
Eliana dos Santos Lima Fernandes

**Mecanismos de Regulação Tarifária na
Indústria de Gás Natural:
o Caso do Gasoduto Brasil-Bolívia**

Tese Apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em
Energia – IEE (Escola Politécnica, Instituto de Física e Faculdade de
Economia e Administração) da Universidade de São Paulo para
obtenção do título Doutor em Energia.

Área de Concentração: Energia

Orientadores:

Ildo Luís Sauer

David Zylbersztajn

São Paulo - 2000

FICHA CATALOGRÁFICA

FERNANDES, Eliana

Mecanismos de Regulação Tarifária na Indústria de Gás Natural:
o Caso do Gasoduto Brasil-Bolívia. / Eliana Fernandes

São Paulo: Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – IEE
(Escola Politécnica, Instituto de Física e Faculdade de Economia
e Administração) da Universidade de São Paulo, 2000.

Tese de Doutorado – Universidade de São Paulo, 2000.

1. Energia – Tese.
2. Gás Natural – Tese.

I. Título.

II. Tese (Doutorado – USP)

A todos que me ajudaram a encontrar
forças para vencer os obstáculos e
seguir até o final do trabalho e ,
especialmente, às minhas filhas , Maíra e
Isabel.

Resumo

A reestruturação do setor petróleo e gás natural no Brasil introduziu mudanças fundamentais na estrutura e operação da indústria do gás natural, que resultaram na redefinição do papel dos vários agentes deste segmento, no que se refere a produção, transporte e distribuição. Especialmente importante foram a abertura do transporte para o acesso a terceiros e o encorajamento a mercados competitivos para o gás natural.

Dentro deste contexto, a definição de uma sistemática de tarifação do transporte do gás natural, visando buscar o incentivo à maximização de utilização da infra-estrutura, bem como a expansão da rede existente, é de fundamental importância para que possam ser atingidas as metas estabelecidas de participação do gás natural na matriz energética nacional.

O presente trabalho tem como objetivo principal a discussão das principais variáveis na tarifação do transporte do gás natural, os chamados *costs drivers*. Particularmente é estudada a incorporação da variável distância na formação da tarifa de transporte. É realizado um exercício para o gasoduto Brasil-Bolívia.

Abstract

The restructure of the petroleum sector in Brazil has introduced fundamental changes in the natural gas industry. The roles of the main players in the production, transportation and distribution of natural gas are now significantly changed. Especially important have been the open access to transmission facilities and the encouragement of competitive markets for natural gas.

According to this context, the definition of the transportation tariff is important to maximize the existent infra-structure and stimulate the grid expansion. This is fundamental for the increase of natural gas participation in the national energy consumption.

The objective of this study is to establish criteria and methodology for natural gas transportation tariff, including considerations and analysis of these key issues. The methodology is applied to the Brazil-Bolivia Pipeline- Gasbol.

Índice

	Pág.
Resumo	5
Abstract	6
Índice	7
Índice de Tabelas, Quadros, Gráficos e Figuras	10
Capítulo 1	
1. Introdução	11
Capítulo 2	
2.1. O desenvolvimento da indústria do Gás Natural	14
2.1.1. Uma história ditada pelo transporte	14
2.1.2. Reservas, Produção e Consumo no Mundo	17
2.1.3. Perspectivas do Gás Natural	22
2.1.4. O contexto da América do Sul	24
2.1.5. A situação emergente do Cone Sul	26
2.2. A indústria de gás no Brasil	29
2.2.1. Introdução	29
2.2.2. Reservas, produção/oferta e consumo no Brasil	31
2.2.3. A infra-estrutura de transporte de Gás Natural no Brasil	40
Capítulo 3	
A organização da indústria do Gás Natural	46
3.1. O trio básico: produção, transporte e distribuição	46
3.2. A reorganização da indústria do Gás Natural	48
3.2.1. A organização dos mercados em uma estrutura competitiva	51
3.2.2. Os contratos nos mercados com estrutura competitiva	54
3.2.2.1. Introduzindo competição nos mercados: considerações sobre o período de	56
transição	
3.2.3. O mercado <i>spot</i> e os mercados financeiros	59
3.3. Considerações gerais	63

	Pág.
Capítulo 4	
A organização do mercado de Gás Natural no Brasil	66
4.1. Histórico	65
4.2. A reestruturação do setor de gás natural	69
4.2.1. A esfera estadual – Distribuição do gás canalizado	69
4.2.2. Exploração, produção, processamento, transporte, importação e exportação de GN	73
4.2.2.1 A regulamentação da Lei 9478/97 para o Transporte do Gás Natural: definindo o mercado para o Gás	75
4.3. A formação do preço do gás natural no Brasil	82
Capítulo 5	
Regulação e tarifas na indústria de Gás Natural	94
5.1. Introdução	94
5.2. Regulação das tarifas de gás natural	96
5.2.1. A importância da tarifação para o mercado de gás	96
5.2.2. As variáveis fundamentais no mecanismo de tarifação	97
5.3. Regulação tradicional	100
5.3.1. Tarifação pelo custo de serviço	100
5.3.1.1. Determinação dos níveis de tarifas/preços	102
5.3.1.2. Alocação dos custos (Classificação de custos)	104
5.3.2. Variações para a regulação pelo custo de serviço	107
5.3.2.1. Regulação Ativa versus a Regulação Leve	107
5.3.2.2. Base de cálculo para a taxa de retorno ex-post versus futura	108
5.3.2.3. Tarifas binômias	109
5.3.2.4. Sliding Scale Plane	109
5.3.2.5. Outras variações para a tarifação pelo custo de serviço	110
5.3.3. Regulação pelo custo marginal e <i>second best</i>	110
5.4. Regulação por incentivo	114
5.4.1. Regulação por limite de preço	115
5.4.1.1. Price Caps	115
5.4.1.2. Sliding Scale Plans (SSPs)	119
5.4.1.3. Yardstick Competition (YC)	120
5.4.1.4. Automatic Rate Adjustment Mechanisms (ARAMS)	121
5.5. Evolução do paradigma regulatório	122

Capítulo 6		
Metodologia de Cálculo para Tarifas de Transporte De Gás Natural: Princípios Básicos e aplicação no Estudo de Caso		123
6.1. Introdução		123
6.2. Fatores relevantes para a determinação da tarifa		125
6.3. Cálculo das Tarifas baseado no Fluxo de Caixa		132
6.4 . Aplicação da metodologia tarifária para o Gasoduto Brasil-Bolívia		134
6.5 . Fatores de incerteza nas variáveis da determinação tarifária para o Gasoduto Brasil-Bolívia		138
6.5.1 Análise dos Fatores de incerteza nas variáveis da determinação tarifária para o Gasoduto Brasil-Bolívia		139
Capítulo 7		142
Avaliação da incorporação da variável distância na tarifação do Gasbol		
7.1. Premissas para a incorporação da distância no gasoduto Brasil-Bolívia		145
7.2. O modelo proposto e dados de entrada		146
7.3. Resultados		149
Conclusões		151
Anexos		155
Anexo 1A	Portaria 41 da ANP – Aprovação do Regulamento Técnico com normas para especificação do gás natural.	147
Anexo 1B	Portaria 42 da ANP – Aprovação do Regulamento Técnico com normas para especificação do Gás Metano Veicular	150
Anexo 1C	Portaria 43 da ANP – Regulamentação para a importação de Gás Natural	153
Anexo 1D	Portaria 170 da ANP – Regulamentação para a construção, ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liquefeito	155
Anexo 1E	Portaria 169 – Uso de instalações de transporte de gás natural por terceiros	158
Anexo 2	Capacidades contratadas para o Gasoduto Brasil-Bolívia	163
Anexo 2A	Momento de transporte para o Gasoduto Brasil-Bolívia	164
Anexo 3	Modelo de Cálculo da Tarifa pelo Método de Fluxo de Caixa Descontado	165
Anexo 4	Modelo de Cálculo da Tarifa pelo Método de Fluxo de Caixa Descontado	166
Bibliografia		163

Índice de Tabelas, Quadros, Gráficos e Figuras

TABELAS		Pág.
Tabela 1	Produção de Gás Natural no Mundo - 1999	19
Tabela 2	Reservas Mundiais de Gás Natural - 1999	20
Tabela 3	Consumo de Gás Natural no Mundo - 1999	21
Tabela 4	Reservas Provadas – Américas do Sul e Central	24
Tabela 5	Participação do Gás Natural na Matriz Energética Nacional	30
Tabela 6	Participação dos estados na produção de Gás Natural	32
Tabela 7	Preço do Gás Natural Importado da Bolívia no ano contratual de referência	84
Tabela 8	Composição do investimento Gasbol	122
Tabela 9	Quantidades Contratuais e Quantidades Garantidas – Gasoduto Brasil Bolívia	128
Tabela 10	Intervalo para o TCO - milhões m ³ /dia	129
Tabela 11	Volumes Médios Anuais e Distâncias Médias dos Pontos de Entrega	138
Tabela 12	Formação Dos Preços De Gás Natural Boliviano E Óleo Combustível A1	139
Tabela 13	Tarifas Proporcionais à Distância	140
QUADROS		
Quadro 1	Estrutura de Participações Acionárias – Gasoduto Brasil- Bolívia	44
Quadro 2	Principais Formas de Contratos para o Gás Natural	54
Quadro 3	Relacionamento Regulador/Agentes do mercado de GN, em uma estrutura competitiva	64
Quadro 4	Distribuidoras de Gás Natural	71
Quadro 5	Autorizações válidas para importação de Gás Natural 1998/2000	76
Quadro 6	Autorizações para construção e operação de instalações de transporte de Gás Natural	77
GRÁFICOS		
Gráfico 1	Consumo Mundial de Energia Primária	18
Gráfico 2	Evolução da Produção de Gás Natural no Mundo 1989/99	22
Gráfico 3	Evolução do Consumo Mundial de Energia Primária	23
Gráfico 4	Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil, por estado	32
Gráfico 5	Utilização do Gás Natural no Brasil - 1999	34
Gráfico 6	Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil	35
Gráfico 7	Percentual de Consumo de Gás Natural, por setor - Brasil	37
Gráfico 8	Consumo de Gás Natural no Brasil, por estado	39
Gráfico 9	Comparativo de Preços Fixados X Preços Praticados para Óleo Combustível Nacional	82
Gráfico 10	Evolução do Preço City Gate do Gás Nacional	83
Gráfico 11	Evolução dos Preços de Importação do Gás da Bolívia	86
Gráfico 12	Preços Comparativos Gás Nacional e Boliviano – <i>City Gate</i>	87
Gráfico 13	Capacidades Contratadas de Gás Natural YPFB/Petrobras	130
Gráfico 14	Capacidades Contratadas No Gasoduto Brasil-Bolívia	131
Gráfico 15	Comparativo preços diferenciados Gás Natural x Óleo Combustível	140
Gráfico 16	Resultados: Preços do GN – Preços Óleo combustível	141
FIGURAS		
Figura 1	Visão Esquemática dos Principais Gasodutos do Cone Sul	28
Figura 2	Reservas Provadas de Gás Natural por Estado (bilhões de m ³) 1998	36
Figura 3	Principais Gasodutos Nacionais	41
Figura 4	Traçado do Gasoduto Brasil- Bolívia	43
Figura 5	Projetos na Amazônia - Províncias do Urucu e Juruá	45
Figura 6	comercialização do Gás Natural em um mercado totalmente verticalizado	51
Figura 7	Comercialização do Gás Natural em um mercado Competitivo	49
Figura 8	Quadro resumo da organização da indústria do GN no Brasil	70
Figura 9	Comercialização da Capacidade Contratada Ociosa	80

Capítulo 1

Introdução

A inserção do gás natural na matriz energética nacional, prioridade do Governo Federal, com a ambiciosa meta de aumento de consumo deste energético, como fonte primária, dos atuais 3% para 12%, em 2010 apresenta diversas questões a serem consolidadas.

Dentro do contexto mundial, em que o gás natural é a terceira fonte de energia primária, precedido somente do petróleo e carvão, com taxas mundiais médias de crescimento, na última década, superiores a 2% a.a., a indústria nacional de gás natural apresenta-se ainda incipiente.

A ausência da tradição na utilização deste combustível pode ser justificada pelo resultado de descobertas tardias de grandes volumes gás e da localização destas reservas em águas profundas e, na maior parte das vezes, com gás associado ao petróleo. Além disso, um outro limitador da expansão da oferta do gás diz respeito a insuficiência da infra-estrutura para o escoamento do produto. Para a indústria de gás, a infra-estrutura de transporte e de distribuição é parte da cadeia com fundamental importância, não só porque responde por grande parte do custo final do combustível, mas também porque guarda uma relação direta com o crescimento do mercado consumidor.

Os dois segmentos da cadeia do gás natural, o transporte e a distribuição, caracterizados como monopólio natural, sempre estiveram em esferas institucionais diferentes: o primeiro como monopólio da União, exercido exclusivamente pela Petrobras e o segundo como monopólio estadual. A reestruturação da distribuição foi iniciada a partir da Emenda Constitucional no. 5, de 1995, permitindo a concessão do serviço para empresas privadas, ainda no âmbito estadual. Para o transporte, as mudanças políticas que permitiram a abertura do segmento começaram na promulgação da Emenda Constitucional no. 9, também em 1995, com a flexibilização do monopólio da União.

Começa-se então uma nova era para a indústria do gás, com redefinições do papel dos vários agentes deste segmento e o encorajamento a mercados competitivos.

Para o transporte de gás, a construção do gasoduto Brasil-Bolívia trouxe ao mercado nacional um impulso decisivo para o setor: novos negócios começam a ser concretizados a partir da expansão da rede de distribuição de gás canalizado, ao longo de seu trajeto, e projetos de usinas termelétricas se multiplicam.

A introdução de mudanças fundamentais na estrutura e operação da indústria do gás natural, no que diz respeito à exploração, produção e transporte, exigiu um arcabouço regulatório,

construído, de acordo com a Lei 9478, de 6 de agosto de 1997, pela Agência Nacional de Petróleo.

A sistemática de tarifação é um dos aspectos mais importantes para o desenvolvimento efetivo do mercado de gás natural nacional, já que a infra-estrutura é o elo fundamental para o desenvolvimento desse mercado, sendo a tarifação, por sua vez, a indutora da maximização de utilização da infra-estrutura, do equilíbrio econômico-financeiro do projeto, e, conseqüentemente, da preservação dos interesses dos consumidores.

Este trabalho pretende oferecer instrumentos que auxiliem na formulação de modelos para o processo de tarifação do transporte do gás natural. É realizado um estudo de caso para o Gasoduto Brasil-Bolívia.

Dentro do critério de tarifação por custo de serviço, as principais variáveis na aplicação da tarifação do transporte de gás (cost drivers), são discutidas, através de um modelo de sensibilidade.

A incorporação da variável distância é detalhadamente analisada, propondo-se critérios de ponderação desta variável dentro de uma metodologia tarifária formalizada.

Este trabalho é estruturado em seis capítulos, além deste introdutório. O Capítulo 2 oferece uma visão sintética do desenvolvimento da indústria de gás natural, no contexto mundial, com ênfase na situação emergente do Cone Sul. Neste capítulo também é apresentada a indústria de gás no Brasil, quanto à evolução das reservas, produção e infra-estrutura.

O Capítulo 3 mostra, a partir da tendência internacional de reestruturação do setor de petróleo e gás natural, a nova organização para a indústria, descrevendo-se os dispositivos regulatórios que redefiniram os papéis e o relacionamento dos agentes deste mercado.

A evolução da desregulamentação do setor, dentro do contexto nacional, é abordada no capítulo seguinte, Capítulo 4, em que se redesenha a presença do Estado e introduz a competição no mercado.

No Capítulo 5 são introduzidos conceitos teóricos sobre a regulação de monopólios naturais, descrevendo as variáveis fundamentais no mecanismo de tarifação de serviços públicos.

A metodologia para o cálculo tarifário é desenvolvida no Capítulo 6, com a aplicação no estudo de caso envolvendo o Gasoduto Brasil-Bolívia. Os critérios propostos para a incorporação da variável distância na metodologia de tarifação são discutidos no Capítulo 7.

As conclusões e reflexões finais do trabalho, bem como as novas perspectivas a partir dos resultados obtidos são apresentados no último capítulo, Conclusões e Recomendações .

Capítulo 2

2.1. O desenvolvimento da indústria do Gás Natural

2.1.1. Uma história ditada pelo transporte

Apesar do seu grande e crescente uso ter se dado apenas recentemente, o gás natural (GN) é um combustível conhecido há muitos anos e as lendas que o cercam são semelhantes às que se contam sobre o petróleo. Se, ao se falar na história do petróleo, sempre se recorre à imagem do uso do betume entre os egípcios, no gás natural se diz que Marco Polo teria presenciado sua utilização em um templo no Oriente e existiriam registros da sua utilização em Roma (50 A. C.) e na China (150 D.C.).

Mesmo tendo sua história em muitos pontos ligada ao petróleo (até mesmo pela existência de jazidas associadas), o gás natural, no entanto, enfrentou, desde o início, a grande dificuldade da estocagem e do transporte. A história da utilização do gás natural é, na verdade, a história da superação das dificuldades técnicas e econômicas de realizar o seu transporte e levá-lo aos centros de consumo.

Estas dificuldades, inclusive, propiciaram a precedência da utilização do gás manufacturado de carvão nas cidades. A infra-estrutura urbana construída para o gás manufacturado de carvão, no entanto, foi, mais tarde, um dos facilitadores da expansão do gás natural. O gás manufacturado foi utilizado inicialmente em Londres, em 1802, por iniciativa de William Murdoch, com a finalidade de iluminação. Logo a tecnologia se espalhou pelo mundo e, em 1816, a cidade de Baltimore, tornou-se a primeira cidade dos EUA a contar com uma empresa distribuidora de gás (Clark, N – 1984).

Mas o primeiro centro de utilização regular do gás natural no mundo foram efetivamente os Estados Unidos, no princípio do século XIX. Este uso, no entanto, apenas era possível para quem tinha algum tipo de aplicação próxima à reserva. Somente depois do início da chamada “era do petróleo”, com as jazidas do coronel Drake em Titusville, Pennsylvania, é que foi estabelecido o primeiro sistema bem sucedido de transporte de gás por dutos. Construído em 1872, foi um duto de ferro batido de apenas 2,5 polegadas de diâmetro e aproximadamente 8 quilômetros de extensão do poço até a pequena vila (Barlow, Connie – 1995).

Em 1883, J.N. Pew construiu, no oeste da Pensilvânia, um gasoduto de suas reservas para a cidade de Pittsburgh, primeira cidade a ser abastecida por este tipo de combustível (Duque Dutra –

2000). Pittsburgh já possuía rede canalizada, onde utilizava o gás manufacturado de carvão, desde 1836.

O gás manufacturado era, então, usado principalmente para iluminação e, na segunda metade do século XIX, viveu um processo de decadência. Primeiramente, pelo uso do querosene, produzido do petróleo descoberto a partir de 1859 e que, em 1870, já possuía grande parte deste mercado (Clark, N., 1984). Em 1882, com o primeiro gerador elétrico central inaugurado por Thomas Edison em Nova York, passou a ser possível iluminar as cidades e as casas com lâmpadas incandescentes. O que restou ao gás foi a utilização em aparelhos domésticos para o aquecimento de ambiente e de água, além da cozinha.

Um marco do início da indústria americana de gás natural é a criação, em 1889, da Standard Gas Trust, por J. D. Rockefeller, que já detinha o monopólio do refino nos EUA. Apenas um ano depois, a empresa, que acabou adquirindo a companhia de J.N. Pew, já detinha uma rede de 300 quilômetros de extensão e distribuía 7 milhões de m³ por dia de gás natural.

Mas, como descreve Connie C. Barlow, “a produção e transporte de gás natural ainda era um negócio de muito risco, tanto físico como financeiro. A invenção das conexões à prova de vazamento por S. R. Dresser, em 1890, foi um importante avanço. Os problemas de materiais e de técnicas de construção, no entanto, não permitiam a ninguém considerar seriamente a possibilidade de levar gás a qualquer cidade que estivesse mais distante do que algumas poucas centenas de milhas da fonte de suprimento.”

Os problemas, no entanto, não eram apenas de técnica para construir os dutos. Havia também a falta de conhecimento e tecnologia de estimativa de reservas. Ninguém sabia ao certo se o volume de gás na jazida seria suficiente para justificar o investimento nos dutos que, no final das contas, poderiam ficar sem uso em pouco tempo. No Cinturão de Gás do estado do Indiana (EUA), na virada do século, vários reservatórios rasos esgotaram-se em menos de duas décadas.

Foi somente na primeira metade do século XX que alguns destes entraves começaram a ser superados e permitiram a expansão do uso do gás natural. Primeiramente, a transformação tecnológica pela qual passou a indústria do aço, com o desenvolvimento do aço de alta resistência mecânica e da solda elétrica, em 1922 (Clark N., 1984), que permitiram o uso de pressão mais alta e reduziram dramaticamente o custo e o risco de transportar gás em longas distâncias, tornando viáveis grandes sistemas de gasodutos, ampliando os limites de seu comércio.

O mercado de aquecimento de ambientes, que gera uma grande demanda de energia, acabou sendo outro ponto importante para a expansão do gás natural. Ligando-se com um gasoduto de 1000 milhas de extensão às abundantes reservas do Kansas e do Texas (então a maior

região produtora do mundo), Chicago tornou-se a primeira cidade americana (em 1931), a utilizar o gás natural para aquecimento (Barlow, Connie, 1995).

Paralelamente ao desenvolvimento do transporte, os avanços da geologia e geofísica proporcionaram modernas e precisas técnicas de estimativas de reservas, que tornaram mais confiáveis os estudos de economicidade para os investimentos necessários ao uso do gás.

Foram estes progressos definitivos, novamente ligados ao seu transporte, que permitiram o crescimento da participação do GN na matriz energética mundial. Progresso este que se consolidou com o enfraquecimento competitivo das outras fontes como o petróleo e o carvão, por questões econômicas e ambientais.

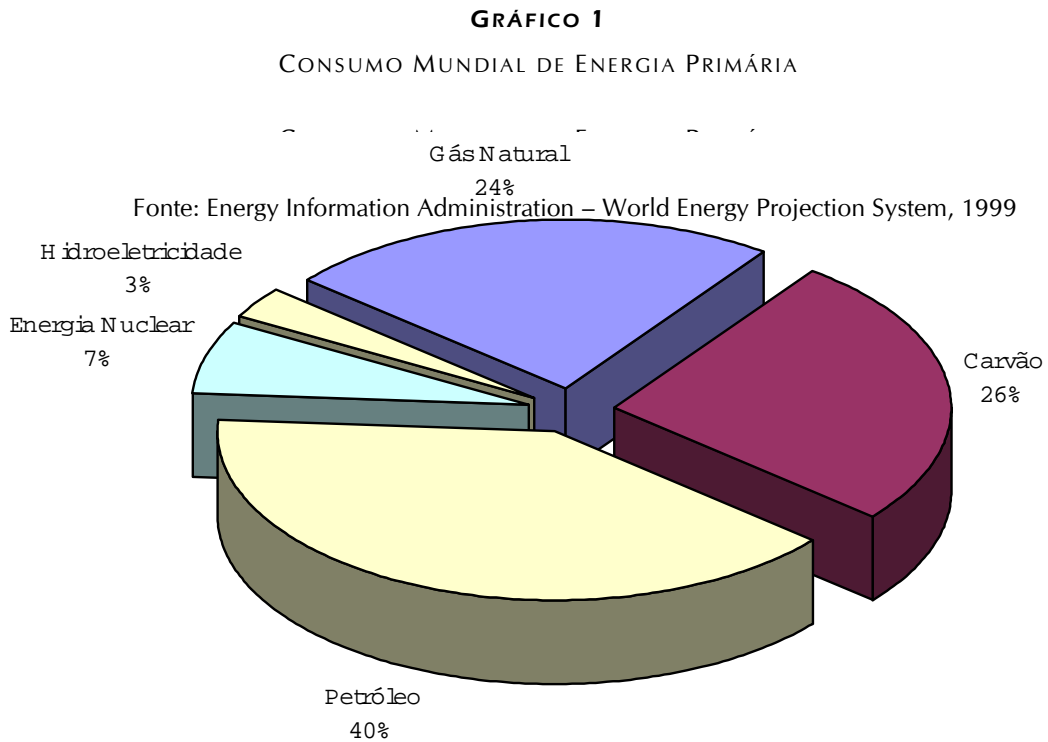
2 . 1 .2. Reservas, Produção e Consumo no Mundo

No início do século XX, o consumo do GN representava apenas cerca de 1% do total da energia primária comercializada . Até os anos 50, o perfil de mercado do gás natural se desenvolveu lentamente, a exceção dos EUA¹, principal consumidor e produtor, tendo sido agregados mercados menores como a ex-URSS e alguns poucos países da Europa Oriental.

Na Europa Ocidental, a substituição do carvão pelo gás natural ocorreu de forma concreta nos anos 60, em função, principalmente, da descoberta do campo de Groningen, Holanda , que, juntamente com o desenvolvimento de novas técnicas para o transporte e uso, estimulou o consumo neste país e nos países vizinhos. Posteriormente, as descobertas do Mar do Norte foram definitivas para o desenvolvimento do gás, tanto na parte continental, como na Grã-Bretanha.

Os efeitos da elevação dos preços do petróleo, na década de 70, deram novo impulso ao consumo do gás e, além do apelo ambiental, que começava a ganhar importância, levaram à construção de sistemas internacionais de gasodutos interligando países na América do Norte e Europa, aumentando a participação do GN na Matriz Energética Mundial (vide Gráfico 1).

¹ Em 1951, os EUA eram responsáveis por 92% da produção mundial comercializada e 95% do consumo(BNDES, *Cadernos de Infra-estrutura 4, Gás Natural*)



A produção mundial aumentou de 219,6 milhões de m³, em 1951 para 2 329,6 bilhões de m³ em 1999 (*BP Statistical Review of World Energy*, 1999). Essa produção está, entretanto, concentrada em poucos países, sendo que EUA, Canadá e Rússia respondem, juntos, por mais da metade da produção mundial de gás natural (53,8%).

A concentração fica ainda mais evidente quando se relaciona os 10 maiores produtores, que somam 73,7% , conforme se verifica na tabela a seguir.

TABELA 1

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO MUNDO - 1999		
PAÍSES	Bilhões de m3	% sobre Total
Rússia	551,0	33,7%
Estados Unidos	540,5	33,2%
Canadá	162,4	7,0%
Reino Unido	99,6	4,3%
Argélia	82,2	3,5%
Indonésia	66,4	2,9%
Holanda	60,1	2,6%
Iran	52,5	2,3%
Uzbequistão	51,9	2,2%
Noruega	51,0	2,2%
Total 10 maiores	1.717,60	73,7%
Outros	612,00	26,3%
Total Mundial	2329,60	100%

Fonte: *BP Statistical Review of World Energy, 1999*

As reservas de gás natural, de ordem de 5.171,8 trilhões de m³, em 1999, apresentam uma concentração em um número menor de países e regiões do mundo. Apenas a Rússia (com 32,9%) e o Iran (15,7%) somam 48,6% das reservas provadas. Em uma avaliação regional, as reservas estão concentradas na ex-URSS (38,7%) e no Oriente Médio (33,8%), seguindo-se a África (7,7%), Ásia e Oceania (7%), América do Norte (5%) e América do Sul (4,3%).

TABELA 2

RESERVAS MUNDIAIS DE GÁS NATURAL – 1999		
PAÍS	Trilhões de m3	% sobre Total
Rússia	1700,0	32,9%
Iran	812,3	15,7%
Quatar	300,0	5,8%
Emirados Árabes	212,0	4,1%
Arábia Saudita	204,5	4,0%
Estados Unidos	164,0	3,2%
Argélia	159,7	3,1%
Venezuela	142,5	2,8%
Nigéria	124,0	2,4%
Iraque	109,8	2,1%
Total 10 maiores	3.928,80	76,1%
Outros	2.842,20	23,9%
Total Mundial	5.171,80	100%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 1999

Analisando a seguir os dados de consumo do gás natural no mundo, podemos verificar que as regiões de maior consumo desta fonte de energia como EUA, Canadá e Europa, concentram apenas 8,5% das reservas mundiais, o que acentua ainda mais a dependência do transporte desta fonte de energia.

TABELA 3

CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MUNDO – 1999		
PAÍS	Bilhões de m3	% sobre Total
Estados Unidos	617,0	26,9%
Rússia	363,9	15,9%
Reino Unido	91,6	4,0%
Alemanha	80,1	3,5%
Ucrânia	73,0	3,2%
Canadá	71,5	3,1%
Itália	61,7	2,7%
Iran	55,7	2,4%
Uzbesquitão	49,3	2,2%
Arábia Saudita	46,2	2,0%
Total 10 maiores	1.510,00	65,9%
Outros	782,60	34,1%
Total Mundial	2.292,60	100%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 1999

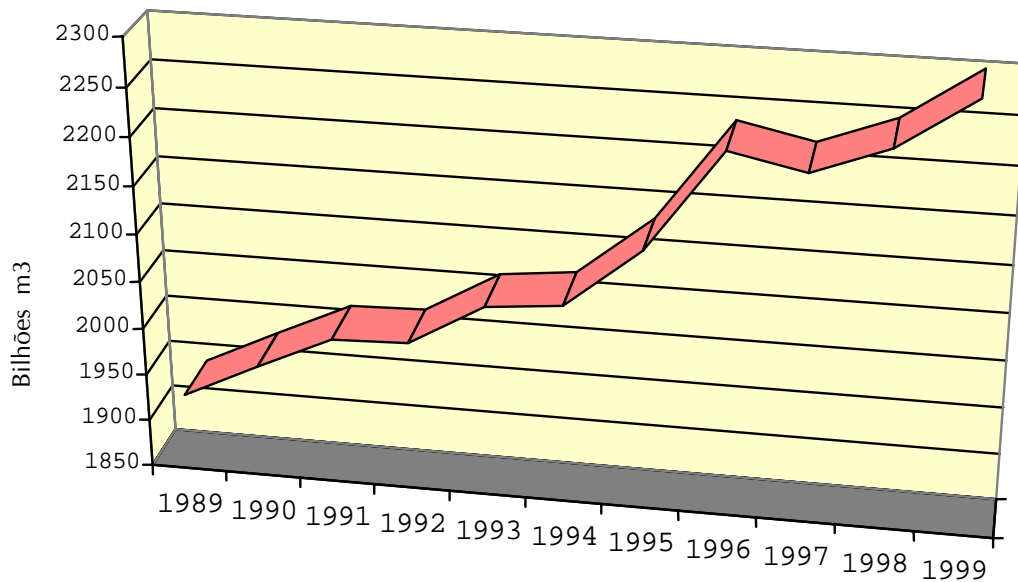
2.1.3. Perspectivas do gás natural

No contexto mundial, o gás natural é a terceira fonte de energia primária, com 24% do total de energia primária consumida, em 1998, precedido somente do petróleo e do carvão. Se, em 1951, ela correspondia a apenas 9% do total, a participação do gás natural na matriz energética mundial vem se tornando, ano a ano, cada vez mais expressiva.

Na última década, o gás apresentou taxa mundial média de crescimento de consumo superior a 2% a.a., uma das maiores, entre os combustíveis, chegando a 1999 com o consumo de 2.292,6 bilhões de m³ (Gráfico 2).

GRÁFICO 2

EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MUNDO 1989/99



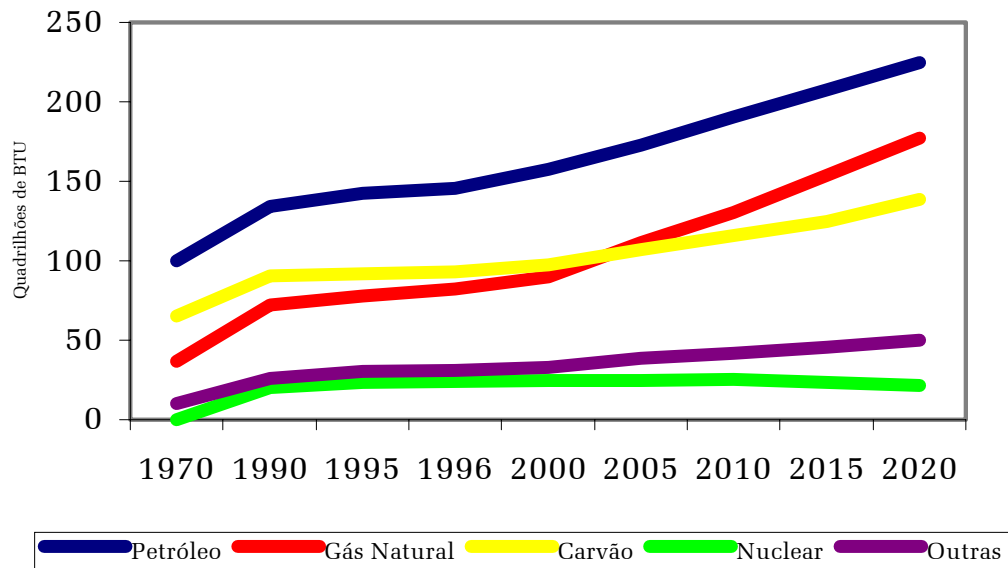
1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1931,2	1968,6	2004,4	2006,6	2050,9	2058,8	2121,6	2226,9	2210,6	2239,6	2292,6

Fonte: Energy Information Administration- USA, 1999

O consumo de gás natural é destacado nos EUA, Canadá e na ex-URSS, com valores per capita superiores a 1,5 toe (tonelada de óleo equivalente), e no Oriente Médio, em regiões detentoras de grandes reservas. A Argentina e a Venezuela também apresentam grande consumo de GN. O Brasil apresenta um dos mais baixos índices de consumo de gás, relativamente a outros combustíveis, com percentuais inferiores aos verificados nos outros países da América do Sul..

A previsão de crescimento mundial para o gás natural, segundo o Energy Information Administration/US Department of Energy, é de 3,3% a.a., para o período 1996/2002, conforme o Gráfico 3. Apesar dessa previsão não ter sido demonstrada nos dois primeiros anos, o gás natural é o combustível de maior crescimento pelo seu apelo ambiental, por prover energia elétrica com custos competitivos e pelo crescimento das reservas nos últimos anos.

GRÁFICO 3
EVOLUÇÃO DO CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMÁRIA



Fonte: Energy Information Administration, USA – World Energy Projection System, 1999

2.1.4. O contexto da América do Sul e Central

Nas Américas do Sul e Central, em 1999, as reservas provadas de gás natural totalizam 6,31 trilhões de m³, representando 4,3% do total mundial, localizadas principalmente na Venezuela.

TABELA 4

RESERVAS PROVADAS - AMÉRICAS DO SUL E CENTRAL		
PAÍS	Bilhões de m³	% sobre Res. Mundiais
Venezuela	4.040	64,0%
Argentina	690	10,9%
Trinidad & Tobago	560	8,9%
Brasil	230	3,6%
Colômbia	200	3,2%
Bolívia	120	1,9%
Equador	100	1,6%
Outros	370	5,9%
Total A. Sul e Central	6.310	
Percentual A. Sul e Central s/ Reservas Mundiais		4,3%

Fonte: *BP Statistical Review of World Energy, 1999*

Também na América do Sul, a questão do transporte revelou-se crucial para o desenvolvimento da indústria do gás natural. No continente, destacaram-se dois outros complicadores: a disparidade de localização geográfica entre reservas e consumo dos países e a variável política, que exigiu e exige um alto grau de articulação entre as estratégias e necessidades das respectivas nações.

Particularmente no chamado Cone Sul², o pioneirismo e liderança é, sem dúvida, da Argentina. No entanto, mesmo lá, o desenvolvimento efetivo da indústria só aconteceu na segunda metade do século. As grandes reservas de Comodoro Rivadavia, por exemplo, descobertas antes da II Guerra Mundial, só foram utilizadas muito tempo depois, com a construção, em 1949, de um gasoduto de 1965 quilômetros, até a região de Buenos Aires (Duque Dutra, 2000). Com seu maior centro residencial (que já possuía infra-estrutura de gás canalizado) e industrial abastecido pelo GN, a Argentina criou as bases para a sua tradicional indústria de gás natural.

² Nome usual para designar região da América do Sul que engloba Chile, Argentina, Uruguai, Paraguai, Bolívia e a parte mais ao sul do Brasil.

As grandes reservas da Venezuela e o pioneirismo argentino, no entanto, não foram suficientes para desenvolver a utilização do energético no continente. Para a efetivação deste fato, seria necessário, mais do que em outros pontos do mundo, um esforço no sentido realizar projetos de complementaridade energética entre os países, o que demandava um grande esforço político e expressivos investimentos relativos ao transporte e distribuição do gás. Apesar dos benefícios para as nações envolvidas, a convergência para projetos supra-nacionais de energia enfrentaram grandes dificuldades e um clima quase sempre conflituoso, levando um grande tempo para sua realização.

Com a maior economia da região – o Brasil – dedicando pouca importância ao gás natural, o volume comercializado do produto representava, em 1991, apenas 1% do comércio internacional.

Embora não se destacando em termos mundiais, tanto em reservas quanto em produção, a América do Sul possui 2 países (Venezuela e Argentina, com aproximadamente 1,5% do consumo mundial cada uma) que estão entre os 20 maiores consumidores. Embora represente apenas cerca de 4,1% do consumo e produção mundial de gás natural e 4,3% das reservas, o continente é o que tem a maior perspectiva de crescimento, principalmente em função do desenvolvimento de novos campos, ampliação das redes de distribuição, uso do gás para produção de energia elétrica e a construção de gasodutos internacionais- especialmente no Cone Sul.

2.1.5. A situação emergente do Cone Sul

No Cone Sul, o final dos anos 90 marcou a eclosão de uma grande quantidade de projetos, tanto de gasodutos quanto de usinas termoeletricas alimentadas a gás natural.

Usando o GN desde de 1913 e com a utilização bastante intensificada depois da descoberta do campo gigante de Loma de la Lata, em 1977 (Martinez, Maurício, Panorama Setorial da Gazeta Mercantil, 1998), a Argentina é o maior consumidor de gás da América do Sul (33,4 bilhões de m³ em 1999). Neste mesmo ano, suas reservas provadas eram de 690 bilhões de m³. O crescimento da demanda argentina tem sido motivado principalmente pela geração termoeletrica e pelo consumo industrial, já que o mercado residencial está numa fase de maturidade. Grande produtor e grande consumidor, o país importou gás da Bolívia durante quase 40 anos e, no final do século, passa a posição de exportador para o Chile, Paraguai, Uruguai e Brasil. No caso do Brasil, através do gasoduto até Uruguiana, com extensão até Porto Alegre e do Cruz del Sul que também chega a Porto Alegre, via Montevideu. A exportação para o Chile se dá desde 1997, através do primeiro dos projetos de gasodutos transandinos projetados por vários consórcios do setor.

No Chile, esta construção de gasodutos de importação de gás natural da Argentina, está aumentando a participação do GN na sua matriz energética (atualmente em 10% do consumo total de energia – EIA, 1999). Embora o país tenha pequenas reservas na região sul, o gás natural sempre teve, no Chile, sua utilização tradicionalmente restrita à produção de metanol, em função das grandes distâncias das reservas dos centros consumidores. O gás agora importado tem como destino principalmente a geração de eletricidade e substituirá o carvão no *mix* de combustíveis do país.

O Uruguai também desempenha o papel de importador de gás natural da Argentina. Através do primeiro gasoduto, inaugurado em 1998, o país importa gás até sua província de Paysandu, local previsto para uma usina termoeletrica. O gasoduto Cruz del Sul, iniciado em 1999, de Buenos Aires a Montevideu, previsto para operar no ano 2000, se destina à substituição do gás manufaturado na capital do país e à geração de eletricidade.

Já a Bolívia, apesar da pequena dimensão da sua economia, tem um papel fundamental no desenvolvimento do gás natural no continente e, particularmente, no Cone Sul. Com reservas estimadas em mais de 7 vezes as suas reservas provadas de 120 bilhões de m³, ela pode assumir a posição de segundo lugar na América do Sul, atrás apenas da Venezuela, transformando-se no *hub*³ do gás natural na região (EIA, 1999).

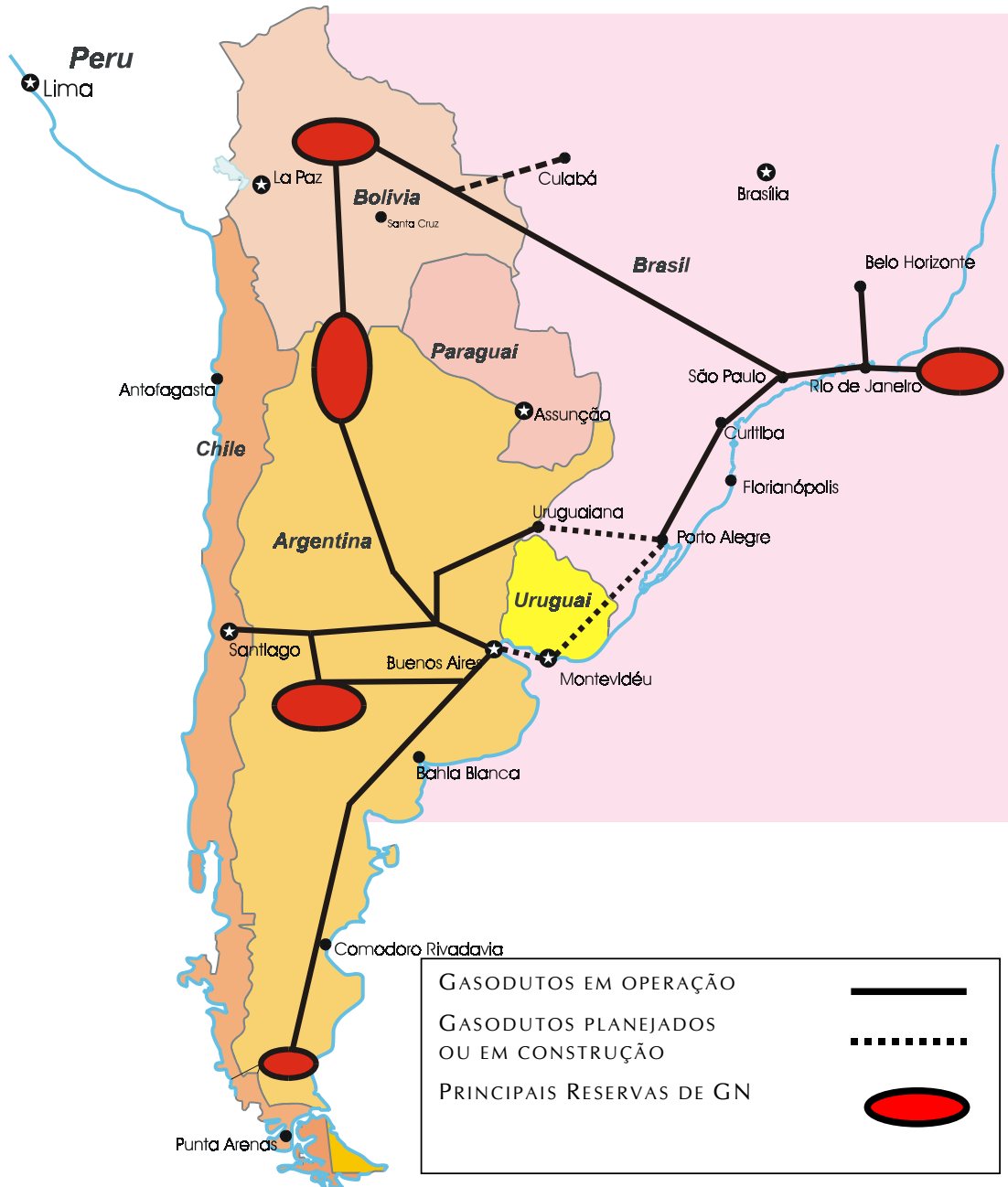
³ Termo usado para um grande centro atacadista de gás natural.

Além das perspectivas futuras, que bem sucedidos trabalhos de exploração têm avalizado, o gás natural já tem um papel de destaque tanto na matriz energética boliviana— onde responde por um terço do consumo — quanto na exportação, que corresponde a praticamente o dobro do que é consumido internamente. A produção total de gás em 1999 foi de 3,3 bilhões de m³, o que significa aproximadamente metade da sua produção interna de energia. A maior parte do território do país (cerca de 60%) tem prognósticos favoráveis para a descoberta de petróleo e gás, embora apenas uma pequena parcela tenha sido sistematicamente pesquisada.

O grande passo para todo este processo de desenvolvimento do GN na Bolívia foi, naturalmente, o gasoduto Brasil-Bolívia, inaugurado em 1999. Com vários projetos conerrelacionados ao empreendimento, inclusive com a possibilidade de um segundo gasoduto, o Brasil é o mercado que vai determinar o ritmo do desenvolvimento da indústria do gás natural na região, cada vez mais integrada com a infra-estrutura construída na última década (vide Figura 1).

FIGURA 1

VISÃO ESQUEMÁTICA DOS PRINCIPAIS GASODUTOS DO CONE SUL



2 . 2. A indústria de gás no Brasil

2 . 2 .1. Introdução

Mesmo levando-se em conta o desenvolvimento relativamente recente da indústria de gás natural no mundo, no Brasil o aproveitamento desta fonte de energia vem acontecendo com grande atraso, até mesmo com relação à América do Sul.

A falta de tradição da utilização deste energético pode ser o resultado da tardia descoberta de grandes volumes de gás e da localização destas reservas em águas profundas, na maior parte das vezes com gás associado ao petróleo.

Até início da década de 80, o Brasil tinha ainda uma oferta incipiente, quase que exclusivamente limitada a um estado – Bahia. As descobertas na Bacia de Campos, em final dos anos 70, resultaram, sem dúvida, em um impulso ao crescimento do mercado de gás, iniciando-se o que podemos chamar de “uma segunda fase da história do gás natural do Brasil”.

Este crescimento da produção nacional sustentou a oferta interna de gás e assegurou a introdução desta nova fonte na matriz energética nacional, ainda que modestamente, com o percentual para 1990 de 2% (Tabela 5). Entretanto, o aumento de oferta de gás natural não foi totalmente absorvido pelo mercado consumidor. Isto porque diferenças entre produção e oferta de gás ainda persistem, em decorrência de grandes quantidades de gás não aproveitado, quer seja pela reinjeção ou mesmo pela simples queima em *flares*.

Um outro fator limitador também importante para o consumo do gás diz respeito a insuficiência de infra-estrutura para o escoamento do produto, sempre em uma relação direta com o crescimento do consumo.

As expectativas são, no entanto, extremamente favoráveis para uma maior participação do gás na matriz energética nacional, com previsões oficiais de atingirmos 2010 com 12% de participação, o que, segundo estimativas da Petrobras, poderá significar uma demanda de 73 milhões de m³/dia⁴.

TABELA 5

PARTICIPAÇÃO DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

ANO	PARTICIPAÇÃO
-----	--------------

⁴ A previsão inclui: 50% do consumo industrial, com os setores de alimentos, bebidas, siderurgia e química; 54% da demanda com capacidade instalada em térmicas: expansão do consumo automotivo a uma taxa de 27% a.a.; 1,6% da demanda para o setor residencial

1990	2,0 %
1998	2,8 %
2000	5,0 %
2010	12,0 %

Fonte: Petrobras/Gaspetro

A seguir analisaremos com mais detalhes a evolução, por estado, das reservas, da produção e consumo de gás natural e a infra-estrutura para o transporte do gás no Brasil.

2.2.2. Reservas, produção/oferta e consumo no Brasil

As primeiras descobertas do gás natural no Brasil ocorreram em 1940, na Bahia, com início de produção em 1954. Em 1959, o estado já alcançava 1 milhão de m³, e em 1969 ultrapassava os 3 milhões de m³. Nos demais estados do nordeste, a produção só veio a tomar impulso na década de 70, com o desenvolvimento dos campos de Sergipe e Alagoas. Um segundo pólo de utilização de gás veio a se instalar no Rio Grande do Norte, nesta mesma época, como resultado do incremento de produção neste estado. A produção total nacional, em 1975, era de 4.451 mil m³/dia, sendo que o nordeste representava cerca de 99% da produção nacional⁵.

Com as descobertas na Bacia de Campos, a produção desta região, no início dos anos 80, teve um crescimento rápido, ultrapassando o Recôncavo Baiano já em 1985, com a produção de 5.296 mil m³/dia. O impacto desta descoberta fez com a produção nacional passasse de uma média anual de crescimento de 5% a.a., na década de 70, para 19,5% no período 80-85. Após este primeiro incremento no período, a Bacia de Campos, a partir de 1994, apresentou um novo salto significativo na produção de gás, com aumento superior a 50%, enquanto que a produção no estado da Bahia se mantém constante.

A partir de 1990 a produção de gás se estende a novas regiões: no litoral de São Paulo e do Paraná e no meio da Floresta Amazônica, que se somam à costa do Ceará e ao sul do Espírito Santo, estados com pequena produção desde 1980.

⁵ Todos os números e projeções relativos a ao período até 1997 foram obtidos em relatórios e documentos da Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

GRÁFICO 4

EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL, POR ESTADO

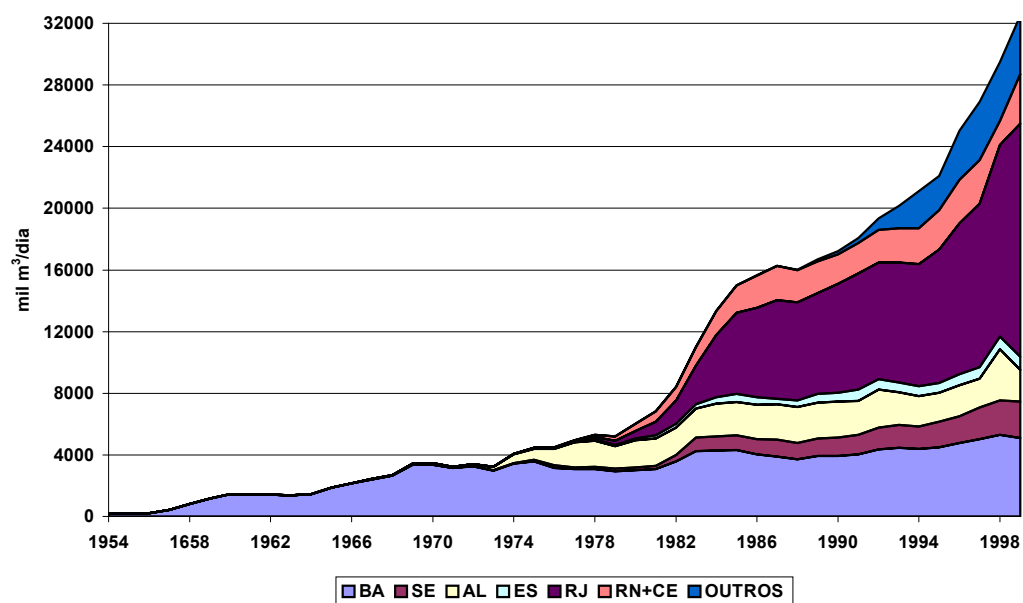


TABELA 6

PARTICIPAÇÃO DOS ESTADOS NA PRODUÇÃO NACIONAL DE GN - 1999

	Milm ³ /dia	%
BA	5097	16
SE	2373	7
AL	2055	6
RN	2876	9
CE	338	1
ES	837	3
RJ	15146	46
SP	1531	5
AM	2011	6
PR	215	1

Fonte: Petrobras

Em um ritmo de crescimento de 7,1% a.a., a partir de 1990, a produção nacional de gás atingiu, em 1999, um total de 32.480 mil m³/dia de gás natural, com o percentual de mais de 40%

desta produção oriunda do Estado do Rio de Janeiro, Bacia de Campos, mantendo-se o Recôncavo como segunda região produtora, com percentual de 18%.

Entretanto, o aumento da produção de gás não resulta imediatamente no aumento da oferta interna deste produto. Isto é explicado, primeiramente, porque a expansão da produção do gás natural no Brasil se apoiou na descoberta de reservas de gás associado, cerca de 77% da produção nacional⁶, cuja exploração sempre foi ditada pela produção do petróleo. Além disso, grande parte do gás disponível encontra-se longe dos centros de consumo, em campos *offshore*, com elevado custos de acesso.

Desta forma surge a diferença entre a produção e a oferta, isto é o gás não aproveitado, que pode ser consumido no próprio campo, reinjetado, ou simplesmente queimado. O nível de perdas no Brasil é elevado, comparativamente aos padrões mundiais, apesar do decréscimo que vem sendo obtido deste indicador.

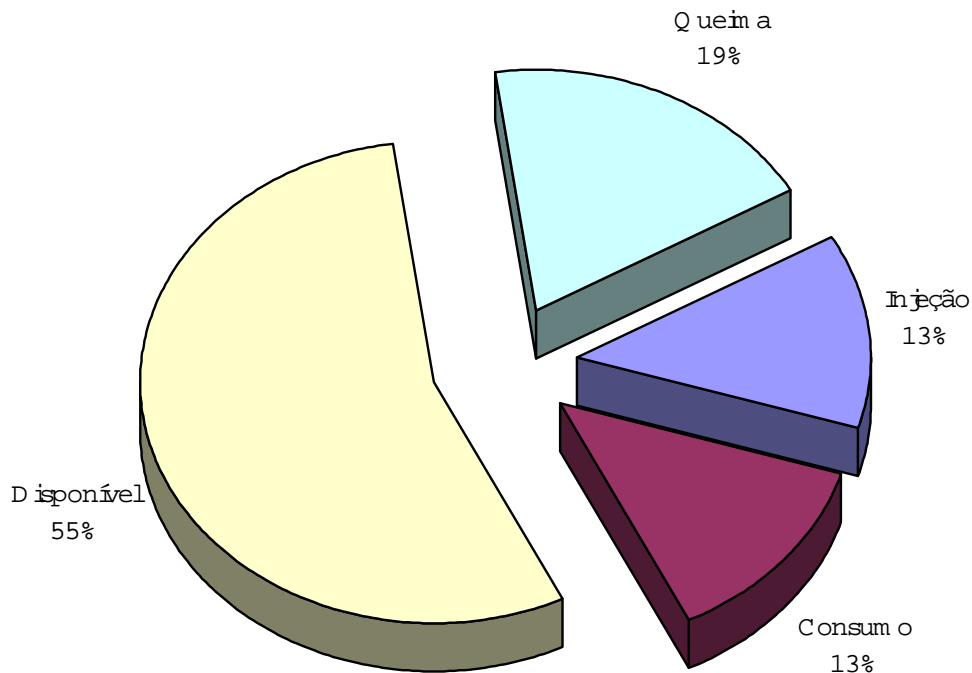
No início dos anos 70, praticamente toda a produção do gás natural era perdida. Na ocasião, houve um esforço para que estas perdas fossem diminuídas, conseguindo-se chegar a um índice de 35%, no ano de 1977. Entretanto, com a entrada em produção de petróleo na Bacia de Campos, no período 80-85, quando o gás natural não era a prioridade, as perdas chegaram a 50%. Mais um esforço foi realizado para se reverter a situação, levando o Brasil, nos últimos anos, ao patamar de cerca de 37% de perdas da produção nacional em média, patamar este ainda longe dos padrões internacionais.

Em 1998, a Petrobras estabeleceu o Plano de Queima Zero, monitorado pela Agência Nacional do Petróleo. A proporção de gás de queima correspondeu, em 1999, a 19% da produção total, que, comparativamente aos níveis médios dos últimos anos - cerca de 35%, indica uma melhora neste indicador. Deduzindo-se as injeções e o consumo nos poços, chega-se a uma disponibilização de 55% do total produzido de gás natural, no Brasil, neste ano.

⁶ A produção de gás não associado encontra-se em São Paulo, Bahia e Alagoas. Apenas São Paulo produz gás exclusivamente não associado.

GRÁFICO 5 - UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL, 1999

Fonte: Petrobras



A queima de gás foi elevada na Amazônia⁷, Espírito Santo e Rio de Janeiro, onde, na Bacia de Campos, cerca de 1/3 do gás produzido foi desperdiçado. Já no nordeste, grande parte do gás produzido é disponibilizado e a quantidade de queima é pequena, cerca de 3% em Sergipe e Bahia e 0,5% em Alagoas.

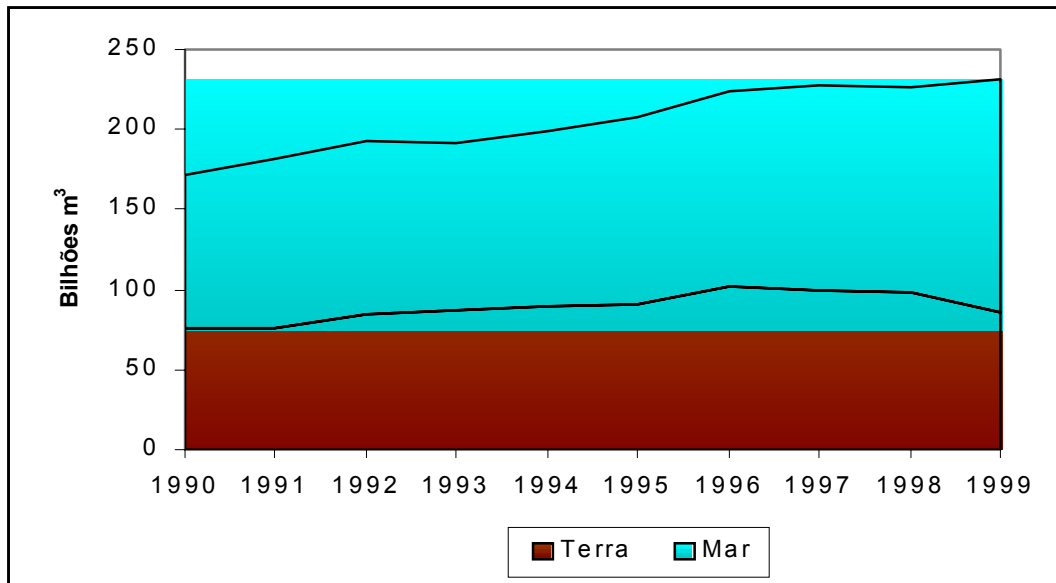
Quanto à evolução das reservas nacionais de gás natural, o Brasil, acompanhando a tendência mundial, também tem apresentado relevante crescimento, essencialmente pelo desenvolvimento de tecnologia de exploração em águas profundas. No período 1985-1999, a taxa de crescimento anual observada foi de 5,3%, com principais descobertas de gás associado, na Bacia de Campos. Em 31 de dezembro de 1999, segundo o critério de classificação SPE/WPC (Society of Petroleum Engineers/World Petroleum Congress), as reservas nacionais de gás natural atingiram 231 bilhões de m³.

⁷ A Petrobras anunciou que, a partir de Dez/99, um programa de redução de perdas foi iniciado em Urucu.

GRÁFICO 6

RESERVAS PROVADAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL NO BRASIL

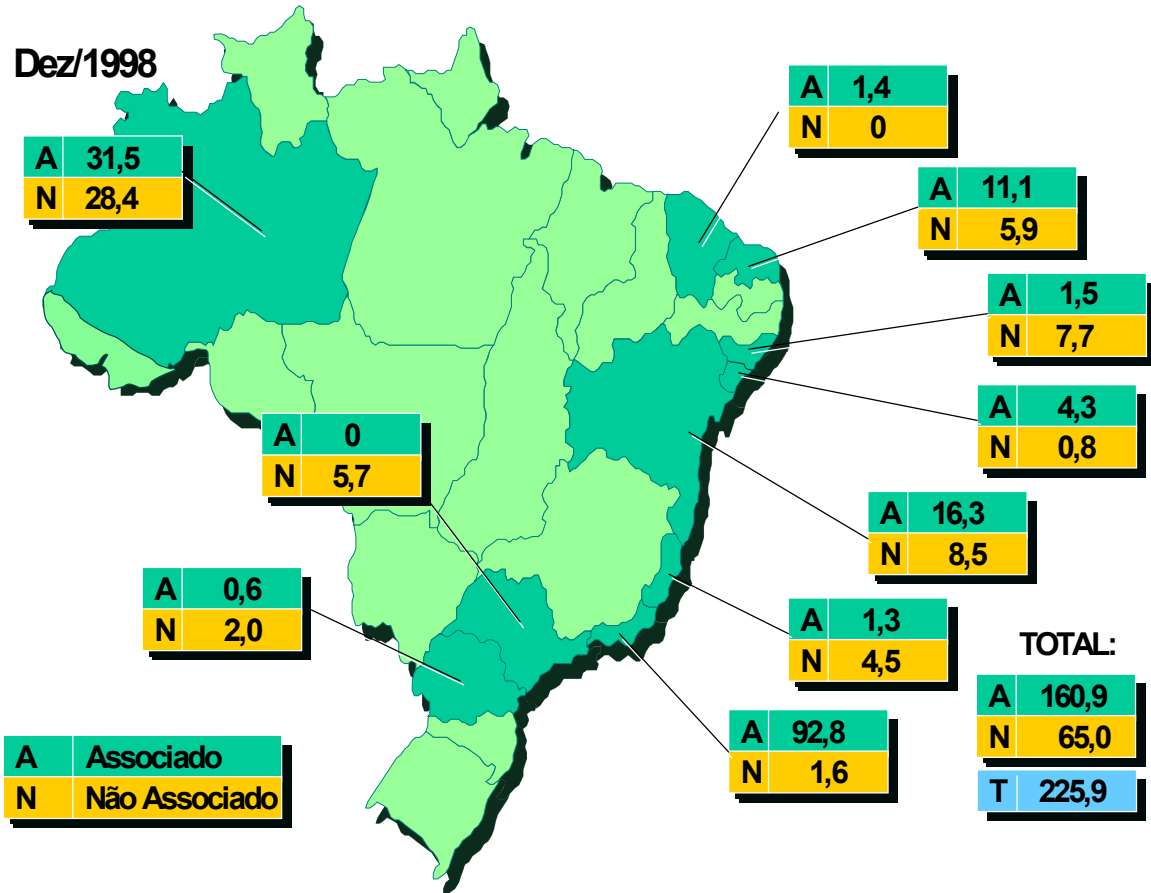
Fonte: BEN (Balanço Energético Nacional), 1998 e Anuário Estatístico (ANP), 1999.



O Estado do Rio de Janeiro detém o maior volume das reservas provadas nacionais - 45%, seguido da região nordeste que representa 30% do total, com localização predominante no Rio Grande do Norte. É importante registrar o alto potencial de produção do Amazonas, com as atuais reservas de 45 bilhões de m³ de gás, ou seja, 19% do total nacional. Ainda como característica do quadro nacional, 71% desse potencial apresentam gás associado com petróleo (Figura 2).

FIGURA 2

RESERVAS PROVADAS DE GÁS NATURAL POR ESTADO (BILHÕES DE M³)



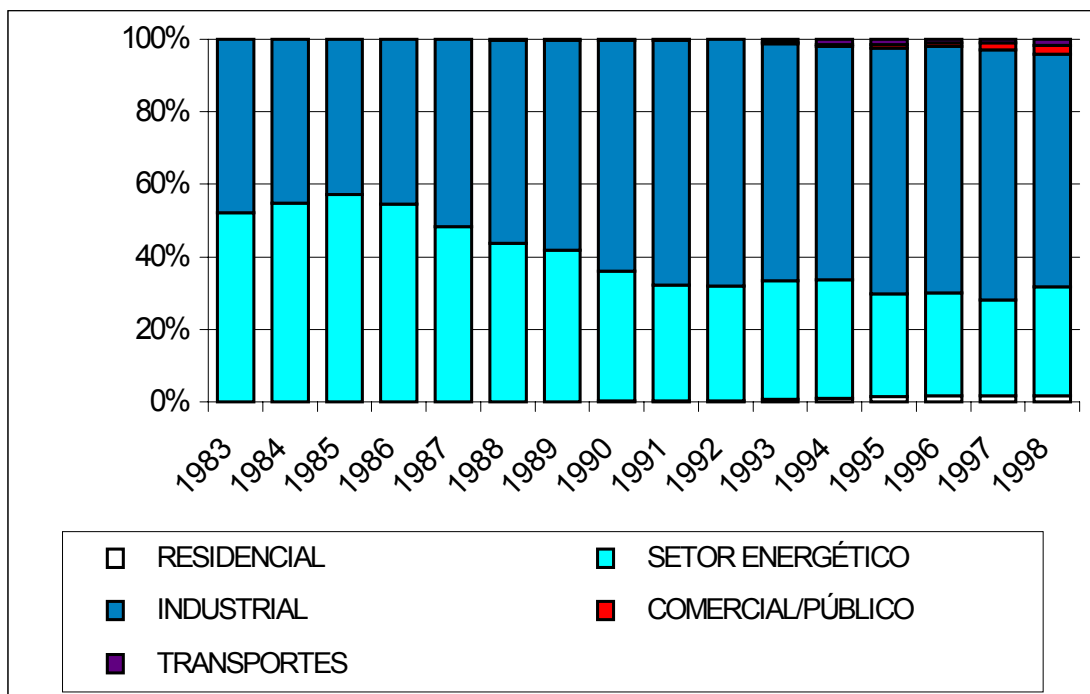
Fonte: Gaspetro

Apesar das reservas nacionais terem registrado aumentos ininterruptos nos últimos ano, o GN, como já vimos, permaneceu como fonte pouco representativa na matriz energética.

Sem tradição para a sua utilização e com uma infra-estrutura insuficiente (poucas cidades no Brasil dispõem de rede de distribuição), a penetração desta fonte de energia está sendo lenta, sustentada por grandes consumidores. O seu consumo principal sempre foi basicamente voltado para a indústria - 55% - e para o setor energético⁸ - 25%, conforme dados de 1998. (Gráfico 7)

GRÁFICO 7

PERCENTUAL DE CONSUMO DE GÁS NATURAL, POR SETOR – BRASIL



Fonte: Balanço Energético Nacional, 1999

Os setores residencial/comercial/público tiveram a penetração do gás natural muito tardiamente, ao final da década de 80, e de forma lenta. Entretanto, vem crescendo com um certo vigor a partir de 1996, já representando cerca de 4% do consumo total. O mesmo acontece com o setor transporte, ainda com participação insignificante, mas com grandes perspectivas de investimento e de aumento do mercado, por parte das distribuidoras deste combustível.

Os principais consumidores industriais são maioritariamente dos setores energo-intensivos - indústria química, petroquímica, siderúrgica, metalúrgica e mineração. Este setor é caracterizado

por um núcleo dinâmico de exportação brasileira, fazendo-se necessário que preservem suas posições no mercado (Alveal et al., 1998). Dado o peso da energia nos custos finais dos produtos, a escolha do tipo de energia pode ser determinante para a competitividade da indústria, no que a opção por gás natural pode tornar-se efetivamente um diferencial.

Segundo Duque Estrada, 2000, o gás natural conseguiu não só capturar novos projetos, mas também ampliações e conversões, conquistando consumidores tradicionalmente abastecidos por óleo combustível⁹.

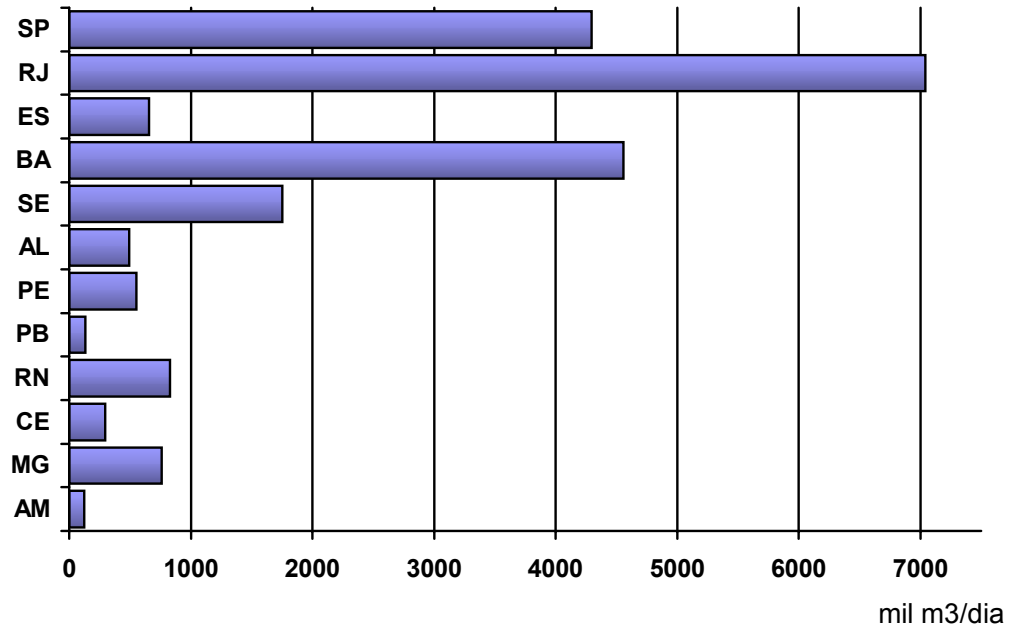
O consumo, por estado, é detalhado no Gráfico 8, indicando a preponderância do consumo no sudeste, em parte devido à instalação das UPGNs de Cubatão (1993) e, mais recentemente, a unidade de Cabiúnas (1997), que possibilitou a inclusão da expansão do consumo em novas regiões, como o Vale do Paraíba, a Baixada Santista e o estado de Minas Gerais. Um outro fator importante para o potencial incremento do consumo nesta região, isto é a captura de um mercado frente ao óleo combustível, é a disponibilização do gás boliviano, desde o 2º semestre de 1999.

⁸ O setor energético inclui o consumo nas áreas de produção, UPGNs, refinarias e no setor de transporte do gás.

⁹ A maior parte das usinas siderúrgicas e metalúrgicas da RJ e MG passaram a consumir gás natural, bem como importantes unidades industriais como, a Aracruz Celulose, as fábricas de bebidas (Coca-Cola, Brahma e Schincariol), Union Carbide, Casa da Moeda e O Parque Gráfico da Globo.

GRÁFICO 8

CONSUMO DE GÁS NATURAL NO BRASIL, POR ESTADO – AGO/99



Fonte: Petrobrás

As estimativas para um aumento na necessidade de oferta de energia elétrica a curto prazo também tem gerado uma expectativa de incremento na geração elétrica via gás natural, sendo um componente fundamental para a explicação da demanda total.

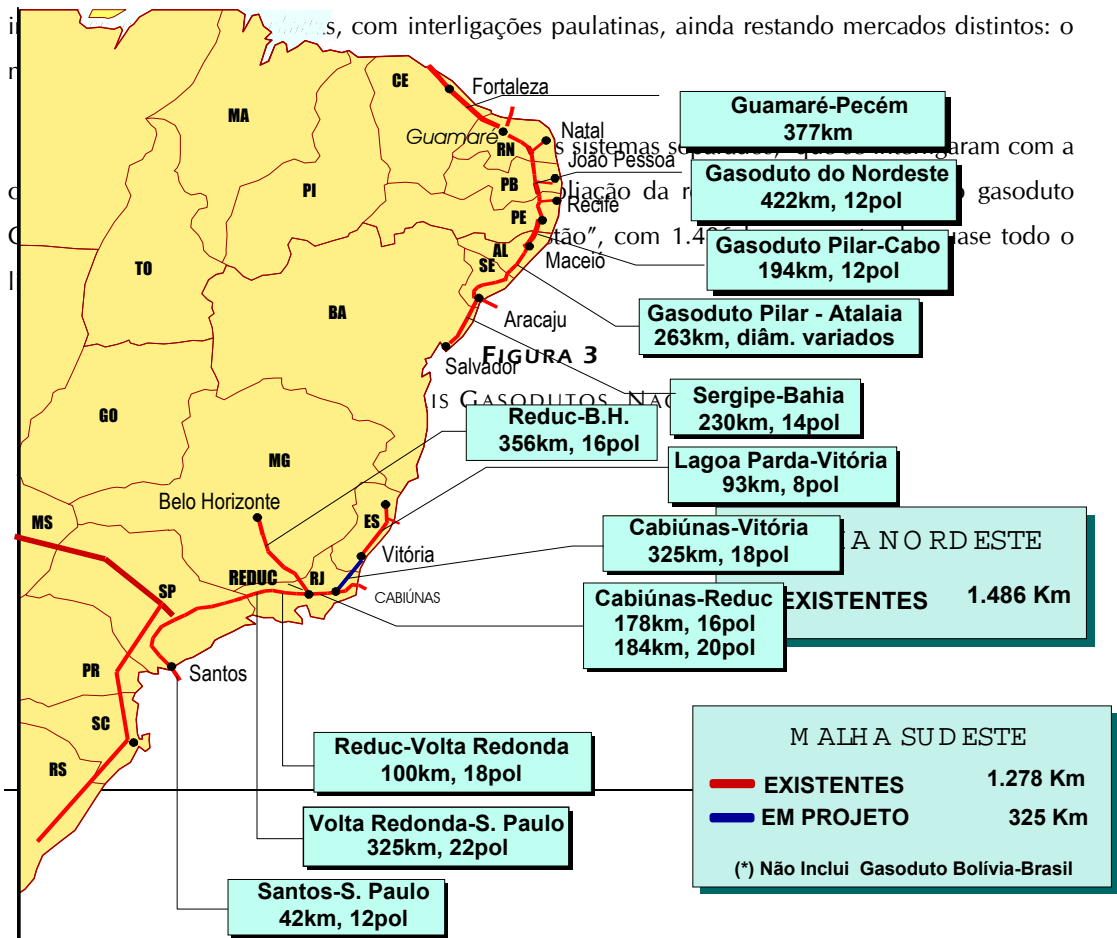
2.2.3. A infra-estrutura de transporte de Gás Natural no Brasil

Para a indústria de gás, a infra-estrutura de transporte é parte da cadeia com fundamental importância, não só porque responde por grande parte do custo final do combustível, mas também porque guarda uma relação direta com o crescimento do mercado consumidor.

Esta rede de dutos, classificada como transporte, compreende a estrutura imediatamente posterior à rede de recolhimento do gás (oriundo da zona de produção) até a entrega do gás às companhias distribuidoras. A rede de dutos referente ao recolhimento do gás natural, após a retirada do poço de produção, é classificada como rede de transferência, que, por ser de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador do gás, é excluída da discussão realizada no presente trabalho. Esta classificação foi incorporada, no Brasil, somente a partir de 1998, e, por esse motivo, algumas vezes a diferenciação entre a malha de transferência e transporte ainda é motivo de uma certa dificuldade.

No Brasil, a primeira grande expansão na rede de transporte foi realizada no período 1979-1989, quando foi construída mais de 50% da malha existente até 1998. Gasodutos foram instalados no Rio de Janeiro, Espírito Santo e em diversos pontos do nordeste. A segunda expansão do sistema foi realizada em apenas dois anos, 1998-1999, com a construção de grandes gasodutos destinados, essencialmente, à importação de gás natural da Argentina e Bolívia.

Analisando a rede de dutos de transporte nacional, verificamos que a implantação da rede



Fonte: Gaspetro

No sudeste/sul, a rede é mais recente, porém já mais extensa que a do nordeste. A princípio foi realizada a interligação, dos três maiores centros: São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, com extensão de 1.278 km. O Espírito Santo ainda não se encontra conectado, mas já existe previsão de construção do gasoduto Cabiunas-Vitória (325 km).

Toda a rede de movimentação de gás nacional, anteriormente operada pela Petrobras, tem hoje esta função exercida pela Transpetro¹⁰, empresa subsidiária da Petrobras, constituída, por força da Lei 9478/97¹¹, exclusivamente para a operação dos gasodutos.

A ligação do sudeste com o sul se realizou com a operação do gasoduto Brasil-Bolívia - Gasbol, que desde agosto de 1999, dobrou a extensão da malha nacional, adicionando 2578 km à malha existente e garantindo o acesso às reservas de gás bolivianas e argentinas (Figura 4). Por este motivo, o gasoduto, além de proporcionar a diversificação da matriz energética nacional, já que tem uma capacidade de movimentação de gás de 30 milhões m³/dia, apresenta claramente também a dimensão política, para a integração energética na América Latina.

As negociações para a construção do Gasbol se iniciaram ainda na década de 30, formalizando-se em 1991, quando foi firmada uma *Carta de Intenção sobre o Processo de Integração Energética* pela Petrobras, YPFB - Yacimientos Petrolíferos Bolivianos e o Ministério de Energia e Hidrocarburos da República da Bolívia.

Foi somente em 25 de março de 1992 que se definiu a rota para o traçado do gasoduto, via Puerto Soares - Corumbá, ficando também definida, neste mesmo ano, pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil e da Bolívia, a compra e venda do gás como uma decisão política prioritária para o processo de integração e crescimento dos dois países. Ainda em 1992, Brasil e Bolívia assinaram um acordo - *Acordo Parcial sobre a Promoção de Comércio* que isentava a compra e venda de gás de gravames à importação e à exportação, assim como de quaisquer outras restrições não tarifárias. O contrato definitivo de Compra e Venda de Gás Natural, entre a Petrobras e YPFB, foi, finalmente, firmado em 16 de agosto de 1996.

¹⁰ A Transpetro opera todos os dutos, terminais e navios, de propriedade ainda da Petrobras.

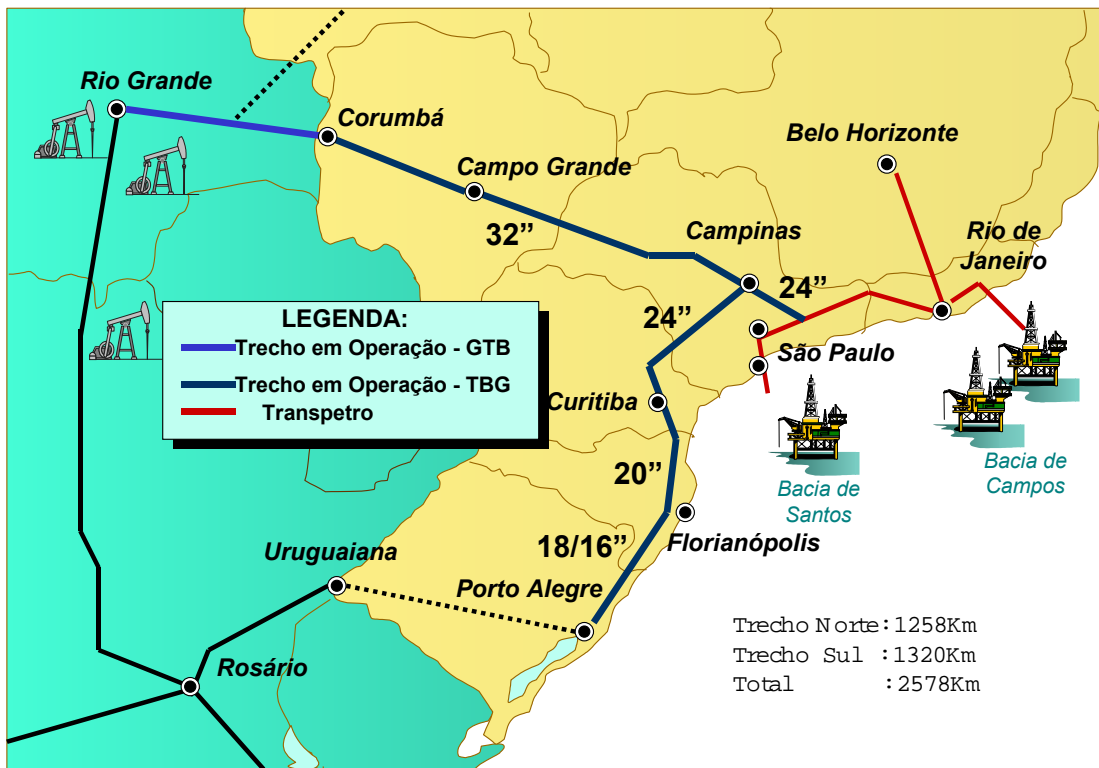
¹¹ Lei 9478/97, Lei do Petróleo, detalhada nas seções a seguir.

O projeto foi previsto em dois estágios:

1º estágio – 1 970 km, ligando a Bolívia com São Paulo (Campinas), com diâmetro de 32’’

2º estágio – 1 320 km, ligando São Paulo (Campinas) com a refinaria Alberto Pasqualini, Rio Grande do Sul, Canoas.

FIGURA 4
TRAÇADO DO GASODUTO BRASIL- BOLÍVIA



Fonte: Gaspetro

Do ponto de vista corporativo, o Brasil-Bolívia foi o primeiro gasoduto construído com a participação de grupos privados, tendo sido constituídas duas empresas: a brasileira, TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S. A. e a boliviana, GTB - Gas Transboliviano S.A., com a seguinte estrutura:

QUADRO 1

GASODUTO BRASIL- BOLÍVIA - ESTRUTURA DAS PARTICIPAÇÕES ACIONÁRIAS

	TBG	GTB
Gaspetro	51%	9%
BTB Consórcio(a)	29%	6%
Transredes (b)	10%	42.5%
Shell	5%	21.3%
Enron	5%	21.3%
TOTAL	100%	100%

(a) Consórcio constituído pela BHP, El Paso Energy e British Gas

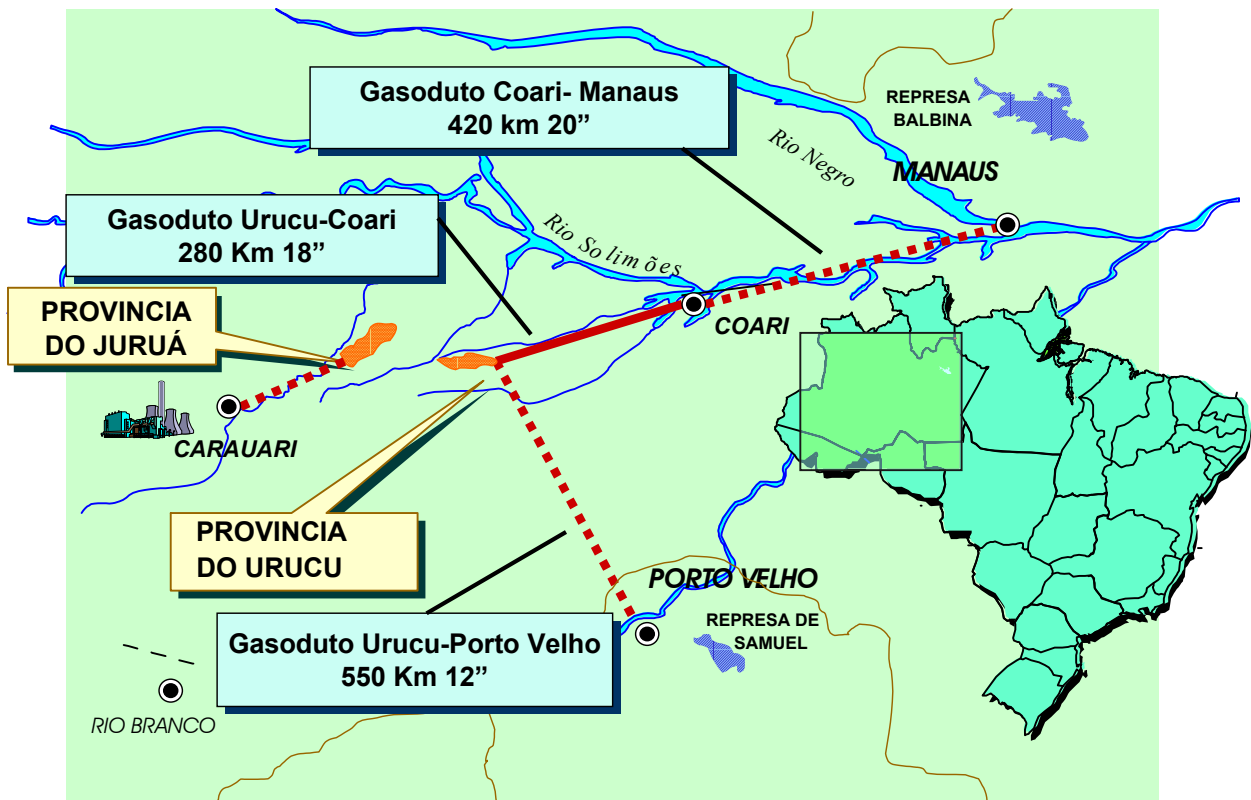
(b) 25% Shell, 25% Enron e 50% Fundos de Pensão Bolivianos

A partir do gasoduto Brasil-Bolívia, um ramal, o Lateral- Cuiabá, de 266 km, está sendo construído pela Empresa Gasocidente do Mato Grosso, que liga a fronteira com a Bolívia até a capital Cuiabá.

Além do Gasbol, o sul do país também começa a ser ligado às reservas argentinas pelo gasoduto Uruguaiana- Porto Alegre, já com o primeiro trecho (até Uruguaiana) operando. Um outro gasoduto, o Cruz Del Sur, encontra-se também em construção, com a previsão de ligação Brasil-Argentina, via Uruguai. No total são 410 km, somente considerando a estrutura nacional.

FIGURA 5

PROJETOS NA AMAZÔNIA - PROVÍNCIAS DO URUCU E JURUÁ



Fonte: Gaspetro

Na região Norte, Amazônia, Figura 5, o escoamento do gás da reserva de Urucu será realizada através do gasoduto Urucu-Coari (280 km), além de outros projetos para a ligação com Manaus e Porto Velho.

Toda essa malha em operação e em construção asseguram capacidade de transporte suficiente para o atendimento das perspectivas de crescimento da demanda para o gás natural. A não ocorrência de uma “bolha” de oferta, tão prejudicial ao equilíbrio do mercado, somente dependerá de políticas acertadas para o estímulo ao desenvolvimento da ainda incipiente rede de distribuição em alguns estados brasileiros e, conseqüentemente, do mercado consumidor.

Capítulo 3

A Organização da Indústria do Gás Natural

3.1. O trio básico: produção, transporte e distribuição

A indústria do gás natural, descrita no presente trabalho, consiste na organização tecnológica e institucional pela qual este combustível é:

1. Explorado, produzido, transferido da área de produção e processado – o segmento de *produção*;
2. Transportado para os centros de consumo, através de dutos com grandes diâmetros e a altas pressões – o segmento de *transporte*; e, finalmente,
3. Disponibilizado ao consumidor final, através de uma rede de dutos com pequenos diâmetros e a baixas pressões – o segmento de *distribuição*.

A primeira venda do gás, no Brasil e na grande parte dos países, é realizada quando da sua entrega à companhia de transporte, pelo produtor, a preços denominados “preços de poço”, apesar de muitas vezes a transação ser efetivamente realizada longe da área de produção. A partir desse ponto o gás é transportado até a zona de interconexão, com as companhias de distribuição locais, o *city-gate*, independentemente da sua localização. Neste ponto também são estabelecidos preços para esta 2ª venda do gás, denominados “preços de *city-gate*”.

A origem desta estrutura vem do começo do século, pois os 3 segmentos são os sucessores de dois setores, inicialmente independentes: as empresas distribuidoras de gás de iluminação para as cidades (gás manufaturado de carvão) e as companhias de petróleo. A partir das transações entre estes setores foram criadas as empresas de transporte, de propriedade tanto das companhias de petróleo, como das de distribuição ou mesmo de ambas, com o objetivo de fazer a ligação entre a rede de distribuição local e as áreas de produção de gás natural.

Variações para a estrutura apresentada existem, nas quais há sobreposições das empresas nos segmentos da indústria, dependendo da organização estabelecida em cada país. Assim, por exemplo, o processamento do gás poderá ser uma função do produtor, do transportador, ou ainda de um terceiro agente do mercado. Ao distribuidor poderá ser permitida a compra direta do produtor, sem o intermédio do transportador, ou ainda, o que é bastante comum, ao transportador poderá ser permitida a venda direta ao consumidor, sem passar pelas companhias de distribuição.

Entretanto, a esquematização da indústria nestes 3 segmentos será mantida ao longo do trabalho, como base para a discussão dos aspectos organizacionais.

3.2. A reorganização da indústria do gás natural

A indústria do gás é uma atividade econômica que sempre foi exposta à uma forte intervenção governamental. No entanto, a partir de meados da década de 70, quando reformas regulatórias começaram a ser implementadas em muitos países, o setor de energia e, especificamente a indústria de gás natural, não foi exceção.

As primeiras medidas, como privatização e/ou introdução de regras objetivando o encorajamento da competição no setor, tiveram lugar primeiramente nos EUA, em 1978, e posteriormente na Grã-Bretanha, em 1982. Já na Europa continental, a discussão para que fossem criadas regras para a competição no mercado de gás, objetivando em particular o livre acesso a terceiros, dentro da concepção de um mercado interno de energia para a União Européia, começou na década de 90. Processos idênticos aconteceram em outros países como na Austrália, Nova Zelândia, Argentina, Bolívia e México.

Mudanças importantes quanto à estrutura de operação do setor e quanto ao nível de intervenção governamental resultaram na redefinição do papel dos vários agentes deste segmento, no que se refere a produção, transporte e distribuição.

Basicamente, as funções de cada segmento na estruturação da indústria do gás se mantiveram as mesmas do princípio do século até hoje: os produtores entregam o gás produzido às companhias de transporte, que, por sua vez, entregam o gás a ser distribuído. O que mudou totalmente foram as relações contratuais entre os agentes da cadeia, aí incluindo os grande e pequenos consumidores industriais, os consumidores residenciais e comerciais e as termelétricas. Inicialmente organizados em uma estrutura linear, verticalizada, o relacionamento entre estes agentes era caracterizado por uma forte ligação entre o suprimento físico do gás e a parte contratual deste suprimento (Figura 6). A desregulamentação desestruturou esta relação linear, em função principalmente da divisão de compra do gás, transporte e venda (*"unbundling"*) e com a introdução do *"open access"* na rede de gasodutos (Figura 7).

Desta forma, criou-se um mercado de gás, onde os participantes comercializam o produto de forma a minimizar o preço e o risco de suprimento, e um outro mercado para o transporte do gás, em que se transacionam os serviços de carregamento, através da rede de dutos existentes.

Esta mudança resultou, para o mercado de gás, no surgimento de um novo agente, com igual importância e influência na estrutura quanto os demais tradicionais: o agente comercializador, os carregadores e *traders*, com a função de juntar (*"bundle"*) a compra e o transporte do gás natural. Em muitos países, às empresas transportadoras não é permitido nem a

venda, nem a compra de gás: a atividade comercial é exercida apenas pelo carregador, sendo a atividade de transporte exclusivamente física.

Até a última década, a função de agregação e venda do gás era de responsabilidade das empresas de transporte, função esta sucedida pelas companhias especializadas de comercialização, ou mesmo pelas próprias distribuidoras, que passaram a ter seus portfólios para a compra direta dos produtores ou comercializadores.

A presença destes comercializadores “independentes”, em geral ligados às companhias de transporte, aos produtores, às distribuidoras locais ou mesmo a instituições financeiras, geraram centros de comercialização (ou “*market hub*”), pontos de concentração físico ou financeiro de gasodutos ou de instalações de estocagem.

A abertura do mercado, que garantiu grandes flexibilidades contratuais, culminou com o aparecimento do mercado *spot* de gás que, progressivamente, se tornou uma referência para as transações. Tradicionalmente indexado ao preço dos produtos de petróleo competitivos, a formação do preço do gás natural se mostrou inapropriada para contratos de curto prazo, que demandavam cotações específicas.

Formado o mercado *spot*, que reflete a relação demanda e oferta, gerando uma grande volatilidade, houve a necessidade de cobrir os riscos de perdas com as variações dos preços. Assim, emergiram, gradualmente, instrumentos financeiros, tais como mercado futuro, de opções, *swaps* financeiros, necessários para a garantia da liquidez deste mercado.

Dentro da nova estrutura, houve a necessidade de introdução da autoridade regulatória, devido às características das atividades dos segmentos transporte e distribuição de gás, deixando o próprio mercado definir as regras para os outros segmentos, caracterizados por transações comerciais.

Estas características da atividade de transporte e distribuição são:

- Atividade de capital intensivo
- Investimentos irreversíveis
- Economias de escala e escopo
- Inexistência de alternativas intermodais

A nova estrutura do mercado, com a introdução de pressões competitivas, é muito mais complexa que a anterior, totalmente regulada. Uma avaliação sobre estas estruturas é sempre muito

difícil. No entanto, mesmo sem o julgamento do mérito das estruturas, o mercado “desregulamentado”, isto é, o mercado competitivo, oferece vantagens importantes:

1. O preço do gás, anteriormente atrelado aos preços de derivados de petróleo, passou a refletir o mercado, isto é, o equilíbrio oferta/demanda, deixando de ser função de outros combustíveis, que, por sua vez, apresentam as variações de seus próprios mercados;
2. Garante transparência para os agentes, inclusive, para os consumidores;
3. Os consumidores têm a oportunidade de selecionar seu próprio supridor de gás
4. Propicia reduções substanciais de preço ao consumidor

Nos próximos itens serão melhor analisadas as relações de mercado, relações contratuais e a formação do preço do gás natural.

FIGURA 6

COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL EM UM MERCADO TOTALMENTE VERTICALIZADO

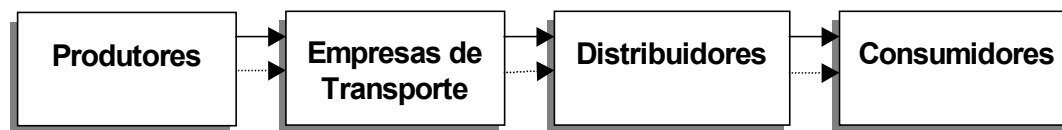
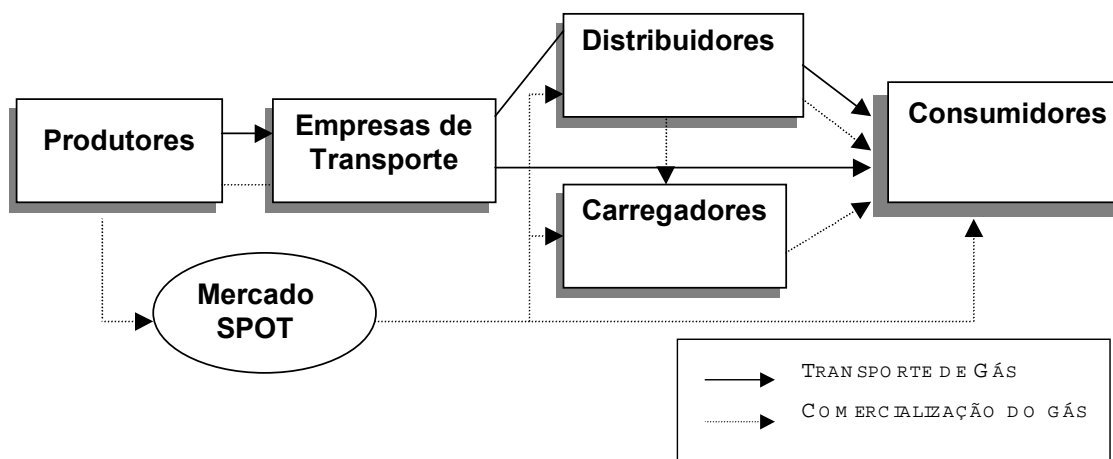


FIGURA 7

COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL EM UM MERCADO COMPETITIVO



3.2.1. A organização dos mercados em uma estrutura competitiva

A transição de uma estrutura verticalmente integrada - com apenas um só mercado, em que o gás e o transporte são comercializados juntos para os consumidores - para um mercado competitivo - em que o gás passa a ser uma “*commodity*” e seu transporte um outro tipo de mercado, com regras próprias - prevê mudanças fundamentais no comportamento de todos os agentes da cadeia.

Para os produtores, no mercado do gás natural, os contratos de longo prazo assinados com as empresas transportadoras dão lugar a contratos negociados com uma grande variedade de agentes (distribuidores, consumidores finais, carregadores), de curto, médio e longo prazos, a preços “*spot*” ou em bases indexadas. Novas estratégias são adotadas pelos produtores que vão desde a exploração de economia de escala pela integração horizontal na produção até mesmo a uma diversificação de atividades.

A abertura do mercado mudou sobretudo a operação dos transportadores: de proprietários do gás transportado (*private carrier*), para uma função, em seu extremo, de transportadores de gás de terceiros (*common carrier*). Os contratos de transporte são, entretanto, ainda caracterizados pelo longo prazo, com cláusulas de *take or pay*.

Os estágios de desregulamentação da indústria do gás (*commodity*), que fundamentalmente são a liberação dos preços do gás, a desverticalização da cadeia, com separação contábil dos agentes, a introdução do *open access*, se apresentam diferentemente em cada país, dependendo da estrutura regulatória desenhada.

Nos EUA as reformas foram focadas em mudanças regulatórias graduais. Segundo Tussing e Tipee (Tussing, A., Tipee, B., 1995) pode-se considerar que a introdução de competição no mercado norte-americano foi realizada em duas etapas: em uma primeira etapa, envolvendo o mercado de gás e, na segunda, o transporte de gás. Na primeira etapa, na década de 80, houve o desmantelamento do controle de preços do gás, sob o Natural Gas Act de 1978, e, na segunda, a desregulamentação do transporte, transformando as companhias de transporte de quase-monopólios regulados para companhias reguladas, transportando gás pertencentes a terceiros¹², tendo o processo finalizado em 1992, com a Order 646, em que separou, obrigatoriamente, as funções de transporte e comercialização.

Já na Grã-Bretanha, as mudanças estruturais e regulatórias tiveram uma seqüência inapropriada. O suprimento do gás para grandes consumidores foi liberado e aberto para a competição em 1986. Entretanto, o Governo falhou na desverticalização da British Gas, que

continuava com o controle do transporte, e assim, do suprimento do gás. Foi somente no começo dos anos 90, após uma forte intervenção regulatória no setor, com a separação de fato da empresa, que a competição floresceu no país.

A parte continental da Europa teve a reorganização da indústria de gás mais tardia, tendo publicado a Gas Directive em 1998, com a previsão de obrigatoriedade de *open access* até agosto de 2000 (World Bank, 1999).

A Argentina adotou um modelo mais radical, em que a desverticalização e a liberação dos preços foram realizados conjuntamente, dentro de um processo mais amplo de reforma econômica.

Assim, a abertura de mercado poderá estar presente no suprimento (produtores) e na demanda (consumidores), onde múltiplas firmas podem operar, sendo o preço do gás determinado pelo mercado. No segmento transporte, no entanto, há apenas a introdução de pressões competitivas, com o acesso a terceiros.

Além do aspecto estrutural do transporte de gás, o sistema tarifário a ser adotado é de fundamental importância para o interesse dos investidores na implantação da rede de infraestrutura de transporte. Somente com o estabelecimento de regras claras sob as quais os serviços de transporte deverão ser prestados, bem como o mecanismo de manutenção do seu valor ao longo do tempo de duração do projeto, ficam garantidas as condições de financiamentos e as receitas a serem auferidas pela execução do serviço de transporte, a fim de permitir a recuperação e a adequada remuneração dos capitais envolvidos. Os critérios para a fixação das tarifas de transporte apresentam diferentes enfoques, inseridos no sistema regulatório e político de cada país.

3 .2 .2. Os contratos nos mercados com estrutura competitiva

A separação das atividades de transporte e comercialização resultou no aparecimento de um número enorme de contratos, particularmente de compra de gás, transporte, estoque e de outros serviços, como medição.

O quadro abaixo apresenta os principais contratos possíveis entre os agentes da indústria de gás.

QUADRO 2

PRINCIPAIS FORMAS DE CONTRATOS PARA O GÁS NATURAL

¹² Nos EUA, em 1982, todo o gás transportado na rede interestadual era de propriedade do transportador. Já em 1991, apenas 20% do gás era de propriedade do transportador. (IEA, 1996).

Contratos	Forma	Objetivos
Contratos de Compra de Gás	Curto Prazo (1/30 dias)	1. Cobrir mudanças na demanda ou oferta 2. Ajustar à demanda, dependendo do preço
	Médio Prazo (1/18 meses)	1. Cobrir risco de preço 2. Ajustar suprimento durante o alto consumo
	Longo Prazo (2/7 anos)	Permitir o financiamento de projetos
Contratos de Transporte	Firme	Garantia de amortização do duto
	Interruptível	Reduzir despesas de transporte e aproveitar sazonalidade
Mercado de Capacidade		1. Reduzir despesas de transporte 2. Otimizar o uso da capacidade
Contratos Conjuntos	<i>Commodity</i> + Transporte	
Contratos para Estoques		1. Balancear o suprimento 2. Reduzir custos de transporte 3. <i>Hedging</i> para preços
Contratos Financeiros		Reduzir riscos financeiros

Os **contratos de compra de gás**, caracterizados como de longo prazo (20/25 anos), com cláusulas de “*take or pay*” e preços indexados aos produtos de petróleo, passam gradualmente a dar lugar, nos mercados competitivos, a contratos com períodos menores e com cláusulas mais flexíveis. Atualmente, com o objetivo de sistematização do assunto, podemos fazer a seguinte classificação para os contratos de compra:

1. Contratos de curto-prazo, por, no máximo, 30 dias – indexados pelo mercado *spot*, estes contratos ajudam no balanceamento da demanda e permitem a opção para as empresas com possibilidade de utilização de mais de um combustível;
2. Contratos de médio-prazo, período máximo de 18 meses – realizados com períodos coincidentes aos dos contratos futuros, utilizados para diferenças na demanda sazonal;
3. Contratos de longo-prazo, para mais de 18 meses – geralmente realizados para a promoção do desenvolvimento e financiamento de projetos, visando a segurança de entrega para compradores e venda para os produtores.

As cláusulas “*take or pay*” têm também a tendência de flexibilização para, por exemplo, cláusulas “*take or release*”, que introduz a possibilidade de venda a terceiros, pelo produtor ou comprador, de volumes não utilizados nos contratos.

Esta flexibilidade introduzida nos contratos permite às companhias a formação de um portfólio de contratos de curto, médio e longo prazos, minimizando os riscos de suprimento e de preço ao longo do tempo.

Os **contratos de transporte** são negociados entre os transportadores e os carregadores, após a fixação da tarifa, em duas grandes modalidades: firme e não firme.

Como os custos fixos são geralmente cobertos pela tarifa de capacidade, em geral as companhias transportadoras tendem a dar preferência a contratos firmes¹³, por períodos de longo prazo e a fazer os ajustes com contratos não firmes.

Diariamente, os volumes contratados são submetidos, dentro das regras preestabelecidas, ao seguinte procedimento:

1. Nomeação (programação de consumo): cada carregador indica o volume que deseja carregar
2. Planejamento: o transportador realiza uma previsão do volume a ser carregado, de acordo com as informações dos carregadores
3. Alocação: o transportador distribui os volumes solicitados pelos carregadores, reduzindo, se for necessário, o volume dos contratos não firmes.

Em alguns regimes regulatórios permite-se a venda para outros carregadores da capacidade não utilizada, com os **contratos de capacidade**, que permitem ao vendedor reduzir seus custos fixos e ao comprador atender a um compromisso não planejado ou mesmo se beneficiar de um transporte com menores tarifas.

3 .2 . 2 .1. Introduzindo competição nos mercados: considerações sobre o período de transição

A introdução do *open access* no transporte e a separação das atividades de transporte e comercialização tiveram conseqüências importantes na estrutura dos contratos já firmados, bem como na estrutura dos financiamentos.

Em relação aos contratos de compra de gás existentes, em geral por longo prazo e com cláusulas “take or pay” (TOP), a possibilidade oferecida com o *open access*, de que um consumidor pudesse a vir comprar o gás diretamente do produtor veio reduzir o mercado considerado no planejamento inicial do comprador. Quer seja o carregador inicial ou o transportador, caso não haja a obrigação da separação das atividades de transporte e comercialização. Isto pode trazer sérias conseqüências econômicas para estas companhias, já que existe o compromisso da compra da mercadoria do produtor.

Sempre existe possibilidade de haver um abrandamento das obrigações contratuais de compra de gás. Entretanto, estes custos de transição são incorporados diferentemente em cada país.

Nos EUA, por exemplo, a regulamentação para o acesso livre começou, com a Order 436, em 1985, permitindo a compra de gás por grandes consumidores e distribuidores diretamente do produtor. As companhias de transporte, tendo que cumprir os contratos de longo prazo existentes, desafiaram na Justiça a regulamentação, ficando definido na Order 500, de 1987, o repasse de 75% dos custos de transição dos transportadores para as distribuidoras, produtores de gás e grandes consumidores (Pierce, 1988).

E para os novos contratos de longo prazo? Quais seriam as perspectivas para os produtores, sem a proteção do tradicional contrato com cláusula TOP ?

O novo ambiente deu à indústria do gás uma diferente maneira de fazer negócios e de se adaptar à situação, tanto pela participação dos grandes consumidores e distribuidoras no upstream, que viabilizaram os contratos de longo prazo¹⁴, como pela presença de comercializadores, comprando volumes a longo prazo e vendendo a curto prazo, internalizando os riscos. As experiências dos países são diversas, já que o quadro constitucional ou mesmo de balanço oferta e demanda são diferentes.

Em relação a financiamentos, cabe ressaltar que sendo o transporte uma atividade de investimento intensivo, o financiamento esteve sempre associado a uma certa estabilidade na estrutura contratual. Com a introdução de pressões competitivas e a criação de mercados mais eficientes, os preços do gás ao consumidor têm a tendência a se reduzir e, com isso, acontecem a introdução de pressões na tarifa de transporte, já que é grande parte deste preço, e a redução do retorno na atividade.

¹³ Nos EUA, contratos de transporte de longo prazo, entre 1 e 10 anos, são predominantes (CEDIGAZ, 2000)

¹⁴ Na Grã-Bretanha, alguns muitos produtores de energia elétrica entraram na produção de gás diretamente ou em *joint ventures*. Alguns contratos de compra de gás foram realizados em contrapartida da venda de eletricidade (*back to back*).

Entretanto, os financiamentos foram acomodando as pressões competitivas, em parte como uma decorrência do amadurecimento dos mercados de gás, em que o ambiente competitivo levou a aumentos na demanda, e mesmo a aumentos nos volumes de financiamentos para novos projetos industriais. Segundo registro da IEA (IEA, 1998), *“early the banks were looking for one big pig. Now they have to be satisfied with 20 piglets.”*

3.2.3. O mercado *spot* e os mercados financeiros

A emergência do mercado *spot*, associado à introdução de competição na cadeia de gás natural, depende das seguintes condições:

- ❑ Desverticalização da cadeia do gás (a essência da desregulamentação), com tarifas justas para transporte, a fim de que todos os compradores possam ter as mesmas condições ;
- ❑ Flexibilização das condições contratuais;
- ❑ Necessidade de operações de curto-prazo;
- ❑ Existência de um excesso de capacidade ou de volumes de gás no mercado, não contratados;
- ❑ Interesse dos compradores em ficar com risco de suprimento, em benefício de um preço menor.

Em síntese, o desenvolvimento de um mercado *spot* depende essencialmente das regras de regulação, no que concerne à flexibilização de cláusulas “*take or pay*”, o acesso de terceiros à infra-estrutura existente e à existência de processos de arbitragem para a resolução de conflitos. A importância de tais mercados está diretamente relacionada com a dimensão, em termos de volume, das transações; com a regularidade das mesmas e a sua concentração geográfica¹⁵.

O preço para este mercado reflete o valor da energia, em um dado momento, sendo o resultado de uma convergência de informações que determina o nível de equilíbrio, de acordo com a percepção dos operadores do mercado. É importante destacar que na determinação do preço do gás é também considerada a referência de outros combustíveis competitivos, utilizados como um valor teto, acima do qual mecanismos substitutos podem vir a ser implementados.

Os EUA e a Grã-Bretanha possuem mercados *spot* bastante desenvolvidos. Na Grã-Bretanha, o mercado *spot* começou em 1989-90 e se desenvolveu em seis terminais *onshore* da rede da British Gas, com grande concentração de produtores e possibilidades de capacidade de transporte. Os mais ativos mercados *spot* são nos terminais de Bacton e St Fergus.

¹⁵ A verificação destas premissas pode ser exemplificada com as transações do mercado *spot* para o GNL, que, por não atingirem grandes volumes, regularidade e pouca concentração geográfica, têm um papel menor nas práticas de preço deste combustível

Apesar do crescimento da quantidade de gás comercializado nestes centros, ainda é relativamente pequeno este volume: o gás transacionado no Bacton, em 1996, foi de 2 a 8 milhões therms/dia, o que significa apenas 5 a 10% do total consumido. Isto pode significar que o mercado interno da Grã-Bretanha pode ser relativamente pequeno para acomodar eficientemente 6 mercados *spot*, devendo haver uma reconcentração destes mercados (World Bank, 1999).

Nos EUA, durante os últimos 10 anos, as transações de compra de gás têm se deslocado gradualmente da produção do gás (*wellheads*) para os *hubs*, ou centros de comercialização, localizados em grandes interconexões da rede interestadual ou intraestadual, que permitem a compra de gás de muitos produtores independentes e o carregamento deste gás a diferentes mercados. Isto elimina a necessidade da contratação do gás e da capacidade do duto, permitindo uma combinação de arranjos aos carregadores, que minimizam os riscos e os custos.

Estes centros são operados por uma ou mais companhias, proprietárias dos dutos interconectados nos *hubs*, que oferecem uma série de serviços, que vão desde o transporte e a estocagem do gás, até o processamento e a comercialização, dando uma grande flexibilidade aos carregadores e *traders*.

Mais de 50 foram implementados nos EUA, depois que o primeiro Henry Hub foi criado em 1988, em Erath, Louisiana. O Henry Hub ainda é o maior centro de comercialização do país, operado por Sabine Pipe Line Company, uma subsidiária da Texaco. Os participantes deste mercado movimentaram cerca de 550 milhões de ft³/dia, em 1995.

Estes centros de comércio desenvolveram um mercado *spot*, sendo, naturalmente, o mais importante o Henry Hub, que tem um papel fundamental para a indústria do gás nos EUA, sendo o preço de referência para os contratos financeiros na New York Mercantile Exchange (NYMEX).

Os dados da evolução dos preços do gás nos EUA demonstram uma grande volatilidade dos preços, que, no período de 1994 –1999, flutuam de 1,5 a 2,32 \$/Mbtu, como média anual, sendo que no inverno 96/97 os preços chegaram a 3,5 \$/Mbtu (EIA, 1999). O mercado britânico também apresenta a mesma característica de volatilidade.

Ainda para o mercado norte-americano, no que concerne aos preços ao consumidor final, verificamos uma grande correlação entre os preços de poço com o preço final. Os preços para o setor industrial são próximos dos preços de *city gate* e os preços para a geração de eletricidade são inferiores ao *city gate* (EIA, 1999).

Para a redução da volatilidade do mercado *spot* e minimização de seus riscos, foram introduzidos os mercados financeiros de gás natural, sendo muito pouco utilizados para as efetivas

transações físicas. Também passaram a ser um instrumento de especulação e arbitramento dos preços no mercado de gás.

O conceito de mercados financeiros para o gás é ainda relativamente novo, estando presente somente em países onde o mercado físico atingiu certo nível de maturidade e grande parte da comercialização é realizada no *spot*. Assim sendo, apenas nos EUA e na Grã-Bretanha têm mercados financeiros ativos, atualmente.

Nos EUA, a Nymex desenvolveu e opera, desde 1990, três mercados futuros para o gás e contratos de opção, com entrega em três grandes mercados *spot* no país e no Canadá. Já na Grã-Bretanha a International Petroleum Exchange (IPE) comercializa, desde 1997, contratos futuros para a entrega no National Balancing Point¹⁶, do sistema British Gas (BG).

Sem pretender esgotar a discussão sobre os tipos de operações realizadas nos mercados financeiros, cabe ressaltar alguns princípios importantes de funcionamento destes mercados:

1. Contratos futuros – negociados em bolsas de futuro (NYMEX e IPE), são acordos padronizados, de compra ou venda, com especificação dos volumes¹⁷, da data de liquidação e da entrega. Embora os contratos permitam uma operação física ao seu término, o principal objetivo da padronização é incorporar ao contrato futuro grande liquidez, dando-lhe negociabilidade. Este fato facilita a transferência entre diferentes participantes do mercado, permitindo ampliar ou encerrar antecipadamente os compromissos assumidos mediante operações da mesma natureza ou de natureza inversa, o que é bastante incomum. Ou então, o mais freqüente, uma renegociação de posições. A padronização dos contratos futuros torna o mercado futuro de gás um instrumento de transferência de risco e, por este motivo, verifica-se um percentual bastante baixo de contratos liquidados pela entrega do gás, no seu vencimento. De um lado os agentes econômicos, como os produtores, exportadores, carregadores, os *hedgers*, procuram se defender das oscilações imprevistas de preços. Do outro lado, os especuladores, dispostos a comprar o risco, apostando em sua maior capacidade de previsão do comportamento futuro dos preços (Bessada, 1994).
2. Contratos de opções – os contratos de opções podem ser considerados uma evolução dos contratos futuros, operados e regulados também por bolsa de futuros. Em suma, o contrato de opções consiste em assumir o direito de compra ou venda de um volume de gás padronizado, pagando por isso um prêmio (preço da negociação), a um preço de exercício, numa data fixada. O mercado de opções apresenta grande flexibilidade, que dão aos agentes alternativas de especulação, bem como de proteção.

¹⁶ Ponto em que a BG faz o balanço do sistema de alta pressão.

¹⁷ Volume máximo na NYMEX é de 10.000 MMBTU e o tempo máximo de cotação de 18 meses (CEDIGAZ, 1999)

3.3. Considerações Gerais

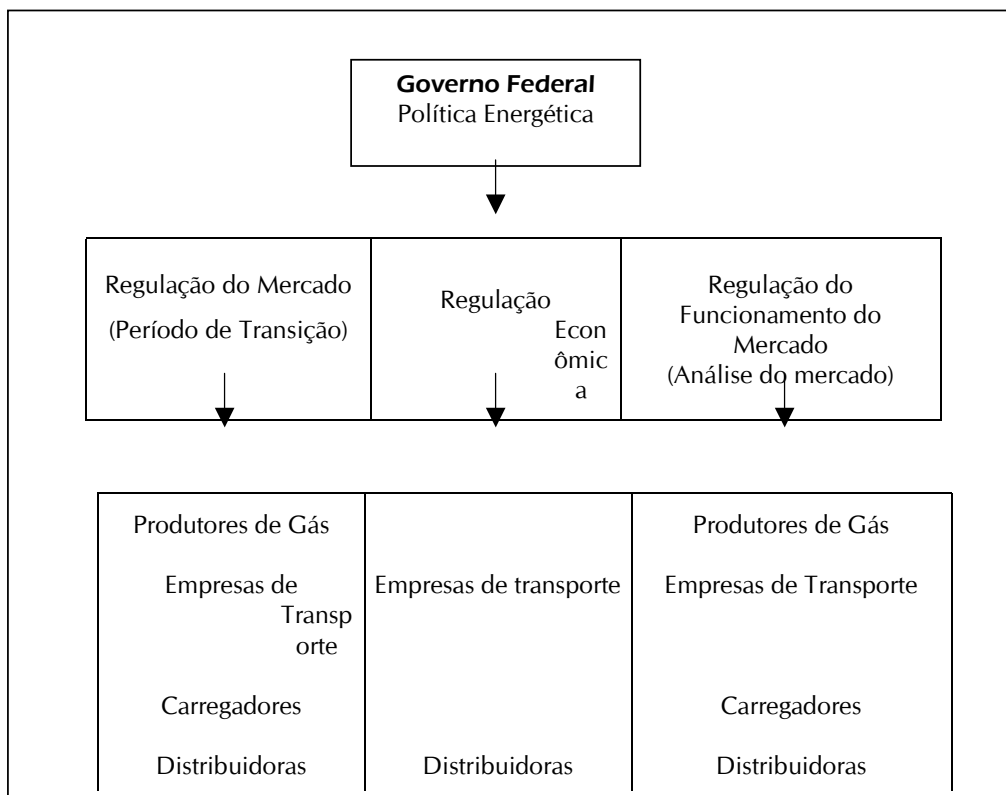
Conforme foi apresentado anteriormente, a principal diferença entre a estrutura de mercado de gás verticalizada e a estrutura com a introdução de competição (desregulamentada) se refere ao relacionamento entre os agentes do mercado: no primeiro caso, a relação se realiza através da mercadoria (física), enquanto que no segundo caso, a relação entre os agentes é através dos serviços oferecidos. A separação das atividades comerciais das físicas é fundamental para a determinação das estratégias dos agentes para a definição dos contratos e da formação dos preços.

A desregulamentação é uma tendência mundial, porém seu processo de implementação apresenta diferenças, que dependem dos objetivos políticos e da política energética de cada país, bem como da estruturação inicial do mercado de gás natural. A introdução da competição, principalmente do acesso a terceiros no transporte do gás, vem acompanhada da necessidade de uma autoridade regulatória forte, não só responsável pela regulação econômica da atividade de transporte, como também determinação dos movimentos necessários para a transição neste mercado.

Cada um dos agentes nesta nova estrutura competitiva, os produtores de gás, transportadores, carregadores e distribuidores, apresentam interesses particulares quase sempre antagônicos, que têm que ser conciliados, em prol do interesse do consumidor final. No quadro a seguir, é apresentada a relação entre a instituição reguladora e os agentes, dentro de um mercado competitivo de gás natural.

QUADRO 3

RELACIONAMENTO REGULADOR/AGENTES DO MERCADO DE GN, EM UMA ESTRUTURA COMPETITIVA



Capítulo 4

A organização do mercado de gás natural no Brasil

4.1. Histórico

A indústria do gás no Brasil é centenária, tendo início na cidade do Rio de Janeiro, em 1854, quando Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá, assinou um contrato para iluminação pública, que determinava a construção de uma fábrica de gás de carvão, a Companhia de Iluminação a Gás, atual CEG¹⁸, no centro da cidade e a instalação de canalizações em perímetros determinados. A partir de então, outras cidades brasileiras passaram também a empregar este mesmo sistema, sendo onze as empresas de iluminação a gás no início do século XX.

O rápido desenvolvimento do setor elétrico, aliado à ausência de grandes reservas de carvão de boa qualidade resultou na involução do setor de gás no país. Além disso, um novo combustível concorrente, o GLP – de menor preço e menos intensivo em capital, teve entrada no mercado. Após a 2ª Guerra Mundial, somente duas empresas operavam no Brasil: a Companhia de Iluminação a Gás - CEG e a San Paulo Gas Company, atual COMGAS, nos mercados do Rio de Janeiro e São Paulo, respectivamente.

Com florescimento dos sentimentos nacionalistas da campanha “O Petróleo é Nosso”, nos anos 50, assegurou-se o monopólio estatal da exploração ao transporte do petróleo e gás, a ser exercido pela Petrobras. Dentro desta tendência, as duas empresas de distribuição de gás existentes, que eram privadas, foram nacionalizadas¹⁹, na década de 60, quando o gás canalizado passou a ser produzido a partir de nafta.

Nesta mesma época, ocorreram as primeiras disponibilizações de gás natural para a indústria, a partir das descobertas no Recôncavo Baiano, apesar de se ter registros da utilização do gás natural, incipientemente, para reinjeção e geração de energia elétrica, desde 1940, nesta mesma região. Primeiramente, como insumo para o setor de fertilizantes, e, posteriormente, para indústrias têxteis e de cerâmica, o gás era consumido próximo aos poços produtores, num esforço para evitar a queima do produto.

¹⁸ Em 1865, a Companhia de Iluminação a Gás foi vendida para uma empresa inglesa que assumiu os serviços de gás através da Rio de Janeiro Gás Company Limited. Em 1876, a concessão dos serviços de gás passou para a empresa belga Société Anonyme du Gaz .

¹⁹ Em maio de 1969, o então Estado da Guanabara, assume a operação do serviço de gás canalizado, quando é criada a Companhia Estadual de Gás da Guanabara - CEG GB. Em 1959 ocorreu a nacionalização da empresa paulista de gás que passa a ter o nome de Companhia Paulista de Serviços de Gás. Em 1968 a empresa passa a ser do município e recebe finalmente o nome de Comgás. Em 1984, o controle acionário da Comgás passa para a estatal Companhia Energética de São Paulo (Cesp).

O suprimento da região foi, então, incrementado com a construção do gasoduto Sergipe-Bahia. Em 1986, com a descoberta de gás no Rio Grande do Norte, passou a ser operado o gasoduto do Nordeste, suprimindo as indústrias localizadas ao longo de seu traçado.

Na região centro-sul, a distribuição de gás natural foi iniciada somente em 1982, pela CEG, mesmo já havendo descobertas de gás na Bacia de Campos desde 1971. O gás natural foi então destinado às grandes indústrias e, após o processo de reforma, também distribuído para os setores residencial e comercial.

No Estado de São Paulo, o gás natural foi introduzido em 1988, através da COMGAS, suprimindo essencialmente às indústrias. Além da CEG e COMGAS, o Estado de Minas Gerais, 1986, também constituiu uma empresa para a distribuição de gás, a GASMIG, subsidiária da CEMIG, que comercializava gás residual de refinaria.

Nos demais estados, a Petrobras operava a distribuição, de uma forma verticalizada em toda cadeia, suprimindo o setor industrial²⁰.

O modesto desenvolvimento da rede de distribuição de gás até o começo dos anos 90 deve-se, em grande parte, ao questionamento jurídico relativo a quem teria o poder concedente deste serviço: os municípios, os estados ou a União. A situação foi somente definida com a Constituição de 88 (antigo 25, parágrafo 2º), sendo atribuída aos Estados a atividade de distribuição de gás canalizado, a ser exercida diretamente ou por meio de empresas estatais.

²⁰ Note que no Rio de Janeiro, a Petrobras também atendia a grandes consumidores. Em 1995, 2,4 milhões de m³/dia, eram distribuídos pela Petrobras, enquanto a CEG vendia cerca de 1 milhão de m³ (Martinez,1998).

4 .2. A reestruturação do setor de gás natural

Nos últimos anos, a indústria de gás natural no Brasil passou por uma reestruturação institucional, com um novo modelo regulatório, que deu ao setor maior competitividade.

Como consequência dos dispositivos constitucionais vigentes, a indústria de gás natural está inserida em duas esferas administrativas: a federal e a estadual (Figura 9).

As atividades de pesquisa, exploração, produção, importação e transporte²¹ do gás natural constituem atualmente Monopólio da União, e, desta forma, na competência federal, sendo atribuída à esfera estadual a competência de explorar as atividades da distribuição do gás canalizado.

4 .2 .1. A esfera estadual – Distribuição do gás canalizado

A reestruturação na distribuição foi iniciada a partir da Emenda Constitucional n.º 5, de agosto de 1995, quando foi alterado o segundo parágrafo do artigo 25 da Constituição Federal, permitindo a concessão do serviço de distribuição de gás para empresas privadas, embora ficasse mantido o monopólio estadual para esta atividade.

Assim, a regulação, fiscalização, bem como a fixação de preços para o gás canalizado são de competência dos estados, envolvendo as secretarias estaduais de energia, de fazenda ou as próprias empresas. No entanto, a tendência para a realização destas tarefas é a constituição de agências regulatórias estaduais de serviços públicos, já implantadas em alguns estados.

Vários foram as empresas distribuidoras criadas dentro deste quadro. No entanto, pela necessidade de investimentos consideráveis para a finalização de sua infra-estrutura de base e, principalmente, pelo fato das companhias estaduais serem recentes, foi adotado, na maioria dos estados, o modelo tripartite para a constituição dessas empresas, com controle nas mãos dos estados, mas com a participação da Petrobras e de empresas privadas (Quadro 3).

Assim foram constituídas as empresas da Bahia (Bahigas), Sergipe (Emsegás), Alagoas (Algás), Pernambuco (Copergás), Paraíba (Pbgás), Rio Grande do Norte (Potigás) e Ceará (Cegás). Os estados do sul e Mato Grosso do Sul também criaram suas companhias, motivados essencialmente pela perspectiva da importação de gás da Argentina e Bolívia – Rio Grande do Sul (Sulgas), Santa Catarina (SCGas), Paraná (Compagas) e Mato Grosso do Sul (MSGas).

²¹ Transporte é entendido como a movimentação do gás em meio ou percurso considerado de interesse geral, até o *city gate*.

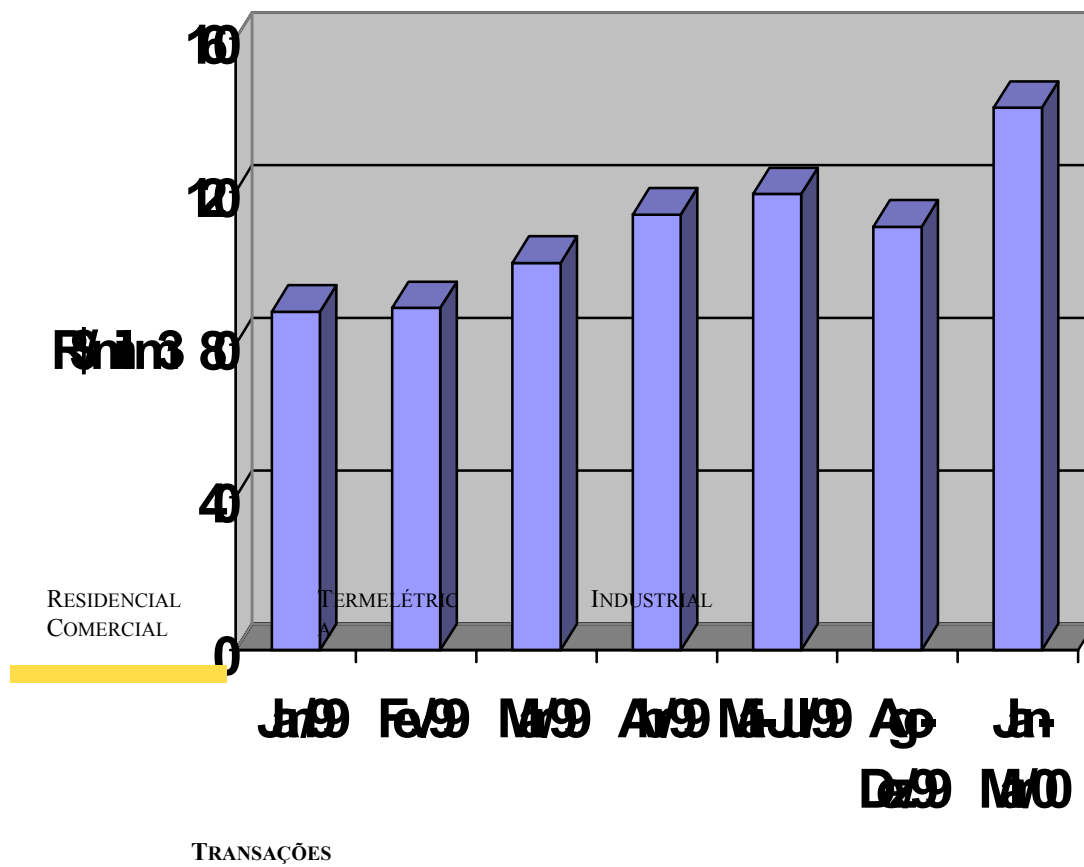
Até o presente momento, apenas três companhias foram privatizadas, a CEG, a CEG RIO - antiga RIOGAS e a COMGAS. No estado de São Paulo, a concessão para a distribuição do gás também foi privatizada para as áreas noroeste, em novembro de 1999, tendo vencido o leilão a Gás Natural SDG S/A e a área sul, em abril de 2000, tendo como vencedor, a Gas Brasileiro, um o consórcio AGIP (51,0%) e Societá Italiana de Gás (49,0%).

Há um grande interesse no setor por parte das empresas privadas em função, segundo AVEAL, 1999, do grande potencial de crescimento do setor e do posicionamento estratégico pretendido por estas empresas.

Assim, a maior parte das empresas distribuidoras são controladas pelo Estado e a Petrobras tem participações em outras 13 empresas. Entre as empresas privadas, a Enron, diretamente ou através da Gaspart, possui participações importantes, acima de 20% do capital volante, em 9 concessionárias. (Quadro 3)

FIGURA 8

QUADRO RESUMO DA ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DO GN NO BRASIL



QUADRO 4
DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL

Distribuidora	Participação acionária	Início de operação
Algás (Al)	Estado do Alagoas (51,0%); Gaspart ¹ (24,5%); BR Distribuidora (24,5%)	1994
Bahiagas (BA)	Estado da Bahia (51,0%); Gaspart ¹ (24,5%); BR Distribuidora (24,5%)	1994
CEG (RJ)	GEC %'s (Enron) (25,38%); Gás Natural SDG S.A.(18,90%); Iberdrola Investimento (9,87%); Pluspetrol Energy (2,26%); Governo Federal (34,56%); Outros (9,03%)	Privatizada em 1997
Cegás (CE)	Estado do Ceará (51,0%); Textilia ² (24,5%); BR Distribuidora (24,5%)	1994
Comgás (SP)	British Gas (72,7%); Shell (23,2%); CPFL (3,9%); Outros (0,1%)	Privatizada 1999
Compagás(PR)	Copel (51,0%); Dutopar ³ (24,5%); BR Distribuidora (24,5%)	1994
Copergás (PE)	Estado do Pernambuco (51,0%); Gaspart ¹ (24,5%); BR Distribuidora (24,5%)	1994
Emsergás (SE)	Estado do Sergipe (51,0%); Gaspart ¹ (24,5%); BR Distribuidora (24,5%)	1995
Gasmig (MG)	Cemig (90,0%); MGI (8,0%); Belo Horizonte Mayor (2,0%)	1995
MS Gás (MS)	Estado MS (51,0%); BR Distribuidora (49,0%)	
PBGás (PB)	Estado da Paraíba (51,0%); Gaspart ¹ (24,5%); BR Distribuidora (24,5%)	1995
Poti Gás (RN)	Estado do Rio Grande do Norte (51,0%); BR Distribuidora (24,5%); Andrade Gutierrez (12,3%); E.I.T. ⁴ (12,3%)	1995
CEG RIO (RJ)	Gas Natural (25,12%); Ementhal (33,75%), BR Distribuidora (25,0%); Iberdrola (3,12%); Pluspetrol (3,0%)	1997
SCGás (SC)	Estado de SC (51,0%); Gaspart ¹ (23,0%); BR Distribuidora (23,0%); Infragás ⁵ (3,0%)	
Sulgás	Estado do Rio Grande do Sul (51,0%); BR Distribuidora (49,0%)	1996

Fonte: ¹ Enron subsidiária; ² Grupo Vicunha; ³ Enron subsidiária; ⁴ Companhia de Construção civil regional; ⁵ Pool de companhias de Santa Catarina

4.2.2. Exploração, produção, processamento, transporte, importação e exportação de Gás Natural

As mudanças políticas que permitiram a abertura do setor de petróleo começaram com a promulgação da Emenda Constitucional Nº 9, em novembro de 1995. As atividades relativas à exploração, desenvolvimento, produção, refino e processamento, transporte, importação e exportação de petróleo e gás natural constituíam monopólio da União desde 1953, quando foi aprovada a Lei 2.004, que também criou a Petrobras, investindo a empresa do exercício exclusivo do monopólio estatal. Em 1988, o monopólio legal tornou-se monopólio constitucional, com a promulgação da nova Constituição.

A Emenda Nº 9 restabeleceu o monopólio de petróleo e gás natural à União e flexibilizou este monopólio, permitindo a concessão do serviço para empresas privadas. A regulamentação da Emenda foi realizada, com a Lei Complementar nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Essa lei — hoje já conhecida como a “Lei do Petróleo” — criou a Agência Nacional do Petróleo e estabeleceu todos os movimentos relativos à transição de uma estrutura monopolista no setor para uma estrutura de mercado competitivo e regulado para as atividades referentes a exploração, produção, refino e transporte de petróleo e gás natural.

A Lei do Petróleo, dentro da reestruturação do setor, estabeleceu os princípios e objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia e dispôs sobre as atividades relativas ao monopólio do petróleo.

Também criou o Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas destinadas a assegurar o uso racional e o suprimento nacional de combustível, revisão da matriz energética e o estabelecimento das diretrizes para os programas específicos e diretrizes para a importação e exportação de petróleo, derivados e gás natural.

Como órgão regulador, a Agência Nacional do Petróleo reúne um leque de missões. Uma das suas tarefas centrais é a de compatibilizar o desenvolvimento da indústria interna de petróleo e gás com as mudanças em curso na economia do país e a introdução de pressões competitivas nesta indústria, através do estímulo ao ingresso de agentes privados.

Com a responsabilidade de promover a regulação, a fiscalização e a contratação das atividades econômicas integrantes da indústria de petróleo e gás natural, a ANP exerce esta

atribuição, de acordo com a Lei 9478/97, com os seguintes princípios, relativos à indústria do gás natural:

1. *Exploração e produção de petróleo e gás natural (Capítulo V- Art. 21 a 52)*

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural poderão ser praticadas por qualquer empresa que atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida pela Lei 9478/97. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural, conferindo-lhe a propriedade destes bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

2. *Refino de petróleo e processamento do gás natural (Capítulo VI – Art. 53 a 55)*

A construção e a operação de refinarias de petróleo e de unidades de processamento de gás natural são atividades autorizadas pela ANP, a qualquer empresa constituída sob leis brasileiras, com sede e administração no país. A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídico a serem atendidos pelos proponentes e exigências de projeto quanto à segurança ambiental e industrial.

3. *Transporte de petróleo e gás natural (Capítulo VII – Art. 56 a 59 e Capítulo IX – Art. 65)*

Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa constituída sob leis brasileiras, com sede e administração no país, poderá ser autorizada pela ANP para construir instalações e efetuar o transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno, seja para importação ou exportação.

A qualquer interessado, será facultado o uso de dutos existentes, mediante remuneração adequada ao titular da instalação. Caso não haja acordo entre as partes, a ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado. Além disso a ANP tem a responsabilidade de regular a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para a movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte.

As atividades de transportador e carregador passaram a ser obrigatoriamente independentes. Pela determinação da Lei, a Petrobras teve que, necessariamente, constituir uma subsidiária com atribuições de operar e construir suas instalações de transporte.

4. *Importação e exportação de petróleo e gás natural (Capítulo VIII – Art. 60)*

Qualquer empresa constituída sob leis brasileiras, com sede e administração no país, poderá ser autorizada pela ANP para a importação ou exportação de petróleo, seus derivados e gás natural. O exercício desta atividade observará as diretrizes do CNPE²².

²² Durante o período de transição, estabelecido pela Lei 9478/97, de 36 meses, contados a partir de 6 de agosto de 1997, a ANP é responsável pelos critérios de importação de petróleo e seus derivados e gás natural.

4.2.2.1. A regulamentação da Lei 9478/97 para o Transporte do Gás Natural: definindo o mercado para o Gás

O arcabouço regulatório responsável pelo desenho do mercado de transporte do gás natural vem sendo construído, de acordo com a Lei 9478/97, pela Agência Nacional de Petróleo. Esta regulamentação, estabelecida por Portarias e Autorizações, introduz no setor novos operadores e promove a competição. Além disso, dá ao Governo instrumentos para a supervisão e controle do mercado.

A seguir é detalhado o quadro regulatório estabelecido até o presente momento, por ordem cronológica, registrando-se que as Portarias se encontram reproduzidas, na sua íntegra, no Anexo 1.

Uma das primeiras regras determinadas pela ANP para o gás natural foi relativa à qualidade do gás. A **Portaria N.º 41**, de 15/04/98, estabeleceu normas para a especificação do produto comercializado no país, de origem interna ou externa, e aplicáveis às fases de produção, transporte e distribuição. Para o Gás Metano Veicular – GMV, a ser comercializado nas regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, e municípios no Vale do Paraíba, as especificações foram determinadas pela **Portaria N.º 42**, publicada na mesma data que a anterior.

A importação do gás natural, que a partir da abertura do mercado passou a ser permitida a empresas nacionais, foi regulamentada pela **Portaria N.º 43**, de 15/04/98, com critérios estabelecidos pela ANP. Cabe ressaltar que, ao fim do prazo de transição²³, de 36 meses a partir da publicação da Lei do Petróleo, as importações observarão as diretrizes específicas que forem baixadas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

As permissões para a importação são determinadas na forma de Autorizações. A empresa deve informar não só o volume, país de origem, data prevista para a importação, como também o meio de transporte a ser utilizado e o potencial mercado a ser atendido.

Em 31 de junho de 2000, as autorizações já concedidas para importações apresentam o seguinte quadro:

QUADRO 5

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

PERÍODO 1998/2000

²³ O período de transição é tratado no Art. 69, da Lei 9478/97

Empresa	País de origem	Data Início	Volume	Mercado
Importadora		Importação	Máximo	Potencial
Sulgás	Argentina	2º trim./2000	15 M m ³ /d	RS
Gaspetro	Bolívia	1º trim./1999	30 M m ³ /d	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, REPLAN, REPAR e REFAP
EPE Emp. Prod. de Energia	Argentina	1º trim./2000	2,21 M m ³ /d	Usina de Cuiabá
Geração Centro Oeste GCO	Bolívia	julho de 2001	2,5 M m ³ /d	Usina de Cuiabá II
Energil Energia do Brasil	Bolívia	julho de 2000	365M m ³ /ano	CEG, CEG RIO
Pan American Energy	Argentina	1º trim./2003	15 M m ³ /d	RS, SC e PR
Pan American Energy (3)	Bolívia	2º trim./2000	3,5 M m ³ /d	SP

Fonte: Diário Oficial da União (DOU)

A construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência²⁴ de gás natural, inclusive gás natural liquefeito (GNL) têm as regras definidas pela Portaria N.º 170, de 26/11/98. A permissão é concedida por meio de Autorização, à qualquer empresa instalada no Brasil, em duas etapas: autorização para construção e autorização para operação.

As exigências feitas pela Portaria se referem meramente às informações quanto à empresa construtora e operadora e ao projeto - sumário do projeto de instalação, licenças do órgão ambiental, atestado para a verificação da segurança e plano de manutenção. Não há nenhuma solicitação quanto a justificativa do projeto, relativamente ao mercado a ser atendido. Os projetos aprovados pela ANP, no período 1998-2000 são os seguintes:

**QUADRO 6
ACOMPANHAMENTO DAS AUTORIZAÇÕES PARA CONSTR./OPER. DE INSTALAÇÕES DE
TRANSPORTE DE GN - PORTARIA N° 170/98 - PERÍODO 1998/2000**

²⁴ Consideram-se instalações de transporte ou transferências dutos, terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres e unidades de liquefação e de regaseificação de gás natural.

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão	Capacidade
PETROBRAS	Oper.Provisória	Gas. Guamaré-Pecém	Guamaré(RN) /Aracati(CE)	213 km	
TBG	Operação	Gas. Bolívia - Brasil	Corumbá(MS) /Paulínia(SP)		
Gasocidente do M.Grosso	Construção	Gas. Lateral Cuiabá	Fronteira Bolívia- Brasil(MT) /Cuiabá (MT)	266 km	2,8 M m ³ /dia
TSB	Construção/ Operação	Uruguaiana- Alegre	P. Fronteira Brasil(RS)- Argentina /Uruguaiana(RS)	25 km	12 M m ³ /dia
TBG	Operação	Gas. Bolívia - Brasil	Paulínia(SP) /Canoas(RS)		
TSB	Construção/ operação	Uruguaiana- Alegre	P. Canoas/Triunfo	25 km	12 M m ³ /dia
TSB	Construção	Uruguaiana- Alegre	P. Uruguaiana/Port Alegre o Alegre	565 km	12 M m ³ /dia
Gas.Cruz del Sur do Brasil	Construção	Gas. Cruzeiro do Sul	Trecho Brasil - Jaguarão(RS)/Can oas	410 km	12 M m ³ /dia

Fonte: Diário Oficial da União (D.O.U.)

Uma das mais importantes regulamentações estabelecida pela ANP, para o transporte de gás, foi a **Portaria N.º 169, em 26/11/98** – Livre Acesso a Gasodutos, relativa ao Art. 58, da Lei 9478/97, que faculta o acesso não discriminatório por terceiros à capacidade disponível²⁵ ou contratada ociosa²⁶ do duto (Figura 8), mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural. Além disso, determina a separação da atividade de transportador da de carregador, já que ao transportador é proibido a compra e venda de gás, com exceção dos volumes necessários ao seu consumo próprio.

Em relação às tarifas, o artigo 10 da referida Portaria já sinaliza com alguns critérios que deverão ser considerados :

²⁵ Capacidade disponível é a diferença entre a capacidade do duto e a soma das capacidades contratadas

²⁶ Capacidade contratada ociosa é diferença entre a capacidade contratada e o volume diário de gás efetivamente transportado pelo carregador

- I. refletir as modalidades de Transporte Firme²⁷, não Firme²⁸ ou outras, com características especiais, bem como o prazo de sua duração;
- II. considerar o volume a ser transportado;
- III. considerar as distâncias existentes entre os Pontos de Recepção e Entrega;
- IV. considerar a carga tributária e suas eventuais modificações;
- V. não ser discriminatórias, não incorporar custos atribuíveis a outros carregadores, nem incorporar subsídios;
- VI. considerar os custos de operação e manutenção, bem como uma adequada remuneração do investimento

Toda a capacidade disponível deve ser divulgada em jornais e “internet” ou ofertada na sede da empresa e alocada a terceiros que apresentarem as melhores propostas. A capacidade contratada ociosa será atendida a interessados sob a forma de transporte não firme e distribuída, entre todos os carregadores, proporcionalmente às suas respectivas capacidades contratadas ociosas nas instalações de transporte envolvidas. (Figura 9)

Caso o carregador estiver movimentando gás abaixo da capacidade contratada mínima²⁹, o transportador alocará ao terceiro interessado, inicialmente, a soma das diferenças entre tais capacidades e os volumes diários efetivamente movimentados para estes carregadores e de forma proporcional a tais diferenças (Figura 9).

Para a proteção do mercado, quando da prática de verticalização, os Carregadores são obrigados a enviar à ANP os seus contratos de compra ou de venda a concessionária de distribuição e consumidores finais, caso este Carregador detenha mais de 25% de participação acionária (direta ou indireta) do Transportador (ou vice-versa).

A Portaria 169/98, assim como a Lei 9478/97, Art. 58, tem o viés de uma regulação leve para o acesso a terceiros a dutos, com o regras predeterminadas, mas sem a imposição de tarifas definidas, deixando os agentes negociarem. Entretanto, é clara quando da existência de controvérsias, que deverão ser trazidas à consideração da ANP e a Agência deliberará, num prazo de 60 dias, sobre as questões apresentadas.

²⁷ Transporte firme é o serviço prestado pelo transportador ao carregador de forma ininterrupta, até o limite estabelecido pela capacidade contratada

²⁸ Transporte não firme é o serviço prestado pelo transportador ao carregador que pode ser reduzido ou interrompido pelo transportador.

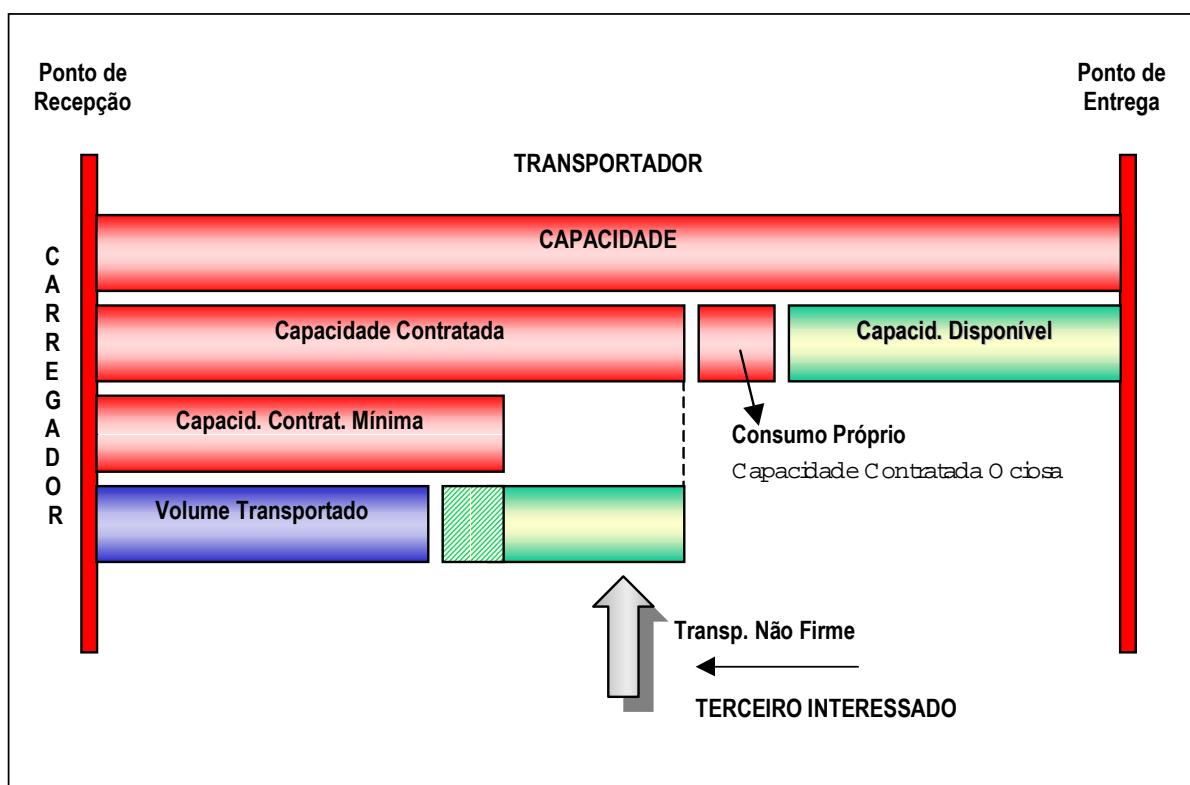
²⁹ Capacidade contratada mínima é o volume diário de gás, estabelecido contratualmente, referente ao qual o carregador é obrigado a pagar tarifa, mesmo que movimente um volume um menor volume diário de gás

O transporte do gás natural é assim desenhado, tentando-se também a definição de critérios para a questão tarifária, com o propósito de se atingir maior eficiência do duto pela introdução de pressões competitivas no setor.

Quanto à construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento de gás natural, a regulamentação foi estabelecida pela **Portaria N° 28, de 05/02/99**, na qual qualquer empresa nacional, que apresente a devida habilitação jurídica, regularidade fiscal, qualificação técnica e capacidade econômico-financeira, poderá ser autorizada para a atividade, desde que cumpridas as exigências quanto às normas de segurança industrial e ambiental.

FIGURA 9

COMERCIALIZAÇÃO DA CAPACIDADE CONTRATADA OCIOSA



4.3. A formação do preço do gás natural no Brasil

A regulamentação dos preços dos produtos de petróleo e gás natural estão sob a responsabilidade dos Ministérios da Fazenda (MF) e Minas e Energia (MME), embora, o Art. 8º da Lei 9478/97 coloque na esfera de atribuições da Agência Nacional do Petróleo a “proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos”. Assim, os preços são estabelecidos por Portaria Interministerial -MF e MME e monitorados pela ANP.

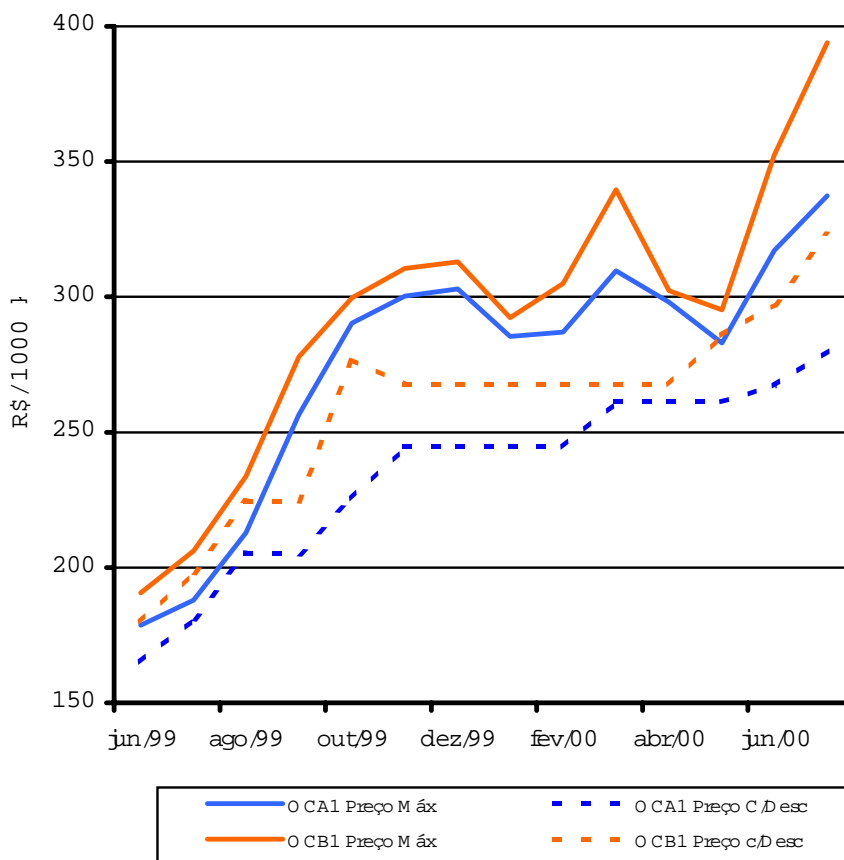
Em relação ao gás natural ao consumidor final, sua regulação é realizada pelos estados, através da aprovação a margem de distribuição para cada empresa.

Quanto ao preço do *city gate*, seu valor, até recentemente, esteve diretamente atrelado ao óleo combustível. A relação entre o preço máximo de venda do gás, de produção nacional, para fins combustíveis, às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado (preço de *city gate*) e o preço máximo de faturamento nas refinarias produtoras de óleo combustível classe OCA1 corresponde a 86,22%, considerada a equivalência energética entre estes produtos. Para fins automotivos, a relação é de 65,53%. O gás importado da Bolívia também tinha o preço relacionado com o do óleo combustível OCA1, na proporção de 97,72%.

Cabe ressaltar que, presentemente, o preço do óleo combustível nacional (preço de refinaria) é relacionado com as cotações internacionais de uma cesta de óleos e que, em decorrência dos consecutivos aumentos do petróleo, em 1999, teve seus valores majorados consideravelmente. Este fato levou o Governo, em comum acordo com a Petrobras, a um acordo com os agentes do setor com o objetivo de proporcionar “descontos” às distribuidoras, na venda deste combustível. Tais descontos estão na faixa de 15%, conforme está apresentado no gráfico a seguir.

GRÁFICO 9

COMPARATIVO DE PREÇOS FIXADOS X PREÇOS PRATICADOS PARA ÓLEO COMBUSTÍVEL NACIONAL



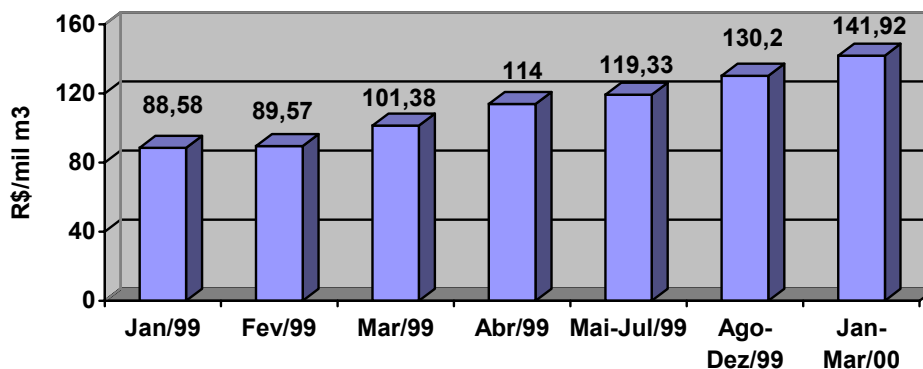
Fonte: GASPETRO/GECOM/SEMARK

O acordo da prática de “desconto” também foi extensivo aos preços de gás natural nacional, além do comprometimento pelo Governo do estudo de uma nova política de preços para o gás.

A evolução dos preços do gás natural, no city gate, o que inclui o transporte, em uma tarifação fechada (commodity + transporte), para 1999 são apresentados no Gráfico a seguir.

GRÁFICO 10

EVOLUÇÃO DO PREÇO CITY GATE DO GÁS NACIONAL – 1999/1º TRI 2000



Fonte: Agência Nacional de Petróleo – Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural

Como regulamentação intermediária para esta nova política de preços de gás de produção nacional foi instituída, a partir de 1º de abril de 2000, pelos Ministérios da Fazenda e Minas e Energia, através da Portaria Interministerial Nº 3, de 17 de fevereiro de 2000. A Portaria prenuncia a desregulamentação dos preços do gás nos pontos de entrega às distribuidoras, criando uma etapa transitória, antecedente ao surgimento da competição no fornecimento de gás natural e da consolidação de um ambiente onde preminem mecanismos de mercado. Dentro desta premissa, deliberou-se, a separação definitiva entre o valor do gás e seu transporte e o preço do gás passou a ser atrelado ao preço internacional de uma cesta de óleos combustíveis

Os preços máximos de venda (Pm) do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado ficam então determinados, na Portaria, segunda a fórmula:

$$P_m = PGT + TREF \text{ sendo:}$$

PGT = preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte;

TREF = tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural.

A atualização do preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte (PGT) a vigorar durante cada trimestre civil passa a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$PGT = 0,5 \times PGT(\text{ant}) + 0,50 \times PGT(0) \times [0,50 \times F1/F10 + 0,25 \times F2/F20 + 0,25 \times F3/F30] \times (TC/TC0)$$

PGT(ant) = valor de PGT vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo PGT;

PGT(0) = valor inicial de PGT, igual a R\$ 110,80 / mil m³;

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800 ³/₄ publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN) ³/₄ relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo "m" o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de PGT;

TC0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800 ³/₄ publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN) ³/₄ no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5%

Cargoes FOB Med Basis Italy;

F2 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6

Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

F3 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1%

Sulphur Cargoes FOB NWE;

F10, F20 e F30 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a que correspondem F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

Cabe ressaltar que a Portaria Interministerial N° 3 deu a ANP a responsabilidade de regulamentar as tarifas de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural nacional, indo além do disposto da Lei 9478/97.

Como etapa ainda de transição, ficou determinado a tarifa de transporte de referência, para o período de abril a junho de 2000, única para todo o país e igual a R\$ 19,40 / mil m³.

Somente em 28 de Junho de 2000, a ANP publicou portaria, Portaria 108/2000, em que foi incorporada um percentual da variável distância nas tarifas 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, sendo estabelecido os valores indicados abaixo:

TABELA 7

TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA CADA ESTADO – GÁS NATURAL NACIONAL

Estado	(R\$/mil m³)
Ceará	22,13
Rio Grande do Norte	18,67
Paraíba	23,74
Pernambuco	27,51
Sergipe	16,46
Bahia	16,84

Espírito Santo	16,80
Rio de Janeiro	17,31
São Paulo	23,97
Minas Gerais	26,49

Fonte: Agência Nacional de Petróleo – Portaria 108/2000

A partir do 2º trimestre de 2000, já com a separação preço do gás e tarifa de transporte, temos a seguinte evolução para o preço do gás natural:

TABELA 8

EVOLUÇÃO DO PREÇO CITY GATE DO GÁS NACIONAL, POR ESTADO – 2000

R\$/MIL M³	ABR-JUN (1)	JUL-SET	OUT-DEZ
PREÇO DO GÁS (COMMODITY)	131,03	144,32	157,84
Ceará	150,43	166,45	179,97
Rio Grande do Norte	150,43	165,99	176,51
Paraíba	150,43	168,06	181,58
Pernambuco	150,43	171,83	185,35
Sergipe	150,43	160,78	174,30
R\$/MIL M³	ABR-JUN (1)	JUL-SET	OUT-DEZ
Bahia	150,43	161,17	174,69

Espírito Santo	150,43	161,12	174,64
Rio de Janeiro	150,43	161,63 (2)	175,15(2)
São Paulo	150,43	168,29	181,81
Minas Gerais	150,43	170,81	184,33

(1) Tarifa de referência única, estabelecida pela Portaria Interministerial N° 3

(2) Salvo para volumes retirados em Cabiúnas, onde a Tref. = 0

Para o gás natural importado, a regulamentação em vigor é aquela determinada nos contratos de importação de gás, firmados entre a Petrobras e YPFB, e nos de transporte, entre a Petrobras e a empresa transportadora TGB, já ficando separado o preço do gás da parte relativa ao transporte.

Para o gás, na entrada do gasoduto, a cada ano, o preço foi estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural, sendo os seguintes os valores:

TABELA 9

PREÇO DO GÁS NATURAL IMPORTADO DA BOLÍVIA NO ANO CONTRATUAL DE REFERÊNCIA – US\$/MMBTU

(i)	Pi	(i)	Pi
1	0,95	11	1,00
2	0,95	12	1,01
3	0,95	13	1,02
4	0,96	14	1,02
5	0,96	15	1,03
6	0,97	16	1,03
7	0,98	17	1,04
8	0,98	18	1,05
9	0,99	19	1,05
10	1,00	20	1,06

(i) = ano contratual

Pi = Preço do gás a cada ano contratual

Este preço PG, em US\$/MMBTU, é reajustado trimestralmente, de acordo com a seguinte fórmula:

$$PG = P_i [0,50 (FO1/ FO1_0) + 0,25 (FO2/FO2_0) + 0,25 (FO3/FO3_0)$$

onde: P_i = Preço estabelecido no contrato

FO1, FO2 e FO3 = médias aritméticas dos pontos médios diários dos preços, determinados em conformidade com as cotações diárias, superior e inferior, de cada dia do trimestre imediatamente anterior (preços referencias publicados no Platt's Oilgram Price Report , sendo:

FO1 = Fuel oil de 3,5% de enxofre, referido sob o título de "Cargos FOB Basis Italy"

FO2 = Fuel Oil nº 6 de 1% de enxofre, referido sob o título de " U.S. Gulf Coast Waterborne"

FO3 = Fuel Oil de 1% de enxofre, referido sob o título de " Cargos FOB NWE"

FO1₀, FO2₀, FO3₀ = médias aritméticas dos pontos médios diários dos preços, determinados em conformidade com as cotações diárias, superior e inferior, de cada dia do período compreendido entre 1º de janeiro de 1990 até 30 de junho de 1992, excluído o período de 1º de agosto até 31 de janeiro de 1991.

A partir do 2º trimestre de entrega e recebimento de gás e para cada trimestre posterior, o preço do gás, PG, será reajustado de acordo com a fórmula:

$$P_t = 0,50 PG + 0,5 P_{t-1}$$

Onde P_{t-1} = Preço do gás correspondente ao trimestre imediatamente anterior ao trimestre pertinente.

Qualquer quantidade acima dos 18 milhões m³/dia terá seu preço determinado considerando P_i igual a US\$ 1,20/MMBTU.

O Gasoduto Brasil-Bolívia apresenta 3 modalidades distintas contratuais, o TCQ (Transport Capacity Quantity), determinado pelas capacidades de contrato, TCO (Transport Capacity Option), de um volume constante de 6 MM m³/dia, e TCX (Transport Capacity Excess), a diferença entre a soma do TCQ e TCO e a capacidade total do duto. As cláusulas de *ship-or-pay* ou *take-or pay* são diferentes para cada modalidade de contrato.

As tarifas de transporte para a movimentação do gás boliviano, referente ao trecho brasileiro do gasoduto, são classificadas como de capacidade e de movimentação. A de capacidade tem como referência o valor de US\$1,14/MMBTU e a de movimentação US\$0,02/MMBTU, com reajustes de 0,5% a.a.

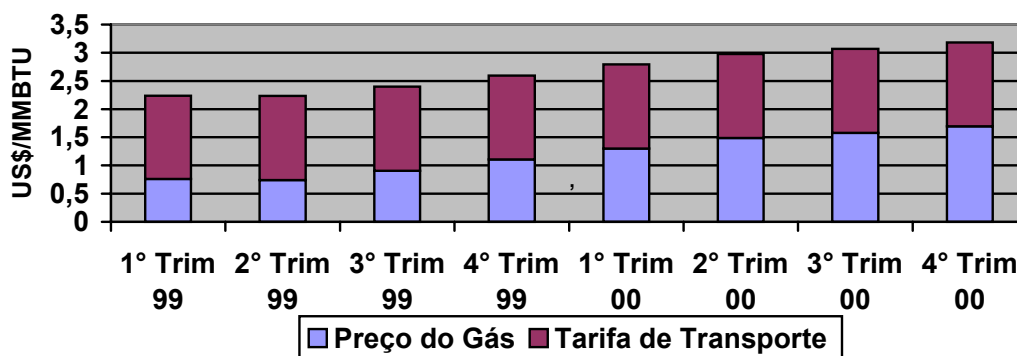
Uma outra questão importante que se apresenta, relativa à formação dos preços do gás importado e da sua tarifa de transporte, diz respeito a dolarização destes dois valores. Apesar das restrições legais vigentes quanto a essas práticas, os contratos entre o carregador e as companhias distribuidoras repassam os reajustes cambiais diretamente (a commodity tem reajustes trimestrais e as tarifas anuais).

Por ser atrelado a preços internacionais de derivados de petróleo, os preços de gás boliviano apresentam grande volatilidade, conforme apresentado a seguir.

GRÁFICO 11

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO IMPORTADO DA BOLÍVIA

Preço de referência contratual: TCQ = US\$0,95/MMBTU



Fonte: Agência Nacional de Petróleo – Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural

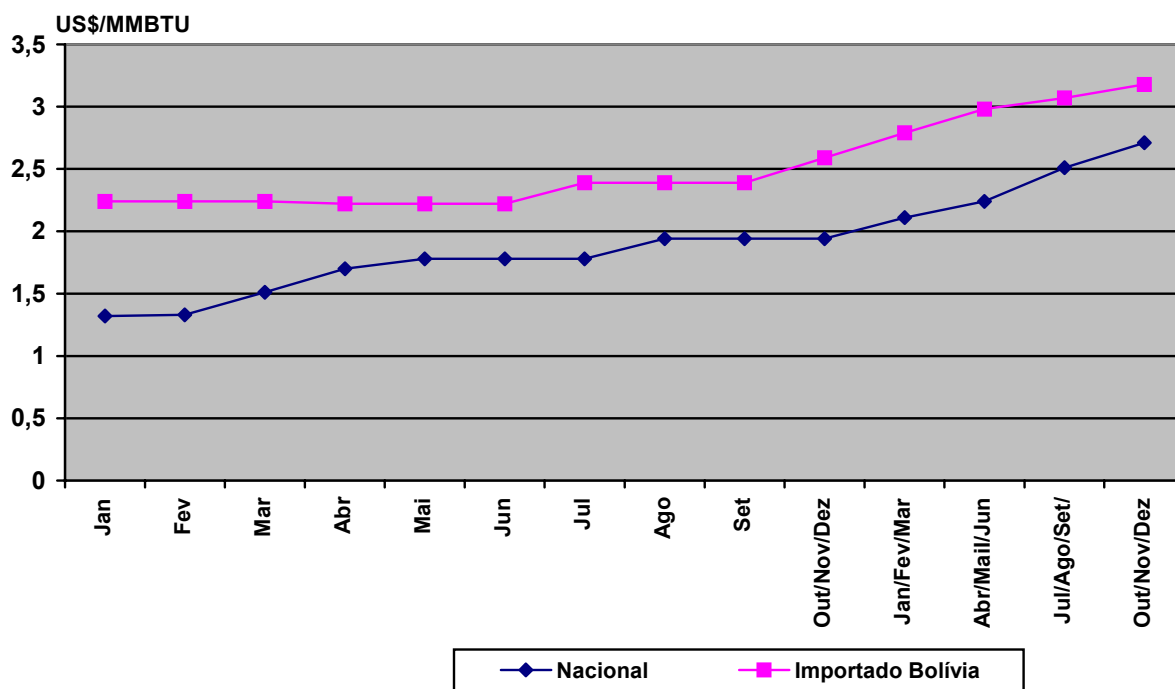
Resumindo e comparando-se os preços do gás nacional, referência para o estado de São Paulo, com o importado, verifica-se que o gás boliviano apresenta preços city gate, bastante mais altos que o de origem nacional.

GRÁFICO 12

PREÇOS COMPARATIVOS GÁS NACIONAL E BOLIVIANO – CITY GATE - SP

1999 – MENSAL

2000 - TRIMESTRAL



O Brasil já recebe gás natural originário da Argentina, pelo gasoduto da TSB (primeira etapa), que liga a fronteira da Argentina às proximidades da termelétrica em Uruguaiana. O preço deste gás é de US\$ 2,24/ MMBTU, correspondendo US\$1,34 à parcela da commodity e US\$ 0,90 ao transporte do gás.

A expectativa é de que o gás argentino chegue a Porto Alegre a US\$2,60/MMBTU.

Capítulo 5

Regulação da Indústria do Gás Natural

5.1. Introdução

Na organização do mercado de gás natural, o transporte de gás é uma atividade econômica sempre caracterizada por uma forte regulamentação, apesar da tendência à introdução de pressões competitivas neste mercado. A regulação mais leve, implementada em diversos países, conforme foi citado no capítulo anterior, em tempo nenhum fez com que os Governos deixassem de intervir neste mercado.

A filosofia básica para a intervenção econômica na atividade é a impossibilidade de maximização do bem estar do consumidor, através da liberdade das estratégias das firmas privadas em maximizar seus lucros. Segundo Araújo, 1997, a justificativa econômica geral para a regulação é superação das falhas referentes à informação imperfeita, indivisibilidade, externalidades, comportamento colusivo ou outras violações para o equilíbrio geral competitivo do mercado.

O monopólio natural se apresenta quando o custo de produção por uma única firma é menor que aquele de várias firmas. Desta forma, o setor é estruturado com imposições de controle para a entrada de novos agentes, quer seja explícita ou implicitamente, já que a competição é socialmente indesejada.

Os setores de infra-estrutura, como o transporte de gás, têm características de monopólio natural, devido às suas economias de escala, o que traz ao setor falhas em seu mercado.

A firma tendo garantido seu *status* de monopólio, necessariamente terá que atuar sob regras, já que o monopolista não regulado tentará maximizar seus lucros, restringindo capacidade e produzindo no ponto em que o custo marginal tende a ser igual ao lucro realizado para a venda da última unidade. Ao nível de produção selecionado pelo monopolista, o valor de carregamento de mais uma adicional de m³ de gás é maior que o custo de provisão de mais uma unidade de capacidade, por parte do transportador.

A regulação do monopólio natural impõe, assim, limite para o retorno do projeto e minimização do poder de mercado da firma, em que são eliminados seus ganhos extraordinários, induzindo a produção a um custo médio, o que resultará em maior eficiência e, portanto, ganhos para a sociedade.

Especialmente na atividade de transporte de gás natural, o potencial poder de mercado das firmas é, em grande parte, decorrente da falta de uma competição intermodal: a rede de gasodutos é a única via de ligação entre os produtores e consumidores. Uma outra característica importante do setor de transporte são seus custos intensivos e irreversíveis (*sunk costs*), que interpõem barreiras à entrada e à saída para as firmas. E, por último, porém não menos importante, é o aspecto ambiental, que determina a limitação da malha dutoviária, por ser uma atividade que apresenta impactos ambientais consideráveis.

5. 2. Regulação das tarifas de gás natural

5 .2 .1. A importância da tarifação para o mercado de gás

Dentro da regulamentação dos serviços públicos, a regulação tarifária cumpre o papel de controle econômico do projeto, garantindo a rentabilidade do investidor e a preservação do bem-estar do consumidor, dentro de um regime de monopólio natural.

Embora o grau de supervisão regulatória varie nos diversos países, é do Governo o papel de fixação, senão sinalização, dos preços a serem cobrados. A tarefa é complexa tendo em vista o elevado grau de assimetria de informação pro-investidores, que acentua os riscos de abusos do poder de monopólio. A tarifação ainda enfrenta o desafio de atender a eficiência do sistema como um todo, o que, muitas vezes, apresenta tensões quanto à determinação do modelo a ser escolhido.

Assim, o conceito de eficiência abrange a *eficiência produtiva*, entendido como a utilização das instalações, pelo produtor, com o máximo rendimento e menor custo, dada a estrutura de mercado; a *eficiência distributiva*, que pode ser definida como a capacidade de redução, pela concorrência ou pela regulação, da apropriação de excedentes econômicos por parte do investidor (eliminação das rendas de monopólio e redução dos lucros ao nível normal); a *eficiência alocativa* (ou de Pareto) que é a realização do maior volume de transações econômicas, com a geração da maior renda agregada possível. Segundo a teoria econômica, esta condição é garantida quando os preços se igualam aos custos marginais e sinalizam apropriadamente os custos relativos ao uso do sistema; e, finalmente, a *eficiência dinâmica*, conceito que considera o mercado como ambiente seletivo, com capacidade de selecionar inovações de produto e de processo que resultem em redução futura de custos e preços para o consumidor e em melhoria de qualidade dos produtos

Um sistema tarifário para o transporte de gás deve proporcionar, ainda, certos requisitos administrativos e comerciais como:

- Igualdade aos usuários (eliminação de barreiras à entrada);
- Transparência na formação das tarifas, de modo que os usuários existentes e futuros entendam e estejam satisfeitos com a sistemática;
- Previsibilidade;
- Implementação eficiente, não impondo custos ou complexidades adicionais às transações comerciais entre os carregadores e os transportadores.

5.2.2. As variáveis fundamentais no mecanismo de tarifação

O regime tarifário de transporte de gás deve tratar não apenas da formação do preço, mas também da forma de seu controle de ajuste e do grau de liberdade de variação. A sistemática deve ainda contemplar mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas e beneficiem os consumidores.

Basicamente, a fixação de regras tarifárias podem ser classificadas em dois grupos principais:

- I. Tarifação a custo de serviço
- II. Tarifação por incentivo

A regulação pelo custo de serviço, (regulação pela taxa interna de retorno), é o regime tradicionalmente usado para a tarifação de setores de monopólio natural. O princípio fundamental deste método diz respeito ao estabelecimento de preços/tarifas que remunerem os custos totais e contenham uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa do ponto de vista do investidor e justa do ponto de vista do regulador.

Diferentes bases de custos podem ser utilizadas para a avaliação dos custos associados ao serviço de transporte:

- Custos marginais de curto prazo (Short-run marginal costs – SRMC):
- Custos marginais de longo prazo (Long-run marginal costs – LRMC):
- Custos contábeis médios (Average accounting costs – AAC)

Dificuldades metodológicas e práticas de se considerar os conceitos econômicos de curto e longo prazo têm levado muitas vezes a adoção de métodos de custos médios contábeis como a base para a formação do preço dos serviços regulados.

A metodologia leva em conta algumas vantagens nos requisitos administrativos e comerciais, como a facilidade de implementação, transparência para os agentes e previsibilidade.

Entretanto, esta forma apresenta alguns problemas: a assimetria de informações entre o regulador e o regulado, o estímulo ao sobre-investimento, além de poder levar à ineficiência alocativa, permitindo subsídios cruzados, tanto entre áreas, como quanto aos serviços e ao fator de carga utilizado.

O reconhecimento destes problemas levou à aplicação de mecanismos com regras mais simples e transparentes, que poderiam proporcionar o maior grau de liberdade de gestão pelas

empresas, dentro do regime de monopólio natural. A nova metodologia é desenhada tendo em vista a maximização do bem-estar social, através de incentivos para a maximização dos lucros das firmas reguladas.

O conjunto dos mecanismos apresentados para esta questão é conhecido por regulação por incentivo, que tem como objetivo principal um incremento na performance da firma regulada através de prêmios ou penalidades, além dos já incorporados da regulação pelo custo de serviço.

O modelo básico fixa o preço e uma fórmula de reajuste periódicos, a qual incorpora um termo exprimindo metas plurianuais de ganho de produtividade, fixadas também pelo regulador. A idéia central é que, qualquer redução real de custos mais acentuada que as metas contratadas pode ser apropriada pela firma. Desta forma, quebra-se a ligação custo-preço, fazendo com que a firma tenha incentivo para a redução dos custos, sem que, necessariamente, haja o repasse para os preços.

Os esquemas de incentivos podem envolver:

- os níveis de preços, isto é, a regulação por limite de preço, que compreende o Price Caps, Automatic Rate Adjustment Mechanism (ARAM), Sliding Scale Plan (SSPs) e a Yardstick Competition (YC);
- os níveis de retorno ou lucros, determinados pelo comportamento da firma regulada, incluindo os mecanismos de Profit Sharing (PS), Banded Rates of Return (BROR), Benchmarking (BM) e Capital Cost Incentives (CCIs).

Todos estes mecanismos de regulação por incentivo se utilizam da teoria agente-principal. Neste *approach*, o regulador tem o papel de principal, que contrata um agente, a firma regulada, para atuar em seu benefício, por este apresentar maior conhecimento e capacitação para a função, minimizando os problemas relacionados com a assimetria de informações regulador/regulado.

5.3. Regulação tradicional

5.3.1. Tarifação pelo custo de serviço

Na essência, a equação seguinte descreve o processo:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = \text{Custos} + s(\text{BC})$$

onde:

p = preço do serviço

q = quantidade do serviço

n = número do serviço

s = taxa de remuneração permitida

BC = Base do Capital (investimento a ser remunerado)

Sob regulação pelo custo de serviço, o regulador determinará a taxa de retorno, em um processo de negociação com a prestadora do serviço, sendo os preços ou as tarifas uma consequência deste processo. Entretanto, a definição da taxa de retorno não deixa de ser uma forma indireta de fixação dos preços/tarifas, uma vez que, através de sua aplicação, estes serão reajustados sempre que for necessária a recomposição da receita, de forma a garantir a taxa de retorno permitida pela agência reguladora.

A metodologia leva em conta algumas vantagens nos requisitos administrativos e comerciais, já apresentadas no item anterior, que é a fácil implementação, a transparência e a estabilidade e previsibilidade para os agentes.

Entretanto, apresenta alguns problemas. Pela assimetria de informações entre o regulador e o regulado, poderá haver uma apropriação extraordinária dos lucros, fazendo com que haja incentivos perversos no processo. Como a taxa de retorno é fixa, a firma tenderá a aumentar a sua Base de Capital, através da adoção de tecnologia mais capital-intensivas. Na hipótese da taxa de retorno estar superior ao custo de capital, as empresas são estimuladas também a sobreinvestir (aumentar a Base de Capital), gerando entre outras coisas, o subótimo das plantas. Esta situação é conhecido como o efeito Averch-Jonhson ("efeito A-J") (Manssel,1995).

Assim sendo, a regulação pelo custo de serviço não dará os sinais corretos para o mercado, o que levará às ineficiências alocativa, técnica e dinâmica. Também é uma metodologia que

poderá permitir subsídios cruzados, tanto entre áreas, como quanto aos serviços e ao fator de carga utilizado.

Contudo, segundo Joskow (1974), na grande maioria dos casos dos serviços de utilidade pública estes problemas são específicos da regulação pela taxa de serviço, que apresenta uma certa nuance em relação à regulação pelo custo de serviço, metodologia mais complexa e detalhada, que, de certa forma e dentro da possibilidade do regulador, apresenta mais controle sobre as variáveis de custo e investimento, impedindo algumas ineficiências de curto prazo.

A partir das considerações acima, a discussão da regulação pelo custo de serviço apresenta dois grandes pontos de discussão:

- a definição da taxa de retorno e, para isso, a resolução do problema do dimensionamento e classificação das despesas e da base para a remuneração e
- a estrutura dessa taxa de retorno, já que envolve problemas com a alocação de preços entre os consumidores e entre os diversos produtos de uma mesma firma. (Viscusi et alli).

5.3.1.1. Determinação dos níveis de tarifas/preços

Uma grande dificuldade é a determinação do valor-base ou base de capital. Existem diversas formas de fazer a avaliação, porém pela fragilidade no aparato regulatório, de uma forma geral, a avaliação é realizada tendo como base os investimentos efetivamente realizados no passado, ou seja, pelos “custos históricos”, ainda não depreciados. Tal método tende a gerar menos polêmica que outros métodos, como por exemplo, a base de capital calculada pela reposição de planta idêntica ou pela reposição da mesma capacidade com a mais moderna tecnologia. Além desses métodos, pode-se ainda fazer a avaliação da base de capital através dos valores das ações publicadas.

Nos Estados Unidos e no Canadá, a base de capital se constitui no valor das instalações em serviço e das obras de ampliação em execução, do qual é abatido a depreciação acumulada, adicionado os pré-pagamentos e inventários e abatidos os pagamentos de Imposto de renda diferidos e acumulados (PETROBRAS, 1999).

Assim, a depreciação dos ativos em serviço e a retirada de operação ou venda de instalação diminuem o valor da base de aplicação ao longo do tempo e promovem uma redução da tarifa máxima que o transportador poderá cobrar pelo seu serviço. Entretanto, qualquer investimento em novas instalações ou modernização das existentes aumentarão a base de aplicação e a tarifa máxima permissível.

A determinação dos investimentos pelo do custo histórico, em períodos de inflação, pode gerar grandes distorções. Além disso, a metodologia também gerará grandes problemas para os casos de custos crescentes nos preços ou nos serviços, como o que ocorre para a aplicação da metodologia para a tarifação da energia elétrica.

Outra discussão é o tipo de correção a ser aplicada para a compensação da inflação do período, já que os investimentos foram efetuados no passado,. Como os investimentos considerados são aqueles ainda não depreciados, o modelo de depreciação também terá que ser definido.

A taxa de remuneração para a base de capital, também um item importante e polêmico, deve ser estabelecida pelo regulador e é a questão central para a avaliação pelo custo de serviço. Refere-se não só ao investimento inicial, mas também ao capital que venha a ser investido durante a operação do duto.

Geralmente é periodicamente definida com base nas condições vigentes no mercado financeiro de cada país, levando em conta o valor econômico do capital próprio (*equity*) e do capital obtido de terceiros (*funded debt* e *unfunded debt*), isto é, a estrutura do capital das

empresas transportadoras e o prêmio do risco para investimentos de longo prazo sobre os de curto prazo.

Normalmente, é usado o conceito de média ponderada do custo do capital (Weighted Average Capital Cost – WACC), levando-se em conta a estrutura de capital do transportador, ou seja a proporção do capital próprio dos investidores (ações ordinárias com direito a voto e preferências sem direito a voto) e de terceiros.

A determinação do custo do capital próprio normalmente é o ponto que causa maiores controvérsias entre as partes envolvidas e que demandam um longo período de discussão. Pode – se utilizar os seguintes métodos para a determinação do custo do capital próprio:

- Discounted Cash Flow - DCF*
- Rendimentos comparáveis
- Prêmio de risco
- Capital Asset Pricing Model – CAPM*

O capital de terceiros apresenta o menor custo, pois tem um risco inferior por ter preferência de pagamento, no caso de solvência da empresa.

A taxa de remuneração pode ou não ser garantida, dependendo da política a ser seguida por cada país. Caso haja a determinação de atrair investimentos, normalmente a taxa é garantida para diminuir os riscos dos investidores e facilitar ou permitir os financiamentos.

Nos Estados Unidos e Canadá, a taxa de remuneração permitida, estabelecida pelo regulador, não é garantida, o que dá um incentivo a transportador para manter os seus custos dentro dos aceitáveis.

5.3.1.2. Alocação dos custos (Classificação de custos)

Os custos associados ao serviço de transporte podem ser classificados em custos fixos e custos variáveis. Os primeiros, independentes do volume de gás movimentado, relacionam-se com os investimentos para a construção e montagem do sistema do gasoduto e com os custos fixos do serviço, a operação e manutenção, incluindo custos administrativos e despesas gerais, como impostos e seguros.

Os custos variáveis são basicamente os custos de operação e manutenção relativos à compressão (gás combustível, lubrificantes, eletricidade, etc.) e às perdas de gás, sempre relacionados com a quantidade de gás movimentada.

Após classificar os custos como fixos e variáveis, pode-se associá-los à uma capacidade de reserva ou à utilização do gasoduto, chegando-se a uma metodologia que supõe uma estrutura tarifária binomial, onde há duas tarifas: uma de capacidade e outra de movimentação.

A tarifa de capacidade, cobrada sobre a capacidade contratada, deve ser responsável por cobrir todos os custos de investimento e os custos fixos de operação e manutenção. Por outro lado, a tarifa de movimentação, cobrada sobre o volume efetivamente movimentado, deve ser responsável por cobrir os custos variáveis de operação, basicamente os custos de compressão e perdas.

No transporte de gás de um ponto A para um ponto B, com um número fixo de carregadores e volumes anuais estáveis, a alocação de custos é relativamente simples.

Entretanto, em uma rede de gasodutos com *open access*, grande número de carregadores com fatores de carga diferentes e com competição interdutos, os efeitos dos incentivos na estrutura da tarifa são fundamentais.

O problema se relaciona com a alocação dos custos totais, no sistema tarifário, pagos pelo transporte, de modo que os usuários paguem, de forma justa, a capacidade reservada para o transporte firme (tarifa de demanda), compensando os custos fixos do transportador e a capacidade de transporte realmente usada (tarifa de movimentação), cobrindo os custos variáveis.

Essa abordagem implica em baixas tarifas de movimentação e altas tarifas de capacidade, proporcionando estímulo à maximização do fator de carga³⁰ de contratos firmados (carregadores com alto fator de carga na média pagam menos pelo serviço) e, conseqüentemente, à maximização do volume transportado, à prudência no fechamento de novos contratos e à competição na boca do poço.

Todavia, para atingir outros objetivos, como por exemplo a conservação da oferta de gás disponível, minimização da movimentação em períodos de pico ou estimular a contratação de novas capacidades, o regulador pode querer onerar mais a tarifa de movimentação em relação à de capacidade, determinando que um percentual dos custos fixos seja alocada à parcela de movimentação.

³⁰ Fator de carga é a relação entre a movimentação anual (volume anual efetivamente transportado) e a demanda anual contratada (capacidade contratada), entre os pontos de

recepção i e de entrega j : $FC_{ij} = \frac{V_{ij}}{C_{ij}}$

Visando assim atingir políticas de incentivos específicos, diferentes métodos de classificação de custos podem ser utilizados. A seguir são apresentados quatro principais métodos de classificação de custos usados na formação de tarifas binômias:

I. Straight Fixed – Variable (SFV)

Os custos são repassados aos usuários da mesma forma como ocorrem nos gasodutos. Tem a característica de produzir os menores valores de custo unitário para o carregador com alto fator de carga. O custo incremental de transportar volumes incrementais de gás é baixo, pelo baixo valor da parcela de movimentação da tarifa, dando aos carregadores de transporte firme a possibilidade de aumentar seus fatores de carga, pela venda de volumes adicionais de gás no mercado *spot*. Assim, encoraja os carregadores a operar com maiores fatores de carga, bem como determina a prudência na contratação de um novo transporte ou um transporte adicional. O SFV é utilizado nos Estados Unidos desde 1992.

II. Seaboard

Neste critério, 50% dos custos fixos são alocados na parcela da tarifa de movimentação, além dos custos variáveis. Criado nos Estados Unidos, em 1952, em um contexto de grande crescimento da infra-estrutura de transporte de gás em condições de grande competição. Entretanto, o órgão regulador, rotineiramente, autorizava retornar parte destes recursos à parcela de demanda da tarifa, quando requerido por um gasoduto para manter seu mercado, no momento que estivesse enfrentando competição.

III. United

Aqui, além dos custos variáveis, 75% dos custos fixos são alocados à parcela de movimentação da tarifa. O método começou a ser utilizado nos Estados Unidos, em 1973, tendo como principal objetivo reverter a situação declinante da utilização da capacidade de transporte instalada motivada por baixo suprimento de gás no mercado. É o método que menos penaliza o baixo fator de carga.

IV. Modified fixed – Variable (MFV)

Os custos fixos, além dos custos variáveis, são alocados na tarifa de movimentação. Utilizado nos Estados Unidos de 1983 a 1992, tinha como principal objetivo manter a utilização dos gasodutos em um mercado de suprimento adequado de gás a preços competitivos com os combustíveis alternativos.

Uma outra forma de tarifação é aquela em que se utiliza o preço unitário médio por gasoduto (*postage stamp rate*), existindo exemplos com uma tarifa única para qualquer distância e também com tarifas diferenciadas pela distância.

A alocação dos custos na formação de tarifas é objeto de muito debate, em regimes regulatórios visando a introdução de competição nos mercados.

5.3.2. Variações para a regulação pelo custo de serviço

Na tentativa de resolução de problemas gerados pela regulação pelo custo de serviço, variações sobre este tipo de regulação são realizadas. Algumas dessas variações estão descritas abaixo.

5.3.2.1. Regulação Ativa versus a Regulação Leve

Em alguns casos, o regulador poderá ter um papel ativo na determinação da tarifação. Dentro desse comportamento ativo, o regulador, além do requerimento para a apresentação do relatório detalhado da firma, também controla continuamente os resultados operacionais, promove com frequência auditorias e outros procedimentos.

Uma alternativa a esse tipo de regulação é aquela onde a interferência do regulador se dá quando existir conflitos. Isto é, caso não exista um impasse entre os agentes, o regulador se mantém afastado do controle.

Um exemplo de regulação leve aconteceu no Canadá, até 1995, com o sistema de transmissão de gás da NOVA, Corporation of Alberta, e, até hoje, com os gasodutos classificados como Grupo II.³¹

5.3.2.2. Base de cálculo para a taxa de retorno *ex-post* versus futura

A regulação pelo custo de serviço determina que os custos sejam recuperados em base *ex-post*. Isto significa que a tarifa varia de acordo com os custos efetivamente incorridos no mês, bem como a variação do fluxo de gás naquele período.

Entretanto, mais comumente, a tarifa é determinada de acordo com uma base futura ou um *ano teste*, como base. Todos os itens de custos e o fluxo de gás são estimados e tomados como

³¹ O Grupo I inclui Alberta Natural Gas Company, Foothills Pipe Lines Ltd, TransCanada Pipelines Ltd, TransQuebec and Maritimes Pipeline Inc. e Westcoast energy Inc. Os demais gasodutos são considerados do Grupo II.

base para o cálculo da tarifa. Assim, somente se as previsões forem realizadas, a firma estará autorizada a praticar a tarifa prevista.

Alguns desvios ocasionados fora do controle da firma ou não corretamente mensurados podem ser recuperados mais tarde. Entretanto, outros desvios afetarão a taxa de retorno praticada pela firma.

A defasagem da regulação (*regulatory lag*) é uma faceta importante da regulação pelo custo de serviço, tendo como base os custos futuros. Uma vez que as tarifas estejam determinadas, a firma poderá se apropriar de reduções de custos, que porventura consigam no período, até que aconteçam novos reajustes pelo regulador. Esta situação é freqüentemente descrita na literatura como um tipo de significativo incentivo para a firma no aumento da eficiência.

5.3.2.3. Tarifas binômias

A tarifa binômica, conforme já detalhado anteriormente, pode ser considerada como uma variação à tarifação pelo custo de serviço, já que introduz uma forma de incentivo ao sistema, por tornar o custo unitário de serviço de transporte para o carregador sensível ao seu fator de carga.

Este critério tem o efeito de reduzir o risco do duto associado a variações do fator de carga e, além disso, tem também vantagens relativas ao aumento de eficiência do sistema, com uma racionalização da capacidade de pico.

5.3.2.4. Sliding Scale Plane

Joskow e Achmalensee (1986) construíram uma nova versão para a tarifação pelo custo de serviço, que acrescenta um parâmetro que socializa entre produtores e consumidores a diferença entre a taxa de retorno desejada, aquela definida pelo regulador, e aquela observada na prática. Seu principal objetivo é criar um mecanismo de incentivo à produtividade, através de um sistema de revisão das taxas de retorno (Viscuse, 1999).

Este método aplica a seguinte fórmula:

$$r_e = r_i + h (r^* - r_i)$$

onde:

r_e = taxa de retorno efetiva, aos preços atuais

r_i = taxa de retorno inicial

r^* = taxa de retorno desejada pelo regulador

O fator-chave da fórmula é o valor estipulado para a constante h nos processos de revisão tarifária. Se $h = 1$ as tarifas seguirão o critério de custos contábeis tradicionais. Se $h = 0$, as tarifas estarão seguindo um critério *fixed-price*, com ganhos e prejuízos incorporados pela firma. Caso o regulador opte por repartir os lucros ou os prejuízos entre as firmas e os consumidores, h variará no intervalo de 0 a 1.

Segundo Pires e Piccinini (1998), apesar de esta metodologia ser generalizada para o setor de telecomunicações nos Estados Unidos³², ainda não existem análises definitivas sobre os efeitos práticos e a eficiência econômica.

5.3.2.5. Outras variações para a tarifação pelo custo de serviço

Existem inúmeras variações para a tradicional tarifação pelo custo de serviço, diminuindo os custos regulatórios e aumentando a eficiência do processo. Como exemplo, pode-se utilizar o uso de comitês, força de trabalho e negociação fora do processo formal, que só seria utilizado caso os agentes não chegassem a um consenso.

Além disso, pode-se também introduzir mecanismos de incentivos, como por exemplo, *profit sharing*, *performance benchmark* e incentivos para o custo de capital.

5.3.3. Regulação pelo custo marginal e *second best*

Os vários problemas apresentados na tarifação pelo custo de serviço deram argumentos aos procedimentos pela tarifação ao custo marginal, tendo sido a Electricité de France a pioneira em seu uso. A tarifação ao custo marginal parte do princípio teórico que, não havendo distorções em outras partes da economia, o ponto de funcionamento da indústria que maximiza o ótimo social é aquele no qual o preço do bem ou serviço se iguala a seu custo marginal. Se esta indústria é um monopólio sob controle público, esta política simularia um mercado perfeito e seria ótima para a sociedade.

A tarifação por custo marginal pode ser:

1. Tarifação pelo custo marginal de curto prazo (CMCP) – relaciona-se com os custos resultantes do aumento do serviço de transmissão de uma unidade, curto prazo, enquanto que o estoque de capital do transportador permanece fixo (sem ampliação de capacidade). Essa adição de capacidade se dá quando existir capacidade ociosa no duto e os compressores estiverem no lugar apropriado. No caso da não existência desta capacidade ociosa, a definição de CMCP inclui um elemento de custo de oportunidade, já que não é possível tornar disponível, no curto prazo, investimentos para a capacidade requerida nos novos ativos fixos.

CMCP é utilizado pela OFGAS, que argumenta que este critério preenche as características de eficiência e equitabilidade para o sistema. Ressalta diferenças entre os custos resultantes da demanda agregada, com relação entre fator de carga e localização da rede.

³² Das 48 jurisdição estaduais servidas pelas operadoras regionais de telecomunicações, 22

Do ponto de vista econômico, é o critério desejado, porém do ponto de vista prático, apresenta alguns problemas:

- ❑ preços voláteis, aumentando e diminuindo com frequência, caso existam grandes variações na demanda;
- ❑ caso exista a necessidade de aumento da capacidade, deverá ser introduzido o custo de oportunidade, em geral de difícil avaliação;
- ❑ dificuldade na determinação da modelagem de curvas de demanda

2. Tarifação pelo custo marginal de médio prazo (CMMP) – relaciona-se com os custos para atender a uma unidade adicional de demanda, com ampliação de capacidade. Este critério diminui a volatilidade do curto-prazo. É mais fácil de calcular, pois não necessita a estimativa do custo de oportunidade referente ao não atendimento da demanda. Entretanto, resulta em eficiência alocativa menor que o de curto-prazo: CMMP dificilmente regula (balança) a oferta e a demanda na capacidade de transporte. Caso haja uma demanda acima da capacidade, não existindo nenhum mecanismo racional, (custo de oportunidade), prevalecerá o *first come, first served*, até que uma capacidade adicional seja requerida. Por outro lado, a capacidade maior que a demanda trará a necessidade (ou só será preenchida) da diminuição do preço CMMP.

A aplicação de custos marginais na tarifação pode levar a déficits, lucros insuficientes, no caso de monopólios fortes ou a excessivos, para os monopólios fracos. Em teoria, a melhor solução para o problema seria a introdução de taxas a serem arrecadas de todos os setores da economia, para não criar distorções, para financiamento do déficit, ou, no lucro excessivo, a taxação do monopolista.

A dificuldade da implementação da sistemática acima, levou à alternativa do **second best** para a distribuição dos custos fixos. Por este critério, a exigência a Receita total iguala-se ao Custo total, minimizando as perdas³³.

A solução do **second best** leva preços para os diversos bens e serviços que satisfazem as equações de Ramsey-Boiteux:

adotam este mecanismo regulatório (Pires et Piccinini, 1998)

³³ O *second best* é formalmente idêntica à tarifação pelo custo médio, se a situação não for alterada ao longo do tempo, não houver incertezas e a depreciação se igualar com a reposição.

$$\frac{P_i - CM_i}{CM_i} = \frac{\alpha}{\varepsilon_{ii}}$$

P = preço do serviço

CM = custo marginal no ponto de operação

α = constante de proporcionalidade, que depende do déficit, entre outras coisas

ε = elasticidade preço da demanda desse serviço, neste ponto. (Considerando demandas independentes)

A equação supõe demanda independente. Caso haja interdependência na demanda, a expressão se complica, em termos adicionais. Entretanto, a característica básica da solução é idêntica, podendo ser vista com mais facilidade neste caso mais simples.

Para a situação de monopólio forte, os preços serão superiores a seus custos marginais, gerando um déficit. A aplicação da equação, entretanto, levará a um aumento relativo do preço sobre o custo marginal inversamente proporcional à elasticidade da demanda (serviços com demanda inelásticas terão maiores aumentos que os de demanda elásticas). Se o monopólio for fraco, o mesmo raciocínio ocorre com eventuais reduções.

Embora teoricamente ótima, esta regra está longe de ser aceita consensualmente. A principal objeção é a redistribuição de renda que implica: a discriminação que faz com os consumidores é a mesma empregada por monopolistas, que visam maximizar o lucro. Acresce-se que demanda inelásticas encontra-se em serviços consumidos pela camada mais baixas, as quais seriam penalizadas com maiores preços.

Existem também objeções de ordem prática. Assim como, para qualquer regulação pelo preço marginal, é necessário que se conheça a função demanda. Além disso, a regra de Ramsey-Boiteux não garante sustentabilidade, nem ausência de subsídios cruzados.

5.4. Regulação por incentivo

O reconhecimento dos problemas relativos aos riscos e custos da regulação tradicional, gerados pela assimetria da informação, levou à aplicação de mecanismos com regras mais simples e transparentes, que poderiam proporcionar o maior grau de liberdade de gestão pelas empresas, dentro do regime de monopólio natural. A nova metodologia é desenhada tendo em vista a maximização do bem-estar social, através de incentivos para a maximização dos lucros das firmas reguladas.

O conjunto dos mecanismos apresentados para esta questão é conhecido por regulação por incentivo, que tem como objetivo principal um incremento na *performance* da firma regulada através de prêmios ou penalidades, além dos já incorporados da regulação pelo custo de serviço. Desta forma, quebra-se a ligação custo-preço, fazendo com que a firma tenha incentivo para a redução dos custos, sem que, necessariamente, haja o repasse para os preços.

Os esquemas de incentivos podem envolver:

- ❑ os níveis de preços, isto é, a regulação por limite de preço, que compreende o Price Caps, Automatic Rate Adjustment Mechanism (ARAM), Sliding Scale Plan (SSPs) e a Yardstick Competition (YC);
- ❑ os nível de retorno ou lucros, determinado pelo comportamento da firma regulada, incluindo os mecanismos de Profit Sharing (PS), Banded Rates of Return (BROR), Benchmarking (BM) a Capital Cost Incentives (CCIs).

Todos estes mecanismos de regulação por incentivo se utilizam da teoria agente-principal. Neste *approach*, o regulador tem o papel de principal, que contrata um agente, a firma regulada, para atuar em seu benefício. O agente é contratado porque detém conhecimento e capacitação para a função, porém deve ser compensado pelo principal para a tarefa, que para a regulação por incentivo

5.4.1. Regulação por limite de preço

5.4.1.1. Price Caps

O mecanismo de tarifação *price cap* foi adotado em inúmeros casos nos anos 80,³⁴ constituindo-se no substitutivo institucional para a regulação pelo custo de serviços.

Características fundamentais - Segundo Mansell e Church, são definidas quatro características fundamentais para o mecanismo de *price cap*:

1. O preço máximo (*cap*) é determinado pela regulador, sendo que a firma poderá praticar preços inferiores a estes;
2. Os preços máximos determinados não são, necessariamente, relativos a apenas um produto/serviço, mas sim a uma cesta de produtos/serviços. A firma terá, desta forma, a possibilidade de alterar os preços relativos, caso seja conveniente;
3. Os preços máximos são ajustados periodicamente por um fator pré-determinado. Este fator é composto de duas parcelas: a primeira se refere ao repasse do aumento (diminuição) dos custos devidos a variações dos *inputs* do processo; o segundo é a parcela relativa à produtividade, que irá estabelecer a percentagem de redução do preço máximo, a fim de que os consumidores possam usufruir dos ganhos na eficiência conseguidos pela firma;
4. Os fatores de ajustes, as cesta de produtos/serviços e os índices são periodicamente revistos.

³⁴ O mecanismo de *price-cap* foi introduzido num contexto de reformas e privatizações na Inglaterra, tendo sido implementado primeiramente nas telecomunicações em 1984, gás natural em 1986, aeroportos em 1987, abastecimento de água e energia elétrica em 1990 (Pires e Piccinini, 1998)

O preço máximo para o período t é determinado segundo a fórmula:

$$P_t = P_{t-1} (1 + RPI_{t-1} - X + Y), \text{ onde:}$$

RPI (*Retail price index*) = fator de correção de preço

X = fator de produtividade

Y = parcela de repasse de custos aos consumidores

Os preços iniciais

Os preços iniciais são estabelecidos pelo regulador e devem ter seus valores dimensionados adequadamente, pois valores baixos poderão colocar em risco a própria firma e valores altos não irão restringir o poder do monopólio.

Os preços da tarifa inicial são, em geral, fixados de acordo com os custos dos serviços já praticados, devendo-se, entretanto, fazer todas as considerações pertinentes a este mecanismo, principalmente no que se refere à eficiência alocativa³⁵.

A partir da fixação do preço inicial, os custos da firma estarão essencialmente desregulamentados.

O indexador de preços

O indexador dos preços deverá refletir as variações dos custos que estão fora do controle da firma regulada. A escolha deste fator de ajuste recai em um indexador geral de preços, que tem a propriedade de ser transparente para os consumidores e não possa ser alvo de manipulação por parte da firma regulada. Caso o indexador refletisse os custos reais da firma ou mesmo do setor, instalar-se-ia o mecanismo baseado nos custos, o que colocaria o regulador em desvantagem pela assimetria de informação.

No caso inglês, o indexador foi RPI (*Retail price index*), podendo ser qualquer fator de correção referente à inflação ou a preços.

O fator de produtividade e as revisões periódicas

³⁵ A mudança da tarifação tradicional para *Price Cap* terá que ser analisada e ajustada, pois incluirá a depreciação dos anos anteriores. Assim sendo, caso a depreciação acumulada seja grande, a firma terá preços superiores aos custos marginais. Ao contrário, a tarifação será inferior aos custos marginais, colocando em risco a firma.

O fator de produtividade é definido, na essência, como a parcela da expectativa com ganhos de produtividade. Entretanto, outros fatores podem influir na determinação do X, além da dinâmica tecnológica do segmento industrial. É importante ressaltar que, como os ganhos de produtividade podem estar artificialmente relacionados com a depreciação do investimento original, a determinação de X levará também em conta, entre outros, a análise dos valores dos ativos existentes e os planos de expansão da firma.

Outra variável importante para o cálculo do fator de produtividade é uma consequência da negociação entre a firma e o órgão regulador, havendo nesse processo um certo grau de subjetividade (Pires e Piccinini, 1998).

As revisões periódicas são decorrentes, principalmente, da falta de habilidade do regulador para amarrar os custos reais e de prever os ganhos com a produtividade. A frequência para estes ajustes é determinada pelo regulador, que poderá ter períodos fixos ou simplesmente dependente de circunstâncias a serem definidas pelo regulador.

Uma importante dificuldade nesta sistemática decorre da impossibilidade, da parte do regulador, de tratar a fixação de valores para X e os ajustes de preços apenas como um fator de produtividade: existirá, freqüentemente, em sua avaliação, monitoramento na lucratividade da firma. Além disso, esse acompanhamento também controla os níveis de investimento da firma, desejáveis para o regulador.

Como consequência, os novos preços serão baseados nos custos do serviço (assumindo que o preço inicial é baseado no custo e serviço) e o valor de X refletirá nos lucros do último período. Assim, as revisões serão um reestabelecimento da tarifação pelo custo de serviço, sendo o período para isto bastante importante, pois, períodos pequenos implicarão em reduções dos incentivos e períodos grandes poderão gerar um defasagem entre custos e preços.

Exemplo desta sistemática pode ser verificado na empresa British Telecom (BT). Em 1984 a BT foi privatizada e regulamentada pelo mecanismo de *price cap*, proposto pelo acadêmico Stephen Littlechild, como RPI -3 para o aluguel de linhas e telefonemas domésticos, além de um controle de preço no aluguel de linhas. O período foi de 5 anos, revisto após 4 anos. O esquema proposto era temporário, esperando-se que após esse tempo o setor pudesse ser desregulamentado.

Entretanto, em 1998, era claro que a BT ainda não podia ter seus preços livres. Estabeleceu-se, então reajuste para RPI - 4,5.

Estes índices foram construídos, segundo explicações do regulador, através de um modelo financeiro realizado com a própria empresa, que previam determinados níveis de lucro e retorno

de capital, para um valor de X. Quando do reajuste, ao final dos quatro anos, verificou-se que a BT apresentou valores altos para o custo de capital, eliminando-se o excesso de retorno, com o novo valor de X. (Green, 1997).

O grau de liberdade para a variação de preços relativos

O regulador determinará quais serviços poderão agrupados e sujeitos ao mesmo preço máximo, passando a firma a ter a flexibilidade de mudar seus preços relativos, com o objetivo de melhorar sua margem operacional.

Esta autonomia deve ser vigiada, já que poderá levar à uma prática discriminatória, que significará o aumento dos preços relativos aos serviços com demanda inelástica e a redução para os serviços com demanda mais elástica. Poderá também haver uma ação predatória no mercado através da redução de margem operacional para a conquista de novos consumidores.

A parcela Y - o repasse permitido de custos para os consumidores

A tarifação *price cap* prevê uma parcela Y (*cost passthrough*) de repasse aos consumidores de custos fora do controle da firma, a fim de reduzir seus riscos regulatórios, ou de repasses estipulado pelo regulador previamente, para que a firma atinja certos padrões, como, por exemplo, padrões de qualidade ou segurança.

5 .4 .1 .2. Sliding Scale Plans (SSPs)

Como já discutido dentro do esquema de variação da regulação pelo custo de serviço, os SSPs supõem uma divisão de ganhos na eficiência entre a firma regulada e os consumidores.

Este método aplica a seguinte fórmula:

$$r_e = r_i + h (r^* - r_i)$$

onde:

r_e = taxa de retorno efetiva, aos preços atuais

r_i = taxa de retorno inicial

r^* = taxa de retorno desejada pelo regulador

Na regulação por incentivos os SSPs estão usualmente incorporados na sistemática de *price cap*, dando origem à regulação PC-SS.

O regime de PC-SS é idêntico ao price cap descrito acima, com a exceção do ajuste do preço máximo. Tanto para os SSPs, como para mecanismo de profit-sharing, os preços são determinados de acordo com a taxa interna de retorno.

Genericamente, os SSPs podem ser representados por:

$$P_t = p_{t-1} + h (r^* - r_{t-1}) K_{t-1} / q_{t-1}, \text{ onde}$$

h = parâmetro de divisão dos ganhos

r^* = taxa de retorno desejada pelo regulador

r_{t-1} = taxa real no período anterior

K_{t-1} = base de capital no período anterior

q_{t-1} = vendas no período anterior

Caso $h = 0$, o esquema é equivalente ao *Price cap*, caso $h = 1$, corresponde à regulação pelo custo de serviço

5.4.1.3. Yardstick Competition (YC)

A Yardstick Competition também é conhecida pela Regulação por Desempenho, na qual o regulador estabelece padrões de avaliação de desempenho³⁶. Assim, a remuneração da firma é definida de acordo com o resultado do setor.

Na prática, como as firmas são muito heterogêneas, o órgão regulador, com o objetivo de facilitar a comparação entre elas, determina subconjuntos de firmas com características mais próximas, definindo uma firma-sombra hipotética (*shadow firm*), que serve então como modelo de referência (*benchmark*).

O problema da assimetria da informação é diluído com a regulação por comparação: quanto maior for o número de firmas consideradas, maior será a eficácia do critério de Yardstick Competition, pois possibilita a expansão da base comparativa à disposição do regulador. Entretanto, um grande número de firmas pode significar efeitos indesejáveis quanto a eficiência produtiva, já que poderão ocorrer deseconomias de escala e escopo pela fragmentação do mercado.

Assim, a aplicação da YC é adequada para o caso em que o mercado apresente uma determinada quantidade de firmas, suficiente para que não haja manipulação de dados entre elas.

³⁶ Este mecanismo foi adotado, em meados da década de 80, na regulação de hospitais, usinas nucleares e fabricação de equipamentos de defesa militar nos EUA, tendo sido estendido para outros setores. No Chile, este método é adotado para o setor de energia elétrica (Pires e Piccinini, 1997).

Este critério pode ser utilizado conjuntamente com qualquer outro mecanismo de regulação. É freqüentemente usado com o *price cap*, no qual o preço máximo é estabelecido tendo como parâmetro a remuneração da “firma sombra”. Caso a empresa possa apresentar custos menores, será recompensada com um sobre lucro.

Cabe ressaltar que o acompanhamento dos custos e do desempenho das firmas no esquema de YC pode acarretar custos elevados para o órgão regulador.

5 .4 .1 .4. Automatic Rate Adjustment Mechanisms (ARAMS)

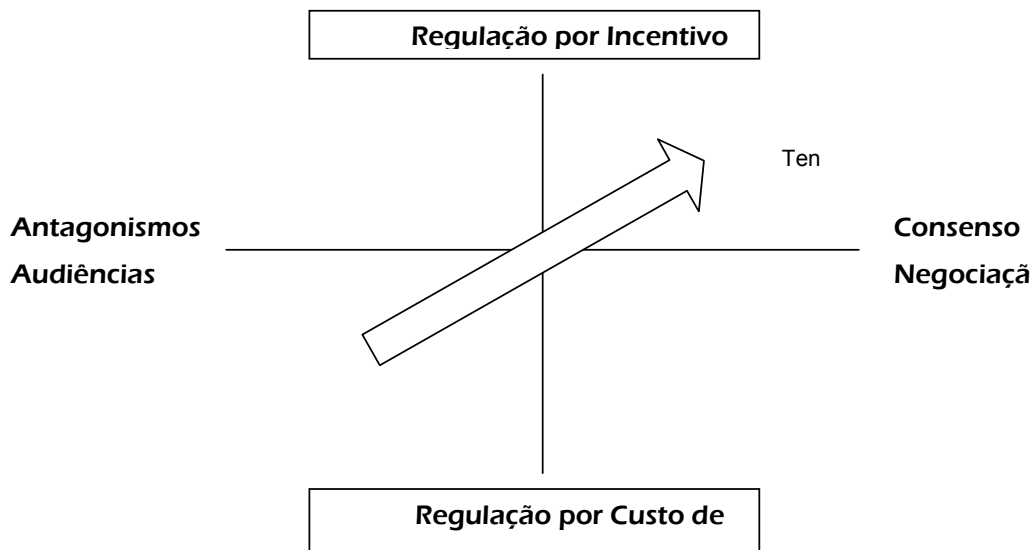
A principal característica para o ARAMS é o ajuste imediato dos preços, quando há uma variação dos custos, que poderá estar baseado nos custos particulares da firma ou nos custos da indústria. Poderá também levar em consideração todos os custos ou apenas custos parciais.

5 . 5. Evolução do Paradigma regulatório

A grande complexidade alcançada na organização do mercado de gás natural trouxe para a estrutura regulatória questões antes inexistentes e a necessidade de respostas que requerem um dinamismo, nem sempre compatível com o quadro institucional estabelecido. A incorporação da competição na indústria de gás levou a escolhas de sistemas regulatórios muitas vezes sem a característica de uma classificação tradicional, conforme apresentado anteriormente.

A regulação pelo custo de serviço, base para a implementação da tarifação para o gás natural, não estimula a eficiência empresarial, já que movimentações menores ou custos maiores resultam em uma majoração de tarifas, obrigando o regulador e o regulado em um grande esforço no estabelecimento de procedimentos contábeis. Entretanto, ainda é a referência para movimentos do sistema regulatório das operações de utilidades, com o objetivo de aumentar a eficiência dos sistemas envolvidos.

Neste sentido, cada vez mais o consenso ou a negociação entre os agentes envolvidos, com a intervenção do órgão regulador, tomam o lugar de soluções impostas, minimizando o problema da assimetria de informações entre regulador/regulado e dando maior transparência dos procedimentos. O quadro abaixo ilustra a tendência do movimento regulatório.



Capítulo 6

Metodologia de Cálculo para Tarifas de Transporte de Gás Natural: Princípios Básicos e aplicação no Estudo de Caso

6.1. Introdução

Esta parte da Tese tem como objetivo a apresentação de um desenho para a tarifação do transporte do gás natural. Este estudo é realizado através da discussão das principais variáveis, os chamados *cost drivers*, na formação da tarifa de transporte. O caso utilizado para o estudo foi o gasoduto Brasil – Bolívia.

A definição de uma tarifa de transporte representa a separação definitiva do preço do gás natural: o preço do gás que antes comumente definido como “cheio” no *city-gate*, passa a ser composto por parcelas referentes ao transporte e ao produto (*commodity*), com diferentes formas de reajuste.

Em relação à parcela referente aos custos do transporte do gás, duas questões são de fundamental importância:

- ❑ quanto deverá ser permitido de retorno do investimento realizado ao proprietário da infra-estrutura
- ❑ de que maneira esse retorno do investimento do projeto será alocado pelos usuários da infra-estrutura

A primeira questão está relacionada com a valoração do projeto, a adequada taxa de retorno, o período para o retorno do investimento, os impostos incidentes e outras variáveis referentes aos problemas financeiros do projeto. Já a segunda questão se relaciona na alocação de retorno do investimento nos vários grupos de consumidores, podendo envolver, inclusive, subsídios cruzados.

Várias metodologias de alocação são utilizadas, como a tarifação postal, por distância, a tarifa de capacidade e a de movimentação.

O presente estudo pretende tratar destas questões tarifárias, para o gasoduto Brasil-Bolívia, através, primeiramente, da realização de um exercício de fluxo de caixa do investimento, no qual são incorporados e discutidos os riscos decorrentes das incertezas quanto à estimativa de dimensionamento do mercado nacional para o gás boliviano. Do ponto de vista do regulador, agente fixador da tarifa de transporte, é realizada a sensibilidade relativa à taxa de retorno e ao investimento inicial.

A alocação dos custos é tratada a partir do resultado do exercício de fluxo de caixa e então discutida pela ponderação da inclusão da variável “distância” para o gasoduto proposto, através de uma série de simulações utilizando o instrumental da programação linear.

Para o gasoduto Brasil-Bolívia, as condições contratuais já definem esta separação no preço final *city-gate*, conforme mencionado no Capítulo 4, porém, com a característica de uma tarifa postal (*postage stamp*). Isto é, para qualquer ponto ao longo do gasoduto o preço é único.

Cabe ressaltar que a incorporação desta variável é particularmente complexa, por ter que ajustar a questão da eficiência econômica com a possibilidade de grandes diferenças nos preços regionais, bem como com acomodações políticas para o setor. No caso de mercados ainda não maduros e com grandes diferenças regionais, como o Brasil, esta discussão torna-se ainda mais importante.

O critério de tarifação a ser discutido é a *tarifação por custo de serviço*, a ser aplicado no exercício proposto, pelas características do mercado de gás no Brasil e, também por ser base para a elaboração de outras metodologias tarifárias.

Durante todo o exercício, buscou-se garantir a eficiência do empreendimento e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do projeto, condição fundamental para o desenvolvimento do mercado de gás natural nacional ainda incipiente e com grande necessidade de expansão.

Conforme já discutido anteriormente, a tarifa de transporte deve ser calculada de modo a cobrir os custos médios do serviço, durante o período de vida útil dos equipamentos e instalações e, ainda, remunerar o capital investido, refletindo os princípios tarifários, através do cálculo do custo de capital arbitrado.

É utilizado para o cálculo da tarifa as regras do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR), por serem amplamente difundidas e aplicadas em finanças empresariais (Brealey e Myers, 1992): a teoria neoclássica do investimento apoia teoricamente ambos os métodos (Abel, 1990)³⁷.

6.2. Fatores relevantes para a determinação da tarifa

Para a aplicação do modelo, é essencial conhecer os fatores relevantes para a determinação desses custos. De acordo com critérios estabelecidos pela ANP – Portaria No. 169/98, as principais variáveis a serem considerados no projeto são:

1. Custos de investimento, operação e manutenção;
2. Remuneração do investimento;
3. Volume contratado e volume transportado;
4. Capacidades e prazos de contratação;
5. Horizonte de avaliação do projeto;
6. Carga tributária;
7. Distâncias entre os pontos de recepção e entrega

I. Custos de investimento, operação e manutenção

Os principais determinantes dos custos de investimento e dos custos fixos de operação e manutenção de um sistema de transporte de gás natural são:

³⁷ Irreversibilidade, incerteza e possibilidade de adiamento são características importantes nas decisões de investimento, principalmente em projetos estratégicos, que não são levadas em conta na abordagem neoclássica. Estas características podem, entretanto, ser sintetizadas em uma analogia entre a oportunidade de investimento e a opção financeira, dentro da abordagem da teoria das opções reais, uma alternativa aos métodos tradicionais (Rigolon, 1999 e Hélvio, 2000).

- ❑ a extensão do gasoduto, o volume máximo a ser transportado em um dia de pico (determinando a capacidade máxima do gasoduto);
- ❑ a relação entre o diâmetro do gasoduto e as estações de compressão (para atender a esta determinada capacidade máxima).

Já para os custos variáveis de operação e manutenção, os principais determinantes são o volume transportado e a distância entre os pontos de recepção e entrega.

Os gasodutos são dimensionados para a sua utilização máxima e construídos para atenderem a demanda estipulada pelos carregadores. Com isso, o investimento fixo exigido para o transporte é determinado basicamente pela quantidade de gás que será movimentada no período de pico.

Com o objetivo de se atingir uma eficiência alocativa, todos os custos fixos são, no presente estudo atribuídos à capacidade contratada pelo carregador, uma vez que ela corresponde à reserva de utilização da capacidade do gasoduto. Por outro lado, os custos variáveis, que dependem do volume transportado, são atribuídos à movimentação real do gasoduto.

O custo do investimento foi estimado pelo valor atual, isto é baseou-se no custo de reposição de um gasoduto novo com as mesmas características do atual.

A utilização da metodologia do custo de serviço pode levar a um declínio dos custos e, conseqüentemente, dos preços dos serviços (tarifas). Esta situação leva a problemas nos projetos de longa vida e de capital intensivo: os preços altos iniciais podem significar o desestímulo a novos investimentos, além de criar discriminação entre projetos de diferentes idades, porém usos idênticos, e entre os usuários (consumidores).

A sugestão é a assumir uma depreciação linear, o que levará a uma tarifa real média equivalente, constante no tempo³⁸.

Os custos fixos de operação e manutenção foram estimados em 3% do custo de reposição do gasoduto. Já os custos variáveis, basicamente os custos de operação e manutenção relativos à compressão (gás combustível, lubrificantes, eletricidade, etc) e às perdas de gás, foram considerados, para fim do exercício, desprezíveis.

Para efeito de cálculo do imposto de renda, foi considerada uma depreciação fiscal linear em 10 anos.

³⁸ Este modelo tem sido aprovado pelos órgãos reguladores da América do Norte.

II. Remuneração do investimento

A taxa de retorno utilizada no cálculo da tarifa deve proporcionar um retorno adequado do capital investido, definida com base na média ponderada do retorno aplicável a cada tipo de fonte de recurso (capital próprio, capital de dívida ou qualquer outro tipo fonte de recurso).

O projeto do gasoduto apresentou a seguinte composição do investimento original:

TABELA 8

COMPOSIÇÃO DO INVESTIMENTO GASBOL

	US\$
ECA (Export Credit Agencies)	414
BEI	80
BIRD	130
BID	240
CAF (Coop. Andina de Fomento)	80
PGO BONDS	180
Acionistas	310
TCO	302
TOTAL	1.716

Tendo em vista que as taxas internas de retorno admitidas pela BNDES para projetos de infra-estrutura são de 10-12%, estabeleceu-se para o presente trabalho uma taxa de 15%, pelas características do GASBOL de projeto estruturante e de grande porte.

III. Volume contratado/volume transportado, capacidades e prazos de contratação e horizonte do projeto

Estimou-se uma demanda para o Gasoduto Brasil Bolívia idêntica ao volume considerado nos contratos realizados com a Petrobras e as distribuidoras estaduais, para o cenário básico do estudo.

O horizonte do projeto foi determinado em 20 anos, também para o cenário básico do projeto.

IV. Carga tributária

No estudo foram considerados os impostos:

- Imposto de renda – 25%
- Contribuição social – 8%
- PIS – 0,65%
- Cofins – 3%
- ICMS e CPMF – não incluídos

V. Distâncias entre os pontos de recepção e entrega

Conforme já mencionado, a distância é o principal determinante dos custos fixos e variáveis do transporte de gás natural.

Para se obter um resultado de tarifa nas unidades \$/m³. km, faz-se necessária a introdução do conceito de momento de transporte de capacidade e de movimentação, e de distância média de transporte.

O momento de capacidade é dado pelo produto da capacidade contratada pela distância (entre os pontos de recepção e entrega) a ser percorrida pelo gás contratado. Analogamente, o momento de movimentação é dado pelo produto do volume de gás efetivamente movimentado pela distância entre o ponto de recepção e o ponto de entrega percorrida pelo gás.

A demanda total de transporte de um gasoduto é dada pelo somatório de todos os seus momentos de capacidade de transporte. Da mesma maneira, a produção total de transporte de um gasoduto é dada pelo somatório de todos os momentos de movimentação. Assim, a unidade de medida da demanda e da produção de transporte de um gasoduto é m³.km (volume vezes distância).

$$MC = \sum_i^n \sum_j^p C_{ij} \times L_{ij} \quad \text{e} \quad MM = \sum_i^n \sum_j^p V_{ij} \times L_{ij}$$

onde: MC = momento de capacidade total (m³.km)

MM = momento de movimentação total (m³.km)

C_{ij} = capacidade contratada entre o ponto de entrega i e o ponto de recepção j (m³)

V_{ij} = volume movimentado entre o ponto de entrega i e o ponto de recepção j (m^3)

L_{ij} = distância entre o ponto de entrega i e o ponto de recepção j (km)

n = número de pontos de entrega

p = número de pontos de recepção

Utilizando-se o conceito de momento de transporte a tarifa de capacidade e de movimentação resultante é expressa na unidade de R\$/(m^3 .km).

Desse modo, as tarifas de capacidade e de movimentação por m^3 entre o ponto de recepção (x) e o ponto de entrega (y) são respectivamente:

$$TarCap_{xy} = TarCap \times L_{xy} \quad e \quad TarMov_{xy} = TarMov \times L_{xy}$$

onde: $TarCap_{xy}$ = tarifa de capacidade entre os pontos x e y (R\$/ m^3)

$TarMov_{xy}$ = tarifa de movimentação entre os pontos x e y (R\$/ m^3)

$TarCap$ = tarifa de capacidade (R\$/ m^3 /km)

$TarMov$ = tarifa de movimentação (R\$/ m^3 /km)

L_{xy} = distância entre os pontos x e y (km)

Desse modo, a tarifa total será a soma das duas parcelas:

$$Tar_{Total} = Tar_C + Tar_M$$

Para a discussão proposta no presente estudo, só foi considerada a tarifa de capacidade, a parcela mais significativa da tarifa final, não só com o objetivo de simplificação, como também pela dificuldade na estimativa dos fatores de carga para o gasoduto.

Cabe ainda ressaltar o conceito de distância média de transporte, com sendo a relação entre o momento de transporte e o volume total. No caso da parcela associada à reserva de capacidade do gasoduto, a distância média de capacidade é a relação entre o momento de capacidade total e a capacidade contratada total:

$$LC = \frac{MC}{CT}$$

onde: LC = distância média de capacidade (km)

MC = momento de capacidade total (m^3 .km)

CT = capacidade total contratada no gasoduto (m^3)

6 .3. Cálculo das Tarifas baseado no Fluxo de Caixa

O cálculo da tarifa segue o princípio de recuperação de custos: o valor presente da receita total a ser gerada pela venda do serviço de transporte durante o mesmo período (entradas de caixa) deverá ser igual ao valor presente das saídas de caixa, a uma taxa de desconto considerada adequada (justa e razoável), pelo regulador.

Em uma estrutura binomial da tarifa, a receita total deve ser dividida em duas parcelas: a receita total fixa, a ser gerada pela tarifa de capacidade, e a receita total variável, a ser gerada pela tarifa de movimentação. Para obter uma tarifa em unidade de \$/(m³.km) a demanda deve ser considerada em unidade de m³.km. Assim:

$$RecTotFix = \sum_{i=1}^n \frac{MC_i \times TarCap}{(1+R)^i} \quad e \quad RecTotVar = \sum_{i=1}^n \frac{MM_i \times TarMov}{(1+R)^i}$$

onde: $RecTotFix$ = receita total fixa (R\$)

$RecTotVar$ = receita total variável (R\$)

MC_i = momento total de capacidade no ano i (m³.km)

MM_i = momento total de movimentação no ano i (m³.km)

$TarCap$ = tarifa de capacidade (R\$/m³/km)

$TarMov$ = tarifa de movimentação (R\$/m³/km)

R = taxa de retorno

n = prazo de avaliação

Seguindo o princípio de recuperação de custos, a receita total fixa deverá cobrir todos os custos de investimento e os custos fixos de operação e manutenção. A receita total variável deverá cobrir os custos variáveis de operação e manutenção.

A partir de VPL (valor presente líquido) igual a 0, para o fluxo de caixa, a tarifa é explicitada, em m³.km.

Ressaltamos que, para fim do exercício proposto, conforme já mencionado no item anterior, só foi utilizada a tarifa de capacidade.

6.4. Aplicação da metodologia tarifária para o Gasoduto Brasil-Bolívia

Dentro da metodologia tarifária descrita é realizado um exercício, com as premissas estabelecidas no item anterior, sendo obtida a tarifa, levando-se em consideração a distância transportada, nas unidades US\$ / (mil m³. km). Para a aplicação do modelo proposto foram necessárias as seguintes informações:

1. Volumes de gás contratados entre a YPFB e a Petrobras

O Contrato de Compra e Venda de Gás Natural, assinado entre a YPFB e a Petrobras, em 16 de agosto de 1996, e posteriores aditivos, termos de referências e adendos estabelecem o fornecimento pela YPFB e o recebimento pela Petrobras do gás, no ponto de entrega³⁹, no prazo de 21 anos, de 8 milhões m³ /dia, a partir do início de fornecimento, crescendo ano a ano, até alcançar 18 milhões m³/dia, 9º ano. Estes volumes correspondem à quantidade diária contratual - TCQ, estabelecida conforme a Tabela a seguir.

TABELA 9

QUANTIDADES CONTRATUAIS E QUANTIDADES GARANTIDAS – MILHÕES M³/DIA

ANO	1	2	3	4	5	6	7	8	9 até 21
QDC=QDG ₁	8.0*	9.1	10.30	11.40	12.60	13.70	14.90	16.00	18.08
QDG ₂	0	5.46	8.24	9.12	10.08	10.96	11.92	12.80	14.46
QDC-QDG ₂	8.0	3.64	2.06	2.28	2.52	2.74	2.98	3.20	3.62

QDC = Quantidade Diária Contratual ; QDG1 = Quantidade Diária Garantida pela YPFB

QDG2 = Quantidade Diária Garantida pela Petrobras

* o volume mínimo para este ano é de 2.200 milhões de m³/dia

Desta maneira, a YPFB tem o compromisso de fornecimento de 100% da quantidade diária contratual e a Petrobras o compromisso de recebimento de 80% da quantidade diária contratual, a partir do 3º ano, sendo que para o primeiro ano não há garantia de recebimento e, para o 2º ano, a garantia é de 60%.

³⁹ O ponto de entrega é determinado na Cláusula Sexta como sendo um ponto da fronteira boliviana-brasileira, entre as localidades de Porto Suarez e Corumbá.

Além do contrato TCQ, YPFB e Petrobras negociaram uma opção de capacidade de transporte de 6 milhões de m³/dia de gás natural, por 40 anos, mediante compra antecipada da referida capacidade – Transportation Capacity Option – TCO, no intervalo compreendido entre os seguintes volumes:

TABELA 10

INTERVALO PARA O TCO - MILHÕES M³/DIA

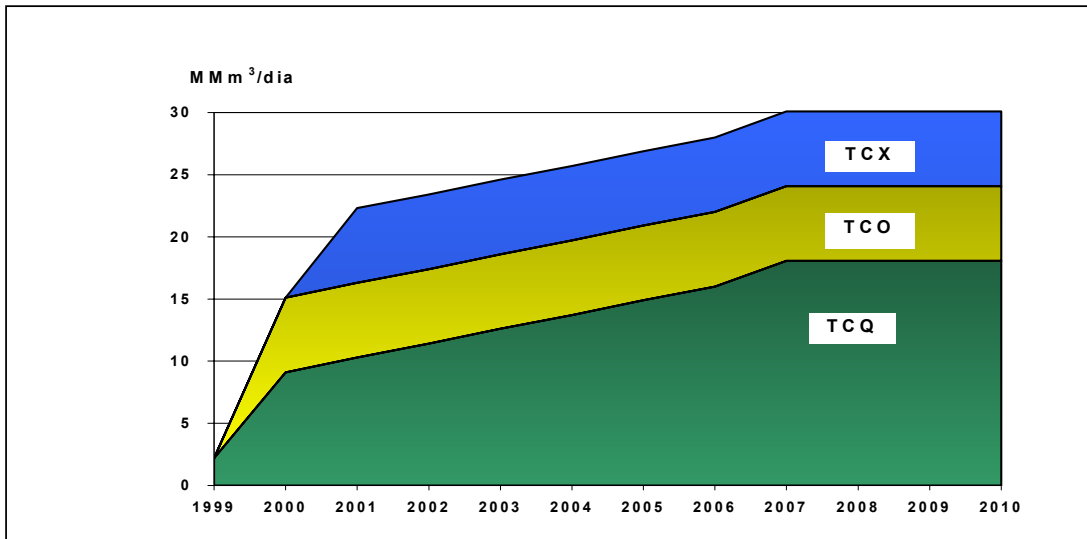
ANO	1	2	3	4	5	6	7	8 até 20
De	9.10	10.30	11.40	12.60	13.70	14.90	16.00	18.08
Até	15.10	16.30	17.40	18.60	19.70	20.90	22.00	24.08

O contrato também estabelece que a YPFB outorgará à Petrobras a opção de compra, com preferência em relação a terceiros, de quantidade adicionais de gás, até o limite de 30 milhões de m³/dia. Esta opção de compra é passível de cessão e/ou transferência a terceiros pela Petrobras, não se aplicando à tal cessão as restrições estabelecidas para os demais volumes, que somente prevêem a cessão e/ou transferência “para uma subsidiária ou sucessora, que reuna as mesmas ou similares condições de garantia técnica e solvência econômica” (Cláusula 19ª).

Assim, o volume a ser transportado no GASBOL terá o perfil demonstrado no gráfico a seguir, já com a indicação do início de operação dos contratos TCO e TCX.

GRÁFICO 13

CAPACIDADES CONTRATADAS DE GÁS NATURAL YPFB/PETROBRAS



2. Volumes de gás contratados entre a Petrobras e as distribuidoras estaduais

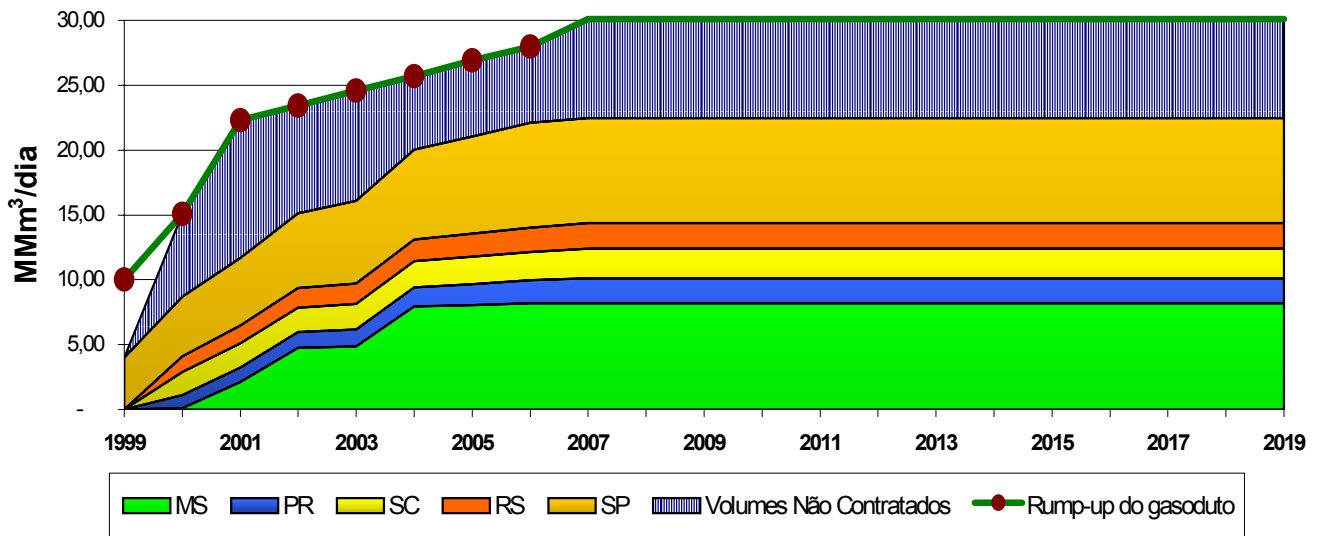
Nos mesmos moldes dos contratos de recebimento do gás, a Petrobras assinou contratos de suprimento, TCQ, com as companhias distribuidoras estaduais, conforme Anexo 2 e 2A. Conforme verifica-se nos dados da Tabela, existe um volume de gás já contratado pela Petrobras para a importação da Bolívia, porém ainda sem contrato de compra pelas das distribuidoras.

Há de ser considerado também o programa de operação dos compressores, ao longo do gasoduto, isto é o *rump-up*, também incluído no Gráfico seguinte.

Dentro do critério de tarifação por custo de serviço, as principais variáveis na aplicação da tarifação do transporte de gás (cost drivers), são discutidas, através de um modelo de sensibilidade.

GRÁFICO 14

CAPACIDADES CONTRATADAS NO GASODUTO BRASIL-BOLÍVIA



Para o cenário básico, os volumes de gás natural, relativos à estimativa da demanda, utilizados no modelo tarifário foram aqueles contratados nos vários estados, sendo que a quantidade ainda não contratada do gás importada foi incorporada às quantidades contratadas para o Estado de São Paulo.

Os resultados dos momentos de transporte encontram-se nos Anexos.

Como resultado do exercício realizado, chegamos a uma tarifa por distância percorrida de US\$0,0442/mil m³. km, pelos cálculos demonstrados no Anexo 3. A tarifa média, utilizando o mesmo fluxo de caixa foi calculada em US\$ 46,26/mil m³, (Anexo 4).

6 .5. Fatores de incerteza nas variáveis da determinação tarifária para o Gasoduto Brasil-Bolívia

Existem diversos fatores de incerteza na estimativa acima. A tarefa regulatória de fixação de tarifas se reveste de grande complexidade, tendo em vista as incertezas provenientes da imprevisibilidade do comportamento de variáveis tanto micro, quanto macro econômicas, além da assimetria de informações, em favor dos agentes regulados.

A discussão e a compreensão dos riscos da atividade a ser concedida ou autorizada que poderão influir na lucratividade do projeto ou mesmo no seu fluxo de caixa (Arndt,1998).

O primeiro e talvez o mais importante dos riscos contratuais se refere aos riscos mercadológicos, isto é, às dificuldades na elaboração de estimativas de demanda para o serviço a ser oferecido. Quanto maior o alcance geográfico, a novidade e, sobretudo o pioneirismo do projeto, maior será a dificuldade na previsão do mercado a ser atendido.

Para o caso do Gasbol, o empreendimento se enquadra nas características acima citadas, com o agravante de ter assumido ainda um contorno político-estratégico. Desta forma, o equilíbrio econômico-financeiro previsto apresentado na discussão anterior, conforme inicialmente previsto, contém grandes incertezas.

Entretanto, essa distribuição do risco mercadológico deve ser melhor analisada, com a possibilidade de lesar o consumidor final, inviabilizando a expansão de mercado futuro e, principalmente, segundo Pires e Giambiagi, para que não seja indiferente a construção, dentro de determinados contextos, de “elefantes brancos”.

6.5.1 Análise dos Fatores de Incerteza nas Variáveis da Determinação Tarifária para o Gasoduto Brasil-Bolívia

Tendo em vista as incertezas envolvidas no cálculo da tarifa de transporte, realizou-se uma análise de sensibilidade das principais variáveis presentes no fluxo de caixa. Essas variáveis são:

- Taxa interna de retorno;
- Volume transportado;
- Investimento inicial;
- Custos com manutenção e operação.

As variações incorporadas foram de 50%, 30%, 20% e 10% do valor de cada parâmetro estudado, positiva ou negativamente. Para os valores relativos aos volumes transportados, porém, somente foram considerados as variações de redução, pois, um aumento desse dado, isoladamente, teria a consequência imediata de um acréscimo no investimento e nos custos de manutenção e operação.

Como pode-se verificar no Gráfico abaixo, destaca-se o parâmetro volume transportado como o de maior contribuição variacional no cálculo da tarifa: uma redução do volume de 50, 30, 20 e 10% no volume transportado reflete em variações de cerca de 100, 40, 25 e 11%, respectivamente no cálculo da tarifa. As variações não proporcionais entre o volume e a tarifa final são o resultado da dependência direta, não apenas do volume transportado, mas também da distância de transporte, parâmetro esse que se mantém constante.

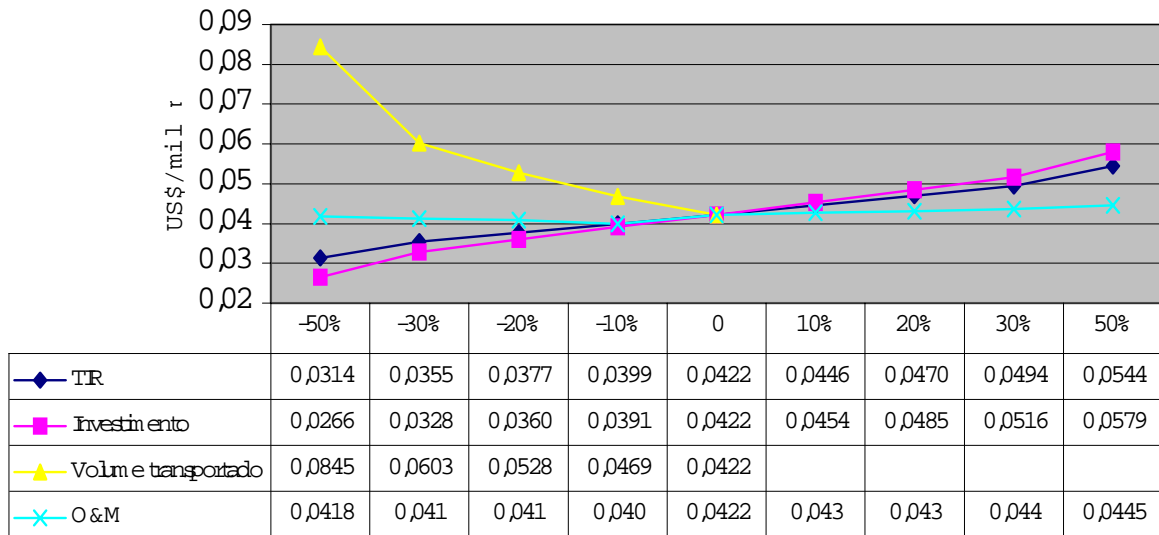
A segunda variável que deve ser considerada quanto ao impacto na tarifa final é o investimento inicial do projeto, que pela sua importância deverá incorporar o menor grau de incerteza possível para o regulador, no cálculo da tarifa.

Variações na taxa interna de retorno também apresenta como consequência significativos acréscimos/decréscimos no resultado da tarifa final: acréscimos na taxa de retorno de 50, 30, 20 e 10% resultam em tarifas 5, 10, 15 e 30% superiores.

A variável manutenção e operação, entretanto, apresenta pouco impacto na tarifa final, essencialmente por representar um percentual baixo na formação de custos do empreendimento.

GRÁFICO 15

VARIAÇÃO DA TARIFA VS VARIAÇÃO PERCENTUAL DOS PARÂMETROS



Capítulo 7

Avaliação da incorporação da variável distância na tarifação do Gasbol

Após obter-se resultado da tarifa por km movimentado de gás, a incorporação da variável distância entre os pontos de entrada e saída, (D), nos modelos tarifários apresenta desenhos diversos, que diferem pela utilização de um fator médio para a variável distância – Tarifa Selo, pela total proporcionalidade deste fator em relação aos valores estabelecidos – Tarifa Ponto a Ponto ou ainda por métodos intermediários – Tarifa Zonal ou Entrada/Saída

O mecanismo utilizado irá depender de fatores conjunturais, particulares a cada mercado, como a maior ou menor disponibilidade de gás natural, a dimensão do mercado de consumo e o grau de complexidade da rede de transporte existente.

Os quatro métodos básicos para a incorporação do fator distância na formação da tarifa são descritos sumariamente a seguir:

I. Tarifa de Selo ou Postal (“Postage Stamp”)

A tarifa selo compreende um único valor tarifário, independente do ponto de entrada (origem) ou saída (destino) do gás, isto é, independente da distância percorrida no transporte (utiliza-se uma distância média para toda a extensão da rede) . Apesar de muita oposição, este regime apresenta características positivas, para alguns mercados, como a transparência, previsibilidade, simplicidade para a aplicação, além de um fator de indução da expansão da rede de gasodutos (Arthur Andersen, 1999).

Entretanto, a tarifa selo induz a subsídios cruzados, (o usuário do transporte de pequenas distâncias subsidia aquele de grandes distâncias), perverso para a eficiência alocativa do sistema: os custos de transporte incorridos não são efetivamente sinalizados, (PHB Hagler Baily Ltda, 1999).

II. Tarifa ponto a ponto ou tarifa por distância

Ao contrário da tarifa selo, a tarifa por distância tem a grande característica de promover o uso eficiente da rede, já que cada usuário paga efetivamente pelo serviço utilizado – o valor tarifário é diretamente proporcional à distância do usuário ao ponto de origem.

A desvantagem do método é a possibilidade de gerar custos muito altos para o suprimento de gás em regiões mais distantes, tornando-o não competitivo com os combustíveis alternativos, afetando a escala e a viabilidade econômica de todo um sistema de escoamento e inviabilizando o aproveitamento de reservas de gás existentes.

III. Tarifa Entrada/Saída

Este modelo inclui a definição de pontos de entrada de gás na rede e pontos de saída (retirada) da rede. Para cada combinação entrada/saída é determinada uma tarifa correspondente, baseada nos custos resultantes do incremento do volume de gás no trecho requerido para o transporte.

A metodologia tem a vantagem de promover a eficiência no sistema, penalizando os pontos de maior congestionamento, em detrimento a trechos de menor utilização. As desvantagens desse sistema de tarifação é a complexidade e a pouca transparência no estabelecimento de valores para as tarifas (Arthur Andersen, 1999).

IV. Tarifa Zonal ou por Zona

A tarifa zonal combina a sistemática de tarifação por distância com a tarifa selo. Neste caso são definidas zonas de entrega dentro das quais as tarifas terão o mesmo valor, sendo estabelecido um ponto fictício (um centróide) para cada zona de entrega, calculado pela média das distâncias. Esse ponto fictício definiria a distância a ser considerada no cálculo da tarifa.

Este sistema minimiza as desvantagens da tarifa ponta a ponto, quanto a grandes diferenças de valor tarifário, além de se ter maior simplicidade de aplicação. Ainda apresenta a questão de subsídios cruzados, dentro de uma mesma zona de entrega, que será tanto maior quanto mais ampla for a zona de entrega.

Essa abordagem ainda deverá prever os procedimentos para o tratamento que deve ser dado a consumidores situados próximos à fronteira entre duas zonas.

7.1. Premissas para a incorporação da distância no gasoduto Brasil-Bolívia

O modelo de tarifa postal, assim como proposto nos termos contratuais para o gasoduto, além de apresentar as desvantagens já descritas, está em desacordo com a regulamentação da Agência Nacional de Petróleo – Portaria n.º 169/98, que obriga a inclusão da variável distância no cálculo tarifário.

Devido às características de uma indústria nacional de gás natural ainda não amadurecida, sem rede de distribuição implantada em muitos estados, a aplicação da tarifação ponto a ponto leva a grandes diferenças regionais. Estas diferenças, dentro de um contexto de impossibilidade de *swaps*, ou mesmo de um *portfólio* de fornecedores de gás para as empresas distribuidoras, são difíceis de serem absorvidas pelo mercado consumidor.

Assim, a proposta do presente estudo é a de apresentar uma metodologia que minimize as diferenças regionais, sem perder de vista o preceito da eficiência econômica. Para isso é estabelecida a tarifação zonal, com cada zona sendo delimitada pelos estados percorridos pelo Gasoduto Brasil-Bolívia, utilizado como aplicação do exercício, com um ponto fictício (um centróide) para cada zona de entrega, calculado pela média das distâncias de cada estado respectivo.

A competitividade é garantida tomando-se como limite o valor relativo a seu combustível alternativo, o óleo combustível.

Pela dificuldade de obtenção de dados de gás importado e de óleo combustível ao consumidor final algumas estimativas e/ou extrapolações foram realizadas.

7.2. O modelo proposto e dados de entrada

Para a realização do estudo é proposto um modelo de programação linear, que tem por princípio a distribuição eficiente de um determinado recurso entre atividades competitivas, com a finalidade de maximizar, minimizar ou atingir um valor estabelecido em uma função linear, à qual dá-se o nome de *função objetivo*. O modelo também estabelece um conjunto de limitações, representadas por equações ou inequações lineares, que constituem as *restrições do modelo*. Uma vez formalizado o modelo linear, isto é a função objetivo e as restrições do modelo, a programação linear se incumbe de achar a sua solução ótima. (Puccini, 1978).

No modelo realizado para o presente estudo, a função se relaciona com a meta de obtenção de receita predeterminada, para a conservação da integridade financeira do projeto, em que:

$$\text{RecTot} = \sum \frac{V_i \text{Med} \times \text{Tar}_i}{(1+R)^i}$$

onde: RecTot = receita total do projeto (R\$)

$V_i \text{Med}$ = volume médio contratado para cada estado (MS, SP, PR, SC e RS) (m³)

Tar_i = tarifa no centro de cada estado (R\$/m³/km)

R = taxa de retorno

As restrições do modelo estabelece, entre as tarifas, uma proporcionalidade direta com as distâncias de transporte do gasoduto, sempre levando-se em consideração a premissa inicial de zonas postais estaduais. Além disso, estabeleceu-se um limite máximo, um *cap*, para cada tarifa final, que reflete o preço do óleo combustível equivalente, para o consumidor final.

O algoritmo simplex foi utilizado, no presente trabalho, com o objetivo de facilitar o cálculo final, já que o problema só admite como resultado, tarifas com o limite máximo previamente estabelecido.

Para o cenário básico, os volumes médios são os estabelecidos contratualmente entre os estados e o carregador Petrobras:

TABELA 11

VOLUMES MÉDIOS ANUAIS E DISTÂNCIAS MÉDIAS DOS PONTOS DE ENTREGA CENÁRIO BÁSICO

	10 ³ m ³ / ano	Km	Estado
V1 =	2.602.450	370	MS

	10 ³ m ³ / ano	Km	Estado
V1 =	2.602.450	370	MS
V2 =	5.518.800	1.358	SP
V3 =	624.150	1.722	PR
V4 =	799.350	1.995	SC
V5 =	660.650	2.423	RS

Em relação à formação do preço final do gás natural, estimativas da margem de distribuição tiveram que ser realizadas para a formulação do resultado final. Considerou-se para tal as margens de distribuição estabelecidas para a privatização da região noroeste do Estado de São Paulo, para a faixa de consumidores industriais, com média de consumo 700.000 m³.

Para o óleo combustível o preço estimado foi o do OCA1, com valores publicados nas Portarias Interministerial (valores cheios), com o adicional de 20% para a distribuição. Não foram utilizados os valores com desconto do óleo, praticados no mercado, por se perceber que esta prática é um resultado de aspectos conjunturais, que incluem o aumento imprevisto do preço do petróleo, com tendência à regularização.

O óleo combustível A1 foi tomado como comparação primeiro por serem ainda as limitações ambientais frágeis no que tange à emissões de enxofre, segundo porque não se pode desconsiderar que foram realizados investimentos na indústria para se atingir a estes níveis de emissão impostos, o que prolongará a utilização do OCA1 ainda por algum tempo. Caso tais premissas fossem desconsideradas, uma melhor comparação poderia ser realizada com óleo combustível B1, que tem como característica menores teores de enxofre e, por este motivo, é um combustível menos poluente e ambientalmente mais próximo do gás natural.

Os dados utilizados para a formação dos combustíveis OCA1 e gás natural são apresentados abaixo.

TABELA 12

FORMAÇÃO DOS PREÇOS DE GÁS NATURAL BOLIVIANO E ÓLEO COMBUSTÍVEL A1

Preço da <i>Commodity</i> – <i>City Gate</i> US\$/1000m ³	39,83
Margem de Distribuição US\$/1000m ³ (1)	68,33

Preço Refinaria Óleo Combustível A1 (Equivalente) US\$/1000 kg	145,1
Preço Consumidor Óleo Combustível A1 (Equivalente) US\$/1000 kg	174,1

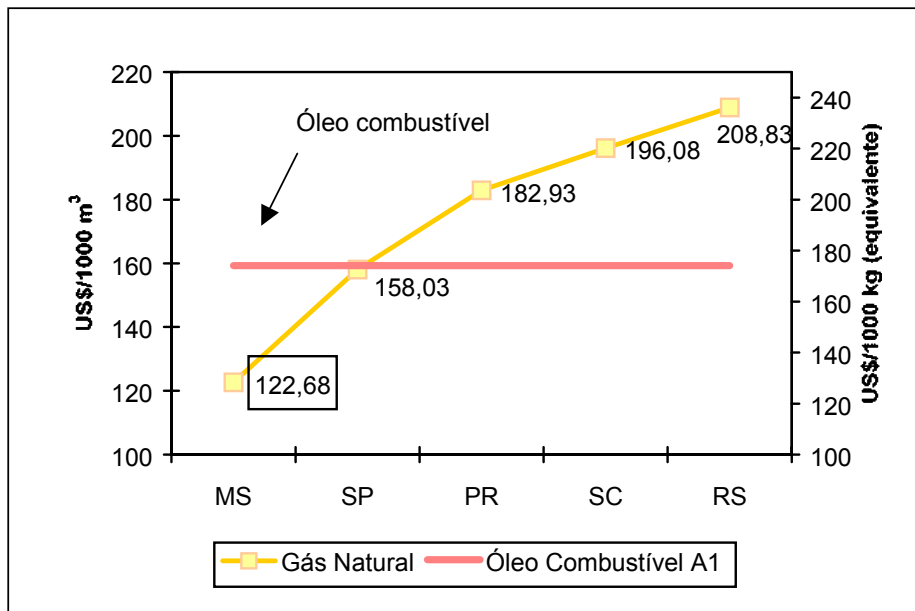
(1) Margem de Distribuição para a região noroeste de SP

7.3. Resultados

A aplicação da variável distância, com total proporcionalidade, leva a diferenças regionais significativas e à não competitividade do gás nos estados do sul do país, conforme demonstra o Gráfico abaixo.

GRÁFICO 15

Comparativo preços diferenciados Gás Natural x Óleo Combustível



Utilizando-se o modelo proposto, foram realizadas simulações com diferentes percentuais de proporcionalidade do *cost drive* distância. Os resultados das tarifas são apresentados na tabela a seguir.

TABELA 13 - TARIFAS PROPORCIONAIS A DISTÂNCIA – US\$/MIL M³

	MS	SP	PR	SC	RS
30%	29.06	52.31	56.50	59.21	62.99
40%	25.19	52.91	58.57	62.26	67.61
50%	23.01	52.92	60.02	64.76	71.69

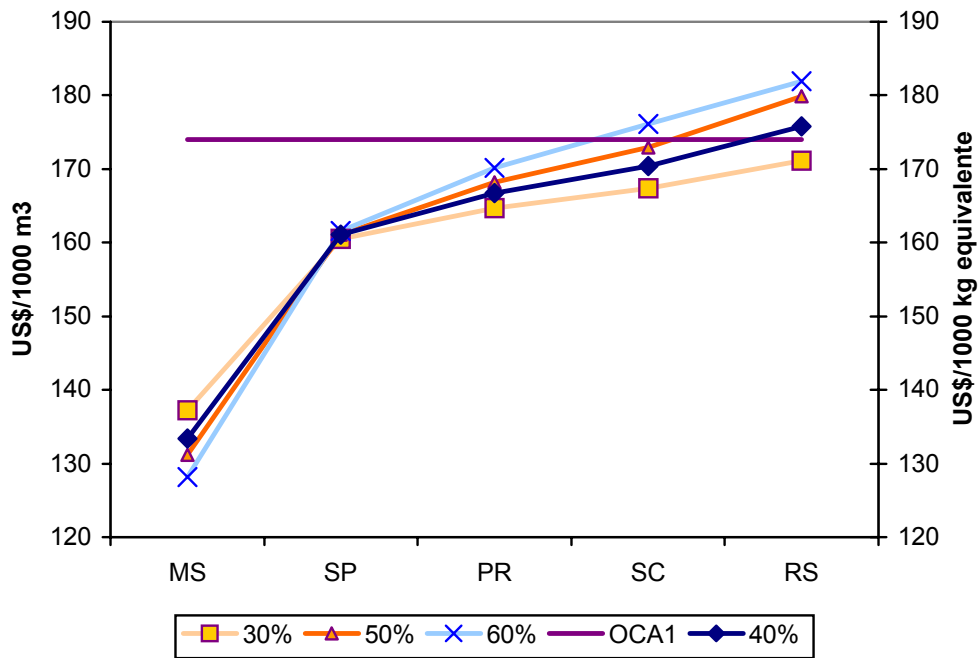
60%	20	53.42	62.02	67.91	73.74
-----	----	-------	-------	-------	-------

Observa-se que a dispersão aumenta na mesma proporção do aumento do percentual utilizado: percentuais menores apresentam a tendência a também menores diferenças regionais.

Para o preço final do gás, utilizando-se as estimativas já mencionadas, encontra-se que somente com a proporção de 30% será possível a competitividade com o óleo combustível, em todos os pontos considerados do gasoduto.

GRÁFICO 16

Resultados: Preços do GN – Preços Óleo combustível



Ainda como resultado do exercício realizado, verifica-se que a distribuição do consumo do gás ao longo do gasoduto é de extrema importância para a viabilidade deste. O deslocamento do volume extra, alocado no cenário básico no estado de São Paulo, para cada extremo do duto, poderá modificar as condições de tarifação.

Conclusões

Começa a ser desenvolvida no Brasil uma cultura do uso do gás natural, com um clima de otimismo em relação à evolução desta indústria. Podemos destacar o crescimento tanto na produção nacional como no seu consumo, além da criação de um órgão regulador federal, que traz a expectativa de que sejam introduzidas novas regras para o estímulo a novos investimentos e à competição no setor, tão esperada pelo consumidor final.

Entretanto, alguns pontos ainda devem ser objeto de atenção.

Em relação à produção de gás nacional, apesar de já se verificar um indício de mudança no atual empenho no aproveitamento da produção nacional e a conseqüente diminuição da queima deste combustível em flares, o índice de perdas ainda é muito elevado. A natureza associada do gás, juntamente com a falta de infra-estrutura para seu aproveitamento e o desbalanceamento da oferta gás nacional/gás importado, determinam, atualmente, um nível de perdas de 19%, ainda alto se comparado a índices internacionais, apesar de esse valor ter atingido níveis de mais de 50%, no final dos anos 80.

Somando-se as perdas aos volumes reinjetados nos poços de produção, a disponibilização do gás para o consumo é ainda de cerca de metade dos volumes produzidos. Essa situação tem urgência de solução, pois não só implica nos fatores econômicos para o mercado do gás, mas também em problemas ambientais.

A integração do Brasil com os países produtores do Cone Sul, essencialmente com a ligação às grandes reservas da Bolívia e Argentina, veio a dar maior ritmo ao setor, atingindo mercados consumidores não alcançados pela produção nacional. Para os brasileiros, a inauguração do Gasoduto Brasil-Bolívia significou o acesso a reservas provadas de cerca de 120 bilhões de m³, um passo definitivo para a diversificação de matriz energética nacional, quando resolvidas as questões econômicas e os dilemas de mercado impostas pelo projeto.

A entrada em operação do Gasbol, em 1999, representou um acréscimo de cerca de 50% à rede de transporte nacional, permitindo a ligação do sudeste com o sul do país. Na malha nacional os últimos grandes investimentos se concentraram na década de 80. Entretanto, com a atual rede de mais de 5.300 km de extensão, pode-se concluir que, no presente momento, levando-se em conta a capacidade existente, a infra-estrutura de transporte, não é um fator limitador para o desenvolvimento do mercado.

Já para a distribuição, o desenvolvimento vem sendo mais lento, ainda com a necessidade de grandes investimentos. A criação e a privatização de novas distribuidoras estaduais será determinante para o incremento da capilaridade regional, que proverá o mercado da oferta necessária do produto.

Cabe ainda ressaltar a fragilidade da regulação estadual da distribuição de gás, que é ainda bastante incipiente, na grande maioria dos estados, fazendo com que as resoluções tenham freqüentemente um viés fortemente político-regional. A harmonização dos modelos adotados em cada estado, bem como a compatibilidade das ações no âmbito estadual e federal, faz-se necessária para o estímulo ao investimento na expansão da rede estadual.

Sem tradição para a sua utilização e com uma infra-estrutura de distribuição insuficiente, a penetração do gás natural é sustentada por grandes consumidores industriais, que representam aproximadamente 55% do total consumido.

As estimativas para um aumento na necessidade de oferta de energia elétrica a curto prazo também tem gerado uma expectativa de incremento na geração elétrica via gás natural, sendo um componente fundamental para a explicação da demanda total. Nesse caso, problemas de competitividade relativamente à geração hidroelétrica terão que ser resolvidos para o fomento da geração térmica à gás, já que o preço da energia gerada aumentará o valor nominal estabelecido atualmente

para a compra de energia elétrica pelas distribuidoras. Além disso, questões contratuais e regulatórias entre os mercados de gás natural e de energia elétrica terão que ser harmonizadas.

O amadurecimento do mercado nacional de gás natural dependerá, prioritariamente, da resolução de problemas estruturais, que passam pela redução de barreiras à entrada de agentes na comercialização do gás, bem como pela flexibilização de relações estabelecidas entre agentes, dentro de um contexto diferente do atual. Este é um passo crucial para garantia, no médio prazo, de preços competitivos, tanto para o gás boliviano quanto para o produto de origem nacional.

Essa questão leva-nos a um entrave fundamental ao desenvolvimento do setor, que são as incertezas quanto à eficácia dos mecanismos regulatórios. Neste sentido, caberia ao país dotar a Agência Nacional do Petróleo de instrumentos de regulação mais incisivos em relação à fixação de tarifas de transporte, homologação de contratos e prevenção das infrações da ordem econômica.

Dentro da regulamentação dos serviços públicos, a regulação tarifária cumpre o papel de controle econômico do projeto, garantindo a rentabilidade do investidor e a preservação do bem-estar do consumidor, dentro de um regime de monopólio natural.

Embora o grau de supervisão regulatória varie nos diversos países, é do Governo o papel de fixação, ou pelo menos de sinalização, dos preços a serem cobrados. A tarefa é complexa, tendo em vista o elevado grau de assimetria de informação pro-investidores, o que acentua os riscos de abusos do poder de monopólio.

Por estes motivos, o modelo tarifário de transporte de gás, cujo peso no preço final pode chegar a 50%, é importante como indicação aos agentes econômicos do mercado. Tal modelo tem que levar em conta a acomodação dos diferentes interesses da cada agente, sem perder de vista o interesse maior, que é do consumidor final.

A tarifação pelo custo de serviço foi a metodologia utilizada no presente trabalho, por já ser empregada no país e garantir o retorno do investimento do transportador, consideração obrigatória em um mercado ainda incipiente.

Existem diversos fatores de incerteza na estimativa tarifária, tendo em vista a imprevisibilidade do comportamento de variáveis tanto micro, quanto macro econômicas, além da assimetria de informações, em favor dos agentes regulados.

O primeiro e mais significativo dos riscos contratuais, conforme demonstrado no presente estudo, se refere aos risco mercadológico. Ou seja, às dificuldades na elaboração de estimativas de demanda para o serviço a ser oferecido. Estimativas incorretas na demanda lesam o consumidor final ou põem em risco a integridade financeira do projeto.

Dentro das características básicas para o sistema tarifário, a eficiência econômica é o grande sinalizador ao setor e, por este motivo, a tarifa-selo torna-se inadequada. Porém, uma tarifação ponto a ponto, em que a eficiência alocativa é totalmente atingida, pode inviabilizar o desenvolvimento de novos mercados, nos quais o gás tem o óleo combustível como combustível competitivo.

A variável distância deve ser então discutida dentro dessas premissas. No presente estudo, esse parâmetro foi introduzido incorporando-se um limite máximo do preço do óleo combustível equivalente.

Optou-se, então, por uma diferenciação em que percentuais da distância fossem gradativamente considerados, conseguindo-se a competitividade do gás natural com o óleo combustível, em todos os mercados, levando em conta somente percentuais de apenas 30% da distância de movimentação.

A presente proposta foi realizada em decorrência da inexistência ainda de um mercado maduro para o gás e de se pretender viabilizar o retorno do transportador, um importante agente do setor, em um momento de transição, que realizou o projeto com uma estrutura política e conjuntural diversas das atuais.

ANEXOS

Índice de Anexos

	Pág.
Anexo 1A Portaria 41 da ANP – Aprovação do Regulamento Técnico com normas para especificação do gás natural	157
Anexo 1B Portaria 42 da ANP – Aprovação do Regulamento Técnico com normas para especificação do Gás Metano Veicular	160
Anexo 1C Portaria 43 da ANP – Regulamentação para a importação de Gás Natural	163
Anexo 1D Portaria 170 da ANP – Regulamentação para a construção, ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liquefeito	165
Anexo 1E Portaria 169 – Uso de instalações de transporte de gás natural por terceiros	168
Anexo 2 Capacidades contratadas para o Gasoduto Brasil-Bolívia	173
Anexo 2A Momento de transporte para o Gasoduto Brasil-Bolívia	174
Anexo 3 Modelo de Cálculo da Tarifa pelo Método de Fluxo de Caixa Descontado	175
Anexo 4 Modelo de Cálculo da Tarifa pelo Método de Fluxo de Caixa Descontado	176

Anexo 1-A

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 41, DE 15 DE ABRIL DE 1998

Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 001/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do gás natural, de origem interna ou externa, a ser comercializado no País.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, tendo em vista a Resolução da Diretoria nº 092, de 15/04/98, e considerando

a necessidade de estabelecer normas técnicas para a especificação do gás natural a ser comercializado no País, de origem interna como externa;

as normas técnicas atualmente em vigor, contidas na Resolução CNP nº 17, de 01 de dezembro de 1987;

a política do Governo Federal de incrementar a participação desse combustível na matriz energética;

necessidade de assegurar a qualidade do gás natural a ser utilizado no País e, também, de viabilizar o uso de combustíveis alternativos menos poluentes nos grandes centros urbanos,

RESOLVE:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico ANP nº 001/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do gás natural, de origem interna ou externa, a ser comercializado no País.

Parágrafo Único: O Regulamento Técnico referido neste artigo aplica-se, também, as fases de produção, de transporte e de distribuição de gás natural.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, ficando revogada a Resolução CNP nº 17, de 01 de dezembro de 1987.

DAVID ZYLBERSZTAJN

ANEXO
REGULAMENTO TÉCNICO ANP Nº 001/98
A QUE SE REFERE A PORTARIA ANP Nº 41/98

1. Objetivo

Este Regulamento Técnico estabelece normas para a especificação do Gás Natural a ser comercializado no País, de origem interna e externa, sendo, igualmente, aplicável as fases de produção, de transporte e de distribuição desse produto.

2. Normas Aplicáveis

A determinação das características do produto far-se-á mediante o emprego de normas da American Society for Testing and Materials (ASTM) e da International Organization for Standardization (ISO).

3. Especificação

3.1 O Gás Natural deverá atender à seguintes especificações:

CARACTERÍSTICAS ⁽¹⁾	UNID.	GR			MÉTODOS
		UPOS			
		B (baixo)	M (médio)	A (alto)	
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m ³	8000 a 9000	8800 a 10200	10000 a 12500	ASTM D 3588
Densidade relativa ao ar		0,54 a 0,60	0,55 a 0,69	0,66 a 0,82	ASTM D 3588
Teor de Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	20	20	20	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Enxofre (H ₂ S e enxofre mercaptídico), máx.	mg/m ³	80	80	80	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Dióxido de Carbono (CO ₂), máx. (2)	% vol.	2	2	2	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Inertes, máx. (3)	% vol.	4	4	4	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Oxigênio (O ₂), máx.	% vol.	0,5	0,5	0,5	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Pto de orvalho de água, 1atm, máx (4)	°C	- 45	- 45	- 45	ASTM D 5454

Obs.: (1) - Limites especificados são valores referidos a 20°C a 101,33 kPa (1 atm), exceto onde indicado.

(2) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de 3,5.

(3) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de 6,0.

(4) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de - 39.

3.2 - O produto deve estar sempre livre de poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos que possam interferir com a

operação dos sistemas de transporte e distribuição e à utilização pelos consumidores.

3.3 O Gás Natural pode ser transportado sem odorização, exceto quando requerido por normas de segurança aplicáveis.

3.4 É obrigatória a presença de odorante na distribuição.

4. Métodos de Ensaio

ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography

ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels

ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers

ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence

ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5

ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C₈ - Gas Chromatography Method

Anexo 1-B

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 42, DE 15 DE ABRIL DE 1998

Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 002/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do Gás Metano Veicular - GMV a ser comercializado nos municípios existentes nas regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, bem como nos municípios localizados no Vale do Paraíba.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das atribuições legais, tendo em vista a Resolução da Diretoria nº 093, de 15/04/98 e considerando

o desenvolvimento de novos motores movidos a GMV;

a ampliação da capacidade de tratamento de gás natural nas regiões produtoras de Campos e Merluza;

a importância quanto a expansão do uso deste combustível no País, atualmente concentrado na Região Sudeste;

a necessidade de viabilizar a utilização de combustíveis alternativos menos poluentes;

o disposto no Decreto nº 1.787 e na Portaria nº 28 do Ministério de Minas e Energia, ambas de 12 de janeiro de 1996,

RESOLVE:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico ANP nº 002/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do Gás Metano Veicular - GMV a ser comercializado nos municípios existentes nas regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, bem como nos municípios localizados no Vale do Paraíba.

Parágrafo Único: O Regulamento referido neste artigo aplica-se também, às fases de produção, de distribuição e de revenda de GMV.

Art. 2º A ANP acompanhará a evolução do mercado produtor e consumidor de GMV, com o objetivo de analisar a possibilidade de estender a aplicação das normas constantes do Regulamento de que trata esta Portaria a outras localidades do País.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, e ficam revogadas as Portarias DNC nº 22, de 17 de junho de 1997 e 51, de 06 de novembro de 1997.

DAVID ZYLBERSZTAJN

REGULAMENTO TÉCNICO ANP N° 002/98 - PORTARIA ANP N° 42/98

1. Objetivo

Este Regulamento Técnico estabelece a especificação do Gás Metano Veicular - GMV a ser comercializado nos municípios das regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, bem como nos municípios localizados no Vale do Paraíba, sendo, igualmente, aplicável às fases de produção, distribuição e revenda desse produto.

2. Normas Aplicáveis

A determinação das características do produto far-se-á mediante o emprego de normas da American Society for Testing and Materials (ASTM) e da International Organization for Standardization (ISO).

3. Especificação

3.1 O Gás Metano Veicular de que trata este Regulamento Técnico deverá atender à seguinte especificação: CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	VALORES	MÉTODOS
Teor de Metano, mín.	% volume	86	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Propano, máx.	% volume	3,3	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Propano e superiores máx.	% volume	3,7	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Butano e superiores, máx.	% volume	0,8	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Inertes, máx.	% volume	4,0	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Metano e inertes, mín.	% volume	87	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Dióxido de Carbono (CO ₂), máx.	% volume	2,0	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Hidrogênio (H ₂)	% volume	Ano tar	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Oxigênio (O ₂), máx.	% volume	0,5	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Enxofre (H ₂ S e enxofre mercaptídico), máx.	Mg/m ³	80	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Gás Sulfídrico (H ₂ S) máx.	Mg/m ³	20	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Pto de orvalho de água, 1atm máx.	°C	- 45	ASTM D 5454

Obs.: Limites especificados são valores referidos a 20°C a 101,33 kPa (1 atm), exceto onde indicado.

3.2 O produto deve ser livre poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos que possam interferir com a operação dos sistemas de transporte e distribuição e à utilização pelos consumidores.

3.3 É obrigatória a presença de odorante, de acordo com legislação de cada Estado da federação.

4. Métodos de Ensaio

Anexo 1- C**AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO**

PORTARIA Nº 43, DE 15 DE ABRIL DE 1998

Estabelece a regulamentação para a importação de gás natural.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, considerando o disposto nos arts. 60 e 70 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista a Resolução da Diretoria ANP nº 094, de 15 de abril de 1998,

RESOLVE:

Art. 1º A importação de gás natural somente será efetuada mediante prévia e expressa autorização da ANP, nos termos da legislação aplicável e desta Portaria.

Art. 2º Serão autorizadas a exercer a atividade de importação de gás natural as empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, e que atendam, em caráter permanente, aos requisitos estabelecidos na legislação sobre comércio exterior.

Parágrafo único. Serão igualmente autorizados, para os fins referidos neste artigo, os consórcios de empresas constituídos com observância, no que couber, do disposto no art. 38 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 3º O requerimento de autorização deverá ser instruído com os seguintes dados e informações:

a) razão social, endereço, número do registro da empresa no Cadastro Geral de Contribuintes do Ministério da Fazenda - CGC-MF e prova de atendimento do disposto no artigo anterior;

b) volume de gás natural a ser importado e o país de origem;

c) data prevista para o início da importação;

d) mercado potencial a ser atendido;

e) meio de transporte a ser utilizado para a importação do gás natural;

f) local de entrega no País e, no caso de o gás importado estar na forma líquida, a localização do terminal marítimo e da estação de revaporização do gás;

g) especificações técnicas do gás natural a ser importado, que deverão estar de acordo com os termos da Portaria ANP nº 41/98, de 15 de abril de 1998.

§ 1º 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.

§ 2º A ANP poderá solicitar outros dados e informações correlatos, ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise do requerimento de autorização.

§ 3º A não apresentação de qualquer dos dados e informações referidos neste artigo acarretará a sustação do respectivo requerimento até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 4º A autorização de que trata esta Portaria conterá disposições referentes aos dados e informações mencionados no artigo anterior, o correspondente prazo de validade e o exato volume de gás natural a ser importado.

Parágrafo único. A empresa interessada poderá requerer à ANP a renovação do prazo de validade da autorização, justificando, para tanto, o seu pedido.

Art. 5º A autorização será revogada nos seguintes casos:

a) falência, concordata ou extinção judicial ou extrajudicial da empresa;

b) requerimento da empresa autorizada;

c) descumprimento de qualquer norma da legislação aplicável ou desta Portaria.

Art. 6º As empresas ou consórcios autorizados na forma desta Portaria deverão apresentar à ANP, até o dia 30 (trinta) de cada mês, um relatório detalhado sobre as atividades de importação realizadas no mês imediatamente anterior, contendo especialmente os volumes importados de gás natural e outros dados pertinentes.

Parágrafo único. A ANP publicará no Diário Oficial da União os dados e informações referidos neste artigo que devam ser divulgados para conhecimento geral.

Art. 7º Transcorrido o período de transição de que trata o art. 69 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, as autorizações para importação de gás natural observarão as diretrizes específicas que forem baixadas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, respeitadas as autorizações outorgadas durante o referido período, inclusive no que tange aos respectivos prazos de validade.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN

Publicado no DOU de 17/04/98

Republicada no DOU de 22/05/98

Anexo 1-D

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

PORTARIA Nº 170, DE 26 DE NOVEMBRO DE 1998

Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liqüefeito (GNL).

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso das suas atribuições legais, considerando o disposto nos artigos 56 e 59 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e tendo em vista a Resolução de Diretoria RD nº 325, de 24 de novembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º A construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liqüefeito (GNL), dependem de prévia e expressa autorização da ANP.

§ 1º Consideram-se instalações de transporte ou de transferência:

I - Dutos;

II - Terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres;

III - Unidades de liquefação de gás natural e de regaseificação de GNL;

§ 2º As mencionadas instalações incluem os sistemas indispensáveis à operação das mesmas, tais como: estações de bombeamento ou compressão, tanques de armazenagem e sistemas de controle.

§ 3º Somente poderão solicitar autorização à ANP empresas ou consórcio de empresas que atendam as disposições do art. 5º da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 4º Os dutos de transferência internos a uma planta industrial não estão sujeitos à presente Portaria.

Art. 2º A autorização mencionada no art. 1º será concedida pela ANP em 2 (duas) etapas:

I - Autorização de Construção (AC);

II - Autorização de Operação (AO).

Art. 3º O pedido da Autorização de Construção (AC) será encaminhado à ANP, instruído com as seguintes informações:

I - Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado na Junta Comercial, em se tratando de sociedades comerciais e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores ou diretores;

II - Comprovação de inscrição nas Fazendas Federal e Estadual;

III - Sumário do projeto da instalação, apresentando o serviço pretendido, as capacidades de movimentação e armazenagem discriminadas para cada etapa de implantação do projeto, além de dados técnicos básicos pertinentes a cada tipo de instalação;

IV - Planta ou esquema preliminar das instalações;

V - Cronograma físico-financeiro de implantação do empreendimento;

VI - Licença de Instalação (LI) expedida pelo órgão ambiental competente.

Art. 4º A ANP analisará a documentação apresentada pela empresa solicitante no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data de sua entrega.

Parágrafo único: A ANP poderá solicitar à interessada informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no “Caput” do presente artigo passa a ser contado da data de entrega destas informações.

Art. 5º A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - um sumário do projeto pretendido, para o oferecimento de comentários e sugestões, por um prazo de 30 (trinta) dias.

Parágrafo único: Os dutos de transferência restritos a áreas industriais não estão sujeitos ao presente artigo.

Art. 6º Caso a ANP classifique as instalações como de transporte para gás natural, a autorização só será concedida a pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte.

Parágrafo único: Caso a empresa participe do capital social de outras empresas atuantes na indústria do gás natural, inclusive na atividade de distribuição, ou estas participem do capital social daquela, tal participação societária deverá ser comprovada com os documentos pertinentes.

Art. 7º A ANP, a seu critério, poderá exigir que a empresa solicitante assine um Termo de Compromisso anteriormente à concessão da Autorização de Construção (AC).

Art. 8º Ocorrendo atrasos no cronograma apresentado, estes deverão ser comunicados imediatamente à ANP, com as devidas justificativas.

Parágrafo único: A ANP analisará as justificativas apresentadas pela empresa solicitante em um prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados da data de entrega das mesmas.

Art. 9º O pedido da Autorização de Operação (AO) será encaminhado à ANP, contendo a seguinte documentação:

I - Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente;

II - Atestado de Comissionamento da obra expedido por entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa solicitante, enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo normas técnicas adequadas;

III - Sumário do Plano de Manutenção das instalações de transporte e do Sistema de Garantia da Qualidade para a fase de operação.

Art. 10 A ANP analisará a documentação apresentada e deliberará sobre a Autorização de Operação (AO), em um prazo máximo de 30 (trinta) dias.

Parágrafo único: A ANP poderá solicitar informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no “Caput” do presente artigo passará a ser contado da data de entrega de tais informações na Agência.

Art. 11 As autorizações concedidas nos termos desta portaria não eximem a empresa autorizada de suas responsabilidades técnicas e legais a qualquer época, bem como do cumprimento de outras obrigações legais correlatas de âmbito federal, estadual e municipal.

Art. 12 A empresa autorizada manterá atualizados o Plano de Manutenção e o Sistema de Garantia da Qualidade, visando à operação segura de suas instalações, que poderão ser fiscalizados a qualquer tempo pela ANP ou, por solicitação desta, através de entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa autorizada, e contratada por esta última.

Art. 13 A empresa autorizada comunicará imediatamente à ANP a ocorrência de qualquer evento decorrente de suas atividades que possa acarretar riscos à saúde pública, à segurança de terceiros e ao meio ambiente, indicando as causas de sua origem, bem como as medidas tomadas para sanar ou reduzir o seu impacto.

Art. 14 No caso de interrupção, redução ou de qualquer outro evento que possa afetar temporariamente a continuidade ou a qualidade dos serviços, a empresa autorizada notificará imediatamente a ANP e os usuários atingidos, informando o problema e a estimativa do tempo necessário ao restabelecimento das condições normais.

Art. 15 As autorizações de que trata esta Portaria serão revogadas nos seguintes casos:

I - liquidação ou falência homologada ou decretada;

II - requerimento da empresa autorizada;

III - descumprimento das obrigações assumidas nesta Portaria e de outras disposições legais aplicáveis.

Art. 16 Empresas que estejam implantando instalações de transporte ou de transferência já autorizadas pela ANP, na data de publicação da presente Portaria, deverão adequar-se à mesma, anteriormente à solicitação da Autorização de Operação (AO).

Art. 17 A ANP deliberará, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, sobre quaisquer controvérsias suscitadas em relação ao disposto na presente Portaria, garantindo o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas a sessões deliberativas quando a ANP julgar conveniente.

Art. 18 As infrações ao disposto nesta Portaria serão puníveis de acordo com as sanções administrativas previstas na legislação aplicável.

Art. 19 Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a Resolução CNP nº 1/77 de 18 de janeiro de 1977, a Portaria CNP nº 235 de 14 de maio de 1980 e a Portaria ANP nº 44 de 15 de abril de 1998.

Art. 20 Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

Publicado no DOU de 27/11/98

Anexo 1-E

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

PORTARIA Nº 169, DE 26 DE NOVEMBRO DE 1998

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.

O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria RD nº 324, de 24 de novembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica regulamentado, pela presente Portaria, o disposto no art. 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.

Art. 2º Para os fins desta Portaria, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Gás: é o gás natural processado ou não, gás natural liquefeito regaseificado, gás natural sintético ou qualquer mistura de gases que inclua o metano de forma preponderante;

II - Instalações de Transporte: são os dutos de transporte de Gás, suas estações de compressão e instalações de armazenagem indispensáveis à operação do sistema;

III - Transportador: é a empresa titular das Instalações de Transporte que presta o serviço de transporte de Gás;

IV - Carregador: é a empresa usuária do serviço de transporte contratado junto ao Transportador;

V - Ponto de Recepção: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Carregador ao Transportador;

VI - Ponto de Entrega: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Transportador ao Carregador;

VII - Capacidade Contratada: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador deve movimentar entre Pontos de Recepção e Entrega para o Carregador;

VIII - Tarifa: é a remuneração paga pelo Carregador ao Transportador, referente ao serviço de transporte;

IX - Transporte Firme: é o serviço prestado pelo Transportador ao Carregador com movimentação de Gás de forma ininterrupta até o limite estabelecido pela Capacidade Contratada;

X - Transporte não Firme: é o serviço de transporte de Gás prestado a um Carregador, que pode ser reduzido ou interrompido pelo Transportador;

XI - Capacidade Contratada Mínima: é o volume diário de Gás, estabelecido contratualmente, referente ao qual o Carregador é obrigado a pagar a Tarifa, mesmo que movimente um menor volume diário de Gás;

XII - Capacidade Contratada Ociosa: é a diferença entre a Capacidade Contratada e o volume diário de Gás efetivamente transportado para o Carregador;

XIII - Capacidade: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador pode movimentar em suas Instalações de Transporte, entre Pontos de Recepção e Entrega;

XIV - Consumo Próprio: é o volume diário de Gás, adquirido pelo Transportador, necessário na operação das Instalações de Transporte, além do volume de Gás para a formação do estoque inicial;

XV - Capacidade Disponível: é a diferença entre a Capacidade e a soma das Capacidades Contratadas com o Consumo Próprio;

XVI - Terceiro Interessado: é a empresa que solicita ao Transportador acesso à Capacidade Disponível ou à Capacidade Contratada Ociosa.

Art. 3º O Transportador permitirá o acesso, não discriminatório, de Terceiros Interessados à Capacidade Disponível e à Capacidade Contratada Ociosa em suas Instalações de Transporte.

Art. 4º O Transportador informará à ANP e divulgará sua Capacidade Disponível, de forma resumida, em 3 (três) jornais nacionais de grande circulação e de forma detalhada através de meio eletrônico (INTERNET) ou disponibilizada em sua sede.

§1º A Capacidade Disponível, inclusive a decorrente de Capacidade Contratada descontínua, isto é, não constante, será ofertada por um prazo de 30 (trinta) dias no 2º (segundo) trimestre de cada ano.

§2º A Capacidade Disponível decorrente de vencimentos de contratos de transporte e do aumento da Capacidade das Instalações de Transporte deve ser ofertada por um prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, anteriores à data prevista para tal ocorrência.

§3º A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - toda oferta de Capacidade Disponível informada pelo Transportador.

Art. 5º Vencidos os prazos estabelecidos no artigo anterior, o Transportador alocará a Capacidade Disponível aos Terceiros Interessados que apresentarem as melhores propostas, em prazo máximo de 15 (quinze) dias, firmando, imediatamente, os respectivos contratos de transporte.

Art. 6º Fora dos prazos estabelecidos nos dois artigos anteriores, o Transportador atenderá os Terceiros Interessados em Capacidade Disponível, justificando a sua negativa, quando for o caso, aos mesmos e também à ANP em, no máximo, 30 (trinta) dias.

Parágrafo único: O Transportador não poderá alegar a inexistência de Capacidade Disponível a um Terceiro Interessado se as Instalações de Transporte estiverem operando abaixo da Capacidade máxima definida no projeto aprovado pela ANP, consideradas todas as estações de compressão, expansões, ampliações e extensões, previstas no referido projeto, sendo o Transportador, neste caso, obrigado a antecipar os investimentos necessários a tal aumento de Capacidade.

Art. 7º O Transportador atenderá, sob a forma de Transporte não Firme, Terceiros Interessados em Capacidade Contratada Ociosa, justificando a sua negativa, quando for o caso, a estes e também à ANP em, no máximo, 7 (sete) dias.

§1º É vedado aos Carregadores a comercialização de suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas.

§2º A capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado será distribuída, entre todos os Carregadores, proporcionalmente às suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas nas Instalações de Transporte envolvidas.

§3º Se Carregadores estiverem movimentando Gás abaixo de suas respectivas Capacidades Contratadas Mínimas, o Transportador alocará ao Terceiro Interessado, inicialmente, a soma das diferenças entre tais capacidades e os volumes diários efetivamente movimentados para estes Carregadores e de forma proporcional a tais diferenças, sendo que:

I - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for menor ou igual à mencionada soma das diferenças, o percentual de 90% (noventa por cento) da receita, descontados os impostos, a ser pago por aquele ao Transportador, será repassado aos Carregadores, segundo um rateio com o mesmo critério de proporcionalidade;

II - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for maior que a mencionada soma das diferenças, o mesmo critério de repasse estabelecido no inciso anterior será mantido, multiplicando-se apenas a receita a ser repassada pela divisão entre a referida soma e a capacidade pretendida.

Art. 8º Caso o Transportador tencione transportar um produto que possa alterar a especificação do Gás de outros Carregadores, esse informará, aos referidos Carregadores, sua intenção, incluindo as especificações técnicas de tal produto, com uma antecedência mínima de 30 (trinta) dias da data prevista para o início do novo transporte.

§1º Caso não haja manifestação dos Carregadores no prazo de até 15 (quinze) dias contados da data de recebimento da informação do Transportador, este poderá firmar o novo Contrato.

§2º A qualidade do Gás entregue pelo Carregador ao Transportador no Ponto de Recepção será de responsabilidade do Carregador, e no Ponto de Entrega, esta responsabilidade será do Transportador.

Art. 9º 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.

§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.

§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.

Art. 10 As tarifas negociadas entre os Transportadores e Carregadores, incluídas nos contratos de transporte, deverão:

I - refletir as modalidades de Transporte Firme, não Firme ou outras, com características especiais, bem como o prazo de sua duração;

II - considerar o volume a ser transportado;

III - considerar as distâncias existentes entre os Pontos de Recepção e Entrega;

IV - considerar a carga tributária e suas eventuais modificações;

V - não ser discriminatórias, não incorporar custos atribuíveis a outros Carregadores, nem incorporar subsídios;

VI - considerar os custos de operação e manutenção, bem como uma adequada remuneração do investimento.

Art. 11 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.

§1º Caso o contrato de transporte totalize capacidade superior à soma dos volumes diários constantes nos contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, esta diferença será considerada Capacidade Disponível.

§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.

§3º Os Carregadores já em atividade na data da publicação da presente Portaria terão prazo de 1 (um) ano, contado da mesma data, para adaptar-se ao estabelecido por este artigo.

Art. 12 O Transportador prestará o serviço de transporte, nos termos de sua Autorização de Operação concedida pela ANP, respeitando as seguintes obrigações específicas:

I - não comprar ou vender Gás, com exceção dos volumes necessários ao seu Consumo Próprio;

II - remeter à ANP, até 31 de julho de cada ano, os dados relativos aos volumes de Gás transportados no primeiro semestre do ano em curso e, até 31 de janeiro de cada ano, os mesmos dados referentes ao segundo semestre do ano anterior;

III - fornecer, a qualquer tempo, as informações requeridas pela ANP, no prazo que esta determinar.

Art. 13 Os Pontos de Recepção e Entrega serão acordados entre as partes envolvidas na produção, transporte, distribuição e utilização do gás.

Art. 14 A ANP deliberará, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, sobre quaisquer controvérsias surgidas em relação ao disposto na presente Portaria, e trazidas à consideração da Agência pelos Transportadores, Carregadores ou Terceiros Interessados, garantido o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas a sessões deliberativas quando a ANP julgar conveniente.

Art. 15 As infrações ao disposto nesta Portaria serão puníveis de acordo com as sanções administrativas previstas na legislação aplicável.

Art. 16 Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

Publicado no DOU de 27/11/98

ANEXO 2

Gasoduto Brasil-Bolívia

Capacidades Contratadas (MM m³/dia)

Ano	Contrato de Transporte	Contrato de Venda PBR / Distribuidoras	MS	SP	PR	SC	RS	Total Contratado	Volumes Não Contratados
0 1999	2,2	4	0	4	0	0	0	4	
1 2000	15,1	8,7	0,1	4,6	1	1,8	1,2	8,7	6,4
2 2001	22,3	11,68	2,15	5,2	1,1	1,9	1,38	11,68	10,62
3 2002	23,4	15,11	4,75	5,76	1,2	1,9	1,5	15,11	8,29
4 2003	24,6	16,08	4,85	6,35	1,3	2	1,58	16,08	8,52
5 2004	25,7	20,03	7,95	6,93	1,5	2,1	1,65	20,03	5,67
6 2005	26,9	21,07	8,05	7,52	1,6	2,2	1,75	21,07	5,83
7 2006	28	22,1	8,2	8,1	1,8	2,2	1,85	22,1	5,9
8 2007	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
9 2008	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
10 2009	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
11 2010	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
12 2011	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
13 2012	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
14 2013	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
15 2014	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
16 2015	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
17 2016	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
18 2017	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
19 2018	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63
20 2019	30,08	22,45	8,2	8,1	1,9	2,3	1,95	22,45	7,63

ANEXO 2A

Gasoduto Brasil-Bolívia		Momento de Transporte (10 ⁹ m ³ /ano.km)							
	Ano	MS	SP	PR	SC	RS	Extra (SP)	Total	Total 2
0	1999	0	1982,7	0	0	0	0	1982,68	1982,68
1	2000	13,505	2280,1	628,53	1310,7	1061,3	3172,288	5294,106	8466,394
2	2001	290,36	2577,5	691,38	1347,1	1220,5	5264,0154	6126,81335	11390,82875
3	2002	641,49	2855,1	754,24	1383,5	1326,6	4109,1043	6960,9077	11070,012
4	2003	654,99	3147,5	817,09	1456,4	1397,3	4223,1084	7473,2801	11696,3885
5	2004	1073,6	3435	911,37	1492,8	1459,3	2810,4489	8372,0196	11182,4685
6	2005	1087,2	3727,4	1005,6	1565,6	1547,7	2889,7561	8933,5064	11823,2625
7	2006	1107,4	4014,9	1099,9	1602	1636,1	2924,453	9460,38025	12384,83325
8	2007	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
9	2008	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
10	2009	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
11	2010	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
12	2011	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
13	2012	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
14	2013	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
15	2014	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
16	2015	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
17	2016	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
18	2017	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
19	2018	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885
20	2019	1107,4	4014,9	1194,2	1674,8	1724,6	3781,9621	9715,91675	13497,87885

ANEXO B

Modelo de Cálculo da Tarifa pelo Método do Fluxo de Caixa Descontado

	Unidade	Fórmula	0	1	2	3	4	17	18	19	20
Custo de Investime	MMU\$	$Ci = \text{valor atual ativos}$	1.716,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de O&M	MMU\$	O&M	-	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48
Imp1 (IR+Cont.Soc)	MMU\$	$Imp1 = 33\% * (Rec - Df - O\&M)$	-	45,71	87,71	83,10	92,09	176,29	176,29	176,29	176,29
Imp2 (Pis + Cofins)	MMU\$	$Imp2 = 3,65\% * (Rec)$	-	13,05	17,56	17,06	18,03	20,80	20,80	20,80	20,80
Saídas de Caixa	MMU\$	$Saídas = Ci + O\&M + Imp1 + Imp2$	1.716,00	281,84	328,35	323,24	333,20	248,58	248,58	248,58	248,58
Momento Transport	10 ⁹ m ³ /ano . Km	MT	-	8.466	11.391	11.070	11.696	13.497	13.497	13.497	13.497
Receita	MMU\$	$Rec = TAR * MT$	-	357,52	481,05	467,49	483,93	569,98	569,98	569,98	569,98
Fluxo de Caixa Líq	MMU\$	FC	(1.716)	76	153	144	161	321	321	321	321
VPL	MMU\$	$VPL(FC) @ \text{taxa de retorno}$	-								
TIR	%	TIR(FC)	10%								
Tarifa	US\$/mil m³.km	$TAR \text{ tal que } VPL(FC) = 0$	0,0422								
Depreciação Fiscal	MMU\$	$Df = 10\% de Ci$		171,60	171,60	171,60	171,60				

Validade do Cálculo:
OK

ANEXO 4

Modelo de Cálculo da Tarifa pelo Método do Fluxo de Caixa Descontado

	Unidade	Fórmula	0	1	2	3	4	5	18	19	20
Custo de Investimento	MM US\$	CI = valor atual ativos	1.716,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de O&M	MM US\$	O&M	-	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48	51,48
Imp1 (IR + Cont.Soc.)	MM US\$	Imp1 = 33% * (Rec - Df - O&M)		97,17	97,17	97,17	97,17	97,17	155,51	155,51	155,51
Imp2 (Pis + Cofins)	MM US\$	Imp2 = 3,65% * (Rec)		18,57	18,57	18,57	18,57	18,57	18,57	18,57	18,57
Saídas de Caixa	MM US\$	Saídas = CI + O&M + Imp1 + Imp2	1.716,00	338,82	338,82	338,82	338,82	338,82	225,57	225,57	225,57
Momento Transporte	10 ⁹ m ³ /ano . Km	MT	-	11	11	11	11	11	11	11	11
Receita	MM US\$	Rec = TAR * MT		508,87	508,87	508,87	508,87	508,87	508,87	508,87	508,87
Fluxo de Caixa Líquido	MM US\$	FC	(1.716)	170	170	170	170	170	283	283	283
VPL	MM US\$	VPL(FC) @ taxa de retorno	-								
TIR	%	TIR (FC)	10%								
Tarifa	US\$(mil m³)	TAR, tal que VPL (FC) = 0	46,2607								
							Validade do Cálculo: OK				
Depreciação Fiscal	MM US\$	Df = 10% de CI		171,60	171,60	171,60	171,60	171,60			

Bibliografia

- ABEL, Andrew B. Consumption and Investment. In: Friedman, Benjamin e Hahn, Frank (eds). Handbook of monetary economics. New York: North-Holland, 1990.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 1999, *Anuário Estatístico*
- ALVEAR, Carmen, ALMEIDA, Edmar, *Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil, Relatório 5*, IAE, UFRJ, Dezembro, 1999
- ARAÚJO, Lizardo, R.H. *Regulação de Monopólio e Mercados: Questões Básicas*. /Apresentado no I Seminário Nacional – Núcleo de Economia da infra-estrutura, Rio de Janeiro, Julho, 1997
- ARNDT, R. Risk allocation in Melbourne City Link Project. *The Journal of Project*
- Arthur Andersen Consulting , Review of the tariff structure for access to the Natural gas Network – Ireland [online] Disponível: [http:// www.irlgov.ie](http://www.irlgov.ie),1999
- Banco Chase Manhattan, Natural Gas, *Industry Report*, 1999
- BARLOW, Connie, Coal Gasification in the 19th Century and the Origins of the Gas-Distribution Business. In: Tussing, A., Tipee, B. *The Natural Gas Industry*, 2nd ed. USA, Pennwell Books, Cap 2 p.59-79 1995
- BARLOW, Connie, TUSSING, Arlon From Manufactured to Natural Gas Emergence of the Gas-Transmission Industry In: Tussing, A., Tipee, B. *The Natural Gas Industry*, 2nd ed. USA, Pennwell Books, Cap 3 p.79-124, 1995
- BESSADA, Octavio, *O mercado Futuro e de Opções*, Rio de Janeiro, Editora Record, 1994
- BNDES, Gás Natural, Reservas, Produção e Consumo, *Cadernos de Infra-estrutura 4*, 1997
- BP Statistical Review of World Energy*, 1999
- BREALEY, Richard A. e Myers, Stewart C. *Principles of corporate finance*. New York: McGraw-Hill. 1992.
- CLARK, N. Governments Market and Gas, in: Reconstitution the Natural Gas Industry from Wellhead to Burnertip, *Energy Law Journal*, Vol 9, no. 1, p.1-57, 1984 BARLOW, Connie, Coal Gasification in the 19th Century and the Origins of the Gas-Distribution Business. In: Tussing, A., Tipee, B. *The Natural Gas Industry*, 2nd ed. USA, Pennwell Books, Cap 2 p.59-79 1995
- Dutra, Luís Eduardo, D. *A Oferta de Gás Natural no Brasil*, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, ANP, 2000 /Prelo/
- Energy Information Administration (EIA), *World Energy Projection System*, 1999

- FARINA, Elizabeth M. M., AZEVEDO, Paulo F. de e PICCHETTI, Paulo. A reestruturação dos setores de infra-estrutura e a definição dos marcos regulatórios: princípios gerais, características e problemas IN: REZENDE, Fernando e PAULA, Thomás Bruginski, coord. *Infra-estrutura perspectivas de reorganização; regulação*. Brasília: IPEA, 1997. p.43-80.
- Federal Energy Regulatory Commission, Procedures for Processing Market-Based Rate Proposals, FERC, Washington, 1999
- FIANI, Ronaldo. Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras. 36p. (mimeo). Finance. Fall 1998
- GANS, Joshua, S. e WILLINS, Philip, L. Efficient Investment Pricing Rules and Access Regulation, Melbourne Business School, University of Melbourne, 1998
- GANS, Joshua, S. Regulating Private Infrastructure Investment: Optimal Pricing for Access to Essential Facilities, Melbourne Business School, University of Melbourne, 1999
- GAZETA MERCANTIL, *Análise Setorial. O mercado de Gás*, São Paulo, 1998
- GUERRA, Hélio N. *Opções reais como instrumento para a regulação econômica dos sistemas elétricos isolados da Amazônia*, 2000
- JURIS, Andrej, Competition in the natural gas industry, in: *Natural Gas – Private Sector Participation and Market Development*, World Bank, p. 39-45, Março, 1999
- MAISONNIER, Guy, *Natural Gas & Deregulation*, CEDIGAZ, França, 2000
- MANSELL, Robert, L. e CHURCH, Jeffrey, R. *Traditional and incentive regulation – Application to natural gas pipelines in Canada*, The Van Horne Institute for International Transportation and Regulatory Affairs, Canada, 1995
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, *Balanco Energético Nacional*, 1998
- OECD, *Natural Gas Transportation – Organisation and Regulation*, International Energy Agency, 1994
- PHB Hagler Baily Ltd, *Gas Carriage and Third Part Transmission Tariff in Europe*. A Report for NV Nederlandse Gasunie, Netherlands, 1999
- PICCININI, Maurício. S. e PIRES, José Claudio L.. A regulação dos Setores de Infra-estrutura no Brasil, Textos para Discussão do BNDES, No 64, 1998
- PINTO Jr., Helder Q. e SILVEIRA, Joyce P. *Aspectos teóricos de Regulação econômica: controle de preços*. Rio de Janeiro: 1999. 25p. (Nota Técnica nº 009 – Agência Nacional de Petróleo)

- PIRES, José Claudio L. e GIAMBIAGI, Fábio *Retorno dos novos investimentos privados em contextos de incerteza: uma proposta de mudança do mecanismo de concessão de rodovias no Brasil*. Textos para Discussão do BNDES, Nº 81, 1999
- PIRES, José Cláudio Linhares e PICCININI, Maurício Serrão. Modelos de regulação tarifária do setor elétrico. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v.
- PRACTICAL NATURAL GAS MARKETING COURSE, Federal Regulation Of The Natural Gas Industry, , Albuquerque, New Mexico, 1994
- RIGOLON, Francisco Z. *Opções reais e análise de projetos*. Textos para Discussão do BNDES, NO. 66, 1999
- SAPPINGTON, David. Optimal regulation of a multiproduct monopoly with unknown technological capabilities. *Bell Journal of Economics*, v.14, n. 2, p. 453-463, 1983.
- TUSSING, A., TIPEE, B., Ed. *The Natural Gas Industry*, 2nd ed. USA, Pennwell Books, 1995
- VICKERS, John. *Concepts of competition*. Oxford: Clarendon, 1994. .
- VISCUSI, W. Kip; VERNON, John & HARRINGTON JR, Joseph E. *Economics regulation and antitrust*. 2.ed. Cambridge; London: MIT, 890p.