte, porém sem apresentar transparência a este respeito.

Por fim, a partir de 1997, quando ocorreu a separação jurídica entre Petrobras e Transpetro, sua subsidiária responsável pelo transporte e operação de terminais de petróleo, derivados e gás natural, modificaram-se as relações contratuais, até então, vigentes.

Em atenção ao parágrafo 1º do Artigo 9º da Portaria nº169 de 26 de novembro de 1998, foram formalizados todos os contratos de transporte referentes aos instrumentos de compra e venda de gás nacional firmados até aquele momento entre Petrobras e as Cias Distribuidoras Estaduais. E atendendo as instruções do parágrafo 2º do Artigo 9º da Portaria 169, a Petrobras enviou cópia de cada um desses contratos à ANP.

Cumpre ressaltar que os contratos entre Petrobras e Transpetro foram firmados por malhas, sem refletir de fato o trecho realmente transportado. Essa falta de transparência, caracterizada pela não individualização dos gasodutos da rede da Transpetro em trechos completamente definidos, proporcionou alguns entraves em termos de regulação. Principalmente, no momento da determinação, pela ANP, da Capacidade Disponível a ser informada ao mercado.

Em relação ao Sistema GASBOL (Gasoduto Bolívia-Brasil), existe, até o momento, apenas um Contrato de Suprimento de gás boliviano, firmado entre Petrobras e o fornecedor “Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos” (YPFB). Este Instrumento Contratual contempla todos os itens previstos nos contratos de Compra e Venda de gás nacional, descritos anteriormente. E, ainda, a cláusula “preço do gás” explicita a parcela referente ao transporte do gás da “boca do poço” até a fronteira da Bolívia com o Brasil, que se estabeleceu como sendo o ponto de entrega do produto para a Petrobras.

Ademais, os Contratos de Compra e Venda firmados à jusante, entre a Petrobras e as Cias. Distribuidoras Estaduais, repetem as cláusulas do contrato à montante, entre a Petrobras e a YPFB, pois, sendo o produto entregue no *city gate*, o seu preço final deve englobar a parcela de transporte referente à movimentação do gás entre a fronteira e o ponto de entrega. Assim, similarmente ao que ocorre no contrato à montante, na cláusula **preço**, à jusante, observa-se a separação das parcelas “preço do produto” e “tarifa de transporte”.

VI.4 A QUESTÃO DO PREÇO E DA TARIFA DE TRANSPORTE DO GÁS NACIONAL

Até a edição das Portarias Interministeriais MF/MME 90, 91 e 92 de 1999, o preço máximo de venda do gás natural às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado era determinado pela Portaria DNC nº 24, de junho de 1994. Esta Portaria estabelecia um teto para o preço de venda do gás natural para fins combustíveis, que estava vinculado a um máximo

de 75% do preço do óleo combustível 1A, na base de distribuição primária, considerada a equivalência energética entre esses produtos. Até esse momento, não havia a identificação da parcela do preço referente ao transporte do gás até os pontos de entrega.

Assim, os contratos de compra e venda de gás nacional firmados entre os anos de 1995 e 1997, entre a Petrobras e as Cias. Distribuidoras Estaduais, seguiram a Portaria DNC nº 24. Por esse motivo, a cláusula preço desses contratos considera o Governo Federal como o responsável pelo estabelecimento do mesmo. E, de fato, o escopo regulatório estabelecido pela Portaria DNC nº 24 se mostrou satisfatório devido ao controle dos preços dos óleos combustíveis pelo Governo Federal.

No entanto, a partir do início de 1999, a conjuntura internacional e a flexibilização dos preços dos óleos combustíveis proporcionaram grande instabilidade nos preços máximos para o gás natural. Após a edição das Portarias Interministeriais MF/MME 90, 91 e 92 de 1999, houve uma indexação dos preços dos óleos combustíveis ao mercado internacional e, em decorrência da forte oscilação dos preços do petróleo, o preço máximo de venda do gás natural passou a apresentar intensa volatilidade.

Deste modo, numa tentativa de restaurar a estabilidade na política de preços do gás natural, o Ministério das Minas e Energia, em conjunto com o Ministério da Fazenda, decidiu pela edição de uma nova regulamentação, baseada em dois objetivos fundamentais:

- i) Separar o preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, uma referente à remuneração do produto e outra associada à remuneração dos serviços de transporte; e
- ii) Introduzir progressivamente a distância no cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega.

Com base nos princípios acima expostos, em 17 de fevereiro de 2000, houve a edição da Portaria MF/MME nº 03, que estabeleceu o preço máximo para a venda do gás natural de produção nacional às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega. Segundo esta Portaria, o preço passou a ser constituído por duas parcelas, uma referente aos custos de transporte – tarifa de transporte de referência – e outra referente aos demais custos até a entrada do gás no sistema de transporte (produção, transferência e processamento).

A elaboração dos valores referentes à Tarifa de Transporte, componente do preço máximo do gás natural nos pontos de entrega, ficou a cargo da ANP. Dessa forma, em 28 de junho de 2000, houve a edição da Portaria ANP 108, que estabeleceu as Tarifas de Transporte de

Referência para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado, a partir de 1º de Julho de 2000.

Assim, o preço máximo do gás natural cobrado às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega passou a ser o resultado da soma entre as parcelas referentes ao preço do produto e à tarifa de transporte. E esta nova fórmula de cálculo do preço final do gás introduziu a distância na determinação do preço do gás natural nos pontos de entrega.

VII. COMENTÁRIOS FINAIS - ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA SCG E DESAFIOS DE CURTO PRAZO

O setor energético brasileiro vem passando por um amplo processo de reforma institucional desde 1990. Uma primeira etapa concluiu-se em 1997, após as publicações das Leis 9.427/96 (Energia Elétrica) e 9.478/97 (Petróleo e Gás Natural), que permitiram a participação da iniciativa privada no setor e estabeleceram a constituição das respectivas agências reguladoras - ANEEL e ANP. A partir de 1998, uma nova etapa desta reforma teve início com a estruturação das agências e a elaboração de diversos instrumentos jurídicos que constituem hoje a base para a regulação do setor energético brasileiro.

A indústria de gás natural, particularmente, vem passando por profundas transformações, tornando-se foco das atenções tanto do lado das políticas públicas, como principal alternativa de diversificação da matriz energética, quanto do lado do empresariado, como setor com enorme potencial de crescimento e novas oportunidades de negócio.

Cabe à Agência Nacional do Petróleo a regulamentação e fiscalização das várias etapas da cadeia do gás natural, que vão desde a exploração e produção/importação, passando pelo processamento, transporte e comercialização, até a entrega do produto para a distribuição. Desde o início de suas atividades em 1998, a ANP vem buscando detalhar e tornar aplicáveis os termos da Lei, orientando-se nos princípios básicos de estimular a concorrência, atrair investimentos e proteger os interesses do consumidor. Para tanto, a Agência vem trabalhando não só na elaboração de diversos regulamentos mas também na capacitação e estruturação interna necessárias ao cumprimento de suas atribuições.

Neste sentido, foi criada, no início de 1999, a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG). Nestes dois anos de existência, a SCG trabalhou intensamente no monitoramento do setor gasífero, tanto em atividades relativas à aplicação dos regulamentos existentes, quanto no acompanhamento dos novos projetos e do desenvolvimento da indústria, quanto na elaboração de novos regulamentos.

No que se refere às atividades de importação, comercialização e transporte de gás natural, os principais instrumentos lançados pela Agência Nacional do Petróleo, até julho de 2000, são apresentados no quadro a seguir.

**QUADRO 2: PRINCIPAIS INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS LANÇADOS PELA ANP
(até março de 2001)**

PORTARIAS	DATA	CONTEÚDO
Portarias N° 41 e 42	15/04/98	Estabelecem normas para especificação do Gás Natural e do Gás Metano Veicular, respectivamente.
Portaria N° 43	15/04/98	Estabelece que a importação de gás natural será efetuada mediante prévia autorização da ANP.
Portaria N° 80	28/05/98	Critérios para ratificação de titularidade e direitos de instalações de transporte.
Portaria N° 169	26/11/98	Regulamenta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada, das instalações de transporte de gás natural.
Portaria N° 170	26/11/98	Estabelece a necessidade de autorização da ANP para a construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência.
Portaria N° 108	28/06/00	Estabelece as Tarifas de Transporte de Referência para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas distribuidoras de gás canalizado, conforme estabelecido pela Portaria Interministerial MF/MME n°3/2000.
Portaria N° 118	11/07/00	Regulamenta as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel.
Portaria N° 205	23/08/00	Altera a redação do Artigo 2° da Portaria ANP N°108.
Portaria N° 243	18/10/00	Regulamenta as atividades de distribuição e comercialização de Gás Natural comprimido (GNC) a granel e a construção e operação de Unidades de Compressão e Distribuição de GNC.

Fonte: ANP.

Além disso, a SCG esteve sempre envolvida em uma série de atividades que extrapolavam suas atribuições mais diretas, mas se vinculavam ao seu interesse mais amplo, que é aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira em um ambiente concorrencial.

Com efeito, desde maio de 1999, a SCG vem contribuindo e participando nas questões que envolvem os reajustes de preços do gás natural, matéria atribuída por lei aos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Assim, a partir de setembro de 1999, a pedido do Ministério de Minas e Energia, a SCG começou a trabalhar no desenvolvimento de uma nova regulamentação para os preços de venda do gás às distribuidoras, que resultaram na publicação da Portaria

Interministerial MF/MME n.º 03, de 17 de fevereiro de 2000, de que tratou o capítulo anterior deste livro.⁵⁰

Adicionalmente, a Portaria Interministerial MF/MME 03 atribuiu à ANP a responsabilidade de divulgar as tarifas de transporte de referência, parcela que compõe o preço máximo de venda do gás nos *city gates*. A Portaria ANP 108/00 constituiu, então, o resultado deste processo, que acabou por consolidar os diversos objetivos da nova regulamentação. Neste sentido, especial atenção deve ser dada ao esforço realizado na introdução da distância percorrida pelo gás no sistema de transporte como fator determinante do preço. Após décadas de preços equalizados, diferentes regiões passaram, então, a ter preços diferenciados, em função do custo de transporte do gás até o ponto de entrega. Tal modificação reduz os subsídios cruzados e evita sinais distorcidos para as decisões de investimento privado.

Tornando-se, no entanto, a tratar das atribuições diretas da SCG, conforme discutiu o sexto capítulo deste livro, a Superintendência deve autorizar a importação de gás natural e a construção e operação de gasodutos, seguindo o estabelecido nas Portarias ANP n.º 43 e n.º 170, respectivamente. Só em 99 foram emitidas oito autorizações. Duas delas de construção de novos gasodutos, uma de operação para o gasoduto Bolívia-Brasil e outras cinco de importação de gás natural da Argentina, Bolívia e Nigéria, esta última na forma de gás natural liquêfeito. Neste ponto, urge ressaltar o início de operação, em meados de 99, do gasoduto Bolívia-Brasil, que representa um marco para indústria de gás natural no país. Desde o início do ano, mais nove autorizações foram concedidas, sendo uma de construção de gasoduto, quatro de operação e outras quatro de importação.

Outro ponto importante foi o aprimoramento do intercâmbio de informações entre os agentes atuantes no mercado gasífero brasileiro. Hoje, a SCG recebe diretamente dados relativos à importação de gás natural e à movimentação nos gasodutos de transporte e, indiretamente, através de outras superintendências da ANP, dados de reservas e produção de gás natural. É também intenção da SCG manter constante troca de informações com as companhias distribuidoras de gás canalizado.

Além disso, de acordo com o art. 58 da Lei n.º 9.478/97, cabe à ANP fixar a tarifa para dutos de transporte quando não houver acordo entre as partes, ou seja, entre o carregador de gás e o transportador. Nesse sentido, a ANP atuou pela primeira vez na história do Brasil como árbitro

⁵⁰ Como visto neste livro, em linhas gerais, as bases da proposta foram: menor volatilidade dos preços, desmembramento do preço do gás natural, nos *city gates*, em duas parcelas, a consideração progressiva do fator distância no preço final e o fim da diferenciação dos preços máximos permitidos por uso final.

de um conflito entre agentes da cadeia produtiva. Ao longo dos meses de junho e julho de 2000, a ANP construiu mais um importante pilar do processo de transição da indústria de gás ao modelo concorrencial.⁵¹ Neste processo, a decisão final da ANP teve como base alguns dos princípios estabelecidos no artigo 1º da Lei 9.478, quais sejam: promoção do desenvolvimento; proteção dos interesses do consumidor; incremento, em bases econômicas, da utilização do gás natural; promoção da livre concorrência; e atração de investimentos. Além disso, no estabelecimento da solução tarifária algumas decisões tomadas constituem importante sinalização ao mercado quanto à prestação do serviço não-firme, às regras de acesso ao Bolívia-Brasil e à visão da ANP em relação à qualidade dos serviços ao longo da cadeia gasífera e aos contratos firmes de longo prazo, que garantem as condições de financiamento necessárias à expansão da infra-estrutura na indústria.⁵²

PRÓXIMOS DESAFIOS

Dentre os desafios de curto prazo, enfatiza-se a necessidade cada vez maior de sintonia entre os diversos organismos públicos envolvidos no setor energético brasileiro, possibilitando uma melhor coordenação de ações de política e regulação no curto e longo prazos e garantindo uma ampla e adequada sinalização dos objetivos e ações do governo ao mercado.

No âmbito da ANP, destaca-se o desafio sempre presente à SCG de atuar no aprimoramento dos regulamentos existentes e na elaboração de novos regulamentos que passem a compor o quadro normativo da indústria de gás no país. Entre estes regulamentos, merece especial atenção a elaboração de modelos de contratação para os serviços de transporte, de regras básicas para o despacho de gás e para a definição de critérios tarifários e de alocação de capacidade para a ampliação do sistema de transporte existente.

Além disso, outro desafio de curto prazo é a estruturação de um sistema de monitoramento em tempo real da rede de transporte de gás natural, que permitirá o acompanhamento das condições de operação e de ociosidade do sistema, assim como garantirá uma fonte confiável e instantânea de informação para subsidiar as tomadas de decisões de forma ágil e consistente com os princípios regulatórios.

⁵¹ A resolução do conflito configurado entre Enron e TBG representou evento pioneiro sob diversos pontos de vista. Pela primeira vez, verificou-se a solicitação de um serviço não-firme de transporte de gás no país, conforme o exposto no art. 58 da Lei e os parâmetros estabelecidos na Portaria ANP 169/98 quanto ao acesso de terceiros aos dutos de transporte.

No entanto, o maior desafio da ANP para o início da presente década, ainda é o estabelecimento de regras que garantam a consolidação de um ambiente de livre concorrência e redefinam as relações entre a PETROBRAS e suas subsidiárias, de forma a evitar práticas anti-competitivas.

O presente livro, neste sentido, fornece não apenas à Agência, mas também aos diversos integrantes do setor energético brasileiro e à sociedade, subsídios para uma melhor compreensão dos problemas relacionados à indústria do gás natural no país, favorecendo, destarte, uma atuação mais eficiente da Agência no sentido da superação dos desafios da regulação no Brasil.

⁵² Efetivamente, as decisões tomadas objetivaram salvaguardar o equilíbrio entre os objetivos de promoção da utilização eficiente da capacidade não utilizada de transporte e os objetivos de manutenção da atratividade dos investimentos em expansão da infra-estrutura de transporte de gás natural do país.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria Química] (1998). **Relatório do Grupo de Trabalho Constituído pela Comissão de Economia da ABIQUIM para Estudo do Gás Natural**. São Paulo: ABIQUIM.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP (2000). **Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo 1990 - 1999**. Rio de Janeiro: ANP.
- ARTHUR, B. (1989). Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-in by Historical Events. **The Economic Journal**, march, p. 116-131, 1989.
- BRITISH PETROLEUM – BP (1998). **Statistical Review 1970, 1973, 1980, 1990, 1998**. UK: BP.
- DESSUS, B. (1994). **Atlas des Énergies**; Paris: Syrus.
- DOE/EIA [Energy Information Administration] (1995). **Annual Energy Review**. Washington D.C.: EIA.
- _____ (1997). **Annual Energy Outlook**. Washington, D.C.: EIA.
- ELETRÓBRÁS (1998). **Plano Decenal de Expansão 1998-2007**. Rio de Janeiro: Eletrobrás.
- FINON, D. (1996). Les Nouvelles Fonctions du Régulateur et du Gouvernement dans les Industries Électriques Libéralisées: Les Leçons des Expériences Européennes. **Révue de l'Énergie**, n. 477, p. 225-237, avril-mai.
- _____ (1999). **Potentialities of Interfuel Competition in France - New Industrial Strategies**. In: SALZBOURG SEMINAR, oct. 17-22, 1999, Salzburgo: Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie.
- GELLER, H., JANNUZZI, G., SCHAEFFER, R., & TOLMASQUIM, M. (1998). The Efficient Use of Electricity in Brazil: Progress and Opportunities. **Energy Policy**. V. 26, n. 11, p. 859-872.
- GRI [Gas Research Institute] (1996). **Engine and Combustion Turbine Design, Operation, and Control**. GRI.

- KREPCHIN, I. (1999). Distributed Generation: A Tool for Power Reliability and Quality. **Cogeneration and Competitive Power Journal**, v. 14, n. 3, p. 57-62, 1999.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME (1999). **Balanco Energético Nacional 1999**. Brasília: MME.
- _____ (2000). **Balanco Energético Nacional 2000**. Brasília: MME, 2000.
- NORMAN, D. A. (1997), **Competition and Electric Power Generation**. API, PASPD (abril).
- OLIVEIRA, R.G. (1999). **As Novas Estratégias das Empresas Privatizadas do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro: COPPE/PPE/UFRJ, *mimeo*.
- PERCEBOIS, J. (1989). **Economie de l'Energie**. Paris: Ed. Économica.
- _____ (1997) La Dérégulation de l'Industrie Électrique em Europe et aux États-Unis: um Processus de décomposition-recomposition. **Révue de l'Énergie**, n. 490, p. 523-542, septembre.
- PERKIN, J. M. (1990). Economic State of the US Oil and Natural Gas Exploration and Production Industry: Long Term and Recent Events. **American Petroleum Institute, Policy Analysis and Strategic Planning Department** (abril).
- PETROBRAS (1999). **Relatório anual de atividades, 1999**. Rio de Janeiro: Petrobras.
- PHB HAGLER BAILLY (1999). **Gas Carriage and Third Party Transmission Tariffs in Europe: A Report for NV Nederlandse Gasunie**. PHB Hagler Bailly Ltd, may.
- SCHAEFFER, R. LOGAN, J. SZKLO, A. CHANDLER, W. & MARQUES, J. (2000). **Developing Countries & Global Climate Change: Electric Power Options in Brazil**. Technical Report. Pew Center on Global Climate Change, Arlington, Virginia.
- SOARES, J., SZKLO, A., & TOLMASQUIM, M. (2000) Incentive Policies for Natural Gas-Fired Cogeneration in Brazil's Industrial Sector – case studies: chemical plant and pulp mill. **Energy Policy**, v. 29, n. 3, p. 205-215.
- SOARES, M. A. (1986).**

- SUAREZ, M. A. (1986). **Petroquímica e Tecnoburocracia, Capítulos do Desenvolvimento Capitalista no Brasil**. São Paulo: Hucitec.
- SZKLO, A. & OLIVEIRA, R. G. (2001). Frustrações da Reforma do Setor Elétrico Brasileiro: Riscos da Transição. **Revista Ciência Hoje**, v. 28, n. 168, jan/feb.
- SZKLO, A. (2001) **Tendências de Desevolvimento da Cogeração a Gás Natural no Brasil**. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: PPE/UFRJ/PPE, *mimeo*.
- THOMAS, S. (1996). The Privatization of the Electricity Supply Industry. In: SURREY, J. **The British Electricity Experiment - Privatization: the Record, the Issues, the Lessons**. London: Earthscan Publication Ltd., p. 40-63.
- VISWANATHAN, R., SCHEIRER, S., & STRINGER, J. (2000). Materials for Land-Based Gas Turbines. **Cogeneration and On-Site Power Production**, v.1, n. 2, p. 42-49, march/april.

ANEXO I: INFRA-ESTRUTURA DE PROCESSAMENTO E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL

I.1. INFRA-ESTRUTURA DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

I.1.1. CAPACIDADE INSTALADA DE PROCESSAMENTO

A capacidade atualmente instalada para processamento de gás natural no país representa 21,6 milhões m³/dia, devendo os novos investimentos garantir uma disponibilidade incremental de 19 milhões m³/dia. Essas capacidades totalizam, aproximadamente, 40 milhões m³/dia de gás natural processado.

A seguir, são apresentadas as principais unidades de processamento do energético, já em operação no país.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO LUBNOR (CE)

Em 1966, a PETROBRAS implantou uma fábrica de asfalto (ASFOR) no estado do Ceará. A instalação sofreu várias ampliações e foram estabelecidas unidades de processamento de gás natural e de produção de lubrificantes naftênicos, alcançando uma expressiva diversificação de produtos. A partir de então, a unidade passou a se chamar de Fábrica de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR).

Localizada em Fortaleza, esta unidade é capaz de processar 350 mil m³/dia de gás natural⁵³, proveniente das bacias sedimentares dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, predominantemente dos pólos produtores de Espada, Atum, Xaréu e Curimã. Este gás é recebido por um duto de 16” e de cerca de 80 km de extensão.

O gás residual destina-se aos consumidores atendidos pela Companhia de Gás do Ceará (CEGAS) por duto de 10”. Destaca-se que o mercado cearense é também atendido pelo gás processado na unidade Guamaré I, no estado do Rio Grande do Norte, através do Gasoduto Guamaré-Pecém.

⁵³ O cálculo das capacidades das unidades de processamento é realizado nas condições padrão de 1 atm e de 20°C.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO GUAMARÉ I (RN)

O projeto para a instalação da unidade de processamento Guamaré I surgiu a partir da oportunidade de produção de gás natural nos campos marítimos de Ubarana e Agulha. A partir da entrada do fluxo dos campos de terra, atingiu-se a sua capacidade nominal. Por este motivo, encontra-se em andamento uma ampliação com denominação de Guamaré II.

Localizada no Núcleo de Produção de Guamaré (NUGUAM-PETROBRAS), a unidade possui capacidade de processar 2,2 milhões m³/dia de gás natural, para aproveitar as reservas de gás dos campos terrestres do Rio Grande do Norte e dos campos marítimos de Pescada, Agulha, Ubarana e Arabaiana.

Nas condições atuais de operação da unidade são disponibilizados para o consumo 2,01 milhões m³/dia de gás industrial, 557 m³/dia (estado líquido) de GLP e 188 m³/dia de gasolina natural.

O gás industrial destina-se à injeção no campo de Ubarana, ao processo de *Gas Lift* e à comercialização nos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco através do Gasoduto Guamaré-Cabo. Atende ainda as demandas de gás do Ceará por meio do Gasoduto Guamaré-Pecém.

A produção de GLP abastece os mercados do Rio Grande do Norte por meio das distribuidoras Agip e Nacional Gás Butano e, eventualmente, algum volume é transferido ao estado da Paraíba.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO ATALAIA (SE)

Localizada em Aracaju, a unidade Atalaia começou a operar em março de 1981. Entretanto, o dado mais antigo de operação data de fevereiro de 1996, quando eram processados 2,78 milhões m³/dia de gás natural. Atualmente, a carga de gás processado é de 2,95 milhões m³/dia.

Como produtos do processamento, obtêm-se 2,75 milhões m³/dia de gás industrial, 340 t/dia de GLP, 180 m³/dia de gasolina natural e 180 m³/dia de condensado estabilizado.

O fornecimento do gás natural para unidade de processamento é realizado pelo Gasoduto Norte, por onde é escoado o gás produzido nas regiões de Carmópolis, na plataforma marítima de Sergipe e no estado de Alagoas.

Para o escoamento do gás industrial, a unidade interliga-se ao Gasoduto Sergipe-Bahia (GASEB) de 14", ao Gasoduto Atalaia-Laranjeiras (GAL) de 14" para atendimento da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados e ao Gasoduto do Distrito Industrial de Aracaju (DIA) de 6".

O GLP é escoado por um duto de 4" e 500 metros de comprimento, para a Nacional Gás Butano, enquanto a gasolina natural e o condensado estabilizado são transferidos ao Terminal Marítimo de Carmópolis (TECARMO), para ser incorporado ao petróleo produzido pelas plataformas marítimas.

▪ **Unidade de Processamento Carmópolis (SE)**

Esta unidade localiza-se em Carmópolis e está capacitada a processar 300 mil m³/dia de gás natural, sendo igualmente alimentada pelo Gasoduto Norte. O perfil de operação da unidade estabelece a disponibilização de 274.958 m³/dia de gás industrial e 25.042 m³/dia de GLP.

O LGN produzido é totalmente injetado no petróleo produzido na região. Já o gás residual atende aos clientes internos (Emsergás) e externos de Sergipe.

▪ **Unidade de Processamento Candeias (BA)**

A unidade de processamento Candeias localiza-se em São Francisco do Conde. Opera com uma carga de 2,9 milhões m³/dia de gás natural, com uma produção de LGN em torno de 580-600 m³/dia e saída de gás residual em torno de 2,76 milhões m³/dia.

O recebimento de gás natural é realizado por gasodutos provenientes de:

- ✓ Núcleo Santiago, campos Miranda e Água Grande com 1,4 milhão m³/dia de capacidade (12");
- ✓ área de Lamarão, Cexis e adjacências com 550 mil m³/dia de capacidade (10");
- ✓ campo de Candeias, com capacidade de 550.000 m³/dia (8");
- ✓ vários campos adjacentes em média pressão, que é comprimido no Núcleo Candeias e enviado à unidade de processamento, com capacidade de 400 mil m³/dia (8" e 6").

O gás residual destina-se, conforme condições do sistema de gás na Bahia, ao consumo da Refinaria Landulpho Alves (1 milhão m³/dia), às vendas da Companhia de Gás da Bahia para as áreas de Candeias, Pólo Petroquímico de Camaçari e Aratu (1,050 milhão m³/dia), ao

fornecimento para a Fábrica de Fertilizantes da Bahia (400 mil m³/dia)⁵⁴ e à injeção de gás no campo de Candeias e outros consumos locais (310 mil m³/dia).

Já a produção de LGN é encaminhada à Refinaria Landulpho Alves.

A unidade está localizada no Núcleo de Movimentação Sul. O escoamento de seus produtos é realizado pelos seguintes dutos:

- ✓ para transporte de LGN até a Refinaria Landulpho Alves (4");
- ✓ para transporte de gás residual até o Pólo Petroquímico de Camaçari (12");
- ✓ para transporte de gás residual até o Pólo Petroquímico de Camaçari, via Aratu (12");
- ✓ para fornecimento de gás residual à Refinaria Landulpho Alves (6");
- ✓ para fornecimento de gás residual à Refinaria Landulpho Alves (10").

UNIDADE DE PROCESSAMENTO CATU (BA)

A unidade de processamento Catu localiza-se entre as cidades de Pojuca e Catu, na estrada BA-093, Fazenda Modelo, a 90 km de Salvador. Esta unidade opera com carga de 1,9 milhão m³/dia de gás natural, com uma produção de LGN de 500 m³/dia e de gás residual de 1,8 milhão m³/dia, aproximadamente.

O recebimento de gás natural ocorre pelos gasodutos provenientes de:

- ✓ campo de Miranda, com capacidade de 1,25 milhão m³/dia (10");
- ✓ campos da Borda Nordeste, Araçás e Fazenda Imbé, com capacidade de 350 mil m³/dia (10");
- ✓ núcleo Santiago que recebe o gás do campo de Água Grande e Conceição, com capacidade de 300 mil m³/dia.

A produção de LGN é enviada à Refinaria Landulpho Alves. O gás residual destina-se, de acordo com as condições semelhantes às da unidade Candeias, ao fornecimento para a Fábrica de Fertilizantes da Bahia (400 mil m³/dia)⁵⁵, às vendas da Companhia de Gás da Bahia em Santiago e no Pólo Petroquímico de Camaçari (800 mil m³/dia) e à injeção de gás no campo de Água Grande (600 mil m³/dia).

A unidade também está localizada no Núcleo de Movimentação Sul. Para o escoamento de seus produtos, interliga-se aos seguintes dutos:

⁵⁴ A Fábrica de Fertilizantes da Bahia é também atendida com o gás de Sergipe e com o gás da unidade de processamento Catu (BA), que são misturados ao gás de Candeias, na estação de recebimento de gás em Camaçari. O valor de 400.000 m³/dia é uma estimativa e depende das condições de fluxo do sistema.

⁵⁵ Vide nota de rodapé anterior.

- ✓ transporte de LGN até a Refinaria Landulpho Alves (4^o);
- ✓ gasoduto de 14’’ e 33 km de Santiago a Camaçari e gasoduto de 18’’ e 33 km de Santiago a Camaçari para o transporte de gás industrial até o Pólo Petroquímico de Camaçari.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO LAGOA PARDA (ES)

Localizada no município de Linhares, a unidade iniciou suas operações em 1983, com capacidade de 150 mil m³/dia de gás natural. Atualmente processa 450 mil m³/dia dos 650 mil m³/dia de gás natural comercializados na região de Aracruz e Grande Vitória. A diferença contorna a unidade de processamento e se junta ao gás tratado para alimentar ao Gasoduto Lagoa Parada-Vitória.

A unidade de processamento Lagoa Parada recebe gás natural das Estações Coletoras de Fazenda Cedro, Lagoa Suruaca e Lagoa Parada, proveniente da produção em terra no estado. O gás residual é vendido a dois consumidores em Aracruz e a outros quinze na Grande Vitória. A demanda do mercado de gás e GLP está em crescimento, sendo a produção hoje insuficiente para atender o mercado.

Para o escoamento de GLP, a unidade está ligada a quatro distribuidoras, sendo três na Grande Vitória (Minasgás, Nacional Gás, Supergasbras) e uma em Barra de São Francisco (Nutrigas), por transporte rodoviário. Já a gasolina natural produzida é incorporada na corrente do petróleo do Espírito Santo via oleoduto.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO CABIÚNAS (RJ)

O Complexo de Cabiúnas localiza-se em Macaé (RJ). É formado por uma unidade de processamento de capacidade de 3 milhões m³/dia de gás natural; uma unidade de processamento de condensado de gás natural de capacidade de 1.500 m³/dia de condensado e uma unidade de refrigeração de gás natural com capacidade nominal de 560 mil m³/dia de gás, contudo processando 610 mil m³/dia atualmente.

A unidade de refrigeração visa processar o déficit de processamento de gás natural, produzindo gás especificado e LGN. A unidade de processamento foi também dimensionada para processar o gás natural. Ambas produzem LGN, posteriormente direcionado à unidade de processamento de condensado para conversão em GLP e gasolina natural, operando atualmente com 650 m³/dia de condensado.

O gás natural especificado atende ao mercado do Rio de Janeiro e partes dos mercados de São Paulo e Minas Gerais. O escoamento do gás residual das unidades de processamento ocorre por gasodutos da CEG que seguem para Cabo Frio e Campos, além de um gasoduto de transporte de gás natural até as instalações da REDUC, no estado do Rio de Janeiro.

Os mercados para o GLP são as regiões do norte e noroeste do estado do Rio de Janeiro, Região dos Lagos e Vitória. A gasolina natural, desde o início da operação, é reinjetada na corrente de petróleo transportada de Macaé para o Rio de Janeiro.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO REDUC (RJ)

A REDUC foi planejada para suprir de derivados de petróleo os estados do Rio de Janeiro, São Paulo e parte de Minas Gerais. Existem duas unidades de processamento na refinaria localizada em Duque de Caxias, com capacidade total de 4,5 milhões m³/dia de gás natural, sendo uma unidade com capacidade de processar 2,5 milhões de m³/dia de gás natural e outra com 2 milhões m³/dia.

A alimentação para as unidades de processamento é realizada diretamente da região de Campos, através de um gasoduto de transferência de 20", com a capacidade de movimentação de 187,5 mil m³/dia de gás natural, com origem em Cabiúnas. Paralelamente a este duto, há um duto de 16" que transporta gás natural especificado na unidade de processamento Cabiúnas.

O escoamento do gás residual é realizado por um sistema de dutos:

- ✓ duto de 12" e 83,33 mil m³/h de capacidade, para atendimento da CEG;
- ✓ duto de 12" e 3.000 m³/h de capacidade, para atender os consumidores locais (Bayer);
- ✓ duto de 4" e de 80 m³/h de capacidade, para atendimento da Petroflex;
- ✓ dutos de 14" e 25 mil m³/h de capacidade e de 18" e 170,83 mil m³/h de capacidade, para atendimento dos consumidores de outras regiões (sul do Rio de Janeiro e partes de Minas Gerais e São Paulo);

O GLP produzido por esta instalação atende ao mercado local do Rio de Janeiro, englobados todos os seus municípios, através de um duto de 6" e 270 m³/h de capacidade para as companhias distribuidoras e de um duto de 8" e 180 m³/h de capacidade para o escoamento à GEGUA/Ilha Redonda.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO CUBATÃO - RPBC (SP)

Com a capacidade nominal de processamento de 2,4 milhões m³/dia de gás natural, a unidade localiza-se nos limites da Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão. O gás natural é recebido da plataforma de Merluza, através de um gasoduto de 16” com vazão de 2,1 milhões m³/dia.

Após o processamento, este gás natural atende os mercados da Baixada Santista e da Grande São Paulo, por meio de dois gasodutos. O primeiro duto possui 12” de diâmetro e a capacidade de 1 milhão de m³/dia de gás natural, para atender as demandas da COMGÁS, enquanto o segundo duto possui 10” de diâmetro e capacidade de escoar 1,5 milhão m³/dia para a COMGÁS e a Baixada Santista.

O GLP é escoado por um gasoduto de 380 m³/dia e transferido para a Grande São Paulo, onde é entregue às companhias distribuidoras locais.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE URUCU I

A unidade está localizada na Estação de Pólo Arara, na província petrolífera do Rio Urucu, em Coari. Em março de 1993, suas operações foram iniciadas para processar 600 mil m³/dia de gás natural e produzir 200 m³/dia de GLP e 13 m³/dia de gasolina natural. Atualmente, processa 670 mil m³/dia de gás natural, produzindo 250 m³/dia de GLP e 40 m³/dia de gasolina natural.

Até o momento, o gás processado em Urucu I destina-se ao atendimento das demandas internas da PETROBRAS na região produtora, em decorrência da falta de infra-estrutura para escoamento da produção às áreas de consumo. O gás residual não utilizado como combustível é totalmente reinjetado nos campos produtores, enquanto a gasolina natural será incorporada e injetada totalmente ao petróleo produzido.

O escoamento de GLP é realizado por um duto de 4,5” e de 52 km de extensão, que interliga o Pólo Arara ao Porto Terminal, às margens do Rio Tefé para carregamento através de balsas da Amazongas e Fogas. Com a entrada do novo sistema de transferência, o GLP será escoado pelo Terminal Solimões, às margens do Rio Solimões, em Coari, para atender o mercado de Manaus e Porto Velho.

I.1.2. NOVOS INVESTIMENTOS

Novos investimentos estão previstos para o processamento de gás natural, em decorrência da expectativa do incremento da demanda no país. Assim sendo, planeja-se a implantação de quatro novas unidades de processamento, que permitiriam o aumento da capacidade de processamento de cerca de 19 milhões m³/dia de gás natural.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO GUAMARÉ II (RN)

Está em construção, no Pólo Industrial de Guamaré, uma nova unidade de processamento de gás natural. Estudos sobre o aproveitamento das reservas de gás natural dos campos de Pescada e Arabaiana constataram a capacidade de produção muito acima da disponibilidade das instalações de Guamaré I para o processamento de gás. Além disso, a produção de gás desses campos é acompanhada por uma grande quantidade de condensado que tem que ser estabilizado antes de misturado ao petróleo.

Atualmente, a mistura ao petróleo é feita antes da separação de gás e óleo. Face à grande quantidade de gás liberado pelo condensado, os separadores já estão sobrecarregados nos níveis atuais de produção de Pescada/Arabaiana. Portanto, para o aumento da produção destes campos, faz-se necessária a ampliação da capacidade de processamento de gás e de estabilização de condensado do Pólo de Guamaré.

Por esses motivos e para atender ao crescimento previsto na demanda de gás natural na região, foi proposta a ampliação do Pólo Industrial de Guamaré com a construção de uma nova unidade de processamento e de uma unidade de estabilização de condensado. A princípio, a capacidade do projeto será de 2 milhões m³/dia de gás natural.

Pode-se esquematizar a unidade de processamento da seguinte forma:

- ✓ Gás Natural Processado: 2.000.000 m³/dia
- ✓ Gás Industrial: 1.741.800 m³/dia
- ✓ LGN: 340 t/dia
- ✓ Gasolina Natural: 178 m³/dia

O gás residual será enviado aos consumidores pelos Gasodutos Guamaré-Cabo e Guamaré-Pecém. O GLP atenderá às distribuidoras locais (Nacional Gás e Novogas), utilizando a estação de carregamento existente, enquanto a gasolina natural será misturada à corrente de petróleo para as refinarias.

Atualmente, o gás industrial da UPGN Guamaré I atende os mercados do Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Ceará, e o GLP atende o estado do Rio Grande do Norte. O excedente, resultante da ampliação (Guamaré II), será enviado para Paraíba e/ou Pernambuco.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO PILAR (AL)

A unidade ficará localizada na Estação de Compressão no município de Pilar, e tendo sido concebida para processar o gás dos campos de Furado e Pilar, com uma capacidade de processamento de 1,8 milhão m³/dia de gás natural. Será capaz de disponibilizar 1.730.000 m³/dia de gás industrial, 116,3 t/dia de LGN e 76,6 m³/dia de gasolina natural.

O gás residual atenderá as demandas, em Pilar, da Companhia Estadual de Gás do Estado de Alagoas e, além disso, será enviado aos consumidores de Sergipe (pelos gasodutos que interligam os estados de Alagoas, Sergipe e Bahia) e de Pernambuco (pelos Gasodutos Pilar-Cabo e Guamaré-Cabo), visando suprir o acréscimo de demanda previsto para os próximos anos, devido à entrada em operação das novas termelétricas planejadas para a região.

O GLP produzido será fornecido para as distribuidoras locais através de carretas, e a gasolina natural será enviada para o sistema de armazenamento e coleta de condensado existente na planta de compressão de Pilar.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO CABIÚNAS (RJ)

Em decorrência do aumento da demanda de gás natural na região Sudeste do país e da possível conexão ao mercado do Espírito Santo, a PETROBRAS solicitou a autorização para construção de uma unidade de recuperação de líquidos no Terminal de Cabiúnas, um duto de líquido de gás natural entre o Terminal de Cabiúnas e a REDUC e uma unidade fracionadora de líquidos a ser instalada na REDUC.

A unidade de fracionamento de líquido de gás natural teve sua construção motivada pela criação do Pólo Gás-Químico que será construído no Município de Duque de Caxias. Esta unidade terá a capacidade de processamento de 5.350 m³/dia, sendo capaz de processar o líquido de gás natural proveniente das unidades de recuperação de líquido, que estarão localizadas em Macaé. Produzirá 994 t/dia de etano, 732 t/dia de propano, 482 t/dia de butano e 162 t/dia de gasolina natural.

A unidade de recuperação de líquido de gás natural surgiu em função da necessidade de adequar a capacidade de processamento ao aumento da produção de gás natural proveniente da Bacia de Campos. Admitindo que o aumento da produção de gás ocorrerá cerca de dois anos antes da implantação do Pólo, a PETROBRAS decidiu conceber o projeto em três fases, a saber:

- ✓ Fase 1 - Processamento de 4.500.000 m³/dia de gás natural e produção de 4.100.000 m³/dia de gás natural seco e 680 t/dia de LGN;
- ✓ Fase 2 - Processamento de 9.000.000 m³/dia de gás natural e produção de 8.200.000 m³/dia de gás natural seco e 1.360 t/dia de LGN;
- ✓ Fase 3 - Processamento de 9.000.000 m³/dia de gás natural e produção de 7.600.000 m³/dia de gás natural seco e 2.373 t/dia de LGN.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO URUCU II (AM)

A unidade de processamento já foi instalada no Porto de Urucu, em Coari, mas ainda se encontra em pré-operação. Terá a capacidade de processamento de 6 milhões m³/dia de gás natural, recebidos dos campos do Rio Urucu e Leste do Rio Urucu. O gás residual, que não for utilizado como combustível, será totalmente reinjetado nos campos produtores.

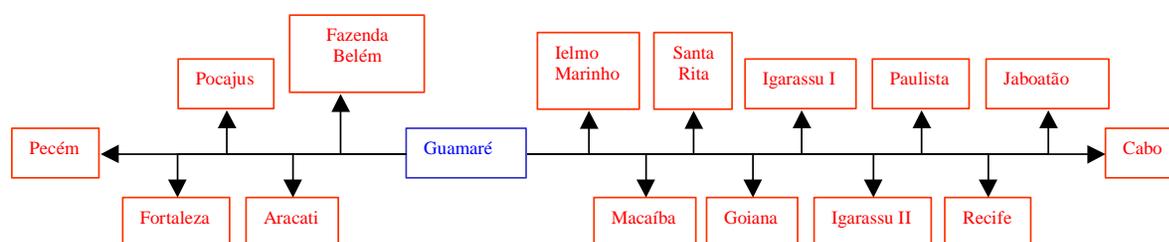
O sistema de separação existente, a unidade de processamento instalada e o conjunto de compressores de reinjeção serão desativados, não sendo, entretanto, desmontados, para que no futuro possam ser reaproveitados. Os tanques de óleo terão nova utilização prevista no projeto e a Unidade de Produção de Óleo Diesel será interligada aos novos sistemas. Os sistemas de tochas existentes, inclusive os vasos de *blow-down*, serão desativados e desmontados, sendo substituídos por uma única tocha nova.

I.2. INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

I.2.1. ESCOAMENTO DE GÁS NATURAL NACIONAL

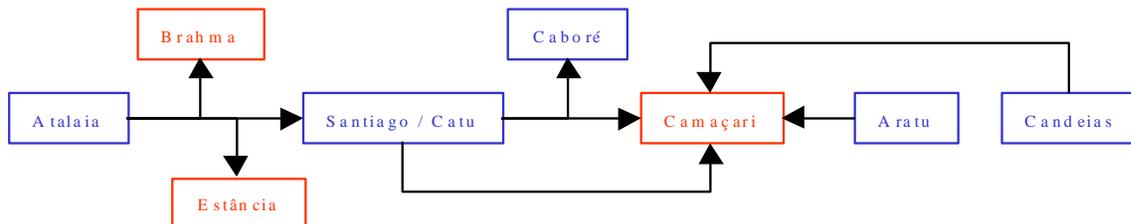
A rede nacional de transporte de gás natural encontra-se subdividida em quatro malhas distintas: A **Malha I**, que compreende os trechos do Gasoduto Guamaré–Cabo e Guamaré–Pecém, atende os estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco.

- **Gasoduto Guamaré (RN) – Cabo (PE):** com extensão de 424 km, diâmetro de 12” e capacidade de 860 mil m³/dia, escoo o gás processado da UPGN de Guamaré e entrega o produto nos seguintes *city gates*: Ielmo Marinho – RN, Macaíba – RN, Santa Rita – PB, Goiana – PE, Igarassu – PE, Paulista – PE, Recife – PE, Jaboatão – PE e Cabo – PE. No segundo semestre de 1999, o Gasoduto Guamaré – Cabo movimentou, em média, 841 mil m³/dia.
- **Gasoduto Guamaré (RN) – Pecém (CE):** com extensão de 382 km, diâmetro variando de 10” a 12” e capacidade de 800 mil m³/dia, este gasoduto também escoo o gás natural da UPGN de Guamaré. São atendidos os seguintes *city gates*: Fazenda Belém – CE, Aracati – CE, Pocajus – CE, Fortaleza– CE, Pecém – CE. No segundo semestre de 1999, o Gasoduto Guamaré – Pecém movimentou um volume de 92 mil m³/dia, ainda que estivesse operando apenas no trecho Guamaré–Fazenda Belém. Destaca-se que a autorização de operação dada para o Gasoduto Guamaré–Pecém, em sua totalidade, foi publicada no Diário Oficial da União em 23/03/2000 (Autorização n.º 45, de 22/03/2000).



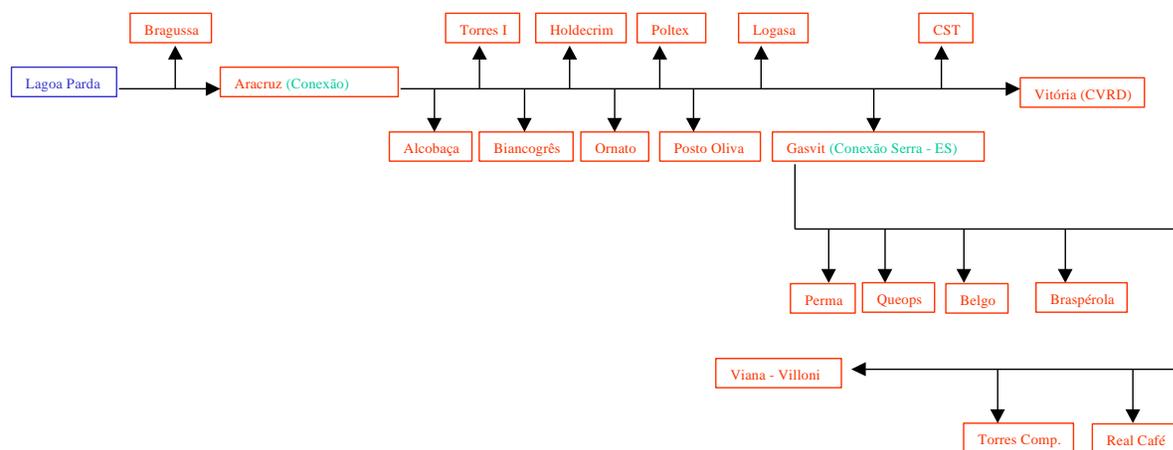
A **Malha II**, que atende os Estados de Sergipe e Bahia, é formada por uma série de gasodutos. O Atalaia–Catu, o Santiago–Camaçari I, o Santiago–Camaçari II, o Candeias–Camaçari e o Aratu–Camaçari.

- **Gasoduto Atalaia (SE) – Catu (BA):** com extensão de 232 km, diâmetro de 14” e capacidade de 1.103 mil m³/dia, atende os seguintes *city gates*: Brahma – SE, Estância – SE e Catu – BA. No segundo semestre de 1999, movimentou 1.051 mil m³/dia.
- **Gasoduto Santiago (BA) – Camaçari I (BA):** com extensão de 32 km, diâmetro de 14” e capacidade de 1.000 mil m³/dia, este gasoduto entrega gás natural nos *city gates* de Caboré – BA e Camaçari – BA. Paralelamente a este, foi construído o **Gasoduto Santiago–Camaçari II** para também atender a demanda do Pólo Petroquímico de Camaçari (BA). Este gasoduto também tem extensão de 32 km, diâmetro de 18” e capacidade de 1.800 mil m³/dia. No segundo semestre de 1999, o Gasoduto Santiago–Camaçari I movimentou 816 mil m³/dia, enquanto o Gasoduto Santiago–Camaçari II movimentou 1.353 mil m³/dia.
- **Gasoduto Candeias (BA) – Camaçari (BA):** construído também para atender as demandas do Pólo Petroquímico de Camaçari, com extensão de 37 km, diâmetro de 12” e capacidade de 1.000 mil m³/dia. Este gasoduto movimentou, no segundo semestre de 1999, um volume de 376 mil m³/dia.
- **Gasoduto Aratu (BA) – Camaçari (BA):** possui extensão de 20 km, diâmetro de 10” e capacidade de 700 mil m³/dia. No segundo semestre de 1999, movimentou 73,20 mil m³/dia de gás natural.



A **Malha III**, atende, exclusivamente, ao Estado do Espírito Santo e é composta pelos Gasodutos Lagoa Parda–Aracruz, Aracruz–Vitória e Serra–Viana.

- **Gasoduto Lagoa Parda (ES) – Aracruz (ES):** com 38 km de extensão, diâmetro de 8” e capacidade 1.000 mil m³/dia, este gasoduto escoo o gás processado na UPGN de Lagoa Parda e atende os seguintes *city gates*: Bragussa – ES e Aracruz – ES. No segundo semestre de 1999 o gasoduto movimentou um volume de 634 mil m³/dia.
- **Gasoduto Aracruz – Vitória:** com extensão de 73,8 km, diâmetro de 8” e capacidade de 1.000 mil m³/dia, tal gasoduto atende os seguintes *city gates*: Alcobaça – ES, Torres I – ES, Biancogrês – ES, Holdecrim – ES, Ornato – ES, Poltex – ES, Posto Oliva – ES, Logasa – ES, GASVIT – ES, CST – ES e CVRD – ES. O volume movimentado no segundo semestre de 1999 foi de 461 mil m³/dia de gás natural.
- **Gasoduto Serra – Viana:** é uma derivação do Gasoduto Aracruz – Vitória no Município de Serra – ES, tem 30 km de extensão, diâmetro de 8” e capacidade de 660 mil m³/dia. Os *city gates* atendidos por este gasoduto são: Perma – ES, Queops – ES, Belgo – ES, Braspérola – ES, Real Café – ES, Torres Comp. – ES e Villoni – ES. Movimentou, no segundo semestre de 1999, um volume de 69 mil m³/dia.

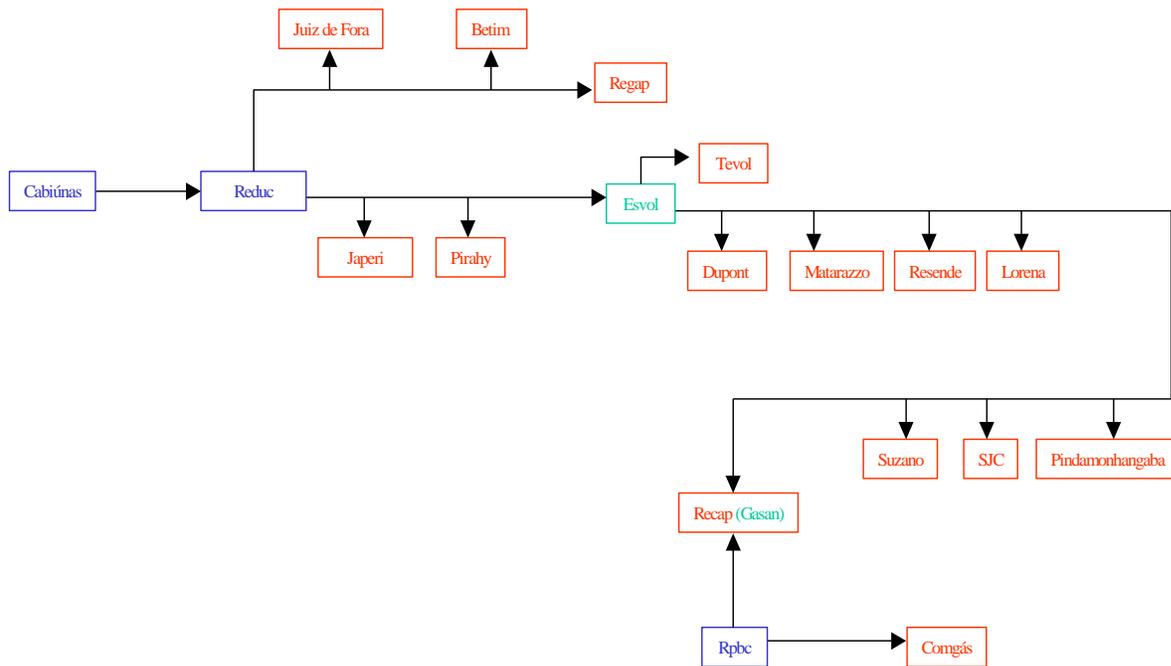


Por fim, a **Malha IV** atende os Estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo e movimentada a maior quantidade do gás natural produzido no Brasil, escoando a produção da Bacia de Campos (RJ) e da Bacia de Santos (Campo de Merluza – SP). Esta malha é composta pelos seguintes gasodutos: Cabiúnas–Reduc, Reduc–Regap, Reduc–Esvol, Esvol–Tevol, Esvol–São Paulo, RPBC–Capuava e RPBC–Comgás.

- **Gasoduto Cabiúnas (RJ) – Reduc (RJ):** escoada o gás natural processado nas UPGNs de Cabiúnas, tendo capacidade de 4.250 mil m³/dia, diâmetro de 16” e extensão de 183 km. No segundo semestre de 1999, movimentou 7.402 mil m³/dia⁵⁶.
- **Gasoduto Reduc (RJ) – Regap (MG):** tem capacidade de 1.952 mil m³/dia, diâmetro de 16” e extensão de 357 km. Este gasoduto atende os seguintes *city gates*: Juiz de Fora – MG, Betim – MG e a Regap – MG e movimentou, no segundo semestre de 1999, 824 mil m³/dia.
- **Gasoduto Reduc (RJ) – Esvol (RJ):** com capacidade de 4.215 mil m³/dia, diâmetro de 18” e extensão de 95,2 km, este gasoduto atende os *city gates* de Japeri – RJ, Pirahi – RJ e Esvol – RJ, tendo movimentado, no segundo semestre de 1999, um volume de 3.207 mil m³/dia.
- **Gasoduto Esvol (RJ) – Tevol (RJ):** interliga a Estação de Válvulas de Volta Redonda (Esvol) e o Terminal de Volta Redonda (Tevol), tendo uma extensão de 5,5 km, diâmetro de 14” e capacidade nominal de 4.215 mil m³/dia. Movimentou, no mesmo período, apenas 630 mil m³/dia de gás natural.
- **Gasoduto Esvol (RJ) – São Paulo (SP):** é o mais extenso da malha, tendo 325,7 km de comprimento. Possui capacidade de escoamento de 4.215 mil m³/dia e diâmetro de 22” e atende os seguintes *city gates*: Dupont- RJ, Mattarazzo – RJ, Resende– RJ, Lorena – SP, Pindamonhangaba – SP, São José dos Campos – SP, Suzano– SP e Recap – SP. No segundo semestre de 1999, movimentou 2.017 mil m³/dia de gás natural.
- **Gasoduto RBPC (SP) – Capuava (SP):** interliga o Gasoduto Esvol – São Paulo à RPBC. Tem comprimento de 37 km, diâmetro de 12” e capacidade de escoamento de 1.530 mil m³/dia. Movimentou, no segundo semestre de 1999, um volume de 108 mil m³/dia.

⁵⁶ Como pode-se perceber, este volume está muito acima da capacidade nominal declarada para o gasoduto, levando a conclusão de que a Petrobras está também contabilizando, neste escoamento, o volume movimentado no gasoduto paralelo, classificado como sendo de transferência.

- **Gasoduto RBPC (SP) – Comgás (SP):** atende especificamente a demanda da distribuidora de gás canalizado de São Paulo, a Comgás. Possui 1,5 km de extensão, diâmetro de 12” e capacidade de 1.550 mil m³/dia. Movimentou, no período destacado acima, 1.028 mil m³/dia.



Cabe ressaltar que toda a malha nacional, englobando a existente e os novos projetos, é de propriedade da Petrobras.

Novos gasodutos estão sendo projetados para a Malha Nacional, com o objetivo de dar suporte aos mercados existentes e potenciais e que, ainda, deverão ser submetidos ao processo de autorização da ANP. São eles:

Gasoduto Pilar (AL) - Cabo (PE): projeto já finalizado, e em análise na ANP para autorização de operação. O gasoduto permitirá a entrada de um novo ponto produtor (o estado de Alagoas) à atual Malha I, possibilitando a interligação da malha I e malha II;

Cabiúnas (RJ) – Vitória (ES): gasoduto ainda em estudo e irá conectar o Rio de Janeiro ao Espírito Santo, interligando a Malha III e IV;

Urucu (AM) – Coari (AM): gasoduto já finalizado e que permitirá o escoamento da produção de gás natural de Urucu, viabilizando os projetos termelétricos destacados para a Região Norte do

País. No entanto, não foi encaminhado a ANP qualquer documentação para iniciar o processo de autorização de operação.

Coari (AM) – Manaus (AM): tal como o gasoduto destacado acima, este projeto, em estudo, irá escoar a produção de gás natural de Urucu, viabilizando os projetos termelétricos destacados para a Região Norte do País.

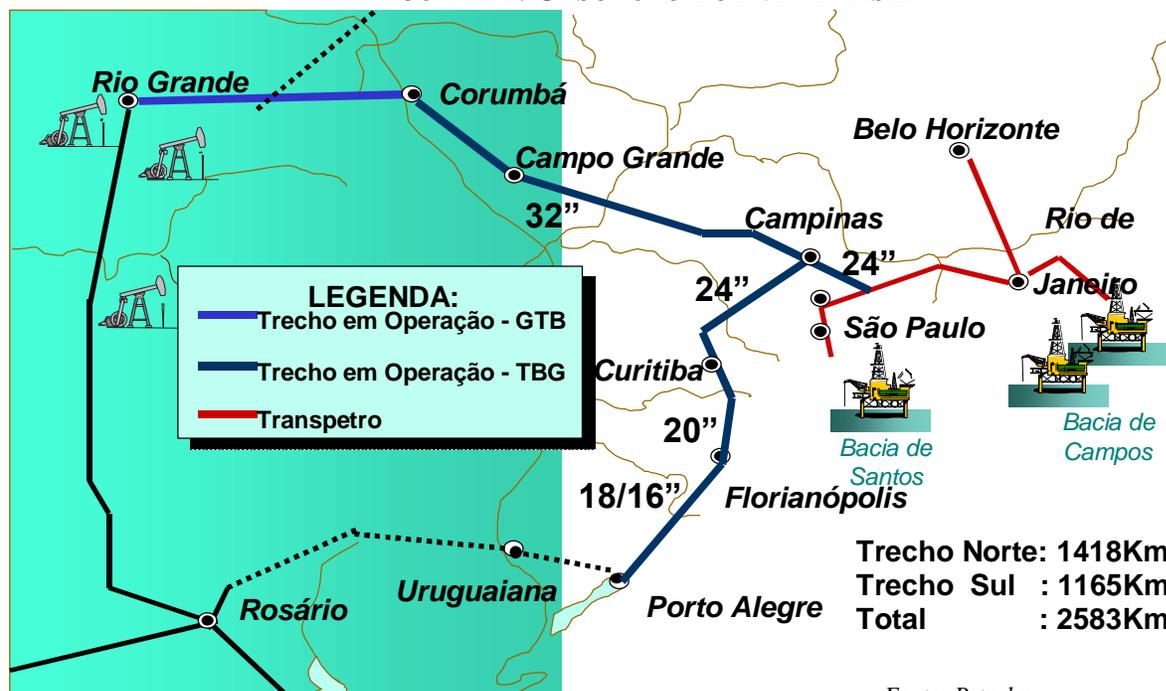
Urucu (AM) – Porto Velho (RO): tal como o Gasoduto Urucu – Coari irá escoar a produção de gás natural de Urucu, possibilitando desenvolvimento de uma Termelétrica a ser instalada em Porto Velho, nas bases do Programa Prioritário para Geração de Energia Elétrica do Governo Federal. No entanto, este projeto ainda encontra-se em estudo.

I.2.2. ESCOAMENTO DE GÁS NATURAL IMPORTADO

- **Gasoduto Bolívia Brasil**

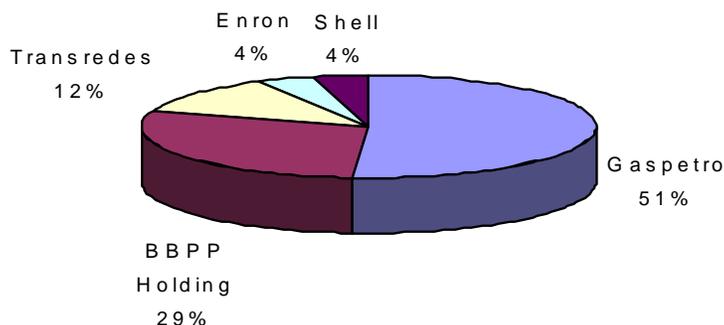
O projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil foi executado em duas etapas: o primeiro trecho, de Corumbá (MS) a Guararema (SP), com extensão de 1.418 km e diâmetro variando de 32” a 24”, entrou em operação em julho de 1999. O segundo trecho, de Guararema (SP) até Canoas (RS), com extensão de 1.165 km e diâmetro variando de 24” a 16”, foi inaugurado no final do mês de março de 2000. Este gasoduto, com 2.583 km e capacidade de transporte de até 30 milhões de m³/dia (capacidade do gasoduto em 2007), cruza os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, disponibilizando gás natural para as companhias distribuidoras de cada estado, para que elas possam atender o seu mercado consumidor (ver figura I-1). Os principais consumidores são refinarias, grandes indústrias e termelétricas. Atualmente, o gasoduto movimenta algo em torno de 8 milhões m³/dia, ainda bastante abaixo da capacidade operacional do mesmo.

FIGURA I-1: GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL



O Gasoduto Bolívia – Brasil, cujo investimento foi de US\$ 2 bilhões, é operado pela TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.), empresa controlada pela Gaspetro, BBPP Holdings, Transredes, Enron e Shell. A BBPP Holdings é formada pela British Gas, El Paso Energy e BHP, cada qual detendo 1/3 das ações da mesma. Já a Transredes, empresa transportadora atuante na Bolívia, tem como seus acionistas os Fundos de Pensão Bolivianos (50%), a Enron (25%) e a Shell (25%).

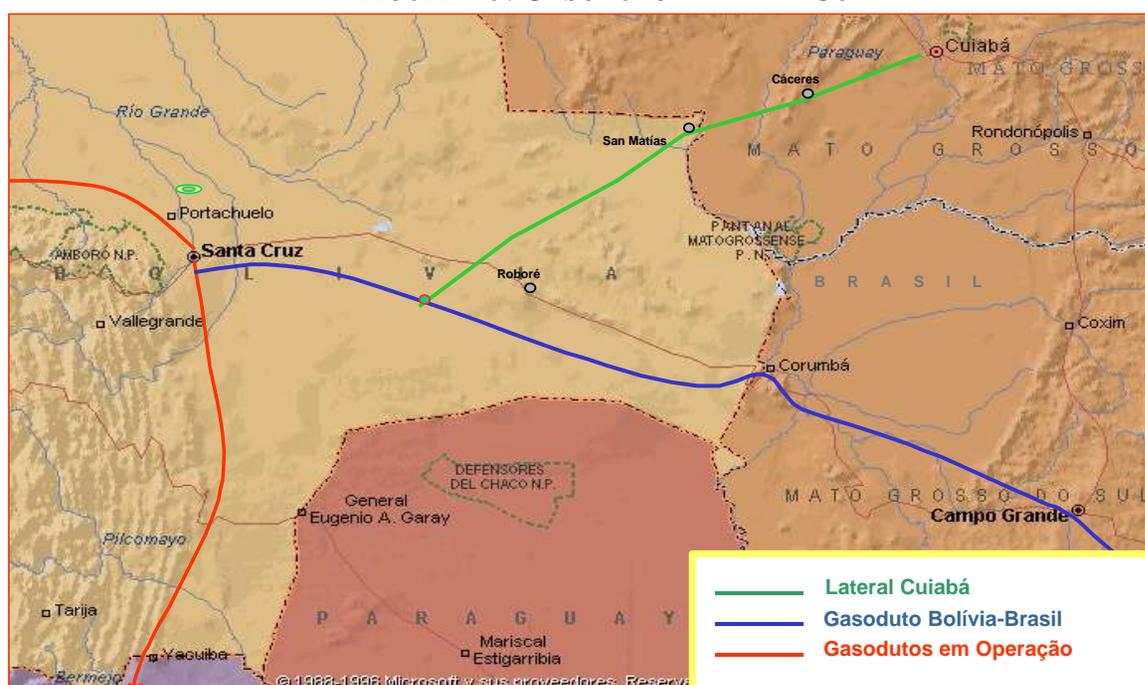
FIGURA I-2: CONTROLE DA TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA BRASIL



- **Gasoduto Lateral Cuiabá**

Este gasoduto começará no trecho ainda boliviano do “Gasbol” e seguirá em direção a cidade de San Matias, na Bolívia. No Brasil, antes de chegar a Cuiabá, cruzará quatro Municípios: Cáceres, Nossa Senhora do Livramento, Poconé e Várzea Grande (ver figura I-3). Seu diâmetro é de 18” e capacidade de transporte projetada de 2,8 milhões de m³/dia. Tal gasoduto já recebeu da ANP a autorização para construção e irá fornecer gás natural para a Usina Termelétrica Cuiabá I, com potência de 480 MW.

FIGURA I-3: GASODUTO LATERAL CUIABÁ

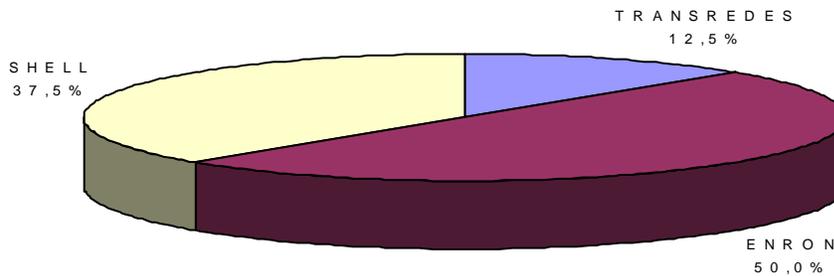


Fonte: Enron

O investimento previsto para este empreendimento é de US\$ 92 milhões, dos quais 30% correspondem a capital próprio. A extensão total da obra é de 627 km, sendo 360 km em território boliviano e 267 km em território brasileiro. O primeiro trecho será operado pela empresa Gasorient e o segundo pela empresa Gasocidente. Na verdade, trata-se do mesmo grupo de controladores. A Enron lidera o consórcio que também tem participação da Shell e da Transredes. Esta última, como visto anteriormente, é controlada por fundos de pensão bolivianos possuindo também participação da Enron e da Shell (ver figura I-4). A conclusão da obra está

prevista para setembro de 2001 e a entrada em operação do gasoduto deve ocorrer em dezembro do mesmo ano.

FIGURA I-4: CONTROLE DO GASODUTO LATERAL CUIABÁ



- **Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre**

O Gasoduto Uruguaiana–Porto Alegre, cujo investimento previsto até 2004 é de US\$ 270 milhões, terá uma extensão de 615 km, diâmetro de 24” e capacidade nominal de transporte de 12 milhões de m³/dia de gás argentino até a região da Grande Porto Alegre, com previsão de interligação com o gasoduto Bolívia-Brasil (ver figura I-5). O Uruguaiana–Porto Alegre será construído em duas fases. A primeira fase, já concluída e com o gasoduto já em operação, contempla dois trechos: da fronteira do Brasil com a Argentina até o *city gate* de Uruguaiana (25 km), visando o suprimento de gás natural para a usina termelétrica de Uruguaiana, cuja potência será de 600 MW, e da REFAP até a COPESUL (25 km), visando o abastecimento de gás à COPESUL. A segunda fase abrange o restante do gasoduto, de Uruguaiana à REFAP (565 km), viabilizando o abastecimento da UTE Gaúcha (com potência de 480 MW), tendo uma previsão de término em março de 2002. Além do mercado industrial, o gasoduto Uruguaiana–Porto Alegre visa possibilitar a execução de projetos de geração termelétrica destinados a reduzir a dependência energética do estado do Rio Grande do Sul.

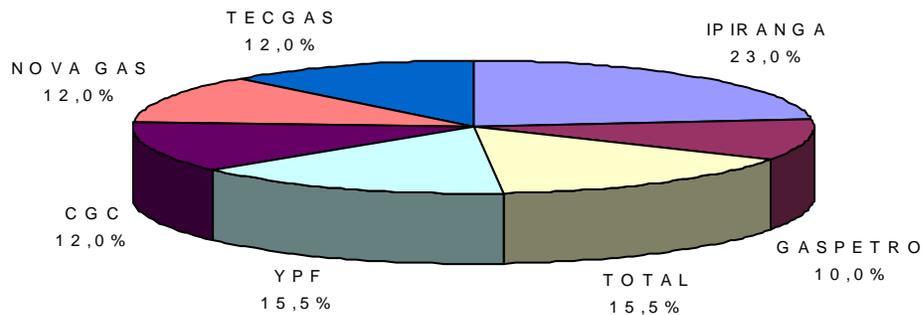
FIGURA I-5: GASODUTO URUGUAIANA-PORTO ALEGRE



Fonte: Petrobras

Este gasoduto será operado pela TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gas S.A.), que tem como seus controladores a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga, a Gaspetro, a Total Global Gas Ventures (Subsidiária da Totalfina), a YPF Brasil S.A. (subsidiária da YPF S.A. Argentina), a Companhia General de Combustíveis (sociedade Argentina), a Nova Gas Internacional S.A. (subsidiária da Transcanada Pipelines) e a TECGAS (coligada ao Grupo Technit).

FIGURA I-6: CONTROLE DO GASODUTO URUGUAIANA – PORTO ALEGRE

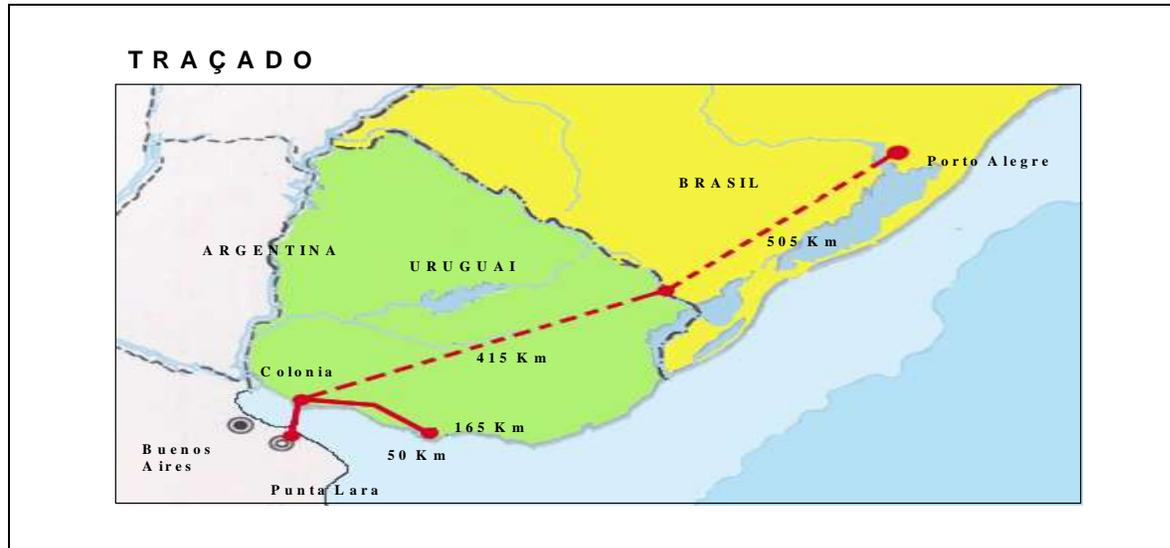


- **Gasoduto Cruz del Sur**

O projeto do Gasoduto Cruz del Sur, com extensão de 505 km, diâmetro de 24" e capacidade de 12 milhões m³/dia, faz parte do projeto de importação de gás natural da Argentina (ver figura I-7). Este gasoduto, com investimento previsto de US\$ 150 milhões (60% de capital próprio) e término da construção previsto para o final de 2002, encontra-se em análise na ANP.

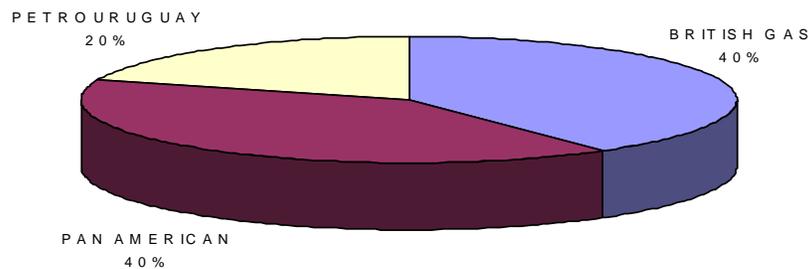
Seu mercado potencial é formado tanto pelas termelétricas a serem construídas no Rio Grande do Sul, quanto pelo setor industrial do estado, que utiliza gás natural seja como matéria-prima seja como combustível.

FIGURA I-7: GASODUTO CRUZ DEL SUR



Ele será operado pela Gasoducto Cruz del Sur do Brasil S.A, que tem como acionistas a BG UK Holdings Ltd, Pan American Energy LLC e a Petrouuguay S.A..

FIGURA I-8: CONTROLE DO GASODUTO CRUZ DEL SUR



ANEXO II: RELAÇÃO DOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA E DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

1) COMPRA E VENDA:

- Contrato de compra e venda de gás natural importado entre Petrobras e Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural importado referente à “Opção de Capacidade de Transporte – TCO” entre Petrobras e a Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul – MSGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural importado entre Petrobras e a Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul – MSGÁS (início fornecimento 03/99);
- Contrato de compra e venda de gás natural importado entre Petrobras e a Companhia de gás do Estado de mato grosso do sul – MSGÁS (início fornecimento 01/2001);
- Contrato de compra e venda de gás natural importado entre Petrobras e Companhia Paranaense de Gás – COMPAGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural importado entre Petrobras e Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural importado entre Petrobras e Companhia de gás do Rio Grande do Sul – RS- SULGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Gás de Alagoas S. A. – ALGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás, aditivo nº 1 e aditivo nº 2;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Petrobras Distribuidora S. A. – BR (Espírito Santo);
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG (outra via) e aditivo nº 1;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e RIOGÁS S. A. – RIOGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural de produção nacional entre Petrobras e Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia Potiguar de Gás - POTIGÁS e Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia Potiguar de Gás – POTIGÁS com interveniência do Estado do Rio Grande do Norte;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia de Gás do Ceará - CEGÁS e aditivo nº 1;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Empresa Sergipana de Gás S.A. – EMSERGÁS;

- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia Pernambucana de Gás – COPERGÁS;
- Contrato de compra e venda de gás natural entre Petrobras e Companhia Paraibana de Gás – PBGÁS;

2) TRANSPORTE:

- Contrato de transporte de gás TCQ Brasil entre Petrobras, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos;
- Contrato de transporte de gás TCO Brasil entre Petrobras e Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG;
- Contrato de transporte de gás TCX Brasil entre Petrobras e Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG;
- Contrato de transporte de gás natural entre Petrobras e Transpetro; malha CE, RN, PB, PE e AL;
- Contrato de transporte de gás natural entre Petrobras e Transpetro; malha BA e SE;
- Contrato de transporte de gás natural entre Petrobras e Transpetro; malha RJ, SP e MG;
- Contrato de transporte de gás natural entre Petrobras e Transpetro; malha ES;
- Contrato de arrendamento de dutos entre Petrobras e Transpetro; malhas RJ, SP, MG – ES – BA, SE – CE, RN, PB, AL;
- Contrato de transporte de gás natural entre Gasocidente do mato grosso Ltda. e Transborder Gas Services Ltd..