

MODELO DE TRANSPORTE EM REDE COM RESTRIÇÕES DE CAPACIDADE:
ESTUDO DE ALTERNATIVAS NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DO GASODUTO BOLÍVIA
BRASIL

Patrícia Mannarino Silva

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO
ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D

Prof. Regis da Rocha Motta, Ph.D

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2004

SILVA, PATRÍCIA MANNARINO

Modelo de Transporte em Rede com Restrições de Capacidade: Estudo de Alternativas na Área de Influência do Gasoduto Bolívia Brasil [Rio de Janeiro] 2004

XXII, 125 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2004)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

1. Comercialização de gás natural
 2. Gasoduto
 3. Modelo de redes com restrições de capacidade
 4. Programação Linear
- I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Aos meus pais, Antenor e Ivone, meus maiores incentivadores,
e ao Eduardo, com quem pude compartilhar este desafio.
Com Amor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Professor Guido, sempre acessível e disposto a esclarecer minhas dúvidas, por sua valiosa colaboração e pelos conhecimentos compartilhados.

Aos professores do PPE, que contribuíram com sua experiência para minha formação, e que me revelaram como a energia, o meio ambiente e o planejamento são essenciais para o sucesso de um país.

Aos colegas do PPE, especialmente à Juliana e à Amanda, companheiras nos estudos. E também ao Augusto, por seu interesse pelo bom andamento do meu trabalho.

Aos funcionários do PPE, especialmente à Sandrinha e às bibliotecárias Monica, Rita e Vanessa.

Aos colegas da TBG, Mario, Cris e Erick, que esclareceram várias dúvidas relacionadas ao transporte de gás.

Aos funcionários da ANP - alguns também colegas do PPE – Luciana Nunes, Joyce Silveira, Melissa Mathias e Felipe Dias, pelas informações e colaboração.

Ao pesquisador Giovani, pelas valiosas dicas.

À Profa. Belkis Valdman e aos pesquisadores e colaboradores do LADEQ/Escola de Química, com quem aprendi o valor da pesquisa e da criatividade.

À minha família e amigos do coração que sempre se interessaram em conhecer a minha pesquisa.

À ANP, pelo apoio financeiro através do seu Programa de Recursos Humanos, que permitiu a realização deste trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELO DE TRANSPORTE EM REDE COM RESTRIÇÕES DE CAPACIDADE:
ESTUDO DE ALTERNATIVAS NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DO GASODUTO BOLÍVIA
BRASIL

Patrícia Mannarino Silva

Março/2004

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho apresenta uma revisão das reformas internacionais no Setor de Gás Natural, destacando o exemplo dos Estados Unidos, da Inglaterra e da Argentina. É descrito o contexto atual deste setor no Brasil, destacando a infra-estrutura, a regulação e a formulação tarifária. É apresentado o potencial de integração do transporte dutoviário do gás no Cone Sul, enfatizando o comércio entre o Brasil, a Bolívia e a Argentina. É proposto um modelo de transporte em rede, com restrições de capacidade, para determinação do custo mínimo de atendimento a um conjunto de mercados na área de influência do Gasoduto Bolívia Brasil, em função do preço no *city gate*. O modelo é resolvido numericamente, por Programação Linear, associada à aplicação de alternativas de tarifa e sentidos de fluxo.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

NETWORK TRANSPORTATION MODEL WITH CAPACITY RESTRICTIONS:
ALTERNATIVES STUDY FOR THE BOLIVIA BRASIL GAS PIPELINE INFLUENCE
AREA

Patrícia Mannarino Silva

March/2004

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning Programme

This work presents a review of the Natural Gas Sector international reforms, discussing the United States, England and Argentina examples. The present context of this sector in Brazil is presented, pointing out the infra-structure, the regulation and the tariff structure. The potential of the South Cone gas pipeline integration is presented, emphasizing the gas trade between Brazil and Bolivia as well as Brazil and Argentina. A network transportation model with capacity restrictions is proposed for the minimization of delivery costs, with relation to city gate prices, to a group of markets at the Bolivia Brazil Gas Pipeline influence area. The model is numerically solved, through Linear Programming, associated to the application of tariffs and flow direction alternatives.

ÍNDICE ANALÍTICO

1. INTRODUÇÃO	1
2. MECANISMOS DE ACESSO À INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL.....	5
2. 1. CARACTERIZAÇÃO DO TRANSPORTE DUTOVIÁRIO DE GÁS NATURAL COMO MONOPÓLIO NATURAL	5
2. 2. MECANISMOS DE ACESSO.....	10
2. 2. 1. <i>PRIORIDADE DE ACESSO</i>	13
3. A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NAS REFORMAS NO SETOR DE GÁS NATURAL	15
3. 1. A REFORMA NOS ESTADOS UNIDOS.....	17
3. 2. A REFORMA NA EUROPA.....	23
3. 2. 1. <i>O CASO BRITÂNICO</i>	26
3. 3. POTENCIAL DE COMERCIALIZAÇÃO NO CONE SUL	30
3. 3. 1. <i>INFRA-ESTRUTURA DE INTEGRAÇÃO</i>	35
3. 4. A REFORMA NA AMÉRICA DO SUL	39
3. 4. 1. <i>O CASO DA ARGENTINA</i>	40
4. O GÁS NATURAL NO BRASIL	47
4. 1. INFRA-ESTRUTURA DUTOVIÁRIA NACIONAL.....	47
4. 1. 1. <i>EXPANSÃO DA MALHA DE GASODUTOS</i>	51
4. 2. COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	52
4. 2. 1. <i>CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO</i>	52
4. 2. 2. <i>ASPECTOS REGULATÓRIOS</i>	55
4. 2. 3. <i>FORMULAÇÃO TARIFÁRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL</i>	58
5. MODELAGEM DO PROBLEMA.....	66
5. 1. MODELOS APLICÁVEIS À COMERCIALIZAÇÃO DUTOVIÁRIA.....	66
5. 1. 1. <i>O MODELO DE TRANSPORTE EM REDE COM RESTRIÇÕES DE CAPACIDADE</i>	68
5. 2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	68
5. 2. 1. <i>CONSIDERAÇÕES</i>	69
5. 2. 2. <i>VARIÁVEIS ENVOLVIDAS NA TOMADA DE DECISÃO</i>	69
5. 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	88
5. 3. 1. <i>SOLUÇÕES INVIÁVEIS</i>	93
5. 3. 2. <i>ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA CENÁRIOS DE DEMANDA FUTURA</i> ...	95
6. COMENTÁRIOS FINAIS	99
6. 1. CONCLUSÕES	99

6. 2. CONSIDERAÇÕES SOBRE O MODELO E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	102
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	104
ANEXO I. METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DAS DEMANDAS PARA CADA MERCADO PRE-ESTABELECIDO PARA O MODELO	109
ANEXO II. METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DOS PREÇOS NO <i>CITY GATE</i> PARA TARIFA POSTAL E ZONAL	116
ANEXO III. FORMATAÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA DE ACORDO COM AS ALTERNATIVAS SELECIONADAS	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1. Relação entre capacidade e utilização.....	12
Figura 3-1. Principais corredores de transporte de gás natural nos EUA e Canadá....	18
Figura 3-2. Modo de organização da indústria de gás natural nos Estados Unidos. ...	21
Figura 3-3. Reservas de gás natural na América do Sul (1º de janeiro de 2002) e produção (2001)	31
Figura 3-4. Gasodutos existentes e previstos para o Cone Sul	36
Figura 3-5. Comércio entre países no Cone Sul, em bilhões de m ³ /ano, 1991 – 2001	37
Figura 3-6. Modo de organização da indústria de gás natural na Argentina	45
Figura 4-1. Rede de gasodutos de transporte e distribuidoras locais	49
Figura 4-2. Evolução da malha de gasodutos, 1958-2002	49
Figura 4-3. Fluxograma de comercialização do gás natural no Brasil.....	53
Figura 4-4. Identificação das etapas da comercialização do gás em que o contrato de transporte está presente.....	54
Figura 5-1. Esquematização do sistema de gasodutos considerados no estudo.....	70
Figura 5-2. Representação do sistema de gasodutos do estudo, destacado pela linha pontilhada.	71
Figura 5-3. Gasoduto Bolívia-Brasil.....	71
Figura 5-4. Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre.	72
Figura 5-5. Gasoduto Aldea Brasileira-Uruguaiana.....	73
Figura 5-6. Sistema de gasodutos da TGN.	74
Figura 5-7. Gasoduto Yacuiba – Rio Grande.	76
Figura 5-8. Localização das reservas no Cone Sul, destacando as Bacias Noroeste e Neuquina (Argentina).	80
Figura 5-9. Figura do GASBOL onde se identificam os pontos de mudança da capacidade de transporte do duto.	82
Figura 5-10. Esquematização das combinações possíveis entre os sentidos dos fluxos nos gasodutos.	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1. Preço do gás natural para o mercado doméstico, em US\$ /10 ⁷ kcal.	24
Tabela 3-2. Preço do gás natural para a indústria em US\$ /10 ⁷ kcal	24
Tabela 3-3. Evolução das Tarifas de Transporte (Firme) para a Grande Buenos Aires, em US\$/m ³ e US\$/1000 m ³	43
Tabela 4-1. Dutos de transporte de gás natural de produção nacional, até 2002.....	47
Tabela 4-2. Dutos de transporte de gás natural importado, até 2002.	48
Tabela 4-3. Empreendimentos sob análise da ANP para concessão de autorização..	48
Tabela 4-4. Comparação entre metodologias tarifárias.....	62
Tabela 4-5. Exemplos de Tarifas de Transporte para Gasodutos de Alta Pressão ¹ ...	63
Tabela 4-6. Parcelas Referenciais de transporte publicadas na Portaria ANP 108/2000.	64
Tabela 5-1. Características do Sistema de Gasodutos	77
Tabela 5-2. Reservas provadas e produção por país, em 2002.....	79
Tabela 5-3. Projeções de demanda por distribuidora de gás natural.	81
Tabela 5-4. Definição dos mercados adotados para as simulações com o modelo.....	82
Tabela 5-5. Projeções de demanda agrupadas por mercado, inclusive consumo da PETROBRAS	83
Tabela 5-6. Possíveis combinações de sentido de fluxo nos gasodutos.	84
Tabela 5-7. Preço do gás no <i>city gate</i> considerando a Tarifa Postal, em US\$/m ³ , em 2003 (conforme ANEXO II).....	86
Tabela 5-8. Tarifas zonais proposta pela TBG para o concurso aberto de expansão do GASBOL.....	86
Tabela 5-9. Preço do gás no <i>city gate</i> considerando a Tarifa Zonal, em US\$/m ³ , em 2003.....	87
Tabela 5-10. Resultados para o ano de 2003, em MMm ³ para os fluxos e em 10 ⁶ US\$ para a função objetivo.	89
Tabela 5-11. Soluções não ótimas das alternativas III, VI e VIII, para o ano de 2003, em MMm ³ para os fluxos e em 10 ⁶ US\$ para a função objetivo.	90
Tabela 5-12. Comportamento do modelo em relação às restrições de capacidade (capacidade disponível), em MMm ³ , para o ano de 2003.	91
Tabela 5-13. Solução ótima resultante das alternativas CASO II e CASO IV – Tarifa Zonal.....	92
Tabela 5-14. Quadro resumo dos mercados possíveis em cada alternativa ótima.....	93
Tabela 5-15. Solução dual das alternativas.....	94

Tabela 5-16. Nova solução ótima resultante da alternativa modificada CASO VI – Tarifa Postal	95
Tabela 5-17. Projeções de demanda agrupadas por mercado, inclusive consumo da PETROBRAS	96
Tabela 5-18. Análise de sensibilidade para a Demanda.	96
Tabela 5-19. Soluções ótimas para o CASO II – Tarifa Zonal.....	97
Tabela I-1. Definição dos mercados adotados para as simulações com o modelo....	109
Tabela I-2. Determinação do percentual da demanda das concessionária destinado a cada mercado definido.	111
Tabela I-3. Demanda projetada por distribuidora, em MMm ³	112
Tabela I-4. Demanda projetada (estimada) por distribuidora, em MMm ³	113
Tabela I-5. Demanda projetada (estimada) para a PETROBRAS, em MMm ³	114
Tabela I-6. Projeções de demanda por distribuidora de gás natural e para a PETROBRAS.	114
Tabela I-7. Projeções de demanda agrupadas por mercado	115
Tabela II-1. Preço do gás no <i>city gate</i> considerando a Tarifa Postal, em US\$/m ³ , em 2003 – Detalhamento das parcelas.....	117
Tabela II-2. Tarifas zonais conforme proposta da TBG [2002].....	118
Tabela II-3. Preço do gás no <i>city gate</i> considerando a Tarifa Zonal, em US\$/m ³ , em 2003.....	118
Tabela III-1. Restrições de demanda (DMD), conforme calculadas no ANEXO I, em MMm ³ /ano.	121
Tabela III-2. Restrições de oferta (OFT), em MMm ³ /ano.....	121
Tabela III-3. Restrições de Capacidade (K), em MMm ³ /ano	121
Tabela III-4. Preço do gás natural no <i>city gate</i> , para o CASO II, conforme ANEXO II, em US\$/m ³	122
Tabela III-5. Preço do gás natural no <i>city gate</i> , para o CASO III, conforme ANEXO II, em US\$/m ³	122
Tabela III-6. Preço do gás natural no <i>city gate</i> , conforme para o CASO IV, conforme ANEXO II, em US\$/m ³	123
Tabela III-7. Preço do gás natural no <i>city gate</i> , conforme para o CASO VI, conforme ANEXO II, em US\$/m ³	123
Tabela III-8. Preço do gás natural no <i>city gate</i> , conforme para o CASO VIII, conforme ANEXO II, em US\$/m ³	124

ABREVIATURAS

ANP: Agência Nacional do Petróleo

BG : British Gas

BGE : British Gas Energy

COMGÁS: Companhia de Gás de São Paulo

COMPAGÁS: Companhia Paranaense de Gás

GN: gás natural

GdE: Gas del Estado

GASBOL: Gasoduto Bolívia Brasil

GASYRG: Gasoduto Yacuiba – Rio Grande

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas

MF: Ministério da Fazenda

MMC: Monopolies and Mergers Commision

MME: Ministério de Minas e Energia

OCDE/OECD: Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico /
Organizaton for Economic and Cooperation Development

OFGAS: Office of Gas

OFT: Office of Fair Trading

PETROBRAS: Petróleo Brasileiro S.A

SCGÁS: Companhia de Gás de Santa Catarina

SUPERHID: Superintendencia de Hidrocarburos

TBG: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil

TSB: Transportadora Sul Brasileira

YPF: Yacimientos Petroliferos Fiscales

YABOG: Gasoduto Yacuiba- Rio Grande

UNIDADES:

BTU: British Thermal Unit

MMBTU: milhões de BTU (embora não esteja no padrão do Sistema Internacional, é o jargão utilizado no setor de gás natural)

MMm³ : milhões de m³ (idem)

Tep: tonelada equivalente de petróleo

1. INTRODUÇÃO

O gás natural, até a década de 90, era considerado no Brasil como um energético de pouco interesse comercial. A localização de reservas de gás sempre foi desprezada, considerada quase um fracasso da atividade de exploração do petróleo. Porém, mesmo em reservas ricas em petróleo, o gás natural sempre está presente. Assim, ao produzir petróleo, é inevitável a produção de gás (chamado gás associado). Por muito tempo este gás foi simplesmente separado do petróleo e queimado em *flares*¹, nas próprias plataformas. Embora esta queima ainda ocorra, sua intensidade vem sendo reduzida progressivamente².

Ao redor do mundo, o gás natural encontrou uma posição mais nobre nas matrizes energéticas dos países, desde a segunda metade do século XX. À exceção dos EUA, pioneiro nesta indústria, a Segunda Guerra Mundial e os choques do petróleo alavancaram o desenvolvimento do mercado de gás, principalmente em países europeus. Não muito longe daqui, a Argentina tem hoje o mercado mais maduro de gás da América do Sul. Já no Brasil, a inexistência de um mercado residencial para calefação, e a abundância de recursos hídricos para geração de energia elétrica, mantiveram o uso do gás adormecido. A própria política de incentivo governamental, na década de 70, para o uso da energia elétrica abundante para fins térmicos, contribuiu para este cenário. Porém, a crise energética recente levou o Governo a repensar a matriz energética nacional.

Assim, foi criado em 1999 um programa de incentivo do governo federal, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), para aumentar a participação da energia termelétrica na matriz energética e evitar a dependência das chuvas. No entanto, a normalização dos níveis dos reservatórios, associada à indefinição regulatória no setor e aos altos preços do gás importado da Bolívia, não permitiram o avanço do programa.

Entretanto o projeto de uma indústria para o gás natural não foi abandonado. Uma razão para isso pode ser o apelo ambiental que este energético possui. Sua queima é considerada “limpa”, pois não produz partículas sólidas nem cinzas, além de emitir óxidos de nitrogênio a taxas inferiores às do carvão e do petróleo, e praticamente não emitir dióxido de enxofre. Já com relação aos gases do efeito estufa, ele não é a

¹ *Flare* = tocha para queima de gases residuais.

² É o caso, por exemplo, da Usina Termelétrica Macaé Merchant, que opera a fim de dar proveito a parte do gás gerado na Bacia de Campos.

alternativa ideal. Embora sua combustão tenha emissões de dióxido de carbono bem inferiores às do petróleo e do carvão, o que preocupa é a presença predominante do metano em sua composição (acima de 90%). Neste caso, a contribuição para o efeito estufa está associada a eventuais vazamentos do produto (de proporções acidentais, ou associados à operação trivial de transporte e distribuição).

Mas, no momento, talvez o maior apelo para o desenvolvimento de um mercado para o gás seja a existência do Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL), com capacidade para transportar até 30 MMm³/dia. E, mais recentemente, a descoberta de uma reserva gigante na Bacia de Santos (aproximadamente 419 bilhões de m³).

No entanto, o desenvolvimento do mercado esbarra na escassez de infra-estrutura para transporte e distribuição do produto, além das questões de regulamentação. De fato, a situação que se apresenta é um dilema no qual o mercado não se desenvolve porque o produto não está disponível, e o produto não está disponível pois os investidores não se arriscam em construir a infra-estrutura de transporte porque não há garantia de mercado. Recentemente, a PETROBRAS parece ter assumido a dianteira na busca de uma solução para este desafio, lançando um programa de massificação do uso do gás, que pretende estimular o uso veicular, industrial e residencial do insumo, em detrimento do uso termelétrico inicialmente proposto. Além de investir na construção de gasodutos, a empresa vem estudando a alternativa de transporte em carretas com cilindros de gás comprimido, o que permitiria fomentar o mercado para o produto antes da chegada da rede dutoviária. Neste ponto, há que se levantar duas questões: i) os volumes de consumo a serem alcançados poderiam não ser suficientes para viabilizar a exploração e produção do gás e ii) o transporte em carretas só é economicamente viável até uma distância limitada, ao contrário dos gasodutos; portanto, deve ser sempre sucedido pela chegada da rede de distribuição, permitindo um avanço progressivo do raio de alcance das carretas.

Outra aplicação para o gás natural, que vem sendo discutida recentemente, é a sua transformação em derivados de petróleo através de processos *Gas to Liquids*. Este é o uso de maior valor agregado que o insumo poderia ter, permitindo a substituição do uso do petróleo em diversos casos (produção de gasolina, diesel, etc). Esta pode ser uma alternativa vantajosa em vista dos crescentes aumentos de preço do petróleo, e da perspectiva de sua menor disponibilidade no futuro.

Esta dissertação propõe e resolve numericamente um problema de minimização do custo de atendimento de um conjunto de demandas a partir de um conjunto de ofertas, através de um modelo de transporte em rede com restrições de capacidade.

O primeiro capítulo discute as características da infra-estrutura de transporte dutoviário, considerada um monopólio natural, e os mecanismos de acesso à mesma, a fim de permitir a competição na comercialização do produto. O livre acesso à infra-estrutura de dutos é um tema que tem gerado polêmica, sendo visto como a base para o sucesso da abertura do downstream e da geração de preços atraentes e, por outro lado, podendo ser usado como instrumento de domínio de mercado. Também pode ser visto como uma fonte de recursos e garantia de mercado para novos investimentos. O sistema de livre acesso dutoviário no Brasil está em fase de implementação e suas regras espelham a experiência de outros países, como EUA e Inglaterra.

O segundo capítulo apresenta um histórico das reformas do setor de gás natural no âmbito internacional. Primeiramente, o caso americano, caracterizado por uma indústria pioneira, altamente competitiva, onde a história e a regulamentação permitiram o desenvolvimento de um mercado bem sucedido onde as negociações de acesso são livres. Em seguida, o histórico europeu, marcado pela forte intervenção governamental, ainda hoje presente. Destaca-se o caso britânico, pioneiro nas reformas no continente. Em seguida, é dado um panorama do potencial de comercialização do gás natural na América Latina, incluindo a apresentação da infra-estrutura atual e projetada de integração dutoviária, justificando-se a escolha da Argentina e da Bolívia no papel de importantes fornecedores para o mercado brasileiro. Apresenta-se, então a reforma Argentina, por seu pioneirismo e relevância na América Latina.

O terceiro capítulo, então, aborda o cenário nacional. Inicialmente, apresenta-se a infra-estrutura dutoviária atual e seus projetos de expansão. Em seguida, o contexto de comercialização do gás é apresentado, onde se fala das características do mercado (agentes, tipos de contrato), da regulação e da formulação da tarifa do gás natural.

O quarto capítulo discute a utilização de modelos para abordar o problema de distribuição de produtos em um sistema composto por pontos de oferta e demanda interligados em rede. Propõe-se, então, o modelo de transporte em redes com

restrições de capacidade a ser resolvido por Programação Linear. São caracterizadas as variáveis de entrada e saída do modelo e, ainda, o tratamento necessário para algumas variáveis de entrada . São definidas as alternativas adotadas para as simulações, que variam em função dos sentidos possíveis para o fluxo do gás e dos preços no *city gate*. Discutem-se, então, os resultados, obtidos por simulação.

Ao final, são apresentadas considerações sobre o modelo, sugestões de trabalhos futuros e conclusões.

2. MECANISMOS DE ACESSO À INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

2.1. CARACTERIZAÇÃO DO TRANSPORTE DUTOVIÁRIO DE GÁS NATURAL COMO MONOPÓLIO NATURAL

De acordo com CECCHI *et al* [2001], o transporte de gás natural se caracteriza como uma indústria de infra-estrutura, pois não representa um fim em si mesmo, mas é essencial para o desenvolvimento de outras indústrias (geração de energia, geração de calor, processos de transformação *gas to liquids* - GTL, etc.). Pode-se dizer ainda que é uma indústria de infra-estrutura em rede, uma vez que é necessário interligar um ou mais pontos de fornecimento a vários pontos de consumo.

Os ativos de uma indústria de infra-estrutura são indivisíveis, uma vez que não adianta construir trechos de duto interrompidos, ou estações de compressão de gás fora do traçado do duto. E devem ser capazes de responder a oscilações de demanda que, no caso do gás natural, podem depender de variações climáticas, ou de ciclos industriais. Além disso, suas instalações devem estar preparadas para o crescimento da demanda a longo prazo, ou seja, devem ser superdimensionadas.

Dessas características, conclui-se que o custo de implantação de uma indústria de infra-estrutura é muito elevado, e este grande investimento inicial tem um tempo de retorno bastante longo. Por outro lado, seu custo operacional é relativamente baixo. Ou seja, geralmente tem-se um custo fixo inicial muito alto e inversamente proporcional ao custo marginal de produção (custo de fornecimento de mais um metro cúbico de gás por cliente). Assim, pode-se dizer que este tipo de indústria se beneficia fortemente das economias de escala.

Nas atividades de infra-estrutura os rendimentos de escala não são decrescentes apenas inicialmente. Nestes mercados, a presença de uma só empresa se justifica. Na maior parte dos serviços de infra-estrutura, o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes³. Esses são os chamados “monopólios naturais”.

³ Isso significa que o custo médio de uma única firma operando no mercado é menor que o de duas ou mais firmas em operação no mesmo mercado.

De acordo com o que foi mencionado acima, a gestão das indústrias de infra-estrutura é totalmente diferente da dos demais setores da economia trazendo, com isto, algumas dificuldades, que podem ser chamadas de “falhas de mercado”.

Como os investimentos iniciais são muito elevados e o custo marginal de produção sempre decrescente (ou seja, rendimentos de escala sempre crescentes), a presença do monopólio se justifica do ponto de vista econômico. Assim, na ausência de concorrência, o comprador perde o poder de substituição de mercadoria e o fornecedor passa a ter completo domínio sobre a fixação do preço do serviço.

Além disso, nesta indústria, o custo marginal de produção se aproxima de zero com o aumento da quantidade. Assim, seguindo à risca a regra da concorrência perfeita, no curto e médio prazo o preço de venda da mercadoria não justificaria os investimentos. Conseqüentemente, seria difícil atrair o capital privado a investir nesse setor.

Pode-se ainda mencionar a dificuldade de uma empresa privada em se apropriar dos benefícios sociais gerados (externalidades positivas), em geral superiores aos benefícios econômicos dessa indústria.

Em vista das características técnicas e econômicas dessa indústria, são grandes as barreiras à entrada de novos investimentos. Se as economias de rede pelo lado do consumidor forem consideradas, essas barreiras são ainda maiores. Um consumidor dificilmente optaria por uma rede em implantação tendo a opção de se conectar a uma já existente, tendo em vista que o benefício em estar conectado aumenta com o aumento do número de conexões.

No setor de gás natural as dificuldades mencionadas são mais acentuadas, devido aos ativos requeridos e ao elevadíssimo custo de ruptura do fornecimento. Ao longo da cadeia de produção do gás natural (extração, processamento, estoque, transporte e distribuição) existe uma coordenação muito específica entre ativos altamente especializados, cujo valor econômico muitas vezes não se reproduz fora dessa cadeia. As economias de integração levam as empresas a verticalizarem as diferentes etapas da cadeia, tentando otimizar a utilização de seus ativos.

Por fim, na indústria de infra-estrutura deve-se destacar as economias de aprendizagem, que resultam da experiência de produção acumulada no tempo e têm o mesmo efeito sobre o custo marginal que as economias de escala. E este fenômeno

ocorre não só pelo lado da oferta, como também pelo lado da demanda. O consumidor (especialmente o industrial) adequa seus próprios processos à mercadoria, otimizando sua produção e atingindo níveis de satisfação cada vez maiores. Dessa forma, aumentam-se as barreiras à entrada, uma vez que o primeiro produtor a se estabelecer verá sua curva de aprendizagem se refletir na redução de seus custos de forma proibitiva à entrada da concorrência. E, do seu lado, os consumidores também se adaptarão a esse fornecedor, investindo em equipamentos, treinamento, etc.

Assim, existe um elevado grau de irreversibilidade na instalação e ampliação das infra-estruturas.

Segundo SCHWYTER [2001], é importante conceituar monopólio natural e a sua relação com o gás natural. O que caracteriza um monopólio natural é a existência de uma única empresa atendendo toda a demanda, com custos marginais decrescentes com o aumento da produção. Por outro lado, a entrada de um concorrente elevaria esses custos proporcionalmente ao aumento da oferta. Assim, fica desestimulado o surgimento da concorrência. A transmissão e a distribuição, tanto para a eletricidade como para o gás natural, são casos típicos de monopólios naturais.

A inexistência de um mercado maduro também pode ser associada ao conceito de monopólio natural. É o caso da atual estrutura de mercado do gás natural no Brasil, que ainda não possui um mercado suficientemente maduro, tanto em termos de demanda como em termos de fontes de suprimento, para que possa haver competição efetiva entre empresas distribuidoras. E sem competição dificilmente os consumidores terão preços e qualidade de serviço adequados.

É nesse contexto que se faz necessária a presença do regulador. Cabe ao regulador equilibrar o interesse público em obter produtos e serviços em condições seguras e adequadas, bem como a um preço razoável e que possa servir de estímulo para um apropriado retorno do investimento realizado pelos acionistas das companhias concessionárias.

Ainda segundo CECCHI *et al* [2001], apesar de potencializar ganhos associados à escala e à formação de redes, o monopólio sem a devida supervisão pode não atender às necessidades da sociedade e reduzir os impactos positivos gerados pelas indústrias de infra-estrutura.

Como forma de combate a essas falhas de mercado, costuma-se citar os exemplos dos Estados Unidos e da Europa. O primeiro optou por conceder as atividades de infra-estrutura à iniciativa privada e criou, em paralelo, uma expressiva estrutura regulatória para evitar condutas abusivas em prejuízo dos consumidores. Já os europeus optaram pela intervenção governamental direta e pela constituição de empresas estatais. Mas o agente externo com função tutelar, sob controle público, está presente em ambos os casos.

Particularmente no Brasil, onde há necessidade de pesados investimentos no setor de infra-estrutura, há uma tradição de presença governamental como agente financiador, empreendedor e gestor, através da criação de empresas estatais. No período do “Milagre Econômico” brasileiro, isso se justificou pelo caráter estratégico desse tipo de indústria, fomentando o desenvolvimento econômico-industrial. No entanto, a necessidade de reestruturação do setor de infra-estrutura e a escassez de recursos públicos gerou, em diversos países, um debate em torno do novo papel desejado para o governo, menos intervencionista. Buscou-se então introduzir a concorrência nos mercados, reduzindo barreiras à entrada institucionais e econômicas. Na Europa, a constituição de órgãos reguladores de serviços públicos seguiu o modelo estadunidense. Esses órgãos têm não só que garantir qualidade e preço dos serviços, mas têm que fazer isso num ambiente concorrencial. Assim, suas funções se tornaram bem mais complexas, uma vez que introduzir a concorrência nesse mercado significa não apenas retirar as barreiras à entrada, mas também enfraquecer o poder monopolista de empresas já estabelecidas.

No caso da indústria de gás natural, a atividade de transporte é o principal alvo de regulação, pois este segmento apresenta várias características de monopólio natural. Além de o montante de investimentos ser muito elevado, há notáveis benefícios de economias de integração, o que torna injustificável a construção de gasodutos concorrenciais em paralelo. Por isso, o princípio do livre acesso à capacidade ociosa de um gasoduto é peça chave na introdução da concorrência. O princípio do livre acesso está no fato de o proprietário da estrutura de transporte ser obrigado, pelo agente regulador, a disponibilizar a capacidade ociosa de seu duto a qualquer agente interessado, indiscriminadamente, mediante o recebimento de uma remuneração

justa⁴. Cabe ao agente regulador definir os procedimentos de divulgação e contratação das capacidades ociosas, bem como o controle do sistema tarifário do transporte.

Segundo SCHWYTER [2001], é *“...dentro desse contexto que giram atualmente as discussões em torno da questão do direito de livre acesso para os grandes consumidores de gás natural no Brasil. Embora reconhecendo a necessidade de amadurecimento do mercado, as associações de consumidores acreditam que poderiam desfrutar de redução de custos de energia, pois se eliminaria a intermediação das companhias distribuidoras, fazendo com que a negociação ocorresse de forma direta entre produtores e consumidores. Embora esse entendimento tenha respaldo por parte da ANP - Agência Nacional de Petróleo, o fato é que, conforme estabelecido na Constituição em vigor, cabe aos Estados regular essa questão, e estes não abrem mão da exclusividade do monopólio durante um razoável período de tempo, até por questões ligadas à desvalorização dos seus ativos, no caso, as empresas distribuidoras de gás natural.”*

Para KRAUSE e PINTO [1998] a aplicação dos instrumentos de regulação é bastante variada ao longo da cadeia do gás natural.

“No segmento de exploração, desenvolvimento e produção, o mercado se assemelha e está muito ligado ao mercado do petróleo. As unidades de processamento (separação de líquidos) se aproximam de refinarias. A partir deste ponto, o mercado e os instrumentos de regulação aplicáveis podem divergir consideravelmente. Nestes segmentos, o gás passa a operar segundo uma estrutura de rede, se aproximando de outros setores da economia (notadamente o de energia elétrica) no que tange sua regulação. Do lado do uso final, o GN enfrenta diversos produtos concorrentes, o que por se já representa um mecanismo de regulação, mas apresenta vantagens comparativas em relação aos produtos concorrentes(exceção feita à energia elétrica, onde a comparação se mostra mais complexa em suas diferentes variáveis) em diversos aspectos técnicos (características da combustão, pureza etc.) e ambientais.”

As especificidade da indústria do gás natural favoreceram por muito tempo o desenvolvimento de fortes barreiras à entrada. Assim, do pós-guerra até o início da

⁴ O conceito de capacidade ociosa está relacionado ao de prioridade de acesso, que será apresentado mais adiante.

década de 80, a indústria se estruturou verticalmente integrada, em monopólios públicos e baseada em contratos de fornecimento bilaterais de longo prazo.

2. 2. MECANISMOS DE ACESSO

Tão importante quanto a capacidade física de um gasoduto, é a estrutura contratual que governa o fluxo de gás pela rede e o acesso do carregador ao transporte. O contrato funciona como o acordo de serviço a ser prestado, com relação a quantidade, localização do recebimento e da entrega, e preço [EIA/DOE, 1998].

É importante definir alguns atores envolvidos no relacionamento de transporte dutoviário de gás:

- Transportador: é o responsável pela operação confiável e segura do duto, realizando o transporte de volumes de gás conforme nominação enviada pelo carregador. Não pode efetuar o papel de comercializador do gás. Consome parte do gás transportado em função de suas próprias operações.
- Carregador: pessoa jurídica que contrata do transportador o serviço de transporte de gás natural. Sua figura é representada, na maioria dos casos, pelo Comercializador, que é um intermediário entre o produtor e o grande consumidor ou a distribuidora local. Mas o carregador também pode ser o próprio consumidor (grande consumidor) que compra o gás diretamente do produtor e necessita do serviço de transporte.

O carregador pode contratar diversos tipos de transporte de serviços, incluindo o transporte firme e o interruptível. O tipo de serviço depende do propósito para o qual o gás será transportado. Por exemplo, para atender a fornecimentos residenciais ou comerciais, provavelmente os contratos serão do tipo firme ao contrário de para uma indústria, que tem maior flexibilidade para outros combustíveis.

O valor de um tipo particular de serviço de transporte para um carregador vai depender de onde e quando o mesmo está disponível, do custo e de como ele se adequa ao portfólio da empresa. A disponibilidade de cada tipo de serviço de transporte depende da capacidade física da rede, quanto dessa capacidade está reservada para os carregadores, dos termos e tipos de contratos ativos, e de quanto os contratantes efetivamente usam do sistema [EIA/DOE, 1998].

Deve-se observar que a maioria dos sistemas dutoviários manipula suas cargas através de uma série de pontos de recebimento e entrega, e que todo o gás recebido em um duto não entra necessariamente em um único ponto. E que, num mesmo dia, as entregas não são necessariamente máximas para todos os clientes.

Segundo o Departamento de Energia Norte-Americano (EIA/DOE), existem três formas de um carregador obter um serviço de transporte (características do livre acesso negociado, diferente do europeu):

- contratar um serviço de transporte firme: o carregador reserva uma quantidade específica da capacidade através de um contrato com a transportadora.
- contratar um serviço de transporte interruptível: a transportadora pode oferecer capacidade que não esteja comprometida pelo transporte firme ou que permaneça sem uso pelo contratante de capacidade firme. São contratos tipicamente curtos e mudanças nas condições de mercado afetam o tamanho e a disponibilidade do serviço interruptível.
- obter capacidade via mercado: um carregador com capacidade ociosa de transporte firme pode optar por negociá-la no mercado. Esta capacidade pode estar sujeita ou não a garantias, o que faz o serviço semelhante ao transporte firme ou interruptível, respectivamente.

A estimativa da capacidade disponível em um sistema de transporte deve considerar:

- a capacidade não contratada (sem contrato firme de transporte);
- a capacidade contratada (com contrato firme de transporte), não utilizada, oferecida pelo carregador no mercado; e
- a capacidade contratada (com contrato firme de transporte), não utilizada, não oferecida.

De acordo com a Figura 2-1, observa-se na coluna denominada por “Utilização”, que a capacidade disponível corresponde ao conjunto de quadros brancos denominados por “Não Contratada/Não Utilizada”, “Contratada/Oferecida/Não Utilizada” e “Contratada (Firme)/Não Utilizada”.

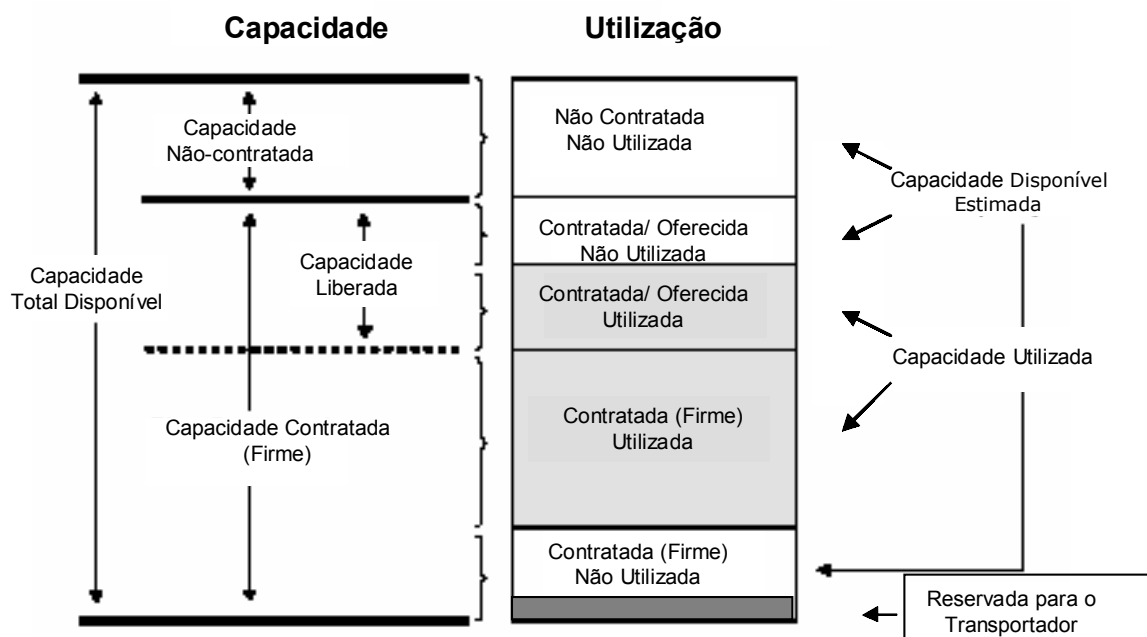


Figura 2-1. Relação entre capacidade e utilização.

FONTE: EIA/DOE[1998].

O carregador deve emitir uma nominação, onde informa a quantidade diária de gás que ele deseja receber, entregar, ou armazenar e também os pontos de recebimento e entrega. A nominação pode ser modificada mensal, diária ou intradiariamente, respeitando a quantidade máxima diária especificada em contrato. Esta nominação deve ser confirmada pelo transportador e qualquer ajuste necessário deve ser informado ao carregador [EIA/DOE, 1998]. Isto se torna mais importante à medida que aumenta o número de carregadores e a complexidade da malha de transporte.

É importante ressaltar também que o próprio transportador retém o controle de uma certa capacidade de seus sistemas para fins operacionais, como de estações de compressão, necessárias para manter as condições de transporte (pressão) ao longo do duto.

Para todos os tipos de carregadores, a quantidade média de capacidade sob contratos de longo prazo é muito maior do que sob contratos de curto prazo, refletindo o uso geral de alocação firme de capacidade para complementar cargas ou atender a demandas inesperadas.

As quantidades e as condições dos contratos de transporte firme dependem muito dos propósitos dos carregadores (utilidades elétricas, indústrias, distribuidoras locais, comercializadores) [EIA/DOE, 1998].

Algumas dessas categorias, embora possuam contratos de alocação firme, podem consumir o gás carregado por outras. É o caso das indústrias, que têm pouca capacidade contratada, mas têm contratos com comercializadores e distribuidoras locais.

2. 2. 1. PRIORIDADE DE ACESSO

Em princípio, a capacidade de transporte deve ser distribuída exclusivamente de acordo com a ordem de solicitação pelos carregadores. Não deve haver nenhum tipo de discriminação por parte do transportador.

Uma vez que um mercado de capacidade secundária exista, alguém que necessite urgentemente de capacidade de transporte poderia comprá-la de possuidores de capacidade que desejem vendê-la, a um maior preço. Por outro lado, pode haver a possibilidade para acordos de troca.

Um comportamento possível e economicamente eficiente consiste em estabelecer um sistema de auditoria para capacidade, em particular no caso de gargalos de transporte. O preço da capacidade seria definido pelo mercado. Onde a demanda é baixa, os preços tendem a serem baixos. Preços altos refletiriam restrições de capacidade e proporcionariam incentivos econômicos para a expansão de capacidade. Ainda assim, em circunstâncias específicas, a prioridade poderia ser dada a determinados consumidores, como companhias distribuidoras que não poderiam, de outra forma, atender a suas obrigações de serviço público, hospitais, etc. Deve-se então prever uma penalidade para casos de solicitação de capacidade urgente, de forma a incentivar medidas preventivas apropriadas.

No caso em que um país mantém companhias de gás e de dutos integradas, e aplique o sistema de acesso a terceiros negociado, o sistema de transporte é uma ferramenta estratégica e comercial. As companhias de gás irão continuar reservando para si a prioridade de uso de seu sistema (os quais elas construíram e nos quais investiram), a não ser que haja regulação. Isso lhes favorece estrategicamente ao lidar com os produtores, mas restringe a competição, sendo discriminatório. É provável que isso se

torne uma fonte de disputas, reduzindo a transparência de mercado de forma significativa. Isso deve ser evitado através de alguns mecanismos, por exemplo, estabelecendo regras para a recusa ao acesso com base em falta de capacidade (sendo necessária a definição estrita e clara de “falta de capacidade”). Isso reduziria de certa forma a liberdade de ação do proprietário do sistema de transporte, mas não o impediria de reservar formalmente capacidade futura (pagando à sua divisão ou subsidiária de transporte por isso)[IEA/OECD, 2000].

Nos EUA, os proprietários de dutos tentam se defender, argumentando que o livre acesso é a versão moderna da pirataria [SCHOTLAND, 1996]. Segundo eles, isso representa uma invasão física de propriedade e a redução do potencial de faturamento constitui uma apropriação indébita. Mas SCHOTLAND [1996] argumenta que o acesso não representa uma invasão permanente, sendo limitada e transitória e que embora se ofereça a oportunidade de obter uma receita justa, ela não é garantida. Os investidores em um negócio altamente regulado devem assumir o risco de mudanças na regulação, ou mesmo da desregulação. Mas a remuneração pelo uso dos dutos deve possibilitar a operação bem-sucedida do seu proprietário, sua integridade financeira e a compensação de riscos do investidor.

3. A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NAS REFORMAS NO SETOR DE GÁS NATURAL

No passado, na maioria dos países a indústria do gás estava sob controle do Estado. No *upstream* considerava-se que o monopólio estatal era um instrumento eficiente para gerenciar os recursos naturais e sua exploração, e a renda por eles gerada. No *downstream*, buscava-se garantir a prestação de serviços considerados essenciais à população. Desde o início, os mercados foram dominados por empresas verticalmente integradas devido às características da indústria: (i) elevados investimentos e longos tempos de retorno necessários, (ii) altos riscos técnicos e financeiros, e (iii) baixos retornos, associados à construção de redes de transporte e distribuição [IEA/OECD, 2003].

Nos anos 80, esse modelo entrou em decadência, tanto em países industrializados quanto em desenvolvimento, por diferentes razões. Nos países industrializados, a mudança foi associada a uma nova política econômica, dirigida pela globalização, calcada nas forças de mercado e numa menor intervenção estatal. As atividades comerciais deveriam ser deixadas para a iniciativa privada, enquanto o Estado assumia uma função regulatória. A maioria desses países tinha uma infra-estrutura consolidada, com mercados maduros. O que se buscava era uma maior eficiência econômica e a diminuição dos preços ao consumidor, através da competição. Além disso, as possibilidades de ganho pelos agentes eram boas, uma vez que os investimentos na infra-estrutura estavam amortizados e os custos operacionais tendiam a cair. Também se buscava transferir os riscos de investimentos para o setor privado, suficientemente sólido para assumir tal função.

Já nos países em desenvolvimento, a situação era de incapacidade dos governos em investir no desenvolvimento da infra-estrutura, tendo que priorizar os gastos com serviços básicos para a população. O principal objetivo das reformas foi atrair o investimento privado para o setor. Nesse caso, carente de grandes investimentos em exploração, produção e infra-estrutura, e com mercados embrionários, além de demandas crescentes de energia.

Para KRAUSE e PINTO [1998] as mudanças foram favorecidas por evoluções no comportamento tanto de fornecedores como de consumidores. Quanto aos primeiros, o surgimento de novos campos e de novos países produtores levou a novas estratégias de mercado. Já o comportamento dos consumidores mudou em

decorrência da remoção de barreiras ao uso do gás natural pelo setor elétrico. Assim, o insumo se tornou o motor de reestruturação do setor elétrico, que por sua vez ocasionou mudanças no setor de gás natural. Entretanto, os custos de transporte ainda são restritivos ao desenvolvimento do mercado, muitas vezes superiores a 50% do custo final, devido aos pesados investimentos em infra-estrutura exigidos.

Desde os anos 70, a desregulamentação de diversos setores econômicos vem enfatizando a importância das forças concorrenciais como ferramentas de regulação, e da integração vertical (via propriedade ou via acordos ou contratos) como barreira para estas forças [KRAUSE e PINTO, 1998]. Dentre os instrumentos utilizados na reestruturação do mercado de gás natural, destacam-se a introdução do livre acesso à infra-estrutura de transporte e a desverticalização ou, pelo menos a separação contábil das atividades da cadeia. Além disso, o papel do regulador é visto como de suma importância para garantir a concorrência e proteger o consumidor [CECCHI *et al.*, 2001].

A introdução do livre acesso e a desverticalização têm por objetivo principal combater o aproveitamento da posição dominante por parte da empresa detentora do monopólio natural e a assimetria de informações. O aproveitamento da posição dominante se evidencia nas relações entre concorrentes, podendo ser exercido de diversas formas como: a alegação de dificuldades técnicas ou operacionais, a recusa de venda, a recusa de garantias de financiamento, o não fornecimento de informações e a cessão de privilégios a parceiros. Já a assimetria de informações atinge mais a relação regulador-regulado, principalmente no que diz respeito a dados contábeis incompletos ou pouco claros, o que se tenta resolver através da desverticalização da empresa ou da separação contábil.

Deve-se destacar também o papel exercido pela legislação tanto a nível nacional como internacional. O regulador irá se valer da legislação nacional na resolução de conflitos, ou mesmo na sua atuação cotidiana. No âmbito das relações internacionais, a integração econômica crescente entre os países exige a definição e a unificação de regras que reduzam as incertezas dos acordos e, num círculo virtuoso, promovam uma maior integração.

A exemplo dos EUA e da Inglaterra, os governos de diversos países estão modificando a estrutura de mercado da sua indústria de gás natural, visando aumentar sua eficiência pela introdução da concorrência e pela redução de monopólios – o que,

em diversos casos, envolve privatizações [CECCHI *et al.*,2001]. Na cadeia produtiva do gás natural, a atividade de transporte é talvez a mais afetada pelas mudanças, pois é a que mais apresenta características de monopólio natural⁵.

3. 1. A REFORMA NOS ESTADOS UNIDOS

De acordo com SANTOS *et al.*[2002], a indústria do gás natural nasceu nos Estados Unidos, assim como a indústria do petróleo, na segunda metade do século XIX. Na época, as cidades eram iluminadas com gás manufaturado, um produto da indústria do carvão. O gás natural, no entanto, chegou para competir com o carvão.

As descobertas de gás estavam associadas à produção de petróleo e, à medida que as mesmas iam aumentando, os produtores e distribuidores locais juntavam esforços para construir os grandes gasodutos de transporte. A partir dos anos 20, os avanços tecnológicos que permitiram a substituição do aparafusamento pela solda viabilizaram a construção de dutos mais longos e de maior diâmetro. Isso transformou o mercado do gás, permitindo o comércio interestadual, além da exploração de reservas mais afastadas dos mercados. Durante a Segunda Guerra Mundial, o bloqueio ao tráfego de petroleiros na costa americana estimulou a construção de oleodutos que foram posteriormente transformados em gasodutos. Surgiu assim a rede de transporte a nível nacional. A nível local, as redes de distribuição de gás manufaturado foram adaptadas para o gás natural.

Nos Estados Unidos, a tradição de regulação no setor de gás natural é a mais antiga, e está estruturada de maneira totalmente diferente de outros países. Para se ter uma idéia de como a história do gás é antiga nos EUA, até metade do século XX a produção de gás natural se caracterizava por ser um negócio fortemente norte-americano. KRAUSE e PINTO [1998] citam Quast, segundo o qual esta indústria se organizou inicialmente sob “*forte integração ou quase integração vertical, monopólios locais de distribuição e (...) contratos de longo prazo*”.

Atualmente, existem mais de 1500 empresas de distribuição local (*local distribution companies*), mais de 100 transportadores e mais de 27000 produtores de GN nos EUA. Recentemente somaram-se ao conjunto dezenas de *brokers/traders*. Na Figura 3-1, pode-se observar a extensão da rede de gasodutos nos EUA.

⁵ Ver Item II.I. Caracterização do transporte dutoviário de gás natural como monopólio natural.

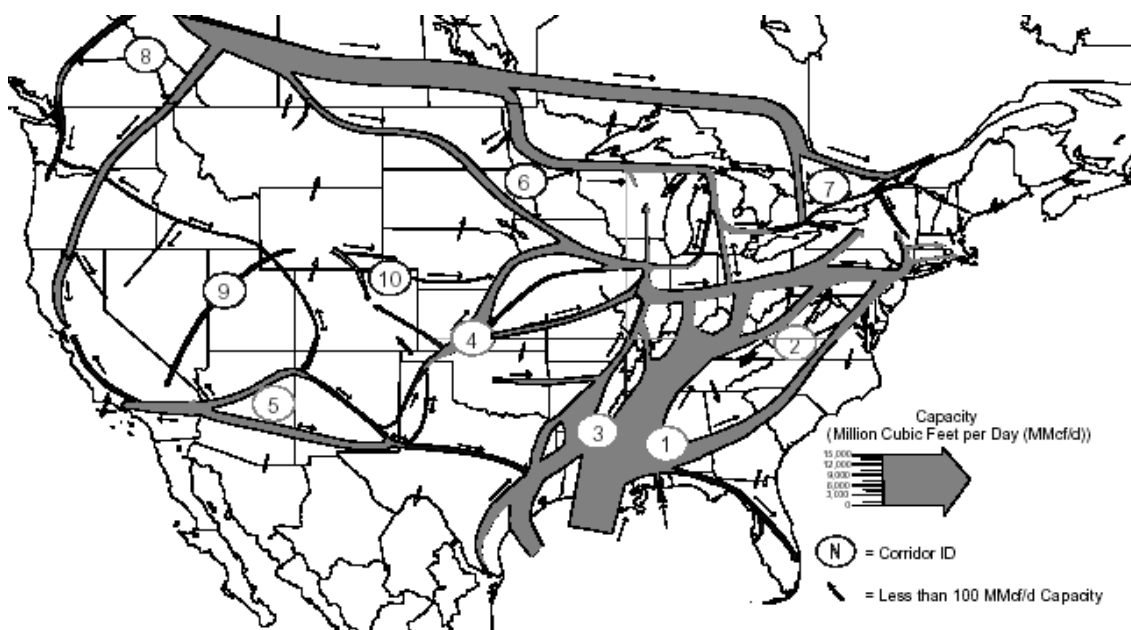


Figura 3-1. Principais corredores de transporte de gás natural nos EUA e Canadá

FONTE: EIA/DOE [1998]

Legenda: (1) Sudoeste-Sudeste, (2) Sudoeste-Nordeste, (3) Sudoeste-Centro-oeste, (4) Sudoeste-Panhandle-Centro-oeste, (5) Sudoeste-Oeste, (6) Canadá-Centro-oeste, (7) Canadá-Nordeste, (8) Canadá-Oeste, (9) Montanhas Rochosas-Oeste, (10) Montanhas Rochosas-Centro-oeste.

De acordo com CECCHI *et al.* [2001], até a década de 80, o transportador de gás natural intermediava a venda de gás entre produtores e distribuidores ou consumidores finais. Ou seja, seu papel não estava limitado à atividade de transporte, mas englobava a comercialização também.

A regulação a nível federal das atividades de transporte e comercialização interestadual de gás natural se iniciou em 1938, com a promulgação do *Natural Gas Act* e teve por objetivo reprimir a conduta anticompetitiva e os preços abusivos. Inicialmente, o enfoque era dado no controle do preço do gás na boca do poço e nas tentativas de promover o livre acesso dutoviário. Em seguida, observou-se a necessidade de controlar também os preços negociados entre produtores e transportadores. Entretanto, essa política levou à escassez do insumo pois os preços afixados para comercialização interestadual para o gás na boca do poço não cobriam os custos de produção. O racionamento do consumo levou, então, ao controle de preços no mercado intra-estadual.

Diante desse cenário distorcido, em 1978 aprovou-se o *Natural Gas Policy Act* (NGPA) que originou uma gradual desregulamentação dos preços do gás na boca do poço. Assim, em 1980, o aumento dos preços levou a uma expansão na oferta⁶. Segundo KRAUSE E PINTO [1998], a conjuntura de excedentes em produção e em capacidade de transporte favoreceu a implementação da reforma.

KRAUSE e PINTO [1998] mencionam três princípios que reduziram o domínio de mercado das companhias proprietárias de gasodutos, permitindo que os usuários do serviço de transporte não precisassem mais das mesmas como intermediárias, além de poderem negociar suas capacidades de uso do duto conforme necessário:

- Propriedade do Gás: título livremente transferível entre comprador e vendedor;
- Propriedade do Gás pelas Companhias Proprietárias de Gasodutos: não podem ser proprietárias ou comercializar gás natural;
- Direitos de Transporte do Gás: a capacidade de transporte sob contrato firme pode ser usada por ou revendida a terceiros.

Além disso, enquanto o preço do gás está irrestrito, o de transporte está “limitado ao preço máximo equivalente ao custo original da capacidade de transporte” [KRAUSE e PINTO, 1998].

Para os autores, o impacto positivo da desregulamentação no mercado global foi a redução do preço do gás, o aumento do desenvolvimento de campos de gás e de seu consumo, além da otimização da utilização da capacidade de transporte.

Outra providência a ser tomada dizia respeito à limitação do poder de mercado dos transportadores, através da implementação do livre acesso à infra-estrutura de transporte. Os primeiros debates tinham ocorrido ainda na década de 30, quando o governo federal propôs que a capacidade de transporte fosse alocada por leilão e/ou rateio entre “carregadores comuns” interessados. Mas os transportadores conseguiram impedir que tal idéia fosse adiante.

A seguir, a primeira tentativa efetiva de introduzir o livre acesso, com a *Order 436* de 1985, foi frustrada pois os transportadores continuavam privilegiando suas empresas

⁶ Esse aumento de oferta levou à situação então conhecida como “bolha de gás” pois a demanda já vinha sendo reprimida desde meados da década anterior, devido aos altos preços praticados pelos produtores em função dos choques de petróleo [Krause e Pinto, 1998].

afiliadas e coligadas. Através da *Order 497*, de 1988, a *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* estabeleceu padrões de conduta e o requerimento de informações que visavam facilitar a fiscalização e a prevenir atitudes discriminatórias.

Mas ainda faltavam algumas providências a fim de eliminar o poder monopolista das transportadoras pela introdução do livre acesso não-discriminatório e pela criação de um mercado secundário para revenda de capacidade contratada. Em 1992, a FERC promulgou a *Order 636*, a fim de passar aos consumidores finais os benefícios gerados pela liberação dos preços, equalizar a qualidade dos serviços de transporte e explicitar para o mercado cada elemento componente do preço do gás natural. Para isso, entre outras regras, os contratos combinados de transporte e comercialização tiveram que ser separados. Os carregadores passaram a ter acesso à compra do gás nos pontos de produção, as infra-estruturas de armazenamento controladas pelos transportadores interestaduais passaram a ser classificadas como “infra-estruturas de transporte” passando a estar sujeitas ao livre acesso e uma metodologia contábil foi fixada para classificar custos fixos e variáveis de transporte.

Em 1994, começaram a ser implantados centros regionais de comercialização de gás (*hubs*), a fim de gerenciar a interconexão de redes de diferentes proprietários (Figura 3-2). Em 1998, eram sete tais centros (*Middle Atlantic, East North Central, West North Central, West South Central, Rocky Mountain, Pacific e Canada*). As companhias de distribuição e os grandes consumidores passaram a pagar uma tarifa em função da capacidade reservada e não do volume efetivamente transportado [KRAUSE e PINTO, 1998].

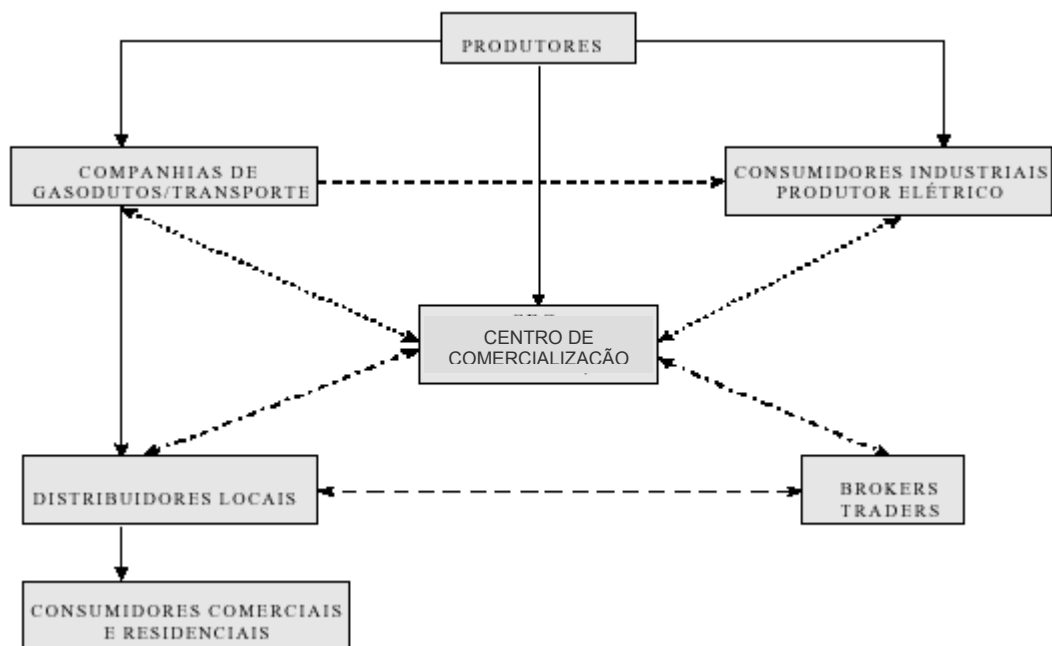


Figura 3-2. Modo de organização da indústria de gás natural nos Estados Unidos.

FONTE: KRAUSE e PINTO [1998]

Como consequência das mudanças e também devido ao menor crescimento da demanda e à amortização da infra-estrutura disponível, o que se observou foi a redução dos contratos de longo prazo do tipo *take or pay*, parcialmente substituídos por contratos de menor duração realizados no mercado *spot*. Surgiu, nessa fase, a figura do carregador no mercado, como intermediador de compra e venda. Também cresceram as transações comerciais diretas entre produtores e consumidores, passando de 5% em 1984 para 80% dos casos no início da década de 90. E este último fato acarretou, para alguns operadores, custos decorrentes de investimentos em infra-estrutura não amortizados (*stranded costs*⁷) e incapacidade em cumprir cláusulas contratuais de *take or pay*.

Além das alterações notadas nos prazos dos contratos, também é interessante notar o comportamento do mercado estadunidense com relação à contratação de capacidade

⁷ “*Stranded costs* são custos não amortizáveis por razões de mercado e que podem surgir devido a modificações no quadro regulatório que alteram as condições iniciais do cálculo econômico que suporta as decisões de investimento. Obsolescência precoce, sobre-custos de construção, custos acima do mercado em geral (ex: energia nuclear) constituem os *stranded costs*. A integração vertical e horizontal permite, em muitos casos, via subsídios cruzados, absorver os *stranded costs*.”, [KRAUSE E PINTO, 1998].

de transporte⁸. De 1992 a 1998, o volume de gás transportado via contrato firme cresceu a uma taxa média de 9% a.a. (de $11,5 \times 10^5$ para 16×10^5 BTU). Desde que foi criado, em 1993, até 1998, o mercado de capacidade liberada também cresceu dramaticamente, representando 16% do gás entregue. Por outro lado, o transporte interruptível declinou consideravelmente desde 1992, de 8.3 para 2.9×10^5 BTU [EIA/DOE, 1998].

No período de março de 1996 a março de 1997, em média 78% da capacidade física esteve comprometida por contratos de transporte firme. No entanto, como nos Estados Unidos o gás natural é uma importante fonte de calefação de ambientes, é interessante notar que as capacidades reservadas variam com as estações do ano [EIA/DOE, 1998].

Dessa forma, aparentemente há uma tendência à exclusão do mercado de capacidade não firme. No entanto, a capacidade não-contratada também deve ser considerada. Ela pode ser de tal volume que interesse ao transportador criar um serviço de transporte firme com desconto para competir com o serviço interruptível. Por outro lado, mesmo que toda a capacidade física esteja contratada, mas não esteja em uso pelo carregador, ela pode ser acessada por outro carregador usando serviços interruptíveis ou firmes de curto prazo. A sub-utilização do duto pode promover um forte mercado de capacidade liberada.

Uma vez que os carregadores determinam suas capacidades contratadas baseados na sua máxima demanda em um dia, eles freqüentemente terão capacidade não utilizada durante o ano. O preço médio da capacidade firme tende a ser alto. O carregador paga para reservar capacidade, quer ele a use ou não. Nos EUA é muito freqüente a liberação de capacidade para mitigar os altos encargos de reserva.

O mercado de capacidade liberada foi o mecanismo criado nos EUA para permitir a revenda de capacidade, em uma base de ofertas abertas ou pré-acordadas. O carregador divulga seu interesse em oferecer capacidade reservada no boletim eletrônico do transportador. Ele pode oferecer toda ou parte de sua capacidade em uma base de curto ou longo prazo e os créditos do negócio são alocados em sua conta junto ao transportador. Os interessados enviam suas propostas seladas ao transportador que as avalia e aprova segundo um critério acordado junto ao

⁸ ver item 2.2. Mecanismos de acesso

carregador. Esse mecanismo permite que candidatos a carregadores tenham acesso à capacidade firme que, de outra forma, não estaria disponível. O comportamento deste mercado tem mostrado que este é um sistema cada vez mais escolhido pelos carregadores americanos.

Quanto ao serviço interruptível, nos EUA ele tem-se mostrado ainda de uso significativo, mantendo-se num percentual relativamente constante de 16% da capacidade total utilizada. Seu futuro dependerá em grande parte das práticas contratuais dos carregadores. Com o amadurecimento do mercado de transporte, os termos e durações dos acordos contratuais podem diminuir.

3. 2. A REFORMA NA EUROPA

De acordo com SANTOS *et al.*[2002], até meados da década de 50 o gás natural era um energético desconhecido na Europa, cujo perfil energético era dominado pelo carvão (acima de 70%). Foi a Segunda Guerra Mundial que afirmou o petróleo como um energético estratégico. Os principais países europeus passaram a procurar petróleo em seus territórios. Mas as descobertas de gás natural é que foram expressivas.

Foi o longo ciclo de expansão econômica que se seguiu à guerra que permitiu a construção da indústria do gás. O modelo “keynesiano” adotado, centralizador e intervencionista, levou ao aparecimento das grandes estatais a quem couberam os pesados investimentos em infra-estrutura. Acreditava-se no estímulo às demandas pelo gás, financiando trocas de equipamentos promovendo preços competitivos, garantindo o suprimento e gerando avanços tecnológicos.

Segundo KRAUSE E PINTO [1998], a indústria de gás natural européia difere bastante da americana. Ela surgiu no pós-guerra e até os anos 80 se caracterizou por oligopólios públicos, embora existam bastantes diferenças entre países. Pode-se destacar cinco grandes empresas importadoras - Ruhrgas (Alemanha), Gaz de France (France), British Gas (Grã Bretanha), SNAM (Itália) e Distrigaz (Bélgica) - e a concentração de reservas em poucos países, resultando num oligopólio produtor - Gasunie (Holanda), Statoil (Noruega) e Gazprom (Rússia) às quais se agrega a companhia argelina Sonatrach.

Além da forte intervenção do Estado, esta indústria é marcada pelo alto grau de interconexão de mercados nacionais sobre uma rede de transportes bem desenvolvida. Sendo que os modos de organização regionais são bastante diferenciados, mas calcados basicamente sobre estruturas verticalizadas e contratos bilaterais de longo prazo.

Na década de 80, foi iniciado o processo de reestruturação do setor a fim de introduzir a concorrência e aumentar a eficiência do mercado. Foram as reclamações dos grandes consumidores industriais, grande parte em função da diversidade de preços nos diversos mercados (Tabelas 3-1 e 3-2), que levaram ao início do processo de harmonização dos objetivos dos países europeus. Eles evocaram os impactos positivos sobre os preços, obtidos em países que reestruturaram sua indústria de gás natural antecipadamente, como os Estados Unidos e a Inglaterra.

Tabela 3-1. Preço do gás natural para o mercado doméstico, em US\$ /10⁷ kcal.

FONTE: KRAUSE E PINTO [1998]

PAÍSES	1982	1986	1988	1991	1994	1995	1996	1997
Alemanha	355,74	373,58	318,57	424,59	436,30	476,80	438,90	n.a.
Canadá	147,40	149,62	170,67	181,59	175,58	162,20	169,70	170,6
Estados Unidos	199,19	224,61	210,74	237,81	246,37	244,30	264,30	276,2
França	407,54	455,19	432,29	461,96	459,62	500,50	470,40	n.a.
Reino Unido	247,43	240,51	299,86	335,56	308,90	328,80	325,70	n.a.
OCDE Europa	288,06	330,80	347,42	469,36	411,50	441,00	374,90	n.a.
OCDE	293,70	346,60	377,20	477,20	345,20	362,00	337,60	n.a.

Tabela 3-2. Preço do gás natural para a indústria em US\$ /10⁷ kcal

FONTE: KRAUSE E PINTO [1998]

Países	1982	1986	1988	1991	1994	1995	1996	1997
Alemanha	207,0	196,7	142,5	201,1	187,4	207,1	201,6	n.a.
Canadá	103,8	97,7	92,2	87,0	78,5	69,8	71,1	72,5
Estados Unidos	149,1	124,4	114,0	101,1	115,7	100,8	129,2	135,1
França	187,4	157,2	133,5	151,3	141,8	161,0	161,9	n.a.
Reino Unido	159,1	148,7	163,9	162,0	141,6	127,1	92,0	n.a.
OCDE Europa	190,3	160,6	136,0	169,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
OCDE	152,3	146,7	132,5	153,2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Na maioria dos países da União Européia, exceto na Inglaterra, as mudanças na regulamentação com o objetivo de fomentar a concorrência, introduzidas desde a década de 90, estão evoluindo lentamente. O cerne das mudanças está na introdução do livre acesso aos gasodutos nacionais. Sendo que a França mantém ainda traços marcantes do modelo tradicional. Assim, a interconexão do mercado europeu requer a harmonização dos diferentes interesses.

Como exemplo da preocupação existente com as atuais questões regulatórias, temos o caso da União Européia. O processo de unificação econômica levou a um entendimento mínimo em termos de legislação da atividade da indústria de gás natural. Assim, embora cada país da União Européia tenha sua própria legislação, foram criadas as chamadas Regras Comuns para o Mercado Interno de Gás Natural – Diretiva 98, que são normas gerais para unificação de conceitos (baseadas no *Code of Practice* britânico, de acordo com CECCHI *et al.*, 2001). Como exemplo, vemos a preocupação na organização dos mercados, na forma de estimular a competição entre todos os agentes da cadeia da indústria – produção, transporte, distribuição e comercialização. Também se considera importante a preservação do livre acesso tanto para as redes de distribuição como de transporte. De maneira geral, estabelece-se a importância da introdução da concorrência e o aumento da dinâmica do mercado de gás natural. Os países reconhecem, ao mesmo tempo, a necessidade de se garantir o livre acesso, e suas limitações, como falta de capacidade e eventuais dificuldades na aplicação de cláusulas contratuais de *take or pay*.

Entretanto, SCHWYTER, 2001 cita Percebois, segundo o qual as aspirações no sentido de liberação do mercado de gás natural, com o conseqüente aumento da competição entre os agentes, não são de fácil implementação. Vários são os obstáculos como, por exemplo, as diferentes formas de estruturas da indústria de gás nos países membros e o montante de gás natural que é utilizado na geração de energia elétrica. São três as principais características em que podem ser classificados os países europeus membros da UE:

- aqueles em que a indústria do gás natural é relativamente integrada e ainda não sofreu desregulamentação. Esse é o caso da França, Itália, Grécia, Irlanda (nos quais o capital estatal é predominante) e Bélgica (capital privado é predominante).
- aqueles nos quais o processo de desregulamentação foi iniciado, mas onde a integração ainda não é predominante (Espanha, Holanda e Alemanha).

- aqueles em que a desregulamentação, desverticalização e privatização são mais avançadas, que é caso único da Grã-Bretanha.

Enquanto o Reino Unido partiu de uma estrutura de rede totalmente integrada, outros países europeus têm um grande número de companhias de fornecimento de gás, em particular companhias de distribuição (23 na Bélgica, mais de 30 na Holanda, acima de 600 na Alemanha e Itália). Existem 18 companhias de transporte na Alemanha. Dado que cada companhia tem sua própria rede e estrutura de custos, aplicar preços de acesso centralizados é um problema. E dado o número de empresas envolvidas, uma integração da malha existente em uma única ou em algumas também é problemático [IEA/OECD, 2000].

3. 2. 1. O CASO BRITÂNICO

Segundo KRAUSE E PINTO [1998] o modelo de reforma seguido pelo Reino Unido é considerado por alguns como inadequado para a Europa continental, onde os países são altamente dependentes de importações, o que aumenta seu risco de desabastecimento. Já o Reino Unido se tornou auto-suficiente na produção de gás (como os EUA, Canadá e Nova Zelândia) entre as décadas de 80 e 90. É interessante saber que o Reino Unido possui um gasoduto integrado, evitando o problema de *stranded costs* enfrentado pelos EUA.

No Reino Unido procurou-se diminuir o poder da principal monopolista, a British Gas, e encorajar a entrada de novos competidores no mercado de gás. A competição foi aberta primeiramente para grandes consumidores, o que significou um pequeno número de usuários de grande porte. O passo seguinte foi permitir a escolha a usuários comerciais e industriais de menor porte. Ao final de 1998 (o processo começou no início da década de 90), a competição estava bem estabelecida entre consumidores industriais em ambos os níveis e as concessionárias tinham perdido mais de 50% de sua demanda para os competidores.

Os reguladores viram seu papel se reduzir à medida que o mercado se abriu à competição. Nos estágios iniciais, todas as concessionárias tiveram seus preços controlados e limites na frequência de mudança de tarifas. Há razões bastantes para temer a precificação predatória como barreira à entrada, e de preços crescentes para aqueles consumidores para os quais a competição é pequena.

Além disso, segundo CECCHI *et al.*[2001], o governo inglês tomou a dianteira no processo de reforma, lançando em 1986 o Gas Act. Surgia assim o Office of Gas Supply (OFGAS), responsável pela regulação da indústria do gás. O Gas Act definiu os elementos constituintes da obrigação jurídica e das condições de fornecimento, marcando uma ruptura regulamentar com relação ao modelo anterior, sintetizada por três aspectos: a) obrigações referentes à qualidade dos serviços (gas supply standards); b) concessão de aprovisionamento da BG e suas restrições; c) regulamentação do fornecimento ao segmento cativo (residencial e serviços).

O mercado foi separado em uma categoria regulada, com tarifas fixadas pelo OFGAS e outra categoria competitiva. Consumidores com demanda inferior a 25000 termais⁹/ano passaram a fazer parte do primeiro e os demais do segundo. A privatização da British Gas (BG) por parte do governo inglês foi a primeira a ocorrer, em 1986. No entanto, sua estrutura organizacional verticalizada foi mantida, assim como sua posição de monopólio na comercialização (somente no mercado regulado, com preço teto pré-estabelecido) e no transporte de gás (submetido ao livre acesso), e de monopsonio na compra da produção.

Apesar das regras criadas pelo regulador a fim de facilitar a entrada de novos agentes no mercado livre, a BG tinha muito poder, pois praticamente todo o gás produzido nas plataformas continentais do Reino Unido estava sob seu controle e, ainda, ela era compradora de quase toda a produção.

Dois anos depois, a *Monopolies and Mergers Commission* (MMC) detectou a ocorrência de práticas discriminatórias e o não repasse dos ganhos de produtividade aos consumidores. A BG se beneficiava de alguns recursos como subsídios cruzados, fixação, falta de transparência na fixação de preços e recusa em fornecer gás de forma interruptível para consumidores de GLP e eletricidade. Para combater isso foram sugeridas algumas medidas:

- publicação pela BG de uma tabela de preços que variasse com o volume, o fator de carga e o tipo de serviço (interruptível ou não), e não com o combustível alternativo;
- efetivação do livre acesso pela publicação de informações sobre custos de transporte e distribuição e termos de acesso e

⁹ 1 thermal = 100000 BTU

- imposição de um limite de 90% para a contratação de gás em novas áreas de produção.

Essas medidas reduziram o poder de mercado da BG com relação à utilização do gás para fins termelétricos, que foi o caso das novas contratações. No entanto, até 1992, 93% do restante do mercado estava sob domínio da BG. Por determinação do *Office of Fair Trading* (OFT) e do OFGAS a BG foi obrigada a passar clientes para seus concorrentes a fim de limitar em 40% sua participação no mercado industrial.

Paralelamente, as regras *price cap* tornaram-se mais rígidas. Essas medidas reduziram, efetivamente, o poder de monopólio da British Gas, já que, no segmento industrial, cerca de dois terços do mercado era atendido, em 1996, pelas companhias entrantes.

Embora uma série de outras medidas tenha sido tomada em seguida, o centro da questão parecia ser ainda a estrutura verticalizada da empresa. No entanto, devido a restrições legais, não foi possível realizar sua desverticalização. O que se conseguiu foi a separação contábil entre transporte/distribuição e comercialização, em dezembro de 1995. Isso levou à criação de duas empresas, em 1997, a British Gas Energy (BGE) que concentrou a atividade de trading e a produção na jazida de Morecambe e a Transco International que incorporou as atividades de transporte, mas é subordinada às condições de acesso de terceiros à rede.

A questão do livre acesso vem sendo tratada na Inglaterra desde a década de 70, sendo que um ato promulgado em 1975 estabelece que partes que não cheguem a um acordo devem recorrer à Secretaria de Estado. Esta, por sua vez, pode agir no sentido de garantir direito de transporte e conexão à rede, regular tarifas, requerer ampliação de capacidade e estabelecer formas e garantias de pagamento e prazos. De fato, este ato abrangia dutos e equipamentos associados, sendo que o *Gas Act* de 1995 inclui os termos de acesso e a regulação de tarifas para utilização da infra-estrutura de processamento de gás em sua abrangência.

Existe ainda uma regulamentação específica para o compartilhamento de infra-estrutura desde a boca do poço, passando por terminais e instalações de separação e condicionamento de óleo e gás, até as unidades de processamento, o *Code of Practice*. Ele é regido pelos princípios de não discriminação ao ceder uso de capacidade, separação de serviços (permitindo a comparação entre diferentes

prestadores do mesmo serviço), transparência (tarifas, aspectos técnicos, etc), padronização de regras e procedimentos, conveniência¹⁰ e respeito a critérios de segurança e de proteção ambiental.

Segundo KRAUSE e PINTO [1998], citando Martin, os maiores interessados em *bypassar* a figura do carregador, negociando diretamente com produtores e transportadores são 1) os grandes consumidores industriais, especialmente os da indústria química e petroquímica, ou ainda os que podem construir instalações de cogeração e, por isso, buscam renegociar contratos com as companhias de distribuição, 2) os produtores de GN, insatisfeitos com o comportamento das empresas que integram o oligopólio do segmento de transportes, especialmente com o preço pago por estas, interessadas no mercado de grandes consumidores industriais e nos novos produtores independentes de eletricidade, 3) alguns desses produtores que atuam também na produção de petróleo buscam a integração vertical downstream na cadeia de fornecimento do GN, 4) as companhias elétricas que instalam novas capacidades de geração a gás e não desejam ficar presas às empresas de transporte e 5) as novas companhias energéticas que surgem com o processo de desregulamentação retratam o processo de integração horizontal (gás, eletricidade, calor industrial, cogeração) e exploração de economias de escopo de diversos grupos.

As novas formas de comercialização têm reduzido a participação dos contratos *take or pay*, que cederam espaço para um mercado spot e futuro de gás natural. Os requisitos, conceitos e procedimentos aplicáveis à rede de transporte estão publicados no chamado “código da rede”.

O que se pode destacar da reforma inglesa são os custos de introdução da competição em uma estrutura de monopólio estatal que foi mantida após a privatização. A estrutura verticalizada e a necessidade de usar uma rede de transporte pertencente a essa estrutura tornaram inócuos a liberação do mercado e o estabelecimento do livre acesso [CECCHI *et al.*, 2001]. Percebe-se que a introdução da concorrência através da regulamentação do acesso de terceiros à rede deve ser acompanhada de transformações na organização industrial, bem como no ambiente institucional. Frequentemente, esse processo requer a arbitragem de conflitos que surgem. Pode-se destacar a metodologia de tarifação do serviço de transporte,

¹⁰ refere-se a um comportamento honesto na realização de negociações, especialmente no respeito a prazos.

fundamental para uma ampla implementação do livre acesso, que ainda é objeto de avaliações envolvendo o *MMC* e o *OFGAS*.

A estrutura de preços foi complicada pelo fato de que concessionárias monopolistas absorveram preços altamente agregados das empresas públicas predecessoras. Os fornecedores foram obrigados a publicar suas tarifas, incluindo pré-pagamentos e termos de crédito, como forma de evitar conluios, e também a oferecer suprimento para toda a sua área de licença [PRICE,BENNETT, 1999].

3. 3. POTENCIAL DE COMERCIALIZAÇÃO NO CONE SUL

Conforme SANTOS *et al.*[2002], na América Latina, o gás natural representa 17% do total de energia primária consumida (cerca de 72 milhões de tep em 1996). A distribuição do consumo se dá da seguinte forma: 25% para a geração de eletricidade, 29% consumidos nas próprias áreas de produção (incluindo perdas e queima em *flare*) e 46% comercializados junto aos consumidores finais. Desse montante comercializado (cerca de 33 milhões de tep), os mercados industriais absorvem 74%, o setor de transporte 3% (incluindo, principalmente, o consumo próprio dos gasodutos) e os demais mercados, como residencial e comercial, representam apenas 23%. A Argentina, o México e a Venezuela encontram-se na dianteira em termos de aproveitamento do gás natural, em virtude do seu relativo avanço industrial e graças às grandes riquezas gasíferas locais.

Na Argentina e na Venezuela, o gás natural representa mais de 45% do total de energia primária consumida. A Bolívia e a Colômbia ficam em posições intermediárias, com 20% e 14%, respectivamente. No Chile, no Peru e no Brasil os índices ficam abaixo de 10%, e nos demais países são desprezíveis.

A Venezuela apresenta a maior reserva de gás natural de toda a América do Sul (Figura 3-3) e a oitava no mundo [IEA/OECD, 2003]. No entanto, já possui um setor interno de gás bem desenvolvido, acomodando apenas uma pequena parcela do aumento de produção projetado. Devido à sua distância dos principais mercados externos, e às barreiras geográficas locais (Floresta Amazônica), sua política de desenvolvimento de mercado tem se voltado para a via petroquímica e para a exportação de gás natural liquefeito (GNL), principalmente para os EUA. Porém, o quadro de instabilidade política e econômica local dificulta a atração de investimentos internacionais necessários ao desenvolvimento de grandes projetos. Além disso, sua

produção de gás associado está restrita por quotas de produção da OPEP [IEA/OECD, 2003].

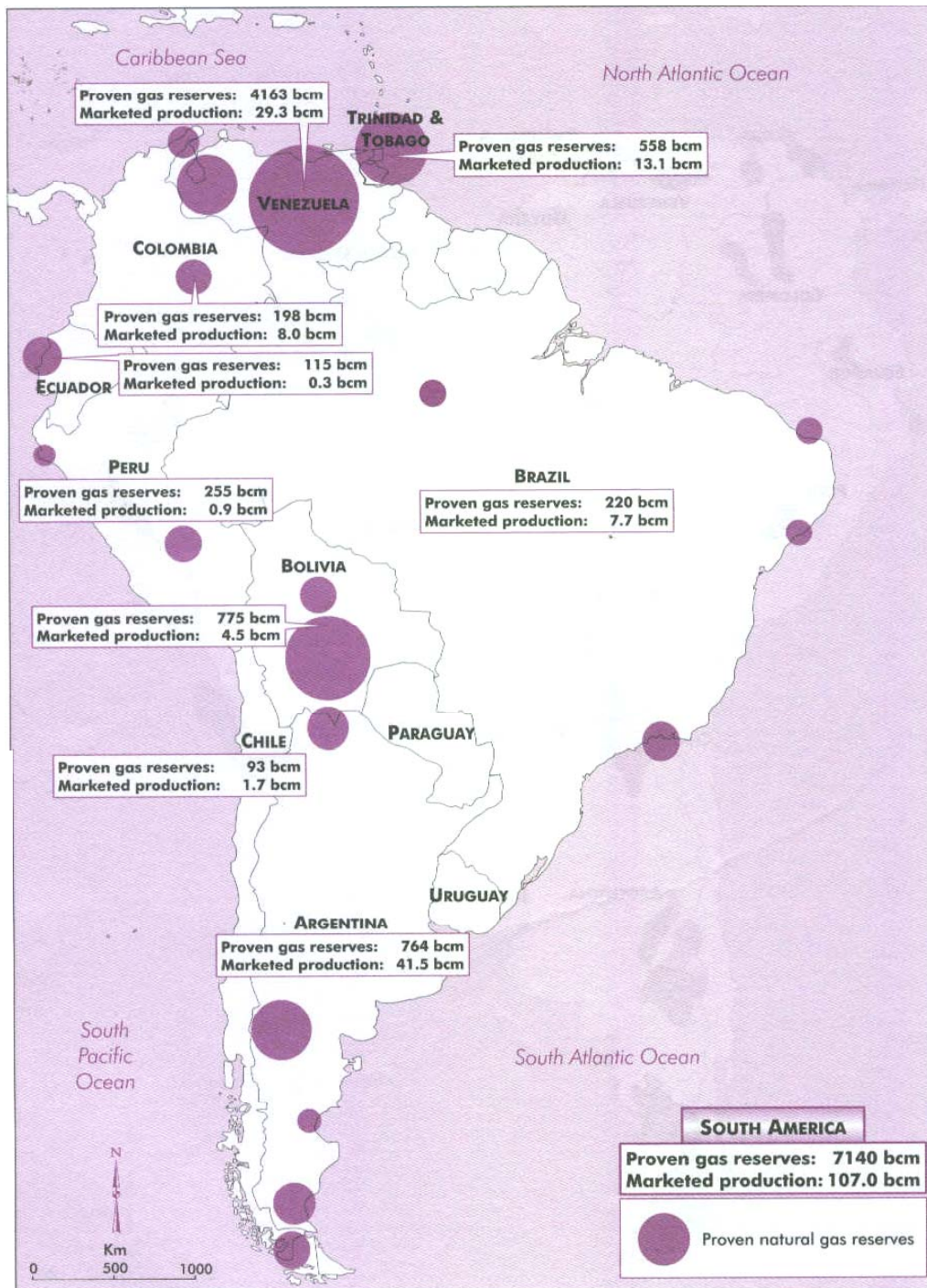


Figura 3-3. Reservas de gás natural na América do Sul (1º de janeiro de 2002) e produção (2001)

FONTE: IEA/OECD [2003].

NOTA: não consta a recente descoberta na Bacia de Santos (SP).

Na Colômbia, tanto o potencial de mercado interno quanto o crescimento esperado na produção, levam a uma política de desenvolvimento voltada para o consumo interno. O uso do produto, assim como na Venezuela, é concentrado na termoelectricidade (35%), no consumo próprio da indústria do petróleo e do gás (32%) e nas grandes indústrias (24%).

No Peru, a expectativa gira em torno do campo gigante de Camisea. Na ausência de infra-estrutura de distribuição local, os mercados deverão se concentrar na termoelectricidade ao Sul do país. Atualmente, 84% da produção são absorvidos pela própria indústria do petróleo e do gás, ou queimada. Havia ainda uma perspectiva de exportação do gás peruano para o Brasil, em função do declínio futuro das reservas bolivianas. No entanto, as novas descobertas ao Sul da Bolívia e no campo gigante da Bacia de Santos (SP), tornaram essa possibilidade mais remota.

A Bolívia se tornou a maior potência produtora e exportadora do insumo no final do século XX. Muito se deve ao fato de o consumo doméstico ser bastante limitado (20% do consumo total de energia primária).

O papel do gás nos demais países da América do Sul é bastante incipiente. Ainda conforme SANTOS *et al.* [2002], “na dimensão sul-americana, os componentes mais importantes da globalização energética são: (i) os processos de privatização de ativos nos setores de eletricidade e gás natural (ainda não finalizados); (ii) a consolidação do Mercosul, assim como a expansão da área de influência desse bloco regional de forma a também incorporar outros países como Bolívia, Chile e Peru (o chamado Cone Sul da América do Sul); e (iii) o crescimento paralelo de excedentes para alguns parceiros e demandas para outros”.

REINSCH, TISSOT *et al.* [1997] desenvolveram um estudo, baseado em cenários, que traz perspectivas do desenvolvimento do setor de gás natural na América do Sul, em especial, no Cone Sul (Argentina, Brasil, Bolívia, Chile, Paraguai, Peru e Uruguai).

No Cone Sul, a estratégia preferida tem sido a integração de reservas remotas de gás com amplos mercados de energia urbanos, em paralelo às iniciativas de integração econômica que surgiram na primeira metade da década de 90.

Para os autores, as razões para a integração dos mercados de gás natural são numerosas. O gás natural é uma fonte de energia com queima limpa, em relativa

abundância no Cone Sul e exibe uma lista impressionante de aplicações conhecidas e eficientes. A que se mostra com maior destaque é o uso na geração térmica, podendo ser uma alternativa à geração hidrelétrica em larga escala, que pode sofrer forte oposição dos ambientalistas. Mas também pode substituir o petróleo em muitas de suas aplicações.

Por outro lado, além da motivação para a integração é necessário construir uma vasta infra-estrutura para conectar áreas de produção remotas a grandes centros urbanos de demanda. O que requer investimentos elevados, que certamente estão além do alcance do setor estatal. Todos os países do Cone Sul estão introduzindo mudanças em sua legislação e regulamentação para facilitar a entrada de investimentos privados e estrangeiros em gás e eletricidade. O acordo do Mercosul também está sendo usado para promover a integração energética. Os investimentos requeridos incluem tanto as conexões dutoviárias internacionais quanto as redes de distribuição. A Argentina é o único país na região com um mercado maduro de gás. Em todos os outros a utilização do gás é marginal.

De acordo com a análise, a demanda potencial da região está projetada para crescer de cerca de 25,5 bilhões m³/ano em 1994 para pouco mais de 150 bilhões m³/ano em 2021. A maior parte desse crescimento é esperada no Brasil, onde a demanda potencial de gás cresce de 3,8 bilhões m³ para quase 84,9 bilhões m³ no período, dos quais quase 12,7 bilhões m³ no Sul do país.

A principal conclusão desta análise é que, a despeito do cenário utilizado, a integração do setor de gás do Cone Sul tem um forte mérito econômico e comercial. Segundo o estudo, no Brasil e no Chile a capacidade dutoviária proposta é inadequada para atender a parcela comercial do mercado potencial disponível para carregamento de gás. Mesmo sob o cenário de desenvolvimento pessimista, a capacidade dutoviária potencial é totalmente utilizada, apesar de haver uma demora para atingir tal estágio.

Para SANTOS *et al.*[2002], o Mercosul é um instrumento importante para a gestão da crescente interdependência econômica e social entre Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai, fruto da evolução dos fluxos de capitais e da crescente complementaridade econômica entre si. Na época da elaboração do Plano Nacional do Gás Natural (PNGN), em 1987, apesar de enfatizada, a materialização da integração energética estava distante. Os países eram muito fechados, privilegiando a auto-suficiência energética, através de grandes monopólios estatais no setor energético.

A integração dos mercados energéticos abre espaço para o aumento das trocas comerciais e financeiras. E a existência de uma base energética consistente permite a exploração e reservas naturais, a otimização de sistemas energéticos, o aproveitamento de diferenças sazonais e a exploração de bacias hídricas de forma sinérgica.

O Mercosul foi efetivado em 1991, como um acordo de livre comércio entre a Argentina, o Brasil, o Paraguai e o Uruguai. O fluxo comercial entre os quatro membros cresceu de US\$ 4 bilhões em 1990 para quase US\$ 15 bilhões em 1996, tornando o Mercosul o movimento de integração econômica mais dinâmico da América Latina. Em 1995, o Mercosul se tornou uma união alfandegária com uma tarifa externa comum, do qual a Bolívia e o Chile se tornaram membros associados. A Argentina se tornou o segundo maior exportador para o Brasil (depois dos EUA), e o desenvolvimento do mercado de petróleo entre os dois países foi fortalecido [IEA/OECD, 1999].

Já existe, segundo CECCHI et al, [2001], um documento inicial de entendimento entre os países do MERCOSUL, com respeito à integração do mercado de gás de seus países membros. O documento se chama “Memorando de entendimento relativo aos intercâmbios gasíferos e integração gasífera entre os Estados Membros do MERCOSUL”. Segue abaixo uma reprodução dos principais temas abordados pelo documento:

“Com os objetivos de:

- i) diversificar as possibilidades de abastecimento;*
 - ii) desenvolver um mercado competitivo de fornecimento de gás de curto e de longo prazo; e*
 - iii) oferecer aos agentes tratamento não discriminatório e possibilidades de acesso ao mercado da região.*
- os Estados Membros do MERCOSUL acordam os seguintes princípios de simetria mínima:*

- 1) Assegurar que os preços e tarifas incluam todos os custos, particularmente os ambientais e sociais, de forma que tendam a maximizar um desenvolvimento sustentável;*
- 2) Proteger o direito dos usuários de gás natural contra práticas de monopólio, contra o abuso de posição dominante e contra a baixa qualidade do serviço;*

- 3) *Assegurar a competitividade na produção de gás natural (sem subsídios e sem discriminação entre os agentes dos diferentes Estados Membros);*
- 4) *Permitir a livre contratação entre distribuidores e grandes consumidores de gás natural em qualquer Estado Membro;*
- 5) *Permitir a realização de contratos de compra e venda entre os Estados Membros de acordo com a legislação de cada um;*
- 6) *Assegurar que as regulamentações de seus mercados gasíferos permitam a garantia de abastecimento requerida pelos compradores dos vendedores de outro Estado Membro, mesmo que tais requerimentos sejam diferentes no país de origem do abastecimento;*
- 7) *Promover o desenvolvimento de uma infra-estrutura de comunicação que permita o intercâmbio de dados e informações sobre os mercados, necessária para a coordenação física das interconexões;*
- 8) *Respeitar o livre acesso não discriminatório à capacidade disponível das instalações de transporte e distribuição;*
- 9) *Respeitar os critérios de segurança e qualidade de cada Estado Membro;*
- 10) *Garantir o acesso às informações dos sistemas gasíferos, dos mercados e suas transações; e*
- 11) *Promover a elaboração de estudos com vistas à operação conjunta dos mercados dos Estados Membros.”*

Ainda em CECCHI et al. [2001] são apresentados comentários sobre a proposta do documento “Regulamento de transparência e livre acesso aos sistemas de transmissão elétrica e transporte de gás natural no MERCOSUL” à luz do memorando citado.

3. 3. 1. INFRA-ESTRUTURA DE INTEGRAÇÃO

Em função das reformas no setor energético nos países do Cone Sul, muitos projetos antigos de gasodutos foram ressuscitados e novos projetos estão sendo analisados (Figura 3-4). O Chile e a Argentina foram os primeiros países a realizarem as reformas e os primeiros a estabelecerem interconexões gasíferas. No entanto, as conexões da Bolívia e da Argentina com o Brasil têm maior importância a longo-prazo, pois formam uma base para um futuro *hub* de integração através do Cone Sul [IEA/OECD, 1999].

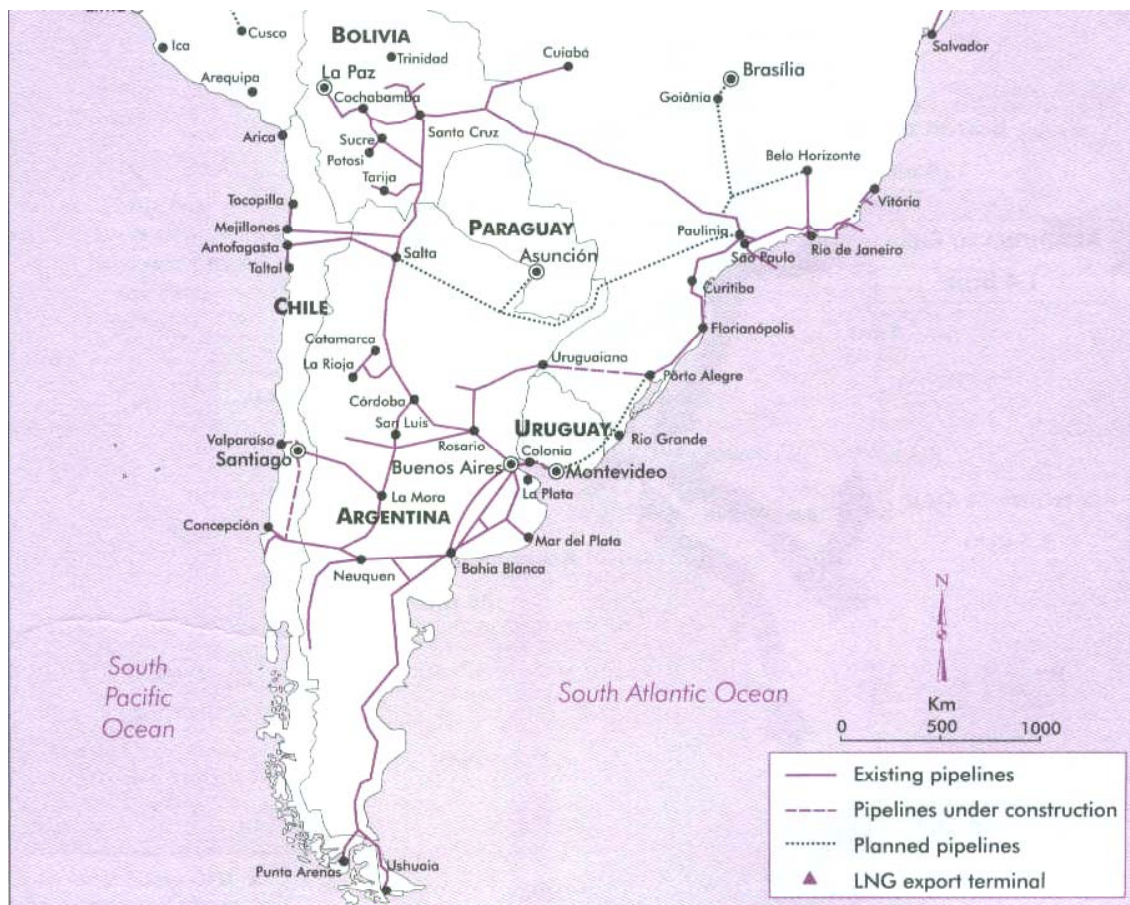


Figura 3-4. Gasodutos existentes e previstos para o Cone Sul

FONTE: IEA/OECD [2003].

A Figura 3-5 mostra o rápido crescimento do comércio entre países na área do Cone Sul, passando de 2,1 bilhões de m³ em 1996 para 9.9 bilhões de m³ em 2001. Naquele ano, este comércio correspondeu a 18% do total na região. A maior parte correspondeu às exportações da Argentina para o Chile, seguida das exportações da Bolívia para o Brasil, entre outras.

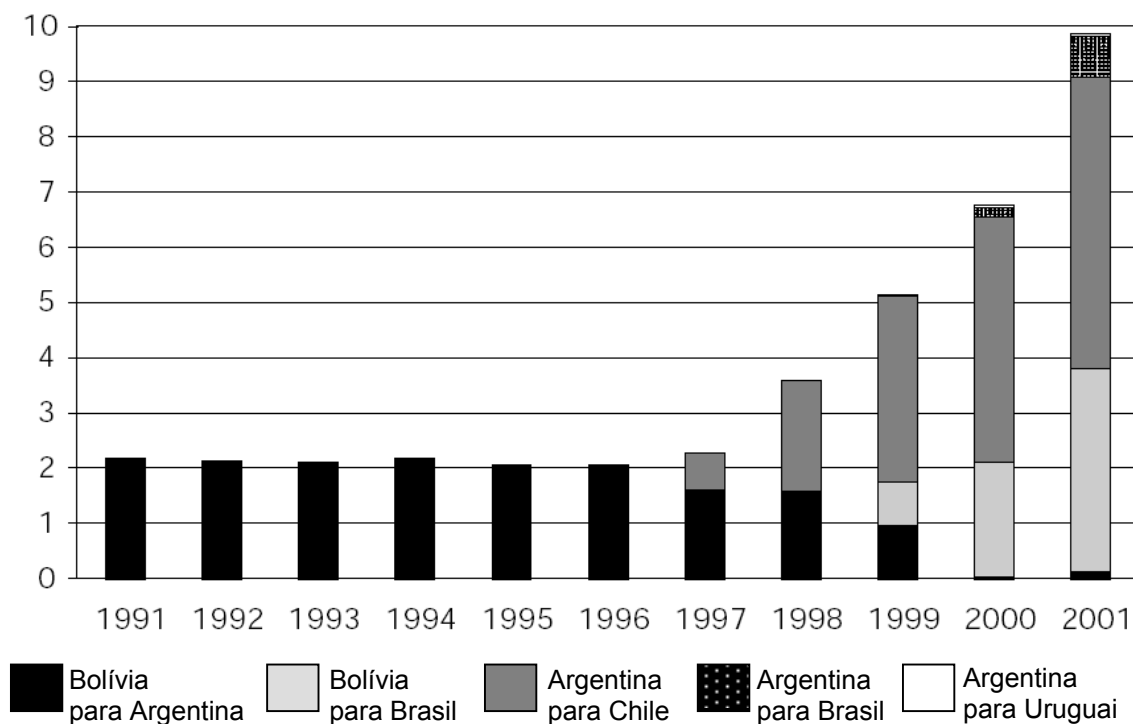


Figura 3-5. Comércio entre países no Cone Sul, em bilhões de m³/ano, 1991 – 2001

FONTE: IEA/OECD [2003].

Segundo a IEA/OECD [2003], neste período, sete dutos foram construídos entre a Argentina e o Chile, o gasoduto Bolívia-Brasil foi finalizado e o primeiro estágio do gasoduto Argentina-Brasil (até Uruguai/RS) se tornou operacional, criando a base para uma rede de transporte sub-regional. Outros projetos estão em estudo, como um gasoduto da Argentina para o Sul do Brasil via Uruguai e um da Bolívia para o Brasil via Argentina e Paraguai.

Até meados da década de 90, só existia um gasoduto interligando Argentina e a Bolívia, conhecido como Yabog (Yacimientos-Bolivian Gulf), comissionado em 1972. A linha que conecta Rio Grande, na região de Santa Cruz de la Sierra (Bolívia) a Campo Durán (norte da Argentina), cruzando a fronteira em Yacuiba/Pocitos, tem 441 km, 24 polegadas de diâmetro e capacidade para transportar 6 MMm³/dia. O contrato de exportação da Bolívia para a Argentina expirou em 1999, e não foi renovado. Atualmente apenas pequenas quantidades de gás são exportadas através de dois gasodutos menores que atendem aos campos da Pluspetrol, de propriedade argentina, em Bermejo e Madrejones.

A Argentina passou à posição de exportadora no final dos anos 90, tendo o Chile como cliente. Foram construídos sete gasodutos entre os dois países. Três menores, Tierra de Fuego, El Cóndor-Posesión e Patagónico, com capacidade entre 2 e 3 MMm³/dia, ligando os campos da reserva Austral (sul da Argentina) a Punta Arenas, no Chile. Dois outros, GasAndes e Pacífico, podendo levar volumes de 9 e de 9,7 MMm³/dia da Base Neuquén para o Centro-sul chileno. E ainda dois interligando a Base Noroeste argentina ao Norte chileno, chamados GasAtacama e NorAndino, com capacidades de 8,5 e 7,1 MMm³/dia, respectivamente.

Para o Uruguai, a Argentina pode fornecer 0,7 MMm³/dia, partindo da província de Entre Ríos e chegando em Paysandu, pelo Gasoducto del Litoral. Uma outra interligação entre Buenos Aires e Colonia e Montevideo - o gasoduto Cruz del Sur, com capacidade para 5 MMm³/dia - foi iniciada em 2001, mas adiada em função de crises econômicas sofridas pelos dois países. Este seria o primeiro segmento de uma conexão entre a Argentina e o Sul do Brasil. O gasoduto Cruz del Sur levaria o gás até Porto Alegre.

Para o Sul do Brasil, a Argentina exporta gás desde julho de 2000, através do gasoduto Paraná-Uruguayana, conectando a rede da TGN em Aldea Brasileira, no Centro-leste argentino, a Uruguaiana, na fronteira do Brasil. Este também é o primeiro estágio de um projeto de fornecimento de gás argentino para o Sul do Brasil, a fim de competir com o gás boliviano. Esta extensão do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre deveria estar pronta em meados de 2002. Mas incertezas nos dois países levaram ao adiamento das obras. Do lado brasileiro foram as indefinições na regulação dos setores de energia elétrica e do gás. Na Argentina, a crise econômica afetou a expansão de capacidade da rede de transporte nordeste, necessária para o suprimento do novo segmento.

Não existem, no entanto, garantias quanto à demanda por gás natural no Sul do país, uma vez que a região ainda tem um potencial hídrico substancial e carvão barato. Entretanto, a ambição final de tais projetos é abastecer mercados de São Paulo e do Rio de Janeiro, competindo com o gás boliviano.

Da Bolívia, parte o gasoduto Bolívia-Brasil, ou Gasbol, levando o gás de Rio Grande até o Sul brasileiro, passando por Mato Grosso e São Paulo. Um projeto grandioso, de 3150 km, com capacidade para transportar 30 MMm³/dia. É o maior gasoduto da América do Sul, considerado a pedra fundamental para o desenvolvimento de uma

rede de integração gasífera no Cone Sul. Em 2002 iniciou suas operações uma derivação do Gasbol, partindo de San Miguel em direção a Cuiabá (MT). O gasoduto Lateral Cuiabá tem capacidade para 2,8 mMm³/dia, e também poderá transportar gás argentino [IEA/OECD, 2003, ANP, 2003a].

Existem ainda outros projetos de interligação Brasil-Argentina, como o Mercosur, indo de Salta, no Noroeste argentino, até Curitiba, através do Paraguai. Outro é o Trans-Iguaçu, indo da reserva Noroeste para o Sul brasileiro. No entanto, pairam algumas incertezas quanto à adequação da reserva Noroeste à demanda. Isso desvia o foco para as reservas abundantes recém-descobertas pela PETROBRAS no Sul da Bolívia, que poderia ser interligadas ao Noroeste argentino para atender aos mercados potenciais do Sul e Sudeste brasileiros.

Por fim, o Gasoduto da Integração, Gasin, interligaria a Bolívia, a Argentina, o Paraguai e o Brasil. Iniciando-se nos campos do Sul boliviano, passaria pelo Norte da Argentina, atravessaria o Paraguai via Assunção e entraria no Brasil por Santa Catarina, de onde seguiria até Brasília.

3. 4. A REFORMA NA AMÉRICA DO SUL

Na América do Sul, a energia sempre foi considerada um setor estratégico, com forte participação governamental. No entanto, em função da crise de desenvolvimento vivida na década de 80, a década de 90 foi marcada por uma reviravolta nos ambientes político e macroeconômico, caracterizada pela redemocratização e pelas reformas estruturais e econômicas.

Por trás da busca por eficiência, expansão dos serviços e de sua qualidade no setor de gás, estava o colapso do modelo de financiamento público. Em muitos casos, a privatização de empresas não foi resultado de uma estratégia planejada e coerente, mas um artifício para resolver problemas macroeconômicos, como:

- a redução da dívida pública no curto prazo e a liberação de recursos no longo prazo;
- a melhoria no balanço de pagamentos ao atrair um fluxo contínuo de investimentos estrangeiros; e
- o aumento de divisas

No entanto, as características entre os países eram bem diferentes, em termos de reservas, tamanho e características do mercado e desenvolvimento tecnológico.

A Argentina liderou o processo de reformas na América do Sul, e seu caso será apresentado a seguir. Seu mercado interno é o maior e mais maduro da região. É também o mais liberalizado, com empresas privadas em todos os segmentos.

O Peru e a Bolívia desmembraram e privatizaram suas empresas. Nos demais países, o controle ainda é estatal. No entanto, no *upstream* foram concedidas licenças de exploração e realizadas parcerias público-privadas. A abertura do setor de exploração e produção levou ao aumento das reservas, ao aumento de produção e à diminuição de custos, destacando-se a Bolívia e Trinidad & Tobago. No caso da Bolívia, em quatro anos as reservas aumentaram sete vezes. Já o transporte e distribuição, na maioria dos casos, foram liberalizados, à exceção da Venezuela.

3. 4. 1. O CASO DA ARGENTINA

Durante as crises energéticas de 1970 e 1980, a Argentina decidiu apostar no desenvolvimento da indústria do gás e na valorização de suas reservas no mercado nacional. Em boa parte das grandes e médias cidades foram construídas infra-estruturas de transporte e distribuição, permitindo uma boa integração nacional.

Até a década de 80, a maior parte da geração elétrica argentina era de origem hídrica ou nuclear. Com a estagnação do programa nuclear e, principalmente, com a reestruturação do setor elétrico a partir de 1988, a participação das termelétricas a gás no total de geração do país passou de 10% para 50% do total. Ainda assim, o consumo em termelétricidade corresponde a apenas 30,5% do consumo total de gás.

O desenvolvimento do mercado de gás, nas décadas de 70 e 80, se baseou em usos dispersos e atomizados, permitindo o surgimento de uma “cultura do gás”, conforme SANTOS *et al.*[2002]. Essa é uma característica peculiar, diante do contexto latino americano. No entanto, futuramente, devido à saturação dos demais mercados, o setor elétrico deverá absorver quantidades crescentes de gás. Outra alternativa que se destaca é a exportação do produto, como já ocorre para o Chile e o Brasil.

Em termos de infra-estrutura, já existem interligações com a Bolívia, além do Chile e do Brasil. E está em andamento a interligação com o Uruguai. A Argentina pode ser vista, assim, como um vetor de integração gasífera na região do Cone Sul.

Segundo a IEA/OECD [1999], no final dos anos 80, o governo argentino lançou uma série de reformas regulatórias e estruturais, como parte de um programa mais amplo de reestruturação econômica, em busca de maior eficiência econômica e de um maior grau de investimento privado. Como resultado, na década de 90, seu setor de gás passou por profundas mudanças, destacando-se a privatização da companhia de gás Gas del Estado (GdE) no *downstream*, e da companhia de óleo e gás Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) no *upstream*.

Essas mudanças foram consideradas positivas, uma vez que a exploração de poços de gás aumentou e os investimentos no *downstream* diminuíram os custos de transporte e distribuição, além de aumentar a confiabilidade do sistema. Quanto aos preços, na “cabeça do poço” houve um aumento, uma vez que os preços anteriores à desregulamentação eram considerados artificialmente baixos. Mas como houve uma efficientização do uso do sistema de transporte e distribuição, os preços finais tiveram um aumento mais modesto (ainda bem menores que os preços praticados nos EUA e Europa).

A reforma da indústria do petróleo começou na Argentina em 1989 e, no início de 1991, a maioria do setor já tinha sido aberta a participações privadas e estrangeiras. A venda da YPF, criada nos anos 20, foi o elemento chave dos esforços de privatização. Até 1992 ela era a única companhia autorizada a explorar o gás natural. Ao contrário do caso brasileiro (PETROBRAS), a YPF ficou tecnologicamente defasada em relação a outras empresas estatais e sua baixa produtividade lhe conferiu a reputação de ineficiente. Além disso, ela era freqüentemente usada pelos governos como moeda de troca política, sofrendo grandes perdas financeiras, num total de aproximadamente US\$ 6 bilhões entre 1981 e 1989. A YPF sofreu uma grande reestruturação antes da privatização, destacando a redução de sua mão-de-obra para pouco mais de 10% da original, a venda de um terço de suas reservas e melhorias gerenciais.

No setor de gás a privatização começou em 1990 e em 1992 estava praticamente completa. Antes disso, a estatal GdE tinha o monopólio de transporte e distribuição. Gargalos no sistema impediam o pleno abastecimento residencial em períodos de pico, ou exigiam a interrupção do abastecimento industrial para atender as

residências. Do monopólio original surgiram duas companhias de transporte e oito de distribuição, todas privadas. O novo arcabouço regulatório se baseou no livre acesso e na definição de um *price cap* para as tarifas de transporte e distribuição. Ao contrário da YPF, a GdE não sofreu uma reestruturação interna significativa antes da privatização.

3.4.1.1. REESTRUTURAÇÃO E REFORMA REGULATÓRIA DO SETOR

A Lei do Gás (*Ley del Gas*) de 1992 introduziu mudanças profundas na política e na regulação do setor de *downstream* do gás natural. Em conjunto com diversos decretos, destacando-se o 11739/92, o Ato levou à reestruturação e à privatização da indústria e ao estabelecimento de um novo sistema regulatório. Os elementos chave deste Ato incluíam:

- A reorganização e privatização da companhia de transporte e distribuição, Gas del Estado (GdE), que foi desmembrada em duas companhias de transporte e oito distribuidoras;
- A criação de uma autoridade reguladora independente, a Enargas, responsável pelo estímulo ao desenvolvimento de reservas de gás, pela regulamentação e licenciamento, além da regulação de tarifas de transporte e distribuição, considerados monopólios naturais.
- O estabelecimento do livre acesso à rede de transporte e distribuição, excluindo-se as linhas de transferência do *upstream*;
- O monopólio das distribuidoras ficou restrito aos consumidores usando menos de 10000 m³/dia. Acima disso, os consumidores passaram a poder optar entre o serviço da distribuidora ou providenciar seu próprio suprimento (negociando a compra e o transporte, ou construindo sua própria linha de transporte);
- Os preços na “cabeça do poço” para volumes acima de 10000 m³/dia foram completamente liberados a partir de 1º de janeiro de 1994.

Outro fator relevante da reforma do setor foi a quebra do monopólio de exploração e produção de petróleo e gás exercido pela YPF e, subseqüentemente, sua privatização.

3.4.1.2. TARIFAS DO SETOR DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

As tarifas para cada companhia são determinadas pela Enargas, à luz da Lei do Gás (*Ley del Gas*), com base no custo do serviço acrescido de uma taxa de retorno comparável à de outros negócios sob o mesmo risco. Não são permitidos subsídios cruzados entre clientes de diferentes categorias. Os reajustes, a cada seis meses, se baseiam numa metodologia de *price cap*, considerando a inflação, um fator *x* de

eficiência (objetivando reduções na tarifa com base em ganhos de eficiência) e um fator **k** de investimento (permitindo aumentos de tarifa em função de investimentos relevantes realizados), ambos definidos antecipadamente para um período de cinco anos.

As companhias de transporte são obrigadas a publicar suas tarifas para serviços de transporte firme e interruptível. No caso do serviço firme, o valor é cobrado sobre a capacidade reservada, independentemente do uso efetivo, com base num encargo por unidade de volume por dia (m³/dia). Podem ser oferecidos descontos.

Para o serviço interruptível, disponível para solicitações acima de 3 milhões de m³/dia, o encargo é fixado com base no encargo anterior, para 1000 m³/dia, sem possibilidade de desconto. No entanto, é cobrado somente o volume realmente consumido.

Na Tabela 3-3 pode-se acompanhar a evolução das tarifas após o início das reformas.

Tabela 3-3. Evolução das Tarifas de Transporte (Firme) para a Grande Buenos Aires, em US\$/m³ e US\$/1000 m³.

FONTE: ENARGAS [2002b]

RECEPÇÃO	Dez/92	Jul/93	Jul/94	Jul/95	Jul/96	Jul/97	Jul/98	Jul/99	Mai/00	Jul/01	Mai/02
SISTEMA TGS											
FIRME											
Tierra del Fuego	0,9118	0,9164	0,9180	0,9664	0,9795	0,9756	0,9011	0,9284	0,9288	0,9288	0,9288
Santa Cruz	0,8385	0,8427	0,8442	0,8887	0,9007	0,8972	0,8286	0,8538	0,8541	0,8541	0,8541
Chubut	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,6468	0,5961	0,5937	0,5937	0,5937	0,5937
Neuquen	0,5488	0,5516	0,5525	0,5817	0,5895	0,5872	0,5431	0,5467	0,5485	0,5485	0,5485
INTERRUPTÍVEL											
Tierra del Fuego	30,3933	30,5471	30,5983	32,2128	32,6485	32,5204	30,0353	30,9466	30,9590	30,9590	30,9590
Santa Cruz	27,9500	28,0914	28,1385	29,6232	30,0239	29,9060	27,6207	28,4588	28,4702	28,4702	28,4702
Chubut	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	21,5602	19,8699	19,7904	19,7904	19,7904	19,7904
Neuquen	18,3260	18,4187	18,4496	19,4231	19,6858	19,6085	18,1342	18,2562	18,3146	18,3146	18,3146
SISTEMA TGN											
FIRME											
Salta	0,6728	0,6762	0,6773	0,7130	0,7227	0,7198	0,6853	0,7056	0,7239	0,7239	0,7239
Neuquen	0,5488	0,5516	0,5525	0,5817	0,5895	0,5872	0,5486	0,5464	0,5464	0,5464	0,5464
INTERRUPTÍVEL											
Salta	22,4250	22,5384	22,5763	23,7675	24,0889	23,9944	22,8426	23,5206	24,1298	24,1298	24,1298
Neuquen	18,3260	18,4187	18,4496	19,4231	19,6858	19,6085	18,3200	18,2467	18,2467	18,2467	18,2467

Os distribuidores também são obrigados a publicar suas tarifas de acordo com a categoria de consumidor e o tipo de serviço¹¹. De acordo com a Lei do Gás (*Ley del*

¹¹ Para mais detalhes sobre tarifas de distribuição ver IEA/OECD, 1999.

Gas), os distribuidores podem repassar os custos de compra e transporte para os consumidores finais, sob regulação da Enargas. Isso levou a uma acomodação por parte dos distribuidores em não buscar a redução de seus custos. O Governo argentino tentou criar um mecanismo de repasse da diminuição de custos associando a compra de gás a um mercado spot, sem muito sucesso.

Em 1997, a Enargas publicou uma resolução criando o mercado secundário de capacidade de transporte. Cabe às transportadoras divulgar um boletim eletrônico, nos moldes daquele dos EUA, onde capacidades contratadas que não estejam sendo utilizadas podem ser repassadas ao mercado. Os preços são livres, mas limitados aos valores máximos (*price caps*) deliberados pela Enargas, de forma a desestimular uma reserva de capacidade superior à necessidade real para revenda no mercado secundário. No entanto, devido à falta de atividade neste mercado, estão sendo estudadas alternativas ao *price cap*.

3.4.1.3. EXPORTAÇÕES

A extensão da malha dutoviária argentina a mercados externos suscitou a questão da precificação dos serviços de transporte. Existe uma tendência à adoção da tarifa *roll-in*, onde os custos de expansão são incluídos no cálculo da tarifa, de forma que os usuários atuais (incluindo os próprios argentinos) pagam pela disponibilização do produto para novos consumidores.

3.4.1.4. IMPACTOS DA REFORMA

O desmembramento e a privatização da indústria gasífera e as subseqüentes fusões e aquisições levaram a uma diversificação considerável na estrutura das companhias. Existem entre 70 e 80 companhias operando no *upstream* da indústria do petróleo, sendo que a YPF continua sendo a grande líder de produção, com mais de 50% (Figura 3-6).

As companhias de transporte e distribuição passaram a ter diversas empresas Européias e Norte-Americanas como importantes acionistas.

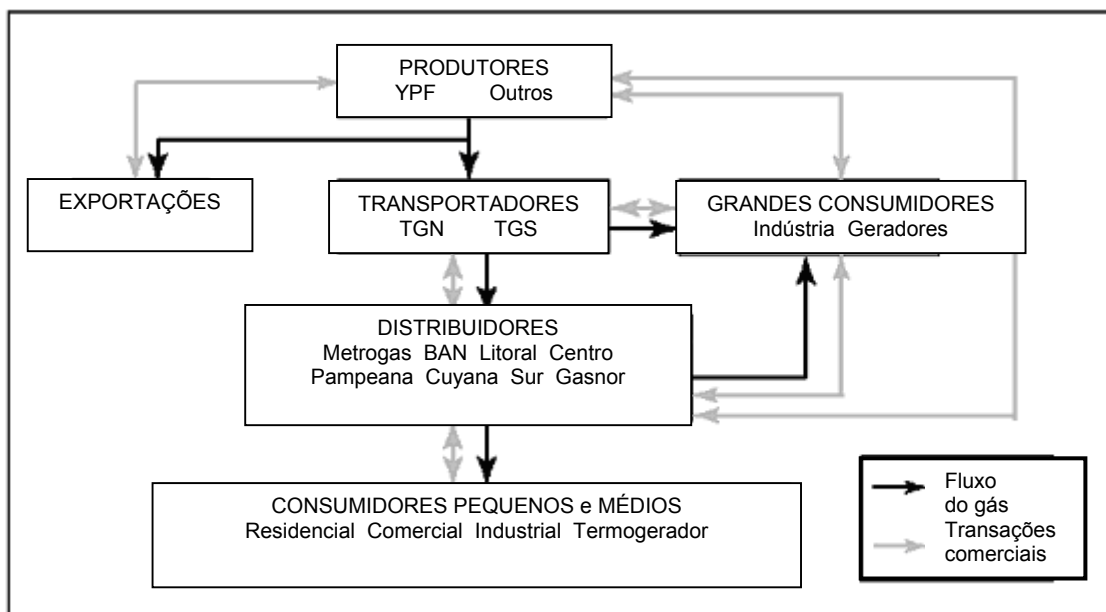


Figura 3-6. Modo de organização da indústria de gás natural na Argentina

FONTE: IEA/OECD [1999].

O fim do monopólio e o estabelecimento do regime de livre acesso em 1992 encorajaram alguns usuários a negociar seu suprimento diretamente com produtores, em vez de comprar dos distribuidores locais. É possível realizar o acesso de duas formas:

- Construindo sua própria linha de transporte de gás até o sistema de alta pressão, contratando os serviços de transporte diretamente da transportadora, ou
- “alugando” o serviço de distribuição, negociando uma tarifa combinada para o serviço de transporte e distribuição.

As transações através do livre acesso cresceram rapidamente entre 1993 e 1997, de 3% das vendas totais (em volume) para 32%. Esse crescimento levou à diversificação nos contratos de suprimento, com redução de prazos para cinco ou dez anos. Os preços do produto (na “cabeça do poço”) passaram de fixados para escalonados, com base em índices calculados sobre combustíveis concorrentes ou preços internacionais do petróleo (como o WTI), além da inflação.

Os preços médios do produto na “cabeça do poço” cresceram desde a reestruturação. Os preços eram controlados e mantidos iguais entre as cinco bases produtoras. Tiveram um aumento médio de 15% entre dezembro de 1993 e dezembro de 1995,

permanecendo estáveis até 1998. Apesar disso, permaneceram significativamente mais baixos que os preços na Europa e nos EUA.

É importante ressaltar a permanência do domínio da YPF como fornecedora de gás natural, atuando como líder na fixação do preço do produto no mercado. Logo após a liberação do mercado ela aumentou seus preços para distribuidores e compradores diretos. Mas os aumentos foram interrompidos em seguida, provavelmente por pressão governamental (risco de inflação).

Apesar dos aumentos, o gás natural continuou sendo o combustível notoriamente mais barato, tanto no aquecimento residencial, quanto nas indústrias ou na geração elétrica, especialmente em ciclo combinado.

4. O GÁS NATURAL NO BRASIL

4.1. INFRA-ESTRUTURA DUTOVIÁRIA NACIONAL

De acordo com ANP [2003a], a infra-estrutura de transporte de gás natural é representada pela rede de gasodutos que transporta o gás natural seco até os pontos de entrega às distribuidoras estaduais. A partir daí, a rede é tratada como de distribuição. No Brasil, esta infra-estrutura é composta por 5407,0 km de rede com capacidade de transporte de 71,1 MMm³/d, dos quais 46,4% são operados pela PETROBRAS/Transpetro e o restante por novas entrantes do setor (Tabela 4-1). Atualmente, uma parte da malha escoava exclusivamente gás natural de origem nacional e, outra, produto importado.

Os gasodutos que transportam gás de origem nacional são operados pela PETROBRAS e pela Transpetro e somam 2507 km de extensão. A malha de gasodutos que escoava produto importado é formada pelo gasoduto Bolívia–Brasil (operado pela TBG), pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (trechos 1 e 3 - operado pela TSB) e pelo Gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente), perfazendo um total de 2900 km, com capacidade de escoamento de 35,6 MMm³/d (Tabela 4-2).

Tabela 4-1. Dutos de transporte de gás natural de produção nacional, até 2002.

FONTE: ANP [2003a]

Malha	Dutos de transporte			
	Denominação do duto	Início de operação	Diâmetro (pol)	Extensão (km)
Total				2.507,0
Malha CE / RN / PB / PE / AL				1.009,6
	Guamaré-Cabo	1986	12	424,0
	Pilar-Cabo	...	12	203,6
	Guamaré-Pecém	1998 e 2000	12 / 10	382,0
Malha SE/BA				346,4
	Atalaia-Catu	1974	14	230,0
	Santiago-Camaçari I	1975	14	32,0
	Santiago-Camaçari II	1992	18	32,0
	Candeias-Camaçari	1981	12	37,0
	Candeias - Dow	n/d	14	15,4
	Química			
Malha ES				146,0
	Lagoa Parda-Araçruz	1983	8	38,0
	Araçruz-Vitória	1984	8	62,0
	Serra-Viana	1997	8	46,0
Malha RJ/SP/MG				1.005,0
	Cabiúnas-Reduc	1982	16	183,0
	Reduc-Regap	1996	16	357,0
	Reduc-Esvol	1986	18	95,2
	Esvol-Tevol	1986	14	5,5
	Esvol-São Paulo	1988	22	325,7
	RBPC-Capuava	1993	12	37,0
	RBPC-Comgás	1993	12	1,5
	Belém-Ibirité	2002	12	0,1

Tabela 4-2. Dutos de transporte de gás natural importado, até 2002.

FONTE: ANP [2003a]

Dutos	Status	Participação acionária	Diâmetro (pol)	Extensão (km)	Capacidade projetada (milhões m ³ /d)
Total				3.465,0 (total) 2.900,0 (em operação)	44,8 (total) 35,6 (em operação)
Bolívia - Brasil ¹	Em operação	Gaspetro (51%); BBPP Holdings (29%); Transredes (12%); Enron (4%); Shell (4%)	Trecho Norte: 24 a 32 Trecho Sul: 16 a 24	Trecho Norte: 1.418 Trecho Sul: 1.165	30
Lateral Cuiabá	Em operação	Enron (50%); Shell (37,5%); Transredes (12,5%)	18	267	2,8
Uruguaiana - Porto Alegre ²	Parcialmente em operação	Gaspetro (25%); Totalfina Gas and Power Brazil (25%); Ipiranga (20%); Repsol YPF (15%); TEGAS N.V. (15%)	24	Trecho (1): 25 Trecho (2): 565 Trecho (3): 25	12

O trecho 2 do Gasoduto Uruguaiana–Porto Alegre ainda não foi construído, mas já tem autorização da ANP para construção. Este projeto possibilitará o incremento de 565,0 km de gasoduto e 9,2 MMm³/d de capacidade de escoamento.

Adicionalmente, os seguintes empreendimentos encontram-se sob análise da ANP, para concessão de autorização (Tabela 4-3):

Tabela 4-3. Empreendimentos sob análise da ANP para concessão de autorização

FONTE: ANP [2003a]

INSTALAÇÃO	Empresa	Tipo	Diâmetro (pol)	Extensão (km)	Capacidade (MMm ³ /d)
Total				1535	31,3
Gasoduto Cruzeiro do Sul	Gasoducto Cruz del Sur	construção	24	410	12
Gasoduto São Carlos - BH	PETROBRAS	construção	26	500	7,5
Gasoduto Itu-Gasan	PETROBRAS	construção	24	145	6,0
Gasoduto Campinas-Rio	PETROBRAS	construção	28	480	5,8

Comparada à rede de gasodutos dos EUA e da Europa, a brasileira é bastante incipiente (Figura 4-1). Isso porque o gás natural, até meados da década de 90, não tinha importância no cenário energético nacional.



Figura 4-1. Rede de gasodutos de transporte e distribuidoras locais

FONTE: GASENERGIA [2003]

NOTA 1: não estão representadas as redes de distribuição local

NOTA 2: estão representados gasodutos existentes (em vermelho e GASBOL em azul), em licitação (em verde, Urucu-Porto Velho, Urucu-Manaus, Uruguai-Porto Alegre) e futuros (em amarelo, São Paulo-Brasília, Ceará-Piauí-Maranhão)

Como se pode observar na Figura 4-2, abaixo, o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) corresponde a uma grande parcela da extensão da rede nacional. Entre 1975 e 1999 foi construída pouco mais da metade da rede de transporte atual. E foi a partir da construção do GASBOL que a extensão da rede praticamente dobrou.

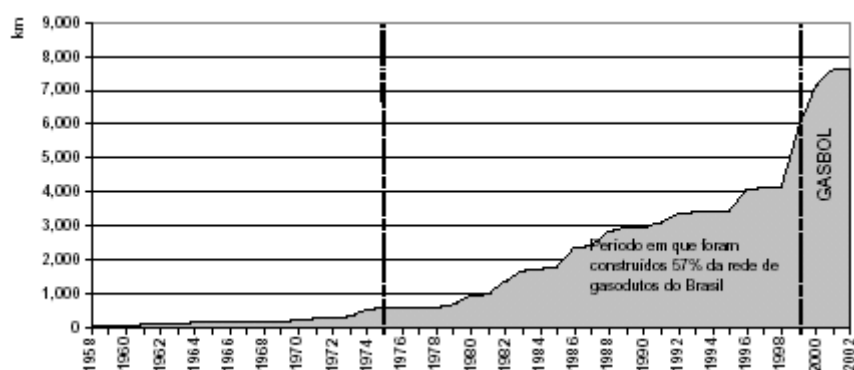


Figura 4-2. Evolução da malha de gasodutos, 1958-2002

FONTE: ANP [2003a]

A construção do GASBOL, além de um marco para a engenharia nacional, é um marco na indústria do gás natural. A partir de sua construção, as primeiras atividades de importação surgiram. E, com elas, muitas questões regulatórias. A Lei do Petróleo (Lei nº 9478, de 06/08/97) e a ANP foram criadas no mesmo período da construção do gasoduto. Assim, ele surgiu sem a existência de um marco regulatório consistente para a indústria do gás natural e, ao mesmo tempo, questões relacionadas à sua operação (livre acesso, tarifas, contratos, etc) serviram de base para a criação de diversas portarias por parte da ANP.

Este estudo dá enfoque à área de influência do GASBOL, no que diz respeito aos seus mercados e fornecedores atuais e potenciais. Assim, cabe apresentar seu perfil mais detalhadamente.

TORRES [2002] apresenta um histórico do projeto do gasoduto GASBOL, segundo o qual este foi um dos principais projetos de investimento em infra-estrutura implementados pelo governo brasileiro na década passada. Um duto de 3.150 quilômetros liga a cidade de Rio Grande, na Bolívia, a Porto Alegre, no Brasil, incluindo no seu percurso importantes centros consumidores do Centro-Sul brasileiro, como São Paulo.

Do custo total do projeto, cerca de US\$ 2 milhões, 20% foram investidos do lado boliviano e o restante do lado brasileiro. Do investimento total, a PETROBRAS captou 82% dos recursos através de agências multilaterais e de crédito à exportação, além de uma participação expressiva do BNDES.

Além de assumir o financiamento, a PETROBRAS foi responsável pela obra em toda sua extensão, incluindo o lado boliviano. Em contrapartida, assumiu o controle da operação do trecho brasileiro do gasoduto e a exclusividade do papel de carregador, através de um contrato de compra de 20 anos do tipo *take or pay*, o que garante o pagamento, ao fornecedor boliviano, por um volume fixo de gás, independentemente de o mesmo ser ou não transportado.

O controle da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia Brasil (TBG) é da PETROBRAS, através de sua subsidiária integral, a Gaspetro, enquanto a empresa

boliviana é comandada pela Transredes, operada pela Enron¹² em sociedade com a Shell e os fundos de pensão locais. São também acionistas a El Paso, a British Gas e a Total Fina.

Antes da entrada em operação comercial do GASBOL, em 1999, o cenário de incerteza na oferta não motivava a alteração do perfil da demanda energética nacional em favor do gás. Diante da elevação das reservas bolivianas e da capacidade de transporte, as incertezas de oferta foram superadas.

Com isso, o desenvolvimento do mercado passou a depender exclusivamente do crescimento da demanda. Esse crescimento teve determinantes variáveis ao longo do tempo. Inicialmente, as projeções utilizadas para o projeto do gasoduto apontavam para o uso industrial como âncora para o desenvolvimento da demanda. Isso demandaria investimentos em redes de distribuição e financiamento de equipamentos para substituir aqueles utilizados em processos a base de óleo combustível.

Quase dez anos depois das primeiras projeções, o aumento do risco de falha no suprimento de energia e os avanços tecnológicos em termogeração despertaram o interesse para o uso termelétrico do gás. No entanto, os elevados riscos comerciais, além de regulatórios emperram os investimentos em plantas desse tipo.

4. 1. 1. EXPANSÃO DA MALHA DE GASODUTOS

A PETROBRAS anunciou [GASNET, 2001] seus planos de expansão para a malha de gasodutos diante da projeção de que volume transportado, hoje de 22 milhões de metros cúbicos diários, deve chegar a 65 milhões de metros cúbicos diariamente até o final de 2003.

A estatal aprovou a construção de 2.322 quilômetros de novos gasodutos em diâmetro acima de 14 polegadas, com obras orçadas em US\$1,1 bilhão e prazo de dois anos. De acordo com a PETROBRAS, os novos gasodutos nas malhas Sul/Sudeste/Centro-Oeste serão cinco: Linhares (ES) – Vitória (ES), com 120 quilômetros em 14 polegadas; Campinas (SP) – Cubatão (SP), com 130 quilômetros em 24 polegadas;

¹² Até o início de 2002, o colapso da Enron nos Estados Unidos não havia comprometido a operação do lado boliviano do gasoduto, a despeito de sua participação nas duas empresas que formam o Gasbol estar sendo objeto de negociação com outros sócios do empreendimento TORRES [2002].

Campinas (SP) – Japeri (RJ), com 503 quilômetros em 38 polegadas; São Carlos (SP) – Betim (MG), com 515 quilômetros em 26 polegadas.

Além disso, a empresa estuda retomar a construção do gasoduto que liga as cidades de Uruguaiana e Porto Alegre, com extensão de 565 quilômetros e investimento de US\$350 milhões. A empresa apresentou proposta que pode resultar na conclusão do empreendimento, programada para o final de 2004. Para que a conclusão ocorra em dezembro de 2004, até o fim de 2002 os sócios terão que rever os contratos de engenharia e construção, que estavam assinados, mas já caducaram. O mesmo deverá ser feito com os contratos para transporte do gás e com as questões comerciais e regulatórias com a Argentina, de onde virá o gás. O gasoduto Uruguaiana–Porto Alegre começou a ser construído pelo consórcio TSB, formado pela PETROBRAS, Ipiranga, Repsol/YPF, TotalFinaElf e Techint. Em 2000, dois trechos de 25 quilômetros cada um foram concluídos, ligando o fim do Gasbol, em Canoas, ao pólo petroquímico de Triunfo. Outro abastece a termelétrica da AES em Uruguaiana. Já foram investidos US\$94 milhões nos primeiros trechos. De acordo com a Secretaria de Energia do Estado, a construção das usinas Termogaúcha e Termocanoas (potência de 500 MW cada uma) são indispensáveis para a viabilidade do gasoduto [GAZETA MERCANTIL, 2001].

4. 2. COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

4. 2. 1. CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO

A indústria de gás natural é caracterizada pela utilização de ativos específicos e, por isso, acaba dependendo de relações contratuais de longo prazo. Muitas vezes, estes contratos se mostram incompletos, pois é complicado definir a estrutura de preço que envolve custos de produção, preços no mercado internacional, substitutos energéticos e o custos de oportunidade. Numa indústria incipiente, as cláusulas *take or pay*, que garantem o fornecimento para o comprador e uma remuneração mínima para o fornecedor, são utilizadas a fim de reduzir os riscos, garantindo um retorno mínimo para o investimento.

De acordo com CECCHI et al. [2001], no Brasil, os Instrumentos Contratuais existentes na cadeia produtiva do gás natural são basicamente de dois tipos: (a) Contratos de Comercialização (Compra/Venda) de Gás e (b) Contratos de Transporte de Gás.

O primeiro tipo define as características da transação comercial, como quantidade e qualidade do produto, condições e locais de entrega, prazos, preços e garantias para ambos os lados. O fluxo comercial envolvido neste tipo de contrato está representado na Figura 4-3. O produtor pode vender o gás diretamente à distribuidora estadual, ou fazer isso através de um atravessador. No caso do produtor estrangeiro, o ponto de entrega deve ser a fronteira, e não a *city gate* da distribuidora.

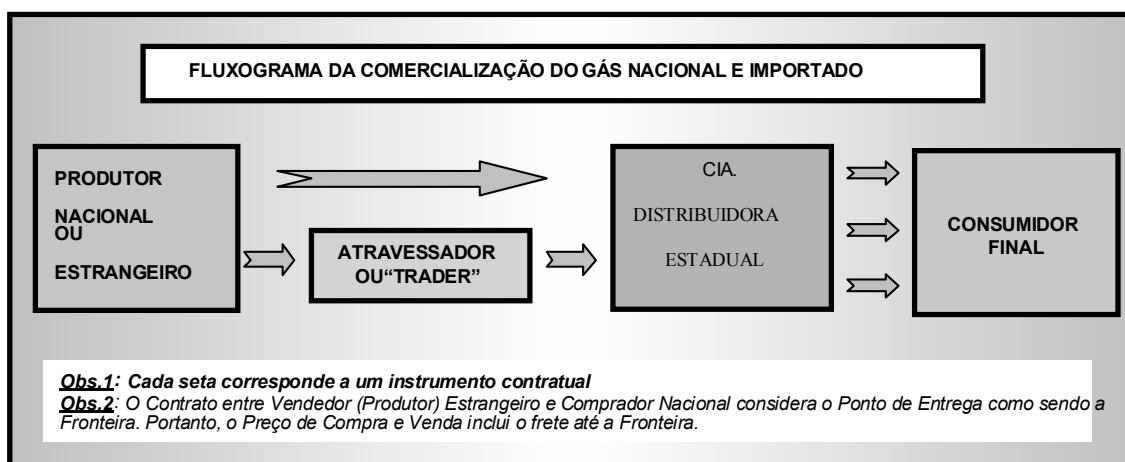


Figura 4-3. Fluxograma de comercialização do gás natural no Brasil.

FONTE: CECCHI et al. [2001]

A parcela equivalente à tarifa de transporte, referente ao trecho que liga a zona de produção à fronteira com o Brasil, está incluída no preço de venda do gás importado.

Os Contratos de Comercialização de gás importado são também denominados “Contratos de Suprimento de Gás”, e os de gás nacional, por outro lado, são denominados contratos de “compra e venda” de gás.

Os contratos de transporte formalizam a prestação de serviços de transporte entre carregadores (contratantes do serviço de transporte) e transportadores (operadores de gasodutos). O objetivo destes instrumentos é garantir a execução do serviço, além de características de capacidade alocada pelo carregador, qualidade do produto, especificação dos pontos de entrega, prazos, tarifas e garantias. A Figura 4-4 mostra em que fases da comercialização o contrato de transporte está presente.

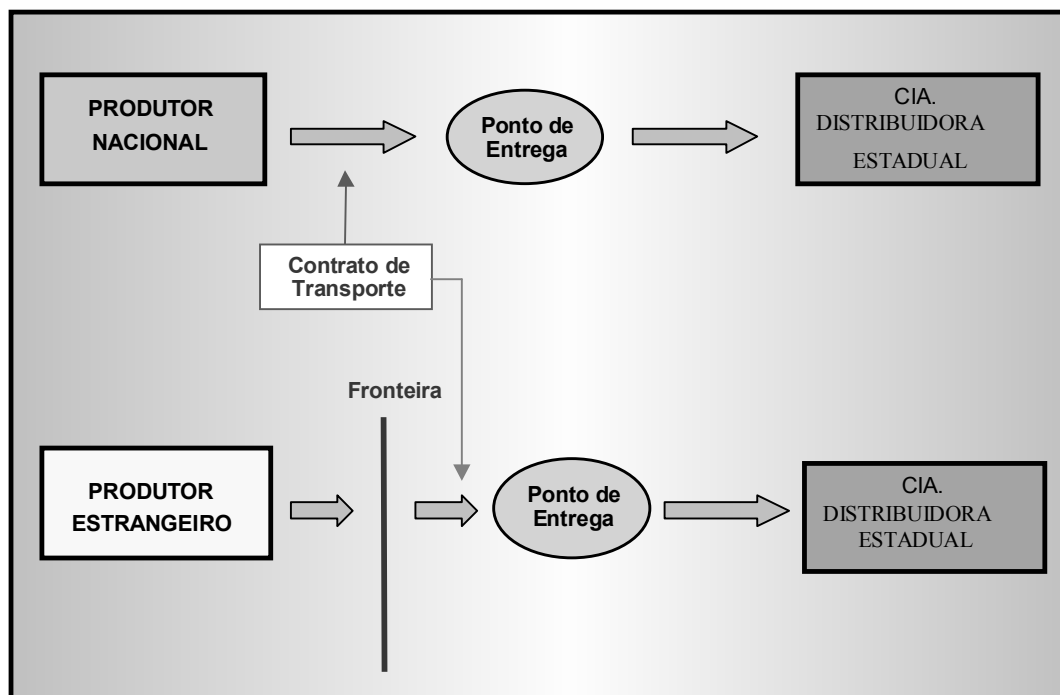


Figura 4-4. Identificação das etapas da comercialização do gás em que o contrato de transporte está presente.

FONTE: CECCHI et al. [2001]

A movimentação do gás entre o Produtor Nacional (ou entre a fronteira com o Brasil, no caso do Produtor Estrangeiro) e o *city gate* deverá ser formalizada através de um Instrumento Contratual de Transporte entre um Carregador e uma Empresa Transportadora. O carregador poderá ser um atravessador, a Companhia Distribuidora Estadual ou o consumidor final - neste último caso, desde que em acordo com a concessionária de distribuição do seu Estado.

Atualmente, a atividade de exploração de Gás Natural no Brasil é exclusiva da PETROBRAS, embora não seja seu monopólio. Espera-se que o aumento da demanda estimule a entrada de outros produtores, aumentando a competitividade no setor.

Todas as operações de venda de gás ao consumidor final, pertencentes a qualquer segmento de mercado, devem ser realizadas através da Distribuidora Estadual que detenha a concessão daquela área. A regulamentação e a fiscalização dessa atividade também são de responsabilidade dos Estados, através das Agências Reguladoras Estaduais. Alguns Estado prevêem a situação de *by-pass*, onde um grande consumidor pode comprar diretamente do produtor, desde que não use a malha de distribuição da concessionária.

Como a PETROBRAS é o único produtor em território nacional, todos os contratos de comercialização existentes são entre ela e as distribuidoras estaduais. Antes da criação da TRANSPETRO, não existiam contratos de transporte, pois na época da sua elaboração a PETROBRAS detinha a infra-estrutura dutoviária. Em 1997 foi feita a separação jurídica de sua subsidiária de transporte e operação de terminais, a TRANSPETRO, levando à formalização de tais contratos.

Com relação à importação de gás [ANP, 2003a], a PETROBRAS iniciou em julho de 1999 a aquisição de gás boliviano através do GASBOL. A Sulgás iniciou a importação em junho de 2000, adquirindo produto proveniente da Argentina através do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre. Em 2001, duas novas empresas importadoras de gás passaram a operar. A Empresa Produtora de Energia Ltda. (EPE) iniciou a importação de gás boliviano destinado à Usina Termelétrica de Cuiabá I, através da comercializadora Transborder, sendo este gás escoado pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Em setembro de 2001, a BG Comércio e Importação Ltda. iniciou a importação de gás natural boliviano, escoado pelo GASBOL e destinado à entrega à COMGÁS, empresa que também faz parte do Grupo BG, no Estado de São Paulo.

4. 2. 2. ASPECTOS REGULATÓRIOS

De acordo com SILVEIRA [2000], o escopo da regulação do setor de gás natural, de acordo com a lei de criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), constante da Lei 9.478/97, abrange:

- a Produção e o Desenvolvimento, desenvolvendo estudos para delimitação de blocos, elaborando editais e licitações, celebrando contratos e fiscalizando-os, controlando a qualidade do gás e fixando preços de referência para o mesmo;
- a Importação e a Exportação, autorizando-as e estabelecendo os critérios para sua execução;
- o Transporte, estabelecendo critérios tarifários, arbitrando conflitos e garantindo o livre acesso.

Já a regulação da atividade de distribuição é atribuição estadual, a quem cabe a elaboração de contratos de concessão, respeitando regras de qualidade, segurança, preço, etc.

A execução das atribuições, por parte da ANP, tem sido legitimada através de portarias. Estas são elaboradas pela Agência e colocadas em consulta pública antes de publicadas.

A comercialização de gás natural de origem nacional pode ser exercida por qualquer agente e não necessita de autorização da ANP. Mas seu preço é regulado pela portaria Portaria MME/MF de nº3, de 17 de fevereiro de 2000 [CECCHI *et al*, 2001].

Já o gás importado tem preço livre, mas sua comercialização depende de autorização da ANP, conforme Portaria ANP de nº 43, de 15 de abril de 1998.

A construção e operação de dutos de transporte ou de transferência pode ser realizada por qualquer empresa mediante autorização da ANP, conforme Portaria ANP de n.º 170, de 26 de novembro de 1998.

A regulamentação também busca contemplar o livre acesso à rede de gasodutos, que consiste na garantia de acesso não discriminatório a terceiros interessados às instalações de transporte já existentes ou a serem construídas em território brasileiro. Diversas portarias sobre o tema estão sendo discutidas, através de consultas públicas.

O órgão regulador definiu algumas categorias de transporte e capacidades, que espelham a regulamentação internacional:

- Transporte Firme: é o serviço prestado pelo Transportador ao Carregador, com movimentação de gás de forma ininterrupta, até o limite estabelecido pela Capacidade Contratada;
- Transporte não-Firme: é o serviço de transporte de gás prestado a um Carregador, que pode ser reduzido ou interrompido pelo Transportador;
- Capacidade Disponível: consiste na diferença entre a Capacidade do Gasoduto e a soma das Capacidades Contratadas com o Consumo Próprio. Esta deverá ser informada pelo transportador à ANP e ao Mercado¹³. Para este tipo de capacidade, as empresas transportadoras deverão ofertar serviços de transporte firme e não firme, conforme as necessidades do contratante do serviço;

¹³ A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - toda oferta de Capacidade Disponível informada pelo Transportador.

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

Ainda em relação ao livre acesso, cabe destacar a dificuldade que às vezes existe em distinguir dutos de transporte e de transferência. A promoção de um mercado de gás competitivo e eficiente depende da facilitação do acesso aos pontos produtores, enfraquecendo o poder de mercado de transportadoras ou companhias verticalizadas, incentivando assim os investimentos em exploração e produção. Basicamente, se um duto está localizado em um percurso de interesse geral ele pode ser considerado como de transporte, em terra ou mar. Já os dutos de transferência são aqueles considerados de interesse exclusivo e específico do proprietário (tratamento, separação, medição, etc.). Esta classificação independe de o duto estar localizado em uma área de produção. Obviamente, a distinção entre interesse geral e exclusivo pode levar a muitas dúvidas no momento da classificação de um duto. Além disso, mesmo que seja desejável reclassificar um duto de transferência como de transporte, a aplicação das normas estabelecidas na regulamentação podem onerar a operação entre áreas de produção e terminais, principalmente no caso de novos entrantes e produtores independentes.

Além de estabelecer a regulamentação, é papel da ANP fiscalizar a consistência de níveis tarifários com o mercado e mediar conflitos. Entre os anos de 2000 e 2001 foram resolvidos pela ANP quatro conflitos relacionados ao livre acesso ao Gasoduto Bolívia-Brasil, sendo três referentes ao serviço de transporte não firme e um ao serviço firme. Os dois primeiros processos, entre a TBG e a Enersil, empresa do grupo Enron, foram referentes ao mesmo contrato de serviço de transporte não firme de gás natural. Os dois casos seguintes, entre a TBG e a BG (British Gas do Brasil Ltda.), foram referentes a um serviço não firme e outro firme de curto prazo¹⁴ [CECCHI *et al*, 2001; ANP, 2002a].

¹⁴ Para detalhes sobre os conflitos ver “Agência Nacional do Petróleo – ANP, “Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços – até dezembro de 2001”, Séries ANP, Número IV, Rio de Janeiro, 2002”.

Toda a regulamentação para o gás natural estabelecida pela ANP é baseada na Lei 9.478 de 06/08/1997. Essa lei é difundida como Lei do Petróleo, donde pode-se notar que o gás natural é considerado como um “apêndice” do petróleo. De fato, o setor carece de uma legislação própria. O desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil depende de investimentos pesados em redes de transporte e distribuição. Estes investimentos, além de elevados, possuem longos prazos de maturação, com uma complexa engenharia financeira. Assim, faz-se necessária a definição de uma regulamentação transparente no que diz respeito às condições de acesso e às tarifas, visando minimizar as incertezas do setor.

4. 2. 3. FORMULAÇÃO TARIFÁRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

Segundo a ANP [2002a], a formulação do preço do gás natural, até o ponto de entrega às distribuidoras locais, pode ser dividida em três grupos: preço máximo do gás nacional, preço do gás importado e preço do gás destinado ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).

4.2.3.1. PREÇO DO GÁS NACIONAL

Até 1999, a Portaria DNC 24/94 se mostrou eficiente na regulamentação do preço máximo de venda do gás natural. Ela estabelecia paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural para fins combustíveis e o preço do óleo combustível 1A, na base de distribuição primária, considerada a equivalência energética entre ambos. No entanto, o fim do controle de preços de óleos combustíveis e a conjuntura internacional desfavorável, elevaram a volatilidade dos preços máximos do gás natural. Os preços dos óleos combustíveis passaram a ser vinculados ao mercado internacional, e a forte volatilidade do preço do petróleo teve consequências sobre o preço do gás natural.

Isso tornou necessária uma redefinição dos mecanismos de formação de preços, de forma a refletir melhor a estrutura de custos da cadeia produtiva. A parcela referente ao transporte – responsável pela maior parcela de custo – não estava identificada separadamente, acarretando distorções no preço final. Um reflexo da estrutura monopolista, ainda característica da indústria de gás natural nacional.

Buscou-se, então, a redefinição da regulamentação, visando a menor volatilidade dos preços e a separação contábil das atividades de comercialização e transporte, através de regras simplificadas, em virtude da fase incipiente da indústria. Os dois princípios fundamentais da nova regulamentação foram a separação entre o preço do produto e

o preço do transporte e a introdução progressiva da distância no cálculo da parcela do transporte. Com isso, procurou-se possibilitar diferentes mecanismos de correção para cada parcela componente do preço, reduzir os subsídios cruzados e aumentar a eficiência na utilização da rede de transporte.

No entanto, a estrutura contratual vigente entre transportadores, carregadores e distribuidores é o maior entrave à separação real entre as atividades de comercialização e transporte. A discriminação das capacidades de transporte e dos volumes movimentados entre os pontos de recepção e entrega proporcionariam maior clareza na identificação dos custos.

Segundo a Portaria Interministerial MF/MME Nº 03, de 17 de fevereiro de 2000, cabe à ANP estabelecer os valores da parcela de transporte, que inclui todos os custos e a remuneração desta atividade. A chamada Parcela Referencial de Transporte não se trata de uma tarifa paga pela atividade de transporte, mas de uma parcela referencial, referente à remuneração da atividade de transporte. Seu valor tem por base o valor estimado dos ativos de transporte, de acordo com o custo de reposição da malha de transporte existente. Já a parcela referente ao produto (*commodity*) inclui todos os custos e a remuneração referentes à produção, transferência e processamento do gás até a entrada no gasoduto/sistema de transporte. Essa parcela é residual, e foi calculada em R\$ 130,20 / Mm³, como a diferença entre o preço nos pontos de entrega praticado no segundo semestre de 1999 e a parcela de transporte. É importante ressaltar que as duas parcelas não possuem isoladamente um limite máximo, mas sim o preço total nos pontos de entrega (*city gates*).

PREÇO DO PRODUTO (COMMODITY)

O preço do produto (*commodity*) no Brasil é identificado como o preço na entrada da rede de transporte, já incorporando custos de transferência e processamento do gás. Na Argentina e na Bolívia, o preço do produto também é definido como aquele na entrada da rede de transporte. No entanto, o conceito de gasoduto de transferência não existe, toda a movimentação de gás é considerada como transporte [ENARGAS,1992].

Foi estabelecida uma fórmula de reajuste trimestral ao preço do produto (preço na entrada do gasoduto), visando maior estabilidade e previsibilidade do mercado, além

de uma convergência entre as regras para o gás nacional e o importado, conforme abaixo:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(ant)} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left[0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right] \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

Onde:

$P_{GT(ant)}$ = o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ = o valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80 / mil m³;

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), 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 P_{GT} ;

TC_0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), 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*;

$F1_0$, $F2_0$ e $F3_0$ = 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.

De acordo com CECCHI *et al.*[2001], o início da implantação do livre acesso aos gasodutos europeus, à luz do *Gas Act* (ver item 3.2.i), gerou a necessidade da

formulação de metodologias para a formação de tarifas de transporte. A seguir, será apresentado um panorama de tais metodologias, comparando-se o cenário internacional e o nacional.

TARIFA DE TRANSPORTE

São basicamente três as metodologias tarifárias, que podem ser combinadas entre si:

- **tarifa por distância ou “ponto a ponto”**: seu principal fator determinante é a distância percorrida pelo gás, embora possa incorporar outras variáveis, como pressão e fator de carga. São geralmente adotadas para transporte em grandes distâncias onde o deslocamento físico do gás é linear (Ex: EUA e Austrália);
- **tarifa postal**: o transporte de cada unidade de volume de gás (1 m³) possui a mesma tarifa, independentemente da distância percorrida. É um caso típico de subsídios cruzados, pois os volumes que percorrem pequenas distâncias subsidiam volumes que percorrem distâncias maiores;
- **tarifa por “entrada-saída”**: separada em taxas de entrada e saída do sistema (Ex: Reino Unido, alguns estados dos EUA e, recentemente, Holanda).

Muitas vezes, as metodologias básicas são combinadas visando maximizar as vantagens e minimizar as desvantagens das metodologias isoladas. Dentre as combinações possíveis entre as tarifas, destaca-se a **tarifa zonal**, que é a combinação da tarifa postal com a tarifa por distância. Os consumidores são agrupados em zonas geográficas dentro das quais todos pagam a mesma tarifa. Essas zonas podem ser definidas mediante diversos critérios, como a distância entre o ponto de entrada do gás e pontos fixos ao longo do duto (a cada 100 km, por exemplo), a densidade de demanda de uma área, e fatores políticos e econômicos.

A Tabela 4-4 apresenta uma comparação das vantagens e desvantagens de cada tipo de tarifa.

Tabela 4-4. Comparação entre metodologias tarifárias.

FONTE: CECCHI *et al.*[2001]

	VANTAGENS	DESVANTAGENS	ONDE É ADOTADO
DISTÂNCIA OU PONTO A PONTO	• As tarifas refletem os custos, fornecendo sinais economicamente eficientes ao mercado; • Promove a eficiência econômica; • Simples e transparente onde a malha de gasodutos tem configuração linear.	• Nível tarifário pode divergir muito de consumidor para consumidor; • Potencialmente instável, pois expansões significativas da rede resultam em alterações nos fluxos do gás e, conseqüentemente, nas distâncias a serem pagas pelo consumidor; • Mercado do serviço de transporte interfere no mercado do produto afetando a competição entre produtores; • Limita o desenvolvimento do mercado em áreas longínquas.	• EUA • Austrália
POSTAL	• Simplicidade, fácil compreensão e aplicação; • Transparência no que se refere à aplicação e à fórmula de cálculo; • Estabilidade e previsibilidade para todos os consumidores – custos de expansão da rede são divididos pelo volume total; • Promove a expansão da rede.	• Tarifas não refletem os custos; • Não fornece sinais econômicos, através das tarifas, capazes de identificar, por exemplo, gargalos no sistema.	• Brasil
ENTRADA-SAÍDA	• Fornece sinais econômicos ao transportador e carregadores sobre os investimentos necessários em pontos de entrada e saída (city gates) do sistema; • Reflete os gargalos do sistema; • A adição de novos pontos de entrada e saída contribuem para a expansão da rede e do mercado.	• Provoca instabilidade em sistemas em expansão quando da implementação de novos pontos de entrada e saída; • Pouco transparente.	• Reino Unido • Alguns estados dos EUA • Holanda (recentemente)

	VANTAGENS	DESVANTAGENS	ONDE É ADOTADO
ZONAL	• Fornece sinais econômicos mais eficientes ao mercado quando comparada com a tarifa postal e ameniza o diferencial de tarifas entre consumidores existente no modelo de tarifas “ponto-a-ponto”; • Pode ser modelada de forma a refletir sinais econômicos similares à tarifa relacionada com a distância; • Pode ser simples e de fácil implementação (dependendo do número de zonas); • A definição das zonas pode se dar de forma a oferecer sinais econômicos aos consumidores e produtores sobre os gargalos e necessidades do sistema, assegurando o desenvolvimento eficiente da rede.	• A definição das zonas pode ser instável no longo prazo devido a expansões significativas da infra-estrutura; • Consumidores idênticos, em diferentes zonas, pagarão tarifas distintas.	• México • Argentina • França e Espanha (em avaliação) • Reino Unido, combinada à tarifa “entrada-saída”

Comparando-se as tarifas de transporte adotadas no mundo (Tabela 4-5), nota-se que a evolução do custo do serviço de transporte varia com a distância. A tarifa unitária real varia à medida que a distância cresce e esta variação difere de um país para o outro. Em outras palavras, a elasticidade da tarifa com relação à distância varia em cada caso.

Tabela 4-5. Exemplos de Tarifas de Transporte para Gasodutos de Alta Pressão¹.

FONTE: CECCHI et al.[2001]

Tarifas	Fixa (US\$/m ³)	Variável com a Distância (US\$/m ³ /1000 km)
Brasil (Nacional)	-	0,061
Brasil (Gasbol)	0,041	-
Holanda ²	0,001	0,029
Espanha ^{3, 4}	0,374	0,013
Itália ⁵	0,007	0,348
Alemanha ⁶	-	0,064
Bélgica ⁷	0,001	0,026

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

2 – Cap de 200 Km.

3 – Cap de 500 Km.

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

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

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

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

TARIFAS DE TRANSPORTE NO BRASIL

A Portaria 108 de 28 de junho de 2000 da ANP estabeleceu as parcelas referenciais de transporte por estado¹⁵, a serem revisadas anualmente. No entanto, essas parcelas consideram apenas os custos do sistema atualmente definido como de transporte. Os custos de transferência estão incorporados na parcela do produto. Sua transferência para a parcela de transporte, objetivando a melhor visualização da estrutura de custos, é um anseio dos reguladores.

Devido à imprecisão das informações sobre custos associados ao transporte, e à própria lógica de abastecimento nacional, a ANP optou por fazer os cálculos considerando um gasoduto fictício único. Além disso, considerou que somente 30% dos custos era proporcional à distância. Abaixo, na Tabela 4-6, pode-se ver o valor das parcelas referenciais de transporte publicadas na portaria:

Tabela 4-6. Parcelas Referenciais de transporte publicadas na Portaria ANP 108/2000.

FONTE: ANP [2002a]

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

¹⁵ Definições e conceitos (classificação de custos, determinantes de custos, momento de capacidade de transporte, tarifas por distância, receita total, custos unitários, taxa de retorno, e outros) e sua aplicação estão apresentados no capítulo II de ANP, 2002.

4.2.3.2. PREÇO DO GÁS IMPORTADO

Segundo ANP [2002a], os preços do gás importado são livremente negociados, desde a publicação da Portaria Interministerial MME/MF 003 de 2002. Cabe à ANP a resolução de conflitos e o monitoramento das práticas de mercado. Em 2001, foram arbitrados pela Agência quatro casos de conflito relacionados ao livre acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil; dois entre a TBG e a Enersil, referentes ao serviço de transporte não firme e atrelados a um mesmo contrato; e outros dois entre a TBG e a British Gas do Brasil, um referente ao serviço firme e outro ao não firme. As soluções destes conflitos levaram a agência a publicar algumas resoluções tratando dos aspectos tarifários envolvidos nestes conflitos, destacando: i) a consideração da distância entre os pontos de recepção e entrega; e ii) a equivalência da tarifa não firme à tarifa firme relevante a um fator de carga de 90%.

4.2.3.3. PREÇO DO PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELETRICIDADE (PPT)

Ainda segundo ANP [2002a], de acordo com a Portaria MME/MF nº176/01, o preço do gás a ser ofertado pela PETROBRAS para as termelétricas, definido no âmbito do PPT do Ministério de Minas e Energia (MME), consiste em um preço único de gás para todo o país, independente da origem, nacional ou importada, e do custo real do transporte. Este preço foi fixado em US\$ 2,581/MMBTU, e deveria ser corrigido anualmente, conforme a inflação norte-americana (PPI). Por meio desta Portaria, foi introduzido um mecanismo de compensação das variações cambiais, de forma a alinhar os reajustes de preço do gás natural com os reajustes das tarifas de energia elétrica, eliminando o risco de perdas cambiais no período entre os reajustes, freqüentemente citado como principal entrave ao desenvolvimento dos projetos de geração térmica no país. No entanto, o fornecimento de gás natural sob as condições estabelecidas na Portaria foi limitado a plantas que entrassem em operação comercial até junho de 2003 e a um volume total de até 40 MMm³/dia de gás natural.

5. MODELAGEM DO PROBLEMA

5.1. MODELOS APLICÁVEIS À COMERCIALIZAÇÃO DUTOVIÁRIA

Os problemas de logística são comumente resolvidos por modelos de rede. Para tratar de problemas de distribuição de produtos em um sistema composto por pontos de oferta e demanda interligados em rede, dois modelos clássicos se destacam: o modelo gravitacional e o modelo de transporte [GOLDBARG E LUNA, 2000; PRADO, 1999].

SMITH E MOSES [1991] propuseram a integração de modelos de participação de mercado (gravitacional¹⁶) com modelos de otimização em rede no planejamento estratégico de uma companhia transportadora de petróleo e derivados em dutos. Os modelos de participação de mercado descrevem a distribuição dos produtos de terminais dutoviários, aquaviários e refinarias. Os de distribuição em rede analisam as restrições e a economia de sistemas alternativos de distribuição de petróleo e derivados. Dito artigo descreve o desenvolvimento de modelos analíticos para estimar como padrões de distribuição responderiam a mudanças nos preços dos produtos, nas tarifas de transporte e, também, para investigar consequências de mudanças na rede de distribuição (criação ou supressão de pontos da rede). É feito um estudo de caso para a região central dos Estados Unidos onde, para qualquer comunidade, há várias fontes de suprimento alternativas. A operação permite a um carregador (comercializador) com um estoque suficiente em linha entrar com o produto em um ponto e recebê-lo imediatamente em outro, com as mesmas especificações. É possível ainda o intercâmbio de produtos entre carregadores.

É interessante notar que os autores não levaram em conta a restrição de interface, que é a necessidade de compatibilidade entre dois derivados de petróleo que são colocados sequencialmente no mesmo duto, conforme apresentado por MILIDIÚ, PESSOA et al. [2001]. No caso do gás natural essa restrição pode ser desconsiderada. Por mais que haja diferenças na composição do gás de diferentes origens, em geral o preço é calculado em função do seu poder calorífico. Isso facilita a troca de produto entre diferentes carregadores, bem como a transferência do gás entre diferentes dutos. Outra situação não considerada nos modelos propostos é a

¹⁶ Avalia-se a tendência de uma *facility* (unidade de produção/fornecimento) “atrair” um mercado, considerando fatores de custo, capacidade de produção e de transporte.

possibilidade de bidirecionalidade de fluxo num mesmo duto¹⁷. Ao mesmo tempo em que pode ser uma vantagem, gera pelo menos uma restrição. A bidirecionalidade entre dois pontos em um segmento está restrita à direção do fluxo entre pontos intermediários neste mesmo segmento.

SMITH E MOSES [1991] sugerem, dentre outros usos para o modelo, estudar quais padrões de distribuição seriam ótimos para minimizar os custos para o consumidor. Este modelo, embora bastante atraente, requer um histórico de dados robusto para sua solução, uma vez que a mesma envolve uma etapa de calibração.

O modelo de transporte é a abordagem mais clássica para o tipo de problema escolhido. Pode ser visto como um problema de fluxo em que o objetivo é minimizar globalmente os custos do fluxo através dos arcos de uma rede oferta X demanda.

O diferencial do modelo deste estudo para o caso clássico é a existência de restrições de capacidade nos arcos (neste caso, a capacidade dos gasodutos). É frequente encontrar problemas de transporte que visam maximizar o fluxo nos arcos, sem considerar as restrições de oferta e demanda. Não é o caso deste estudo, que procura minimizar o custo global respeitando a capacidade dos arcos.

Existem diversas metodologias de solução de problemas de fluxo em redes [GOLDBARG e LUNA, 2000]. Em função da simplicidade da rede escolhida e da disponibilidade da ferramenta de solução (*software* LINDO®) optou-se por resolvê-lo como um problema de programação linear. Entretanto, em lugar de incluir os sentidos de fluxo na modelagem¹⁸, o modelo é resolvido diversas vezes, para diferentes alternativas de sentido de fluxo e, também, de tarifas para o produto, conforme descrito nos itens 5.2.2.4, 5.2.2.5 e no ANEXO III. Desta forma, em vez de obter uma única solução ótima, pode-se comparar as diversas soluções que se mostrem atraentes em função de critérios não embutidos no modelo (políticas industriais, acordos comerciais, etc.)

A seguir, é apresentado o equacionamento do modelo a ser empregado no estudo das alternativas de comercialização de gás natural em uma rede de gasodutos.

¹⁷ O gasoduto Bolívia-Brasil permite a inversão de fluxo no trecho Sul (São Paulo – Rio Grande do Sul).

¹⁸ O que caracterizaria um problema de Programação Linear Inteira, onde os sentidos de fluxo nos gasodutos não poderiam assumir valores opostos simultaneamente.

5.1.1. O MODELO DE TRANSPORTE EM REDE COM RESTRIÇÕES DE CAPACIDADE

O modelo de transporte em rede com restrições de capacidade é definido como segue:

$$\text{Minimize } z = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n x_{ij} &\leq o_i & i = 1, \dots, m \\ \sum_{i=1}^m x_{ij} &\leq d_j & j = 1, \dots, n \\ \sum_{(i,j) \in s_r} x_{ij} &\leq k_{s_r} & r = 1, \dots, t; \quad s_r \in S = \{s_1, s_2, \dots, s_t\} \\ x_{ij} &\geq 0 & i = 1, \dots, m; j = 1, \dots, n \\ o_i &\geq 0 & i = 1, \dots, m \\ d_j &\geq 0 & j = 1, \dots, n \\ k_{s_r} &\geq 0 & s = 1, \dots, t \end{aligned}$$

onde:

c_{ij} é o custo de percorrer o arco $i - j$;

x_{ij} é o fluxo que percorre o arco $i - j$;

o_i é a oferta no ponto i ;

m é o número de nós de oferta;

d_j é a demanda no ponto j ;

n é o número de nós de demanda;

k_{s_r} é a capacidade do segmento s_r ;

t é número de segmentos.

Assim, deseja-se minimizar o custo total de atender às demandas d_j , a partir das ofertas o_i , respeitando os limites de demanda d_j e oferta o_i e, também, as capacidades k_{s_r} dos segmentos s_r que compõem o arco $i - j$.

5.2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

O objetivo deste estudo é propor um modelo de auxílio à decisão que possa ser aplicado a um sistema de gasodutos, objetivando a minimização do custo total de fornecimento a um conjunto de mercados. Ou seja, considerando-se um universo com

mais de um fornecedor e mais de um consumidor, decidir qual a melhor combinação de fluxos de gás natural a serem comercializadas visando a minimização do custo global.

5. 2. 1. CONSIDERAÇÕES

O estudo se limita ao gás fornecido em gasodutos de transporte, estando excluídos os gasodutos de distribuição. Assim, o preço final deve ser entendido como preço no *city gate* e não o preço ao consumidor final. Também não são consideradas outras formas de transporte (rodoviário, ferroviário, aquaviário), nem transformações de estado do gás (liquefação).

O gás natural está sendo considerado um produto de especificação única, sendo indiferente do ponto de vista da qualidade (e poder calorífico) o ponto de fornecimento. Isso significa que, ao realizar uma venda, o fornecedor tem que disponibilizar o gás no sistema, mas o transportador pode entregar no ponto de consumo o gás que já estava disponível no mesmo (armazenado no duto). Isso também significa uma maior competição, uma vez que o consumidor não deve fazer distinção entre os fornecedores com relação a este fator.

Ao considerar um ponto de consumo (*city gate*), não há distinção para o uso final do produto (térmico, termelétrico ou químico). Ou seja, não são consideradas vantagens tarifárias em função do uso (caso das termelétricas).

Conforme discutido anteriormente, em função das reservas de gás natural e dos sistemas de integração dutoviária existentes e futuros, o estudo se concentra no abastecimento do mercado brasileiro a partir de reservas bolivianas, argentinas e nacionais.

5. 2. 2. VARIÁVEIS ENVOLVIDAS NA TOMADA DE DECISÃO

Para o modelo de transporte com restrições de capacidade adotado, o conhecimento das seguintes variáveis é necessário:

- Restrições de capacidade dos dutos
- Capacidades de oferta (produção)
- Demandas

- Preços

A seguir, serão apresentadas a caracterização física do sistema de gasodutos e as projeções de oferta e demanda, dentre outros dados importantes para as simulações com o modelo.

5.2.2.1. SISTEMA DE GASODUTOS

As restrições de capacidade de transporte estão diretamente relacionadas ao sistema em estudo. O sistema de gasodutos sobre o qual será aplicado o modelo se caracteriza pelo anel formado entre os gasodutos (ver Figuras 5-1 e 5-2):

- Bolívia-Brasil (Bolívia/Brasil)
- Uruguiana-Porto Alegre (Brasil)
- Yacuiba-Rio Grande (Bolívia)
- Norte e Centro-Oeste (Argentina)

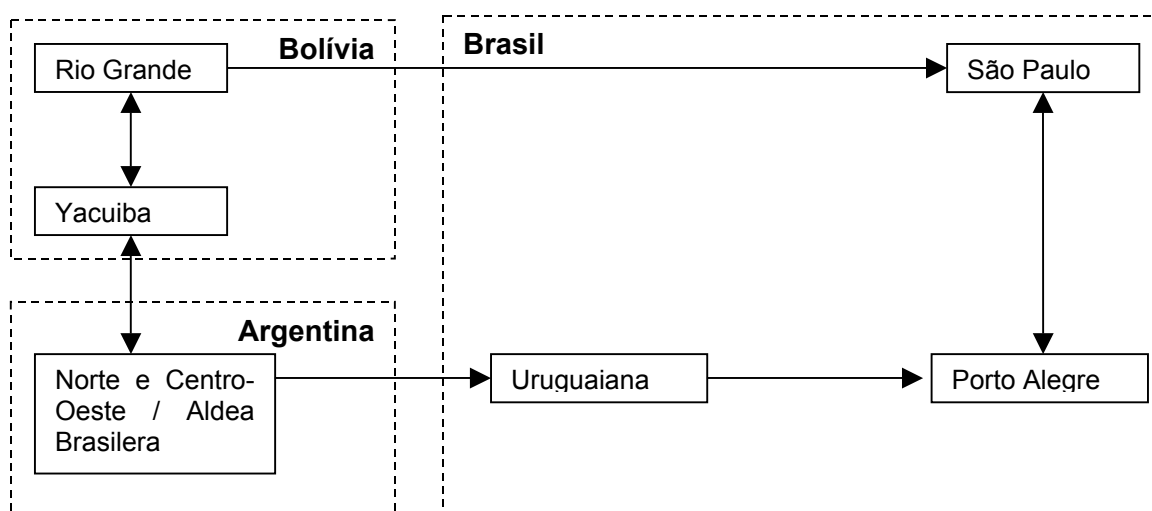


Figura 5-1. Esquematização do sistema de gasodutos considerados no estudo.

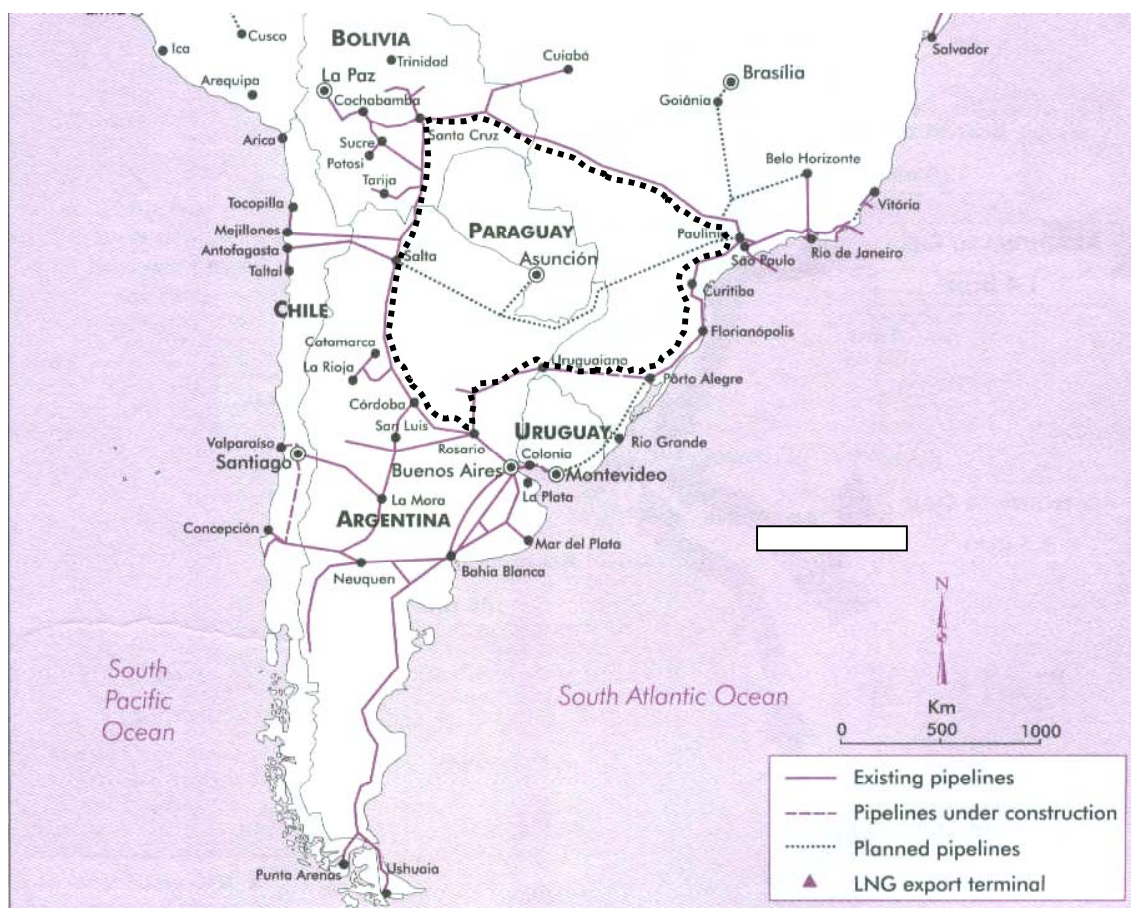


Figura 5-2. Representação do sistema de gasodutos do estudo, destacado pela linha pontilhada.

FONTE: IEA/OECD [2003]

1. GASODUTO BOLÍVIA – BRASIL (BOLÍVIA/BRASIL)



Figura 5-3. Gasoduto Bolívia-Brasil.

FONTE: SCG/ANP, 2002

O Gasoduto Bolívia-Brasil é o maior da rede de transporte operante no país e tem uma extensão de 3.150 km (567 km em solo boliviano e 2.583 km em solo brasileiro), ligando Santa Cruz de La Sierra (Bolívia) a Porto Alegre (Estado do Rio Grande do Sul – Brasil), possuindo uma capacidade de transporte de até 30 MMm³/dia (no Trecho Norte). A infra-estrutura de dutos - de 32 a 16 polegadas - é formada por dois trechos: o Trecho Norte, que liga Corumbá (MS) a Guararema (SP) e o Trecho Sul, que liga Campinas (SP) à Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), localizada em Canoas (RS). Sua operação é realizada pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A – TBG, constituída em 1997, com a finalidade principal de atuar no transporte de gás natural proveniente da Bolívia. A empresa nasceu de uma associação entre a PETROBRAS, através de sua subsidiária PETROBRAS Gás S.A – Gaspetro, e outras importantes empresas no setor de energia, com a seguinte estrutura societária: Gaspetro (51%), BBPP Holding (29%), Transredes (12%), Shell (4%) e Enron (4%) [ANP, 2003a]. Sua capacidade de transporte é de 30 MMm³/dia no Trecho Norte até o ponto de derivação para o Trecho Sul (próximo à REPLAN). O restante do Trecho Norte, que segue até Guararema tem capacidade para 14 MMm³/dia. O Trecho Sul tem sua capacidade reduzida progressivamente de 6 até 1,8 MMm³/dia (ver Tabela 5-1).

2. GASODUTO URUGUAIANA – PORTO ALEGRE (BRASIL)



Figura 5-4. Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre.

FONTE: SCG/ANP, 2002

O Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, hoje operando parcialmente, tem extensão total prevista de 615 km, e será formado por três trechos: o Trecho I, com 25 km de extensão, ligando Paso de los Libres, na fronteira Brasil-Argentina, à cidade de Uruguaiana (RS); o Trecho II, com 565 km de extensão, ligando o Trecho I à Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas (RS); e o Trecho III, com 25 km de extensão,

ligando a REFAP à Companhia Petroquímica do Sul (Copesul), no município de Triunfo (RS). O diâmetro previsto para todo o empreendimento é de 24 polegadas, com capacidade de transporte projetada de 12 MMm³/d. Atualmente, apenas os Trechos I e III encontram-se em operação. O Trecho I recebe gás argentino e supre a Usina Termelétrica (UTE) Uruguiaiana. O Trecho III, interligado ao GASBOL, fornece gás boliviano à REFAP e à Copesul. O Gasoduto Uruguiaiana-Porto Alegre iniciou sua operação em julho de 2000 e pertence ao consórcio formado pela Gaspetro (25%), Totalfina Gas and Power Brazil (25%), Ipiranga (20%), Repsol YPF (15%) e Tecgas N.V. (15%), sendo operado pela Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB [ANP, 2003a].

3. GASODUTO ALDEA BRASILEIRA-URUGUAIANA (ARGENTINA/BRASIL)



Figura 5-5. Gasoduto Aldea Brasileira-Uruguiaiana.

FONTE: GASENERGIA [2003].

Este gasoduto parte da cidade de Aldea Brasileira (Santa Fe), na Argentina, e vai até a fronteira brasileira, na cidade de Uruguiaiana. Faz parte do sistema TGM, operado pela Transportadora de Gas del Norte (TGN). Tem 440 km de extensão, 24 polegadas de diâmetro e capacidade para 12 a 15 MMm³/dia¹⁹.

¹⁹ Não foi encontrada uma informação precisa sobre sua capacidade. No entanto, como este duto é utilizado para o abastecimento do Gasoduto Uruguiaiana-Porto Alegre, supõe-se que sua capacidade seja no mínimo igual à deste gasoduto.

4. GASODUTOS NORTE E CENTRO-OESTE (ARGENTINA)

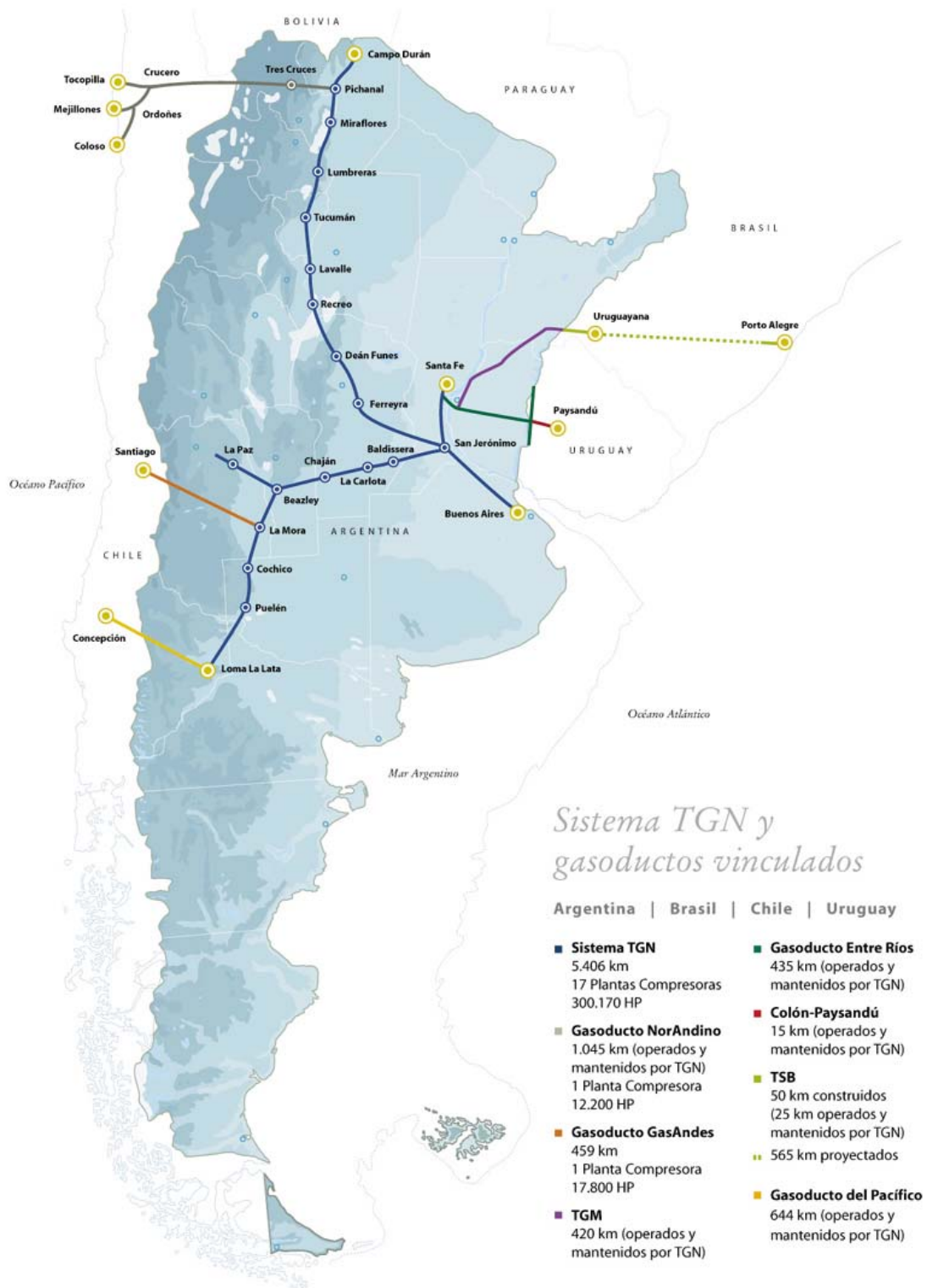


Figura 5-6. Sistema de gasodutos da TGN.

FONTE: TGN [2004a]

O sistema de gasodutos da Transportadora de Gas del Norte (TGN) é composto por dois entroncamentos principais de 24 e 30 polegadas. O Gasoduto Norte parte da província de Salta e percorre 1454 km até San Jerónimo (Santa Fe), onde se encontra uma planta compressora, podendo transportar até 22,4 MMm³/dia. O Gasoduto Centro Oeste começa na bacia de Loma La Lata (Neuquén) e também se dirige a San Jerónimo, percorrendo 1121 km, com capacidade para 33,3 MMm³/dia. Estes gasodutos são abastecidos pelas bacias Noroeste e Neuquina, onde se encontram 75% das reservas argentinas. A partir de San Jerónimo, ocorrem as derivações para a Grande Buenos Aires e para a cidade de Santa Fe, cruzando o Rio Paraná e terminando em Aldea Brasileira (Entre Ríos).

5. GASODUTOS YACUIBA – RIO GRANDE (BOLÍVIA)

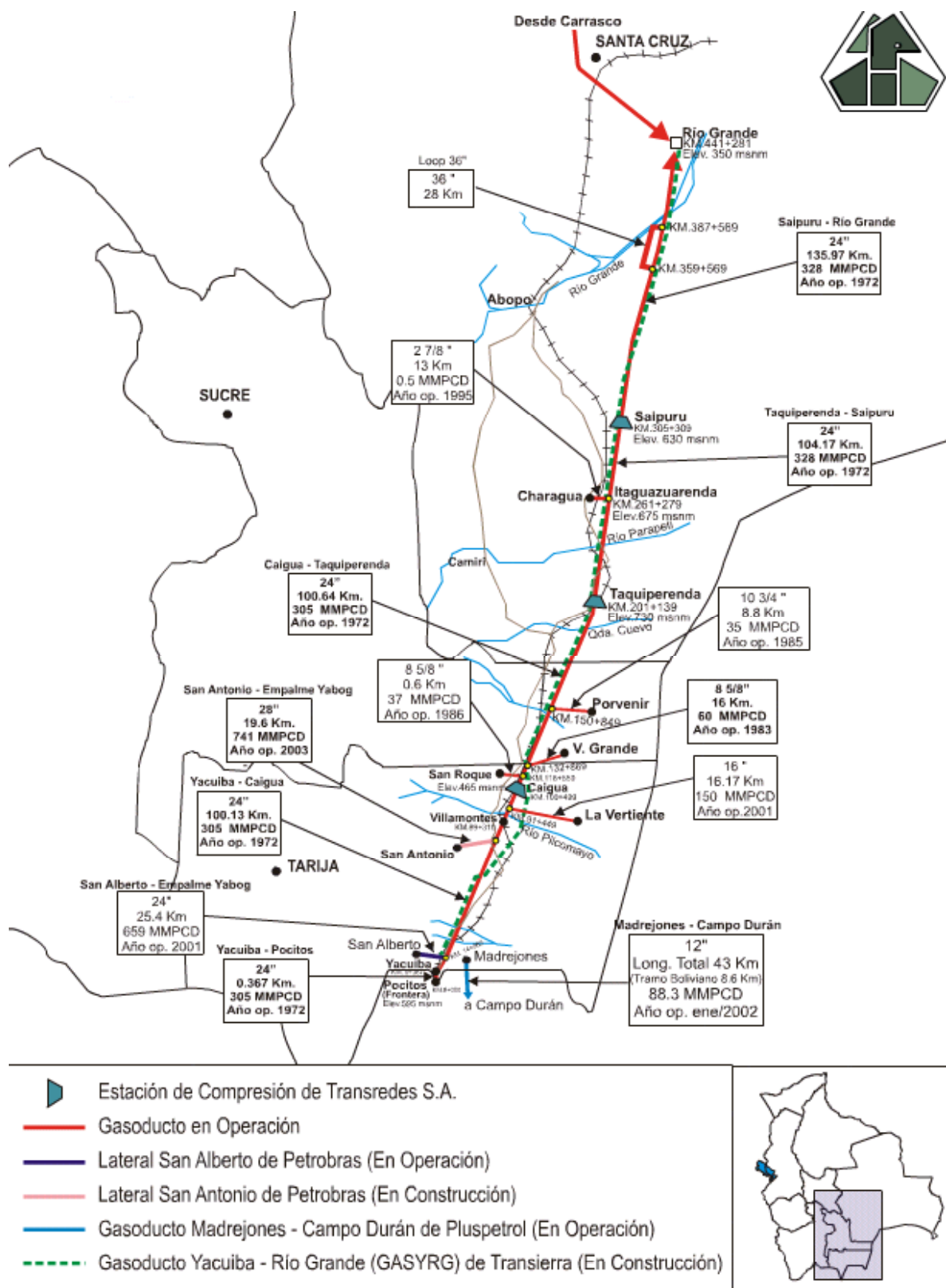


Figura 5-7. Gasoduto Yacuibá – Río Grande.

FONTE: SUPERHID [2004]

O gasoduto que atravessa a Bolívia na direção norte-sul, ligando Rio Grande e Yacuiba também é conhecido por YABOG. Ele é operado pela Transredes, cuja rede de transporte se estende sobre uma área de aproximadamente dois terços do país. O sistema está dividido em Norte e Sul.

O gasoduto YABOG é o segmento mais importante do Sistema Sul. Ele se inicia em Yacuiba e segue com um duto de 24 polegadas de diâmetro, por 440 km até Rio Grande (Santa Cruz), onde se interliga ao gasoduto Bolívia-Brasil. Sua capacidade de transporte é de 14 MMm³/d ²⁰, estando sua capacidade totalmente contratada atualmente. Em quatro anos, planeja-se a expansão de seu sistema para alcançar 40 MMm³/dia, a fim de atender, entre outros, o mercado brasileiro. Este gasoduto tem mais de 30 anos de operação e foi projetado para levar o gás boliviano para a Argentina. Com o crescimento da produção Argentina e a descoberta de grandes reservas ao sul da Bolívia, seu fluxo foi invertido para atender ao GASBOL [TRANSREDES, 2004].

O GASYRG, após a conclusão da expansão do sistema, permitirá o escoamento da produção dos campos recém-descobertos de San Alberto e Sábalo, em até 23 MMm³/dia (atualmente 17 MMm³/dia ²¹). Com 431 km de extensão, diâmetro de 32 polegadas e duas estações de compressão, este empreendimento, e tem a participação da PETROBRAS em 44,5%. A idéia é aproveitar o leito do gasoduto YABOG, minimizando os impactos ambientais [PETROBRAS, 2003a].

A Tabela 5-1 apresenta um resumo das características dos gasodutos descritos acima.

Tabela 5-1. Características do Sistema de Gasodutos

NOME	ORIGEM	DESTINO	EXTENSÃO	CAPACIDADE
GASBOL Trecho Norte	Rio Grande (Bolívia)	São Paulo (até REPLAN)	1418 km	30 MMm ³ /dia
	REPLAN	Guararema		14 MMm ³ /dia
Trecho Sul	São Paulo	Rio Grande do Sul	1165 km	

²⁰ Volume atual informado em entrevista com o vice-presidente de Comercialização da Transredes em GAZETA MERCANTIL [2003].

²¹ Idem.

NOME	ORIGEM	DESTINO	EXTENSÃO	CAPACIDADE
	(Brasil) REPLAN Araucária Biguaçu Siderópolis	(Brasil) Araucária(PR) Biguaçu(SC) Siderópolis(SC) Canoas(RS)	430 km 263 km 162 km 250 km	6 MMm ³ /dia 4,8 MMm ³ /dia 2,4 MMm ³ /dia 1,8 MMm ³ /dia
URUGUAIANA- PORTO ALEGRE	Uruguaiiana (Brasil)	Porto Alegre (Brasil)	615 km	12,2 MMm ³ /dia
ALDEA BRASILERA- URUGUAIANA	Aldea Brasileira (Argentina)	Uruguaiiana (Brasil)	420 km	12 (a 15) MMm ³ /dia
NORTE	Salta (Argentina)	San Jerónimo (Argentina)	1454 km	22,4 MMm ³ /dia
CENTRO-OESTE	Loma La Lata/Neuquén (Argentina)	San Jerónimo (Argentina)	1121 km	33,3 MMm ³ /dia
YABOG	Yacuiba (sul da Bolívia)	Rio Grande (norte da Bolívia)	440 km	14 ¹ MMm ³ /dia
GASYRG	Yacuiba (sul da Bolívia)	Rio Grande (norte da Bolívia)	431 km	17 ¹ MMm ³ /dia 23 MMm ³ /dia (futuro)

NOTA 1: Volume atual informado em entrevista com o vice-presidente de Comercialização da Transredes em GAZETA MERCANTIL [2003].

Além disso, sabe-se que na operação de gasodutos é necessário respeitar limites de pressão mínima e máxima que têm influência direta sobre o volume a ser transportado. No entanto, condições de vazão mínima não são consideradas neste estudo.

5.2.2.2. CAPACIDADES DE OFERTA

Para avaliar a capacidade de oferta dos países produtores do estudo foi feito o levantamento dos dados de reservas e produção. Para a aplicação do modelo está sendo considerada a capacidade total de produção, sem descontar o consumo próprio.

As reservas e a produção de gás natural na área de abrangência do estudo se distribuem da seguinte forma, na Tabela 5-2:

Tabela 5-2. Reservas provadas e produção por país, em 2002.

FONTE: ANP [2003a], TGN [2001]

PAÍS	RESERVAS PROVADAS em bilhões de m³ (em 2002)	PRODUÇÃO em bilhões de m³ (em 2002)
Argentina	760	45,988
Noroeste	161,7 (4)	7,827
Neuquina	377,9 (4)	25,968
Outras	223,9 (4)	12,194
Bolívia	680	5,4
Brasil	659(1)	10,0(2)
Rio de Janeiro	115	4,4(3)

NOTA 1: inclui a Bacia de Santos, recém-descoberta, com aproximadamente 419 bilhões de m³.

NOTA 2: não inclui a Bacia de Santos.

NOTA 3: valor retirado de ANP[2003a], descontados o volume reinjetado, as queimas e as perdas.

NOTA 4: dados da TGN [2001].

A localização das reservas de gás natural no Cone Sul pode ser vista na Figura 5-8 abaixo. As Bacias Noroeste e Neuquina são destacadas neste estudo pois são fornecedoras do sistema de gasodutos estudado, no que diz respeito à Argentina.

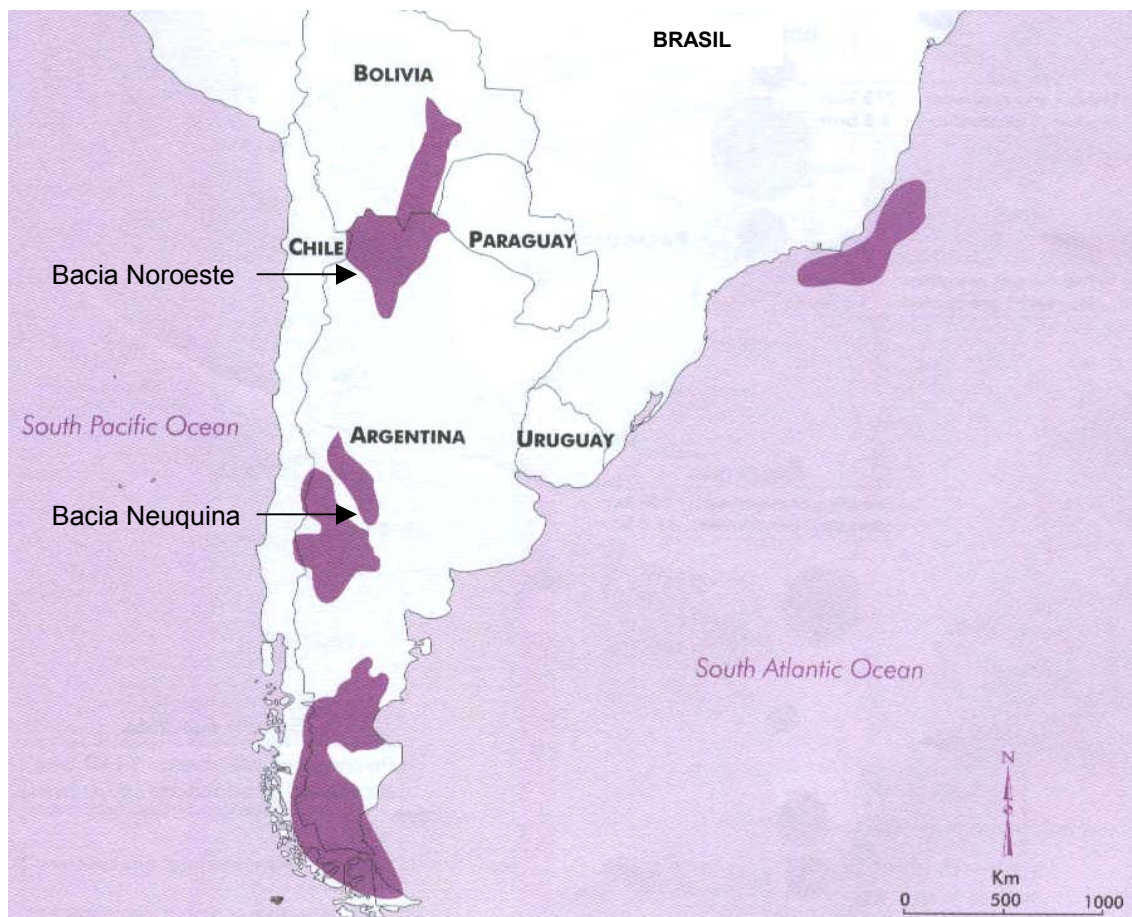


Figura 5-8. Localização das reservas no Cone Sul, destacando as Bacias Noroeste e Neuquina (Argentina).

FONTE: IEA/OECD [2003].

5.2.2.3. DEMANDA ATUAL E PROJETADA

De acordo com a OLADE [2001], projetar a demanda de gás natural em mercados imaturos, onde o mesmo não estava disponível e agora deve deslocar outros combustíveis, não é tarefa simples. Não é possível aplicar metodologias clássicas, como a análise econométrica.

Além disso, a demanda futura de gás natural é influenciada por diversos fatores, dentre os quais:

- O preço do gás
- A participação do gás nos custos industriais e residenciais
- Os preços dos combustíveis substitutos
- A percepção da estabilidade de preços
- O quadro político e regulatório com relação ao gás natural

A longo prazo, outros fatores afetam a demanda, como:

- O ritmo da atividade econômica
- Os eventos internacionais que afetam os preços dos combustíveis substitutos e seus derivados

Como muitos desses fatores são difíceis de quantificar, torna-se interessante a investigação das alternativas possíveis. Este estudo não se propõe a investigar o desenvolvimento de cenários de demanda. Limitar-se-á a utilizar projeções de outros estudos.

Em 2003, as distribuidoras de gás natural nacional divulgaram suas projeções de demanda até o ano de 2007. Esses dados foram publicados pela revista Brasil Energia [BRASIL ENERGIA, 2003]. Nem todas as distribuidoras apresentaram suas projeções distribuídas ao longo dos anos, conforme segue na Tabela 5-3:

Tabela 5-3. Projeções de demanda por distribuidora de gás natural.

FONTES: BRASIL ENERGIA [2003], ANP [2003a]

DISTRIBUIDORA	2003	2004	2005	2006	2007
MSGás	182,50	200,97(1)	219,45(1)	237,92(1)	256,40(1)
Comgás	2701,00	2787,27(1)	2873,53(1)	2959,80(1)	3046,06(1)
Gas Natural SPS	129,58	301,13	480,71	647,15	790,23
Gas Brasileiro	32,85	91,25	164,25	219,00	310,25
Compagás	190,90	198,93	283,61	904,47	915,06
SCGás	321,20	337,05(1)	352,91(1)	368,76(1)	384,62(1)
Sulgás	733,65	1215,45	1883,40	2493,60	2649,90

Nota 1: As distribuidoras MSGás, Comgás e SCGás não detalharam suas projeções. Estes valores foram estimados com base no Boletim do Gás, elaborado pela ANP⁷ conforme descrito no ANEXO I.

No entanto, em função das necessidades de simulação do modelo adotado (ver item 5.1.1), essas demandas foram reagrupadas. Para isso, primeiramente foram definidos os mercados de abrangência (Tabela 5-4), usando como critérios a capacidade de transporte dos dutos nacionais (ver Tabela 5-1 e Figura 5-9, onde não se vê o Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre) e os Estado da Federação:



Figura 5-9. Figura do GASBOL onde se identificam os pontos de mudança da capacidade de transporte do duto.

NOTA: Não consta na figura o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre.

FONTE: TBG [2003].

Tabela 5-4. Definição dos mercados adotados para as simulações com o modelo.

MERCADO	ABRANGÊNCIA DAS ESTAÇÕES DE ENTREGA (CITY GATES)	CAPACIDADE
MS	Estado do Mato Grosso do Sul	30 MMm ³ /dia
SP1	Parcela do Estado de São Paulo atendida pelo Trecho Norte do Gasbol, até o ponto de derivação para o Trecho Sul (REPLAN).	30 MMm ³ /dia
SP2	Parcela do Estado de São Paulo atendida pelo Trecho Norte do Gasbol, a partir do ponto de derivação para o Trecho Sul (REPLAN).	14 MMm ³ /dia

MERCADO	ABRANGÊNCIA DAS ESTAÇÕES DE ENTREGA (CITY GATES)	CAPACIDADE
SP3	Parcela do Estado de São Paulo atendida pelo Trecho Sul do Gasbol	6 MMm ³ /dia
PR	Estado do Paraná	6 MMm ³ /dia
SC1	Parcela do Estado de Santa Catarina atendida pelo Trecho Sul do Gasbol, até a Estação de Compressão de Biguaçu.	4,8 MMm ³ /dia
SC2	Parcela do Estado de Santa Catarina atendida pelo Trecho Sul do Gasbol, até a Estação de Medição Operacional de Siderópolis.	2,4 MMm ³ /dia
RS1	Parcela do Estado do Rio Grande do Sul atendida pelo Trecho Sul do Gasbol.	1,8 MMm ³ /dia
RS2	Parcela do Estado do Rio Grande do Sul atendida pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	12,2 MMm ³ /dia

Dessa forma, as demandas projetadas foram recalculadas, conforme ANEXO I, em função dos mercados definidos acima. Os resultados se encontram na Tabela 5-5, abaixo:

Tabela 5-5. Projeções de demanda agrupadas por mercado, inclusive consumo da PETROBRAS

FONTES: BRASIL ENERGIA [2003], ANP [2003a]

	MMm3/ano				
	2003	2004	2005	2006	2007
MS	182,50	200,97	219,45	237,92	256,40
SP1	1310,42	1409,63	1523,43	1618,98	1751,04
SP2	3557,09	3646,56	3736,02	3825,48	3914,94
SP3	432,33	501,08	584,44	649,55	751,15
PR	276,22	286,08	372,59	995,29	1007,71
SC1	149,04	156,39	163,75	171,11	178,46
SC2	172,16	180,66	189,16	197,66	206,16
RS1	330,88	548,17	849,41	1125,97	1195,10
RS2	450,77	716,31	1084,04	1421,72	1506,91

5.2.2.4. SENTIDOS DE FLUXO DO GÁS NATURAL NOS GASODUTOS

Alguns dos dutos incluídos no estudo já tiveram ou permitem a inversão do sentido do fluxo do gás em seu interior. A inversão de sentido não é uma operação corriqueira e deve ser programada a médio ou longo prazo.

O gasoduto YABOG já serviu para exportar gás da Bolívia para a Argentina. Hoje, quando a Argentina não importa mais o gás, ele serve para levar o gás da reserva de Yacuiba para o GASBOL. O GASBOL, por sua vez, foi projetado para permitir a inversão do sentido de operação no Trecho Sul.

A possibilidade de inversão está sendo considerada neste estudo para os casos citados (YABOG e GASBOL) e, também para o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. O Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, a princípio, está previsto para operar no sentido de Uruguaiana para Porto Alegre. No entanto, como o mesmo não está construído, será considerada, a título de investigação, a possibilidade de que o mesmo opere nos dois sentidos.

Para o modelo adotado, não é possível considerar restrições de sentido do fluxo numa formulação única (programação inteira). Assim, optou-se por estabelecer alternativas onde as possibilidades de sentido do fluxo são as seguintes (Tabela 5-6):

Tabela 5-6. Possíveis combinações de sentido de fluxo nos gasodutos.

CASO	GASBOL (Trecho Sul)	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA- PORTO ALEGRE
<i>I</i>	<i>Norte - Sul</i>	<i>Norte - Sul</i>	<i>Leste - Oeste</i>
II	Norte - Sul	Norte - Sul	Oeste - Leste
III	Norte - Sul	Sul - Norte	Leste - Oeste
IV	Norte - Sul	Sul - Norte	Oeste - Leste
<i>V</i>	<i>Sul -Norte</i>	<i>Norte - Sul</i>	<i>Leste - Oeste</i>
VI	Sul - Norte	Norte - Sul	Oeste - Leste
<i>VII</i>	<i>Sul -Norte</i>	<i>Sul - Norte</i>	<i>Leste - Oeste</i>
VIII	Sul - Norte	Sul - Norte	Oeste - Leste

No entanto, os Casos I, V e VII foram descartados, conforme ilustra a Figura 5-10 abaixo e os comentários a seguir:

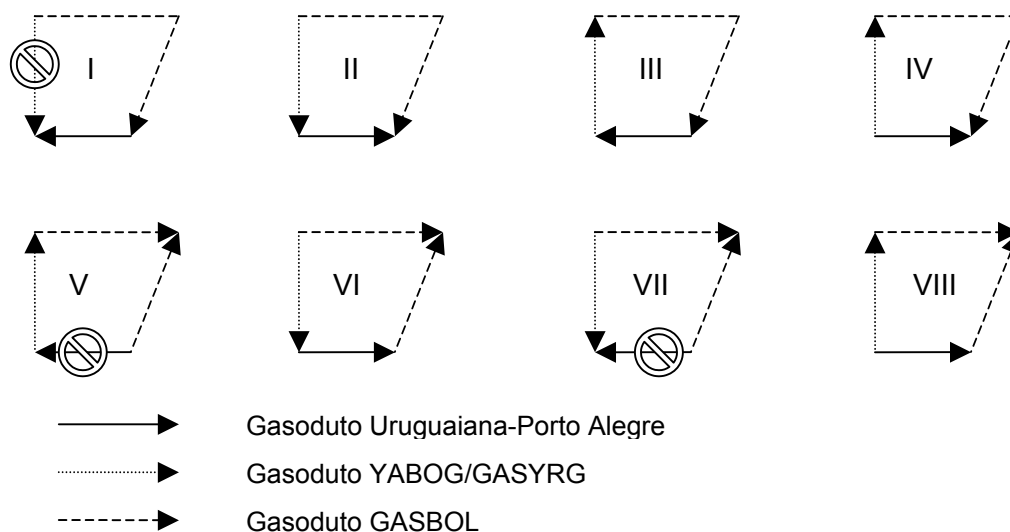


Figura 5-10. Esquemática das combinações possíveis entre os sentidos dos fluxos nos gasodutos.

No CASO I, não há mercados para serem atendidos (dentro os selecionados para o estudo) pelo gasoduto YABOG/GASYRG, operando no sentido norte-sul.

Nos casos V e VII, como as principais reservas brasileiras se encontram na Região Sudeste, se o GASBOL operar no sentido sul-norte os mercados SP3, PR, SC1, SC2, RS1 e RS2 ficarão desabastecidos.

5.2.2.5. PREÇOS NO CITY GATE

Conforme abordado no item 4.2.3, existem diversas metodologias para definir a tarifa de transporte a ser adotada para o gás natural. Neste estudo, foram selecionadas duas variações tarifárias para avaliar o comportamento do modelo, a Postal e a Zonal. Deve-se observar que esta diferenciação tarifária se dá somente a partir do ponto de entrada do gás no sistema de transporte nacional. Portanto, as tarifas aplicadas até este ponto serão consideradas as mesmas nos dois casos. Por uma questão de padronização foi adotada a unidade de US\$/m³.

TARIFA POSTAL

A tarifa postal é caracterizada por ter um valor único, ao longo de um mesmo duto (ou conjunto de dutos), independentemente da distância.

O conjunto de valores apresentados na Tabela 5-7, abaixo, é a síntese das informações relativas a preços de commodity e transporte divulgados pela Agências

Reguladoras e Transportadoras de seus respectivos países, para o ano de 2003. Em diversos casos foram feitas extrapolações e transformações nos valores para que pudessem ser apresentados da forma mais homogênea possível, conforme descrito no ANEXO II e, também, para que ficassem apropriados para a aplicação ao modelo.

Tabela 5-7. Preço do gás no city gate considerando a Tarifa Postal, em US\$/m³, em 2003 (conforme ANEXO II).

ORIGEM	ARGENTINA		BOLÍVIA		BRASIL				PREÇO CITY GATE (US\$/m ³)	MERCADO ATENDIDO
	CMDT	TRPT	CMDT	TRPT	CMDT	TRPT TRANSPETRO	TRPT GASBOL	TRPT URUGUAIANA		
ARGENTINA	0,0535	0,0213						0,0013	0,0761	RS2
	0,0535	0,0213					0,0437	0,0013	0,1198	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2
via Bolívia	0,0535	0,0213		0,0088			0,0437		0,1273	MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
	0,0535	0,0213		0,0088			0,0437	0,0013	0,1286	RS2
BOLÍVIA			0,0696	0,0088			0,0437		0,1221	MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
			0,0696	0,0088			0,0437	0,0013	0,1234	RS2
		0,0213	0,0696	0,0088				0,0013	0,1010	RS2
		0,0213	0,0696	0,0088			0,0437	0,0013	0,1447	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2
BRASIL					0,0684	0,0087	0,0437		0,1208	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
					0,0684	0,0087	0,0437	0,0013	0,1222	RS2

CMD: commodity, TRPT: transporte

TARIFA ZONAL

A tarifa zonal envolve a distância, onde o ponto de entrega é definido por uma ponderação das distâncias para uma determinada área de abrangência (não se tratam de distâncias ponto-a-ponto).

Utilizaram-se os valores para tarifas zonais conforme proposto pela TBG durante os procedimentos para o concurso aberto de expansão do GASBOL [TBG,2002], conforme Tabela 5-8.

Tabela 5-8. Tarifas zonais proposta pela TBG para o concurso aberto de expansão do GASBOL

FONTE: TBG [2002].

(US\$/m ³)			
ZONA	TOTAL	Capacidade	Entrada

ZONA	(US\$/m ³)		
	TOTAL	Capacidade	Entrada
MS Fronteira	0,0073	0,0045	0,0028
MSGas	0,0322	0,0294	0,0028
Gas Brasileiro	0,0399	0,0371	0,0028
COMGAS Oeste	0,0414	0,0386	0,0028
COMGAS Leste	0,0417	0,0389	0,0028
COMGAS Sul	0,0422	0,0394	0,0028
Gas Natural	0,0435	0,0407	0,0028
COMPAGAS	0,0531	0,0503	0,0028
SCGAS	0,0562	0,0534	0,0028
SULGAS	-	-	-

Os valores apresentados pela TBG foram questionados pela ANP [ANP,2003b], que propôs alterações na metodologia adotada para os cálculos. No entanto, novos resultados ainda não estão disponíveis. Como a proposição de tarifas de transporte, conforme mencionado no item 4.2.3, se dá, entre outros fatores, em função de custos de expansão da rede (ou do duto), esta seria uma tarefa complexa para o escopo deste estudo. Portanto, no presente trabalho, foram considerados válidos os dados citados na Tabela 5-8.

Assim como os dados relativos à tarifa postal, estes valores foram tratados (de acordo com o ANEXO II) para se adequarem ao modelo, conforme se apresenta na Tabela 5-9, a seguir. Note-se que o preço só é diferenciado (por zona) a partir da entrada no GASBOL, por isso estão omitidos valores de *commodity* e transporte na Argentina, na Bolívia e no Brasil (Transpetro)²². Além disso, as tarifas zonais disponíveis só dizem respeito ao transporte via GASBOL, no sentido em que o Trecho Sul opera atualmente (norte-sul). Por isso, não foi possível analisar as alternativas para outros sentidos de fluxo com Tarifa Zonal.

Tabela 5-9. Preço do gás no *city gate* considerando a Tarifa Zonal, em US\$/m³, em 2003.

	MS	SP1	SP2	SP3	PR	SC1	SC2	RS1	RS2
ARGENTINA via Bolívia	0,1129	0,1222	0,1224	0,1243	0,1338	0,1369	0,1369	0,1369	0,1369
BOLÍVIA	0,0322	0,0414	0,0417	0,0435	0,0531	0,0562	0,0562	0,0562	0,0562

²² Embora tenham sido incluídos nos cálculos, sendo os mesmos que figuram na Tabela 5-7.

BRASIL	0,1160	0,1179	0,1274	0,1305	0,1305	0,1305	0,1305
---------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

A partir destas informações, os dados foram organizados para serem utilizados como entrada para o modelo. A organização seguiu o critério de estabelecimento de alternativas de tarifa e sentido de fluxo. Isto está apresentado no ANEXO III.

5. 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As alternativas apresentados foram simuladas no software LINDO®. De todas as alternativas avaliadas, somente o CASO II e o CASO IV apresentaram solução viável. Os demais casos falharam, por não atenderem a todas as demandas (CASO III e CASO VI), ou por violarem restrições de capacidade (CASO VIII).

Os CASOS II e IV apresentam o mesmo custo mínimo, tanto para a Tarifa Postal (811,3234 US\$/m³), quanto para a Tarifa Zonal (791,8096 US\$/m³)²³, apresentados na Tabela 5-10.

²³ As alternativas CASO II – Tarifa Postal / Tarifa Zonal e CASO IV– Tarifa Postal / Tarifa Zonal apresentaram infinitas soluções, e na Tabela 5-10 são apresentadas as soluções básicas ótimas. Provavelmente, a proximidade de valor das tarifas entre os fornecedores levou a este resultado.

Tabela 5-10. Resultados para o ano de 2003, em MMm³ para os fluxos e em 10⁶ US\$ para a função objetivo.

	ANO 2003								
	CASO	CASO II				CASO IV			
	TARIFA	Postal		Zonal		Postal		Zonal	
	FUNÇÃO OBJETIVO	811,3234		791,8076		811,3234		791,8076	
	OTIMO	SIM		SIM		SIM		SIM	
MS	Dbon_ms	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000
	Darn_ms	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
DMDms	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000
SP1	Dbon_sp1	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230
	Darn_sp1	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
DMDsp1	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230	1310,4230
SP2	Dbon_sp2	517,7216	0,0000	0,0000	85,3922	517,7216	0,0000	0,0000	85,3922
	Dbos_sp2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Darn_sp2	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dars_sp2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dbr_sp2	3039,3723	3557,0940	3557,0940	3471,7019	3039,3723	3557,0940	3557,0940	3471,7019
DMDsp2	3557,0940	3557,0939	3557,0940	3557,0940	3557,0941	3557,0939	3557,0940	3557,0940	3557,0941
SP3	Dbon_sp3	0,0000	432,3294	432,3294	432,3294	0,0000	432,3294	432,3294	432,3294
	Dbos_sp3	-	-	-	-	-	-	-	-
	Darn_sp3	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dars_sp3	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dbr_sp3	432,3294	0,0000	0,0000	0,0000	432,3294	0,0000	0,0000	0,0000
DMDsp3	432,3294	432,3294	432,3294	432,3294	432,3294	432,3294	432,3294	432,3294	432,3294
PR	Dbon_pr	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dbos_pr	-	-	-	-	-	-	-	-
	Darn_pr	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dars_pr	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dbr_pr	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220
DMDpr	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220	276,2220
SC1	Dbon_sc1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	85,3922	85,3922	0,0000
	Dbos_sc1	-	-	-	-	-	-	-	-
	Darn_sc1	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dars_sc1	-	-	-	-	-	-	-	0,0000
	Dbr_sc1	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368	63,6446	63,6446	149,0368
DMDsc1	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368	149,0368
SC2	Dbon_sc2	0,0000	85,3922	85,3922	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dbos_sc2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Darn_sc2	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dars_sc2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dbr_sc2	172,1632	86,7710	86,7710	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632
DMDsc2	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632	172,1632
RS1	Dbon_rs1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dbos_rs1	-	-	-	-	-	-	-	-
	Darn_rs1	-	-	-	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Dars_rs1	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dbr_rs1	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762
DMDrs1	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762	330,8762
RS2	Dbon_rs2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dbos_rs2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	-
	Darn_rs2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dars_rs2	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703
	Dbr_rs2	-	-	-	-	-	-	-	-
DMDrs2	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703	450,7703

Os CASOS III e VI não apresentaram solução ótima, porque não atenderam às demandas de todos os mercados, conforme está grifado na Tabela 5-11.

Tabela 5-11. Soluções não ótimas das alternativas III, VI e VIII, para o ano de 2003, em MMm³ para os fluxos e em 10⁶ US\$ para a função objetivo.

ANO		2003			
	CASO	CASO III		CASO VI	CASO VIII
	TARIFA	Postal	Zonal	Postal	Postal
	FUNÇÃO				
	OBJETIVO	817,2634	801,1182	670,9928	809,2897
	ÓTIMO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
MS	Dbon_ms	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000
	Darn_ms	0,0000	0,0000	-	0,0000
DMDms	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000	182,5000
SP1	Dbon_sp1	1310,4230	1302,3199	1310,4230	1310,4230
	Darn_sp1	0,0000	0,0000	-	0,0000
DMDsp1	1310,4230	1310,4230	1302,3199	1310,4230	1310,4230
SP2	Dbon_sp2	85,3922	0,0000	0,0000	0,0000
	Dbos_sp2	-	-	0,0000	-
	Darn_sp2	0,0000	0,0000	-	0,0000
	Dars_sp2	-	-	0,0000	0,0000
	Dbr_sp2	3471,7019	3557,0940	3557,0940	3557,0940
DMDsp2	3557,0940	3557,0941	3557,0940	3557,0940	3557,0940
SP3	Dbon_sp3	432,3294	432,3294	-	-
	Dbos_sp3	-	-	0,0000	-
	Darn_sp3	0,0000	0,0000	-	-
	Dars_sp3	-	-	0,0000	432,3294
	Dbr_sp3	0,0000	0,0000	-	-
DMDsp3	432,3294	432,3294	432,3294	0,0000	432,3294
PR	Dbon_pr	0,0000	0,0000	-	-
	Dbos_pr	-	-	0,0000	-
	Darn_pr	0,0000	0,0000	-	-
	Dars_pr	-	-	0,0000	276,2220
	Dbr_pr	276,2220	276,2220	-	-
DMDpr	276,2220	276,2220	276,2220	0,0000	276,2220
SC1	Dbon_sc1	0,0000	149,0368	-	-
	Dbos_sc1	-	-	0,0000	-
	Darn_sc1	0,0000	0,0000	-	-
	Dars_sc1	-	-	0,0000	149,0368
	Dbr_sc1	149,0368	0,0000	-	-
DMDsc1	149,0368	149,0368	149,0368	0,0000	149,0368
SC2	Dbon_sc2	0,0000	172,1632	-	-
	Dbos_sc2	-	-	0,0000	-
	Darn_sc2	0,0000	0,0000	-	-
	Dars_sc2	-	-	0,0000	172,1632
	Dbr_sc2	172,1632	0,0000	-	-
DMDsc2	172,1632	172,1632	172,1632	0,0000	172,1632
RS1	Dbon_rs1	0,0000	90,3160	-	-
	Dbos_rs1	-	-	0,0000	-
	Darn_rs1	0,0000	0,0000	-	-
	Dars_rs1	-	-	206,2297	330,8762
	Dbr_rs1	330,8762	115,9137	-	-
DMDrs1	330,8762	330,8762	206,2297	206,2297	330,8762
RS2	Dbon_rs2	326,1238	0,0000	-	-
	Dbos_rs2	-	-	0,0000	-
	Darn_rs2	0,0000	0,0000	450,7703	-
	Dars_rs2	-	-	0,0000	450,7703
	Dbr_rs2	0,0000	450,7703	-	-
DMDrs2	450,7703	326,1238	450,7703	450,7703	450,7703

É possível observar o comportamento do modelo com relação às restrições de capacidade, conforme a Tabela 5-12. Vê-se (grifado na tabela) que caso VIII atende às demandas às custas da violação de uma restrição de capacidade.

**Tabela 5-12. Comportamento do modelo em relação às restrições de capacidade²⁴
(capacidade disponível), em MMm³, para o ano de 2003.**

ANO 2003								
CASO	CASO II		CASO III		CASO IV		CASO VI	CASO VIII
TARIFA	Postal	Zonal	Postal	Zonal	Postal	Zonal	Postal	Postal
FUNÇÃO OBJETIVO	811,3234	791,8076	817,2634	801,1182	811,3234	791,8076	670,9928	809,2897
OTIMO	SIM	SIM	NÃO	NÃO	SIM	SIM	NÃO	NÃO
K1 (10950)	8939,4	8939,4	8613,2	8613,2	8939,4	8939,4	9457,1	9457,1
K2 (2190)	829,4	829,4	503,2	503,2	829,4	829,4	-	-
K3 (1752)	1099,9	1099,9	773,8	773,8	1099,9	1099,9	-	-
K4 (876)	373,0	373,0	46,8	46,8	373,0	373,0	-	-
K5 (657)	326,1	326,1	0,0	0,0	326,1	326,1	0,0	-1154,4
K6 (5110)	1552,9	1552,9	1552,9	1552,9	1552,9	1552,9	1552,9	1552,9
K7 (4453)	4002,2	4002,2	4126,9	4002,2	4002,2	4002,2	4002,2	2641,6
K8 (8176)	7725,2	7725,2	-	-	7725,2	7725,2	7519,0	6364,6
K9 (11315)	10864,2	10864,2	8978,2	8978,2	9304,4	9304,4	-	9822,1

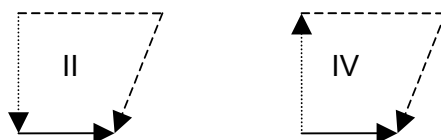
Dentre as alternativas com solução ótima (II e IV), os de Tarifa Zonal apresentam custo mínimo, como apresentado na Tabela 5-13.

²⁴ No software utilizado (LINDO®), esta capacidade disponível pode ser obtida dos valores de “slack” apresentados no relatório de resultados.

Tabela 5-13. Solução ótima resultante das alternativas CASO II e CASO IV – Tarifa Zonal

	CASO II			CASO IV		
MERCADO	FLUXO	MMm ³		FLUXO	MMm ³	
MS	Dbon_ms	182,5000	182,5000	Dbon_ms	182,5000	182,5000
				Darn_ms	0,0000	0,0000
SP1	Dbon_sp1	1310,4230	1310,4230	Dbon_sp1	1310,4230	1310,4230
				Darn_sp1	0,0000	0,0000
SP2	Dbon_sp2	0,0000	85,3922	Dbon_sp2	0,0000	85,3922
				Darn_sp2	0,0000	0,0000
	Dbr_sp2	3557,0940	3471,7019	Dbr_sp2	3557,0940	3471,7019
SP3	Dbon_sp3	432,3294	432,3294	Dbon_sp3	432,3294	432,3294
				Darn_sp3	0,0000	0,0000
	Dbr_sp3	0,0000	0,0000	Dbr_sp3	0,0000	0,0000
PR	Dbon_pr	0,0000	0,0000	Dbon_pr	0,0000	0,0000
				Darn_pr	0,0000	0,0000
	Dbr_pr	276,2220	276,2220	Dbr_pr	276,2220	276,2220
SC1	Dbon_sc1	0,0000	0,0000	Dbon_sc1	85,3922	0,0000
				Darn_sc1	0,0000	0,0000
	Dbr_sc1	149,0368	149,0368	Dbr_sc1	63,6446	149,0368
SC2	Dbon_sc2	85,3922	0,0000	Dbon_sc2	0,0000	0,0000
				Darn_sc2	0,0000	0,0000
	Dbr_sc2	86,7710	172,1632	Dbr_sc2	172,1632	172,1632
RS1	Dbon_rs1	0,0000	0,0000	Dbon_rs1	0,0000	0,0000
				Darn_rs1	0,0000	0,0000
	Dbr_rs1	330,8762	330,8762	Dbr_rs1	330,8762	330,8762
RS2	Dbos_rs2	0,0000	0,0000			
	Dars_rs2	450,7703	450,7703	Dars_rs2	450,7703	450,7703

A diferença entre as duas alternativas é o sentido do fluxo dos gasodutos YABOG/GASYRG, que atravessam a Bolívia, conforme abaixo.



CASO	GASBOL (Trecho Sul)	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA-PORTO ALEGRE
II	Norte - Sul	Norte - Sul	Oeste - Leste
IV	Norte - Sul	Sul - Norte	Oeste - Leste

Isso faz com que as diferenças entre eles sejam que, para o CASO II a Bolívia pode atender ao mercado RS2 e, para o CASO IV, a Argentina pode atender a todos os mercados, conforme a Tabela 5-14.

Tabela 5-14. Quadro resumo dos mercados possíveis em cada alternativa ótima.

PRODUTOR	MERCADO	
	CASO II	CASO IV
BRASIL	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
BOLÍVIA	MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2	MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
ARGENTINA	RS2	MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2

Apesar de haver a possibilidade de fornecimento a partir da Argentina (via Bolívia), no CASO IV, a solução (custo mínimo) foi a mesma que no CASO II. Ao se observarem as Tabelas 5-7 e 5-9, vê-se que as tarifas neste caso são mais elevadas e, por isso, os fluxos a partir da Argentina não aparecem na solução do CASO IV.

Comparando o ótimo para a Tarifa Zonal (791,8096 US\$/m³) com o ótimo para a Tarifa Postal (811,3234 US\$/m³), observa-se que a função objetivo assume um valor 2,46 % superior.

Esta pequena diferença entre as funções objetivo, se considerada em valores absolutos, pode ser significativa (no caso, para a demanda total do mercado, US\$ 19.996.810). Se o estudo estivesse sendo realizado por uma empresa que quer decidir a melhor estratégia de abastecimento dos seus mercados, o tipo de tarifa de transporte faria uma importante diferença.

5.3.1. SOLUÇÕES INVIÁVEIS

A solução dual (também disponibilizada pelo *software*), pode ser interpretada como o quanto o resultado da função objetivo pode melhorar, dado o aumento em uma unidade do lado direito de uma restrição. Algumas vezes a solução dual também é chamada de “preço sombra” ou valor marginal, pois significa o quanto valeria a pena pagar por uma unidade adicional do recurso [PUCCINI&PIZZOLATO, 1987].

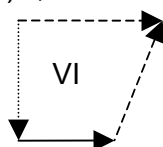
A solução dual (não-ótima) das alternativas inviáveis (CASOS III, VI e VIII) indica que a capacidade K5 - correspondente ao trecho GASBOL entre Siderópolis (SC) e Canoas (RS) - representa uma restrição ao atendimento pleno da demanda, conforme grifado na Tabela 5-15.

Tabela 5-15. Solução dual das alternativas.

CASO	CASO II	CASO III	CASO IV	CASO VI	CASO VIII
TARIFA	Postal	Postal	Postal	Postal	Postal
FUNÇÃO OBJETIVO	811,3234	817,2634	811,3234	670,9928	809,2897
OTIMO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	NÃO
Oferta	OFTBO)	0	0	0	0
	OFTAR)	0	0	0	0
	OFTBR)	0,0013	0	0,0013	0
Demanda	DMDMS)	-0,1221	0	-0,1221	0
	DMDSP1)	-0,1221	0	-0,1221	0
	DMDSP2)	-0,1221	0	-0,1221	0
	DMDSP3)	-0,1221	0	-0,1221	-1
	DMDPR)	-0,1221	0	-0,1221	-1
	DMDSC1)	-0,1221	0	-0,1221	-1
	DMDSC2)	-0,1221	0	-0,1221	-1
	DMDRS1)	-0,1221	-1	-0,1221	-1
	DMDRS2)	-0,0761	-1	-0,0761	-1
Capacidade	K1)	0	0	0	0
	K2)	0	0	0	-
	K3)	0	0	0	-
	K4)	0	0	0	-
	K5)	0	-1	0	-1
	K6)	0	0	0	0
	K7)	0	0	0	0
	K8)	0	-	0	0
	K9)	0	0	0	-

O exercício de eliminar a restrição de capacidade K5 levou a uma nova solução inviável que indicava a restrição K4 como responsável pelo problema. Desativando as restrições de capacidade que impediam a solução das alternativas inviáveis, foi possível obter soluções ótimas para as alternativas CASO III, CASO VI e CASO VIII.

Para o CASO III, os resultados obtidos não afetariam a solução ótima global (obteve-se o valor de 832,6448 US\$/m³ para a Tarifa Postal e 817,5015 US\$/m³ para a Tarifa Zonal). Já dentre as outras alternativas, o CASO VI resultou em um novo ótimo para a Tarifa Postal (806,6481 US\$/m³)²⁵, conforme a Tabela 5-16.



CASO	GASBOL	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA-PORTO ALEGRE
------	--------	--------------	-------------------------

²⁵ É esperado que o ótimo melhore ao se eliminarem restrições. O que se destaca, aqui, é que as alternativas se tornaram viáveis, após a eliminação de restrições.

	(Trecho Sul)		
VI	Sul - Norte	Norte - Sul	Oeste - Leste

Tabela 5-16. Nova solução ótima resultante da alternativa modificada CASO VI – Tarifa Postal

	FUNÇÃO OBJETIVO	806,6481
MERCADO	FLUXO	MMm³
MS	Dbon_ms	182,5
SP1	Dbon_sp1	1310,423
SP2	Dars_sp2	3557,094
SP3	Dars_sp3	432,32941
PR	Dars_pr	276,22199
SC1	Dars_sc1	149,0368
SC2	Dars_sc2	172,1632
RS1	Dars_rs1	330,8762
RS2	Dars_rs2	450,77029

Este novo valor da função objetivo corresponde à adoção de tarifas postais. Esta alternativa não permitiu a análise para tarifas zonais, pois as mesmas não estão disponíveis. Desta forma, a solução ótima global continua sendo a do CASO II e IV com Tarifa Zonal. Seria interessante poder fazer a comparação que, talvez, levasse a um novo ótimo global.

Também é interessante notar que, considerando que haja uma expansão na capacidade do Trecho Sul do GASBOL, onde estão as restrições de capacidade K4 e K5, o custo total pode ser menor ao se importar o gás argentino. Obviamente, considerando-se as tarifas adotadas neste estudo, e dependendo dos custos de tal expansão.

5.3.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA CENÁRIOS DE DEMANDA FUTURA

Como se espera o crescimento da demanda em todos os mercados, conclui-se que os CASOS III, VI e VIII também serão inviáveis devido às restrições de capacidade K4 e K5, conforme analisado no tópico anterior. Desta forma, esta análise abrange somente as alternativas que apresentaram solução ótima (CASO II e CASO IV, com Tarifa Zonal).

Através da análise de sensibilidade da solução ótima global (CASOS II e IV – Tarifa Zonal), verificou-se o comportamento da função objetivo para as demandas futuras, dos anos de 2004 a 2007, conforme Tabelas 5-17 e 5-18.

Tabela 5-17. Projeções de demanda agrupadas por mercado, inclusive consumo da PETROBRAS

FONTES: BRASIL ENERGIA [2003], ANP [2003a]

	MMm3/ano				
	2003	2004	2005	2006	2007
MS	182,50	200,97	219,45	237,92	256,40
SP1	1310,42	1409,63	1523,43	1618,98	1751,04
SP2	3557,09	3646,56	3736,02	3825,48	3914,94
SP3	432,33	501,08	584,44	649,55	751,15
PR	276,22	286,08	372,59	995,29	1007,71
SC1	149,04	156,39	163,75	171,11	178,46
SC2	172,16	180,66	189,16	197,66	206,16
RS1	330,88	548,17	849,41	1125,97	1195,10
RS2	450,77	716,31	1084,04	1421,72	1506,91

A análise de sensibilidade fornece a faixa de variação permitida às restrições, sem que a solução básica ótima se modifique. Foi selecionada uma das soluções básicas ótimas para fazer esta análise. A Tabela 5-18 mostra o aumento permitido para a demanda de cada mercado, para os CASOS II e IV – Tarifa Zonal.

Tabela 5-18. Análise de sensibilidade para a Demanda.

MERCADO	DEMANDA 2003	AUMENTO PERMITIDO	TOTAL	AUMENTO PERMITIDO	TOTAL
		CASO II		CASO IV	
DMDMS	182,5000	3389,3555	3571,8555	3389,355	3571,8555
DMDSP1	1310,4230	3389,3555	4699,7785	3389,355	4699,7785
DMDSP2	3557,0941	86,7710	3643,8651	63,64464	3620,7387
DMDSP3	432,3294	829,3724	1261,7019	829,3724	1261,7019
DMDPR	276,2220	86,7710	362,9931	63,64464	339,8667
DMDSC1	149,0368	86,7710	235,8078	829,3724	978,4092
DMDSC2	172,1632	372,9606	545,1238	63,64464	235,8078
DMDRS1	330,8762	86,7710	417,6472	63,64464	394,5208
DMDRS2	450,7703	4002,2297	4453,0000	4002,23	4453,0000

Comparando a Tabela 5-17 com a Tabela 5-18, percebe-se que a solução para as alternativas CASO II e CASO IV, com Tarifa Zonal, não permaneceria ótima já a partir de 2004. Os mercados SP3, PR e RS1 não seriam plenamente atendidos.

Foram realizadas novas simulações para o ano de 2004, que mostraram que a função objetivo continua alcançando o mesmo valor entre os pares de alternativas CASO II e CASO IV - Tarifa Postal (894,8886 US\$/m³) e CASO II e CASO IV - Tarifa Zonal (876,2936 US\$/m³). A Tarifa Zonal continua apresentando custo mínimo.

Na Tabela 5-19, são apresentadas as soluções ótimas para o CASO II – Tarifa Zonal, para os anos de 2003 e 2004.

Tabela 5-19. Soluções ótimas para o CASO II – Tarifa Zonal.

	ANO	2003	2004
	FUNÇÃO OBJETIVO	791,8076	876,2936
MERCADO	FLUXO	MMm³	
MS	Dbon_ms	182,5000	200,9742
SP1	Dbon_sp1	1310,4230	1409,6263
SP2	Dbon_sp2	0,0000	261,4672
	Dbr_sp2	3557,0940	3385,0879
SP3	Dbon_sp3	432,3294	501,0846
	Dbr_sp3	0,0000	0,0000
PR	Dbon_pr	0,0000	0,0000
	Dbr_pr	276,2220	286,0829
SC1	Dbon_sc1	0,0000	156,3934
	Dbr_sc1	149,0368	0,0000
SC2	Dbon_sc2	85,3922	0,0000
	Dbr_sc2	86,7710	180,6613
RS1	Dbon_rs1	0,0000	0,0000
	Dbr_rs1	330,8762	548,1680
RS2	Dbos_rs2	0,0000	0,0000
	Dars_rs2	450,7703	716,3084

A partir de 2005, todas as alternativas se tornam inviáveis pois não é possível atender à demanda de RS1. A mesma análise de dualidade apresentada acima (item 5.3.1) mostra que a inviabilidade em atender este mercado está associada à restrição de capacidade K5.

Em síntese, das alternativas propostas pode-se dizer que:

- Os CASOS I, V e VII foram descartados desde o início, pois não há mercado no CASO I ou não são capazes de atender às demandas em função dos sentidos dos fluxos, nos demais;
- Os CASOS II e IV são os únicos com solução ótima para os dois tipos de tarifa, sendo que a Tarifa Zonal é a que apresenta custo mínimo (Tabela 5-13);

- Os CASOS III, VI e VIII não são viáveis devido às restrições de capacidade (conforme verificado pela solução dual, Tabela 5-15). Ao relaxar essas restrições as alternativas se tornam viáveis. Inclusive, o CASO VI alcança custo menor (o que é esperado, já que há eliminação de restrições) que os demais para Tarifa Postal (Tabela 5-16). Não foi possível comparar os resultados para a Tarifa Zonal, devido à indisponibilidade de dados;
- Pela análise de sensibilidade, foi possível verificar que as soluções ótimas encontradas para o ano de 2003 não atendem às demandas projetadas para 2004 (Tabelas 5-17 e 5-18). Uma nova solução foi obtida para o ano de 2004, conforme a Tabela 5-19;
- Algumas restrições de capacidade impedem a obtenção de uma solução ótima para os CASOS III, VI e VIII em 2003, e também para todas as alternativas a partir de 2005. Isso mostra que, independentemente do sentido de operação do Trecho Sul do GASBOL, seria necessária a expansão de capacidade do trecho K5 (e K4) a partir de 2005, para as alternativas estudadas.

6. COMENTÁRIOS FINAIS

6.1. CONCLUSÕES

Com relação à experiência internacional, pode-se notar que a maturidade do mercado é fundamental para o sucesso de uma política de livre acesso e livre negociação entre produtores e consumidores. Nos Estados Unidos, que têm o mercado mais antigo de gás natural de que se tem notícia, as características históricas de sua formação foram fundamentais para o desenvolvimento de sua densa rede de transporte e do sucesso da negociação dos contratos de transporte.

Já a história do transporte de gás na Inglaterra se assemelha mais ao caso brasileiro. Embora hoje este seja um mercado maduro na Europa, seu desenvolvimento foi tardio, tutelado pelo Governo, e a existência da British Gas (BG) concentrando as funções de produção, transporte e comercialização do gás foram fatores complicadores. O papel da BG na época foi análogo ao da PETROBRAS atualmente no Brasil. Devido à escassez de recursos próprios para investimentos em infraestrutura, o governo nacional recorre a esta empresa para viabilizar este tipo de projeto. Ao mesmo tempo, quer desmonopolizar o mercado, ficando assim indefinido o papel esperado para ela no cenário nacional.

A Argentina seguiu o exemplo britânico ao desmonopolizar seu setor de exploração e produção e realizar as reformas regulatórias no mercado de gás natural. O preço do gás não caiu, como ocorreu nos outros dois casos, mas isso se deve à existência anterior de distorções na formação do preço. Por outro lado, os preços se estabilizaram após o período inicial da reforma, e hoje ainda são menores que os praticados nos Estados Unidos e na Europa.

Embora o Brasil esteja seguindo os passos das reformas internacionais, cabe ressaltar que em todos os casos mencionados já havia um mercado maduro quando as mesmas foram colocadas em prática. Além disso, esses mercados são (e sempre foram) fortemente marcados pelo consumo residencial, em função de suas necessidades climáticas. Assim, o Brasil tem o duplo desafio de implementar as reformas e desenvolver o mercado.

A ANP está buscando regulamentar o setor através da publicação de portarias, que passam por consultas públicas. Porém, em muitos casos, esta regulamentação vem

como consequência de alguma situação de conflito, como no caso das tarifas de transporte. Dessa forma, o país não tem tradição na criação de mecanismos de estímulo à competição, nem no estabelecimento da regulação apropriada. De fato, a questão da regulamentação do setor é maior que a ANP, pois depende do estabelecimento de um Marco Regulatório para o gás natural, à semelhança da Lei do Petróleo. Esta lei, que acumula artigos relacionados ao petróleo e ao gás, não é suficiente para o estabelecimento de um ambiente estável para o setor. A própria PETROBRAS, em seu Planejamento Estratégico 2003-2007 [PETROBRAS, 2003b] mostra uma redução no investimento no setor de gás e energia, em função da ausência deste Marco Regulatório. Além disso, cabe ressaltar que a regulação exercida pela ANP se dá a nível federal. Assim a regulação do setor de distribuição do gás cabe às agências estaduais. Este foi um dos fatores que levaram este estudo a abranger o preço do gás até a chegada no *city gate*, de onde passa para a custódia da distribuidora.

A tarifação do transporte é uma questão crucial para o desenvolvimento de um mercado competitivo. A chave para obter uma tarifa transparente é poder distinguir claramente o preço do produto do preço do transporte. Esta não é uma tarefa simples, uma vez que muitas vezes a empresa produtora é também a transportadora e comercializadora. Quando a desverticalização das atividades empresariais é complicada, a separação contábil de suas atividades pode auxiliar na obtenção da transparência citada.

Outra questão diretamente relacionada à tarifa de transporte é o livre acesso à infraestrutura de transporte. Tema polêmico, o livre acesso está hoje na pauta das discussões nacionais do setor de gás. Já foi fonte de três conflitos em relação ao GASBOL, que requisitaram a intervenção da ANP para serem solucionados. De fato, o proprietário da infra-estrutura é quem arca com a busca pelos recursos para o investimento e, conseqüentemente, com seus riscos. Por isso, muitas vezes, considera “injusto” ser obrigado a ceder capacidade ociosa de seu duto para a concorrência. Por outro lado, como visto neste estudo, o transporte de gás via gasoduto é um monopólio natural. Assim, a construção de dutos concorrenciais é uma alternativa pouco eficiente economicamente. Surge então a necessidade da definição de uma tarifa adequada para remunerar o proprietário do gasoduto pelo serviço de transporte.

Embora este estudo não considere a competição entre comercializadores (carregadores) do gás, o livre acesso está presente quando se propõem as alternativas de fluxo do gás entre países (por exemplo, o gás da Argentina entrando no Brasil via Bolívia). Para que um trajeto assim seja possível, é necessária a definição de uma tarifa a ser paga pelo serviço. De fato, para as simulações, foram pesquisadas estas tarifas junto às Transportadoras e Agências Reguladoras de cada país.

Além da forte presença da PETROBRAS no Brasil, cabe destacar sua presença nos outros dois países envolvidos no estudo. Na Bolívia, além de explorar as reservas de gás, a empresa é acionária do gasoduto GASYRG, usado para transportar o gás das reservas de San Alberto e San Antonio até Rio Grande, onde é feita a transferência para o GASBOL. Na Argentina, assim como em outros países da América Latina, sua presença é crescente, principalmente no setor de exploração e produção, através de participações acionárias ou em associações com empresas locais. Essa presença pode influenciar o comportamento dos preços na área de abrangência deste estudo, caso não haja uma efetiva separação contábil das atividades.

Com relação aos resultados obtidos a partir das simulações com o modelo, pode-se dizer que nem sempre a solução teórica ótima é a melhor a ser implementada na prática. O ótimo encontrado se trata de um caso com infinitas soluções. Isto significa que qualquer combinação convexa das soluções básicas atenderia ao problema de abastecer os mercados a um custo mínimo. No entanto, o modelo não considerou externalidades como, por exemplo, as políticas internas de desenvolvimento da indústria nacional, o risco associado à dependência da produção externa²⁶, os interesses político-econômicos envolvidos em acordos comerciais internacionais, etc.

A introdução de restrições de capacidade no modelo clássico de transporte permitiu a obtenção de uma ferramenta útil na identificação de gargalos na infra-estrutura. Obviamente, a rede escolhida neste estudo é pequena e, portanto, permitiria identificar tais gargalos analiticamente. No entanto, pensando em uma rede mais complexa, isto poderia se tornar inviável. O algoritmo e a análise de sensibilidade dos resultados se tornariam aliados importantes na solução do problema.

²⁶ Por exemplo, em 2003, a Bolívia sofreu uma forte convulsão social que poderia impactar em sua produção e exportação de gás natural.

Finalmente, pode-se dizer que o modelo proposto é uma ferramenta que permite, entre outras aplicações, i) a identificação da estratégia de menor custo de atendimento à demanda de um conjunto de mercados, ii) a identificação de gargalos de capacidade dos arcos de uma rede, iii) a determinação de custos marginais de operação e de expansão da rede através da análise da solução dual, iv) a investigação de cenários alternativos através da análise de sensibilidade e v) através da abordagem por alternativas, analisar soluções possam ser atraentes, mesmo não sendo ótimas.

6. 2. CONSIDERAÇÕES SOBRE O MODELO E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

- Foi necessário tratar os dados de demanda (descrito no ANEXO I), que estavam disponíveis em função da distribuidora, e não dos mercados definidos de acordo com os critérios do modelo. A disponibilidade dos dados no formato desejado eliminaria uma etapa do procedimento, simplificando a aplicação do modelo.
- Quanto às projeções de demanda, cabe ressaltar que os resultados podem ser melhorados se, no futuro, houver um histórico de consumo mais robusto, e se forem realizadas projeções por parte de instituições governamentais (ANP ou Ministério de Minas e Energia, por exemplo).
- As demandas incluem o consumo das refinarias da PETROBRAS - que correspondem a uma parcela relevante do consumo total - existentes ao longo do GASBOL. Assim, a PETROBRAS faz o papel de carregador do gás para si mesma. Embora, na prática, o preço nos *city gates* das refinarias possa não ser o mesmo dos *city gates* das distribuidoras, isso não foi considerado.
- Para os dados de oferta, não foi descontado o consumo próprio de cada país fornecedor. Considerou-se que tais valores poderiam variar bastante em função das estratégias de operação das empresas.
- Não estavam disponíveis as tarifas zonais para o Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre, nem para o GASBOL, no caso de uma operação invertida do Trecho Sul. Futuramente, o conhecimento destes dados poderá enriquecer o estudo.
- A divulgação das novas tarifas zonais, calculadas de acordo com a metodologia proposta pela ANP [ANP, 2002b], também poderia enriquecer o estudo.
- Podem ser investigados os resultados para outros tipos de tarifas, já que existem diversas combinações possíveis entre os tipos de tarifas de transporte

(ver item 4.2.3), especialmente variando a proporção do fator relacionado à distância.

- As tarifas aplicadas no estudo são para o serviço do tipo firme. Tarifas para o serviço interruptível também poderiam ser avaliadas. Isto seria particularmente interessante no estudo de estratégias de curto prazo.
- Não foram consideradas restrições operacionais do duto (condições de pressão, por exemplo). Sabe-se que na operação de gasodutos é necessário operar dentro de limites de pressão mínima e máxima que têm influência direta sobre o volume a ser transportado.
- Pode-se constatar que restrições de capacidade impedem que algumas alternativas sejam viáveis. Mais especificamente, a inversão do trecho sul do GASBOL não permitiria o atendimento pleno dos mercados. Antes de pensar na expansão desta capacidade, poderiam ser testadas alternativas de inversão parcial. Tecnicamente, é possível realizar a inversão entre trechos num intervalo entre duas estações de compressão.
- Embora o problema possa ser resolvido por programação inteira - modificando-se o modelo de forma a incluir restrições correspondentes aos sentidos de fluxo possíveis -, apresentaria uma única solução ótima. A análise por alternativas permite a avaliação de soluções não ótimas que também podem ser atraentes.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, “Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços – até dezembro de 2001”, Séries ANP, Número IV, Rio de Janeiro, 2002.

_____. “Decisão final da SCG sobre a Metodologia de Cálculo do Preço Mínimo por Zona de Entrega e da Tarifa “Rolled In” Postal no Concurso Aberto da TBG”, Nota Técnica 008/02/SCG, 2002.

_____. “Boletim Mensal do Gás Natural”, novembro/2003.

_____. “Anuário Estatístico 2003”, 2003.

BRASIL ENERGIA, “Mercado cresce com aumento da rede e uso de gasodutos virtuais”, Brasil Energia, nº 276, novembro/2003.

CECCHI, J. C. (coordenação técnica), “Indústria Brasileira de Gás natural: Regulação Atual e Desafios Futuros”, Séries ANP no 2, Rio de Janeiro, 2001.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO - COMGÁS, “Mapa da área de concessão”, http://www.comgas.com.br/pt/gas_empresas/mapa.asp, 2003.

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA – SCGÁS, “Rede de distribuição”, URL: http://www.scgas.com.br/rede_distribuicao/index.asp, 2003.

COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS – COMPAGAS, “Mapa da área de concessão”, <http://www.compagas.com.br/port/mapadistribuicao.shtml>, 2003.

EIA / DOE / Office of Oil & Gas, “Deliverability on the Interstate Natural Gas Pipeline System”, URL: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/deliverability/pdf/deliver.pdf), maio/1998.

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS – ENARGAS, “Decreto 1738/92 - Reglamentación de la Ley Nº 24.076”, 1992 URL: http://www.enargas.gov.ar/MarcoLegal/Dec_1738.pdf , 1992.

_____. “Precios de Cuenca”, URL:
<http://www.enargas.gov.ar/Tarifas/PreciosCuenca.xls>, 2002.

_____. “Tarifas”, <http://www.enargas.gov.ar/Tarifas/Tarifas.xls>, 2002.

GAS BRASILIANO, “Área de Concessão”, URL:
http://www.gasbrasiliano.com.br/institucional/concessao_sp.asp, 2003.

GASENERGIA, “Banco de mapas”, URL:
<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/bancomapas/bancomapas.jsp>, 2003.

GAS NATURAL SÃO PAULO SUL S/A (SPS), “Mapa de Concessão”, URL:
http://www.gasnaturalsps.com.br/gasnatural_set.htm, 2003.

GASNET, Notícias, URL: www.gasnet.com.br, 25/10/2001.

GAZETA MERCANTIL, “Gasoduto no sul deve ser retomado”, 29/05/2001.

_____. “Novo rumo para acordo com a Bolívia”, Seção Energia, 04/08/2003.

GOLDBARG, M.C., LUNA, H.P., “Otimização Combinatória e Programação Linear – Modelos e Algoritmos”, 1ª ed. Rio de Janeiro, Campus, 2000.

IEA/OECD, “Regulatory Reform in Argentina’s Natural Gas Sector”, 1999.

_____. “Regulatory Reform: European Gas”, Energy Market Reform, 2000.

_____. “South American Gas - Daring to Tap the Bounty”, 2003.

KRAUSE, G.G., PINTO JR., H.Q., “Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural - Experiência Internacional”, ANP, Nota Técnica nº 3, 1998.

MILIDIÚ, R.L., PESSOA, A.A., BRACONI, V. *et al.*, “Um algoritmo GRASP para o problema de transporte de derivados de petróleo em oleodutos”, In: *anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, pp. 237-246, Campos do Jordão, SP, novembro, 2001.

OLADE/ARPEL/Beicip-Franlab, “Estudio para la Integración del Mercado de Gas Natural en América del Sur”, 2001.

PETROBRAS, “Preço de commodity e transporte”, URL: http://www.gaspetro.com.br/tab1_us.htm, 2002.

_____. URL: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame.asp?pagina=/AtuacaoInternacional/portugues/ani/argentina/AniArgentina.asp>, 2003.

_____. “Planejamento Estratégico 2003-2007”, URL: http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/PlanoEstrategico2003_2007port.pdf, 2003.

PRADO, D., “Programação Linear”, Série Pesquisa Operacional, Volume 1, 1ª ed Belo Horizonte/MG, Desenvolvimento Gerencial, 1999.

PRICE, C.W., BENETT, M., “New gas in old pipes: opening the UK residential gas market to competition”, Utilities Policy, vol.8, pp. 1-15, 1999.

PUCCINI, A.L., PIZZOLATO, N.D., “Programação Linear”, Livros Técnicos e Científicos ED, 1987.

REINSCH, A. E., TISSOT, R., PEACEY, D., “South American Natural Gas Trade: The Road Ahead”, Canadian Energy Research Institute (CERI), Canadá, 1997.

SANTOS, E.M. *et al.*, “Gás Natural – Estratégias Para Uma Energia Nova no Brasil”, São Paulo, 2002.

SCHWYTER, A. A., “A Regulação da Distribuição de Gás Natural em São Paulo: questões e desafios”, Universidade de São Paulo, São Paulo, dezembro/2001.

SCHOTLAND, S. D., “Competition is Constitutional: Four Fallacies in the Argument that Transmission Access Constitutes a Taking”, The Electricity Journal, Novembro / 1996, pp. 80 – 84.

SILVEIRA, J.P., “Regulação de Monopólios e Defesa da Concorrência: Um Estudo sobre a Indústria do Gás Natural no Brasil”, Tese de M.Sc., IE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2000.

SULGÁS, “Ramais”, URL: <http://www.sulgas.rs.gov.br>, 2003.

SUPERINTENDÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS - SCG / ANP, “Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios”, Nota Técnica 033/2002 – SCG, 2002.

SUPERINTENDENCIA DE HIDROCARBUROS – SUPERHID, “Anuario 2001”, URL: <http://www.superhid.gov.bo/anuario2001/index.html>, 2001.

_____. “Mapa Gasoducto Yacuiba – Rio Grande”, URL: <http://www.superhid.gov.bo/mapas/gyabog.html>, 2004.

TRANSPORTADORA GASODUTO BOLÍVIA BRASIL – TBG, “Proposição de definição da tarifa de transporte de gás natural por zona de entrega”, abril/2002

_____. “Mapa do GASBOL”, URL: http://www.tbg.com.br/html/mapa_gasbol2.jpg, 2003.

TORRES, E.T., “O gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado”, REVISTA DO BNDES, RIO DE JANEIRO, v. 9, n. 17, pp. 99-116, jun/2002.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE – TGN, URL: www.tgn.com.ar/home/i/mthum1big.jpg, 2004.

_____. “Oferta de Gas”, URL: <http://www.tgn.com.ar/home/default.asp?src=servicio.htm>, 2001.

_____. “Tarifas de Transporte para Exportación”, URL: <http://www.tgn.com.ar/home/default.asp?src=servicio.htm>, 2003.

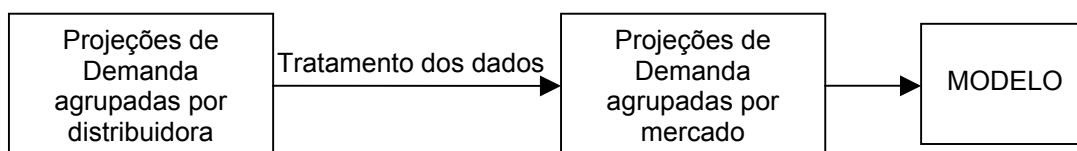
TRANSPORTADORA SULBRASILEIRA - TSB, “Contrato de Serviço de Transporte”, URL: <http://www.tsb.com.br/repositorio/bibArq000017.pdf>, 2003.

TRANSREDES, “Estrutura Tarifaria de Transporte”, URL:
<http://www.transredes.com/pageTarifas.htm>, 2002 .

ANEXO I. METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DAS DEMANDAS PARA CADA MERCADO PRE-ESTABELECIDO PARA O MODELO

Para as simulações com o modelo, são necessários dados de oferta, demanda, preço e capacidade de transporte (volume). Este anexo descreve o tratamento aplicado aos dados de demanda de gás natural.

Os dados de demanda precisavam estar disponíveis conforme a definição dos mercados adotada na Tabela I-1. O Boletim Mensal do Gás Natural da ANP [ANP, 2003] informa valores históricos de consumo nos *city gates*. No entanto, desejava-se trabalhar também com projeções de demanda. Optou-se por utilizar os dados divulgados pelas distribuidoras na revista Brasil Energia [2003]. Contudo, estes dados estavam alocados por distribuidora/concessionária e não por mercado (conforme definição deste trabalho). Foi necessário tratar os dados para que atendessem às necessidades do modelo.



Foi escolhido um sistema de gasodutos que serve aos mercados sob a área de influência do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. O modelo de otimização adotado (ver Capítulo 5) leva em consideração restrições de capacidade e sentido do fluxo nos dutos. Em função destas restrições, foram definidos os mercados que são o objeto deste estudo, conforme a Tabela I-1.

Tabela I-1. Definição dos mercados adotados para as simulações com o modelo.

MERCADO	ABRANGÊNCIA DAS ESTAÇÕES DE ENTREGA (<i>CITY GATES</i>)	CAPACIDADE
MS	Estado do Mato Grosso do Sul	30 MMm ³ /dia
SP1	Parcela do Estado de São Paulo atendida pelo Trecho Norte do Gasbol, até o ponto de derivação para o Trecho Sul.	30 MMm ³ /dia
SP2	Parcela do Estado de São Paulo atendida pelo Trecho Norte do Gasbol, a partir do ponto de derivação para o Trecho Sul.	14 MMm ³ /dia
SP3	Parcela do Estado de São Paulo atendida pelo Trecho Sul do Gasbol	6 MMm ³ /dia
PR	Estado do Paraná	6 MMm ³ /dia
SC1	Parcela do Estado de Santa Catarina atendida pelo Trecho Sul do Gasbol, até a Estação de Compressão de Biguaçu.	4,8 MMm ³ /dia

MERCADO	ABRANGÊNCIA DAS ESTAÇÕES DE ENTREGA (CITY GATES)	CAPACIDADE
SC2	Parcela do Estado de Santa Catarina atendida pelo Trecho Sul do Gasbol, até a Estação de Medição Operacional de Siderópolis.	2,4 MMm ³ /dia
RS1	Parcela do Estado do Rio Grande do Sul atendida pelo Trecho Sul do Gasbol.	1,2 MMm ³ /dia

TRATAMENTO DOS DADOS DE DEMANDA

A. DETERMINAÇÃO DO PERCENTUAL DA DEMANDA DE CADA CONCESSIONÁRIA DESTINADO A CADA MERCADO

O dados do Boletim Mensal do Gás Natural da ANP [ANP, 2003] serviram para determinar, a partir da demanda de uma dada concessionária, que percentual dessa demanda é destinado a cada mercado definido conforme a Tabela I-1.

Conforme mostrado na Tabela I-2, abaixo, os valores foram calculados da seguinte forma:

1. Coluna CONSUMO EM 2003:

A partir do Boletim Mensal do Gás Natural da ANP [ANP, 2003], obteve-se o volume de gás natural consumido em 2003, em cada estação de entrega ao longo do GASBOL e do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre.

- Como só havia dados disponíveis até o mês de novembro, a demanda de dezembro foi projetada por regressão linear.

2. Coluna DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA POR MERCADO (conforme Tabela I-1):

Para cada concessionária, foi feito o somatório das demandas das estações de entrega sob sua área de abrangência dentro de cada mercado²⁷ [COMGÁS, 2003; COMPAGAS, 2003; GAS BRASILIANO, 2003; GAS NATURAL SPS, 2003; SCGÁS, 2003; SULGÁS, 2003].

3. Coluna DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA:

Totalizou-se a demanda de cada concessionária.

²⁷ Para determinar quais estações de entrega pertenciam à área de abrangência de cada concessionária foram utilizados os mapas disponíveis nos sites das distribuidoras Comgás, Gas Brasileiro, Gas Natural SPS, Compagás, SCGás e SulGás.

4. Coluna PERCENTUAL DA DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA DESTINADO AO MERCADO:

Dividindo cada valor da coluna DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA POR MERCADO pelo valor correspondente na coluna DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA, obteve-se o percentual da demanda de cada concessionária destinado a atender cada mercado (Tabela I-2, Figura I-1).

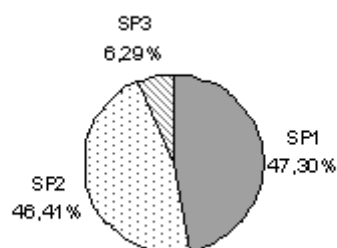
Tabela I-2. Determinação do percentual da demanda das concessionária destinado a cada mercado definido.

MERCADO	ESTÇÃO DE ENTREGA	CONCESSIONÁRIA	CONSUMO EM 2003 (MMm3/ano)	DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA POR MERCADO (MMm3/ano)	DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA (MMm3/ano)	PERCENTUAL DA DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA DESTINADO AO MERCADO (%)
MS	Corumbá Campo Grande Três Lagoas UTE Três Lagoas	MSGás	0,00 242,64 154,05 0,00	396,68	396,68	100,00%
SP1	Bilac (ex-Araçatuba) Boa Esperança do Sul (ex-Araraquara-Matão) São Carlos	Gás Brasileiro	19,29 0,00 31,81	51,10	51,10	100,00%
	Rio Claro Limeira Americana	Comgás	371,90 220,73 139,01	731,65	1546,86	47,30%
SP2	Jaguariúna Itatiba Guararema		480,31 153,94 83,60	717,86		46,41%
	EMED GUARAREMA	Petrobras	3072,15	3072,15	3555,30	86,41%
SP3	REPLAN Sumaré Campinas Indaiatuba	Petrobras Comgás	307,36 97,35 0,00 0,00	307,36 97,35		8,65% 6,29%
	Itú Araçoiaba da Serra (ex-Tatui)	Gas Natural SPS	120,16 1,40	121,56	121,56	100,00%
PR	REPAR Araucária-CIC Araucária UTE	Petrobras Compagas	113,14 241,60 1,21	113,14 242,80	242,80	3,18% 100,00%
SC1	Joinville Guaramirim Blumenau/Gaspar Brusque Tijucas	SCGás	62,59 23,22 33,00 5,14 63,73	187,69	404,44	46,41%
SC2	São Pedro de Alcântara (ex-São José) Tubarão Urussanga (ex-Cocal do Sul) Nova Veneza		0,00 24,97 110,02 81,77	216,75		53,59%
RS1	Várzea do Cedro Araricá Cachoeirinha Canoas Canoas-UTE	SulGás	21,10 0,00 36,08 252,35 86,18	395,70	877,42	45,10%
RS2	REFAP EE Triunfo EE Unguaiana	Petrobras SulGás	62,65 119,69 362,02	62,65 481,71		1,76% 54,90%

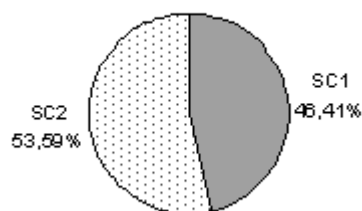
NOTA 1: as tonalidades de fundo visam destacar a abrangência de uma mesma concessionária em mercados distintos.

NOTA 2: os valores da coluna “PERCENTUAL DA DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA DESTINADO AO MERCADO” foram obtidos dividindo os valores da coluna “DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA POR MERCADO” pelo valor correlacionado na coluna “DEMANDA DA CONCESSIONÁRIA”.

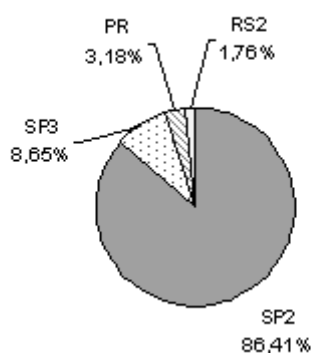
Distribuição da Demanda da Comgás



Distribuição da Demanda da SCGás



Distribuição da Demanda da Petrobras



Distribuição da Demanda da SulGás

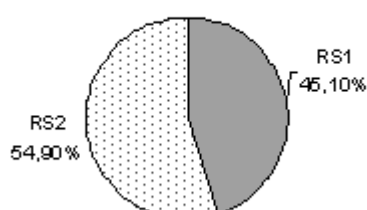


Figura I-1. Distribuição da demanda das distribuidoras e da PETROBRAS em cada mercado.

Os percentuais obtidos conforme o **item A** foram aplicados sobre os dados divulgados pelas distribuidoras na revista Brasil Energia [2003]., a fim de transformar os valores de demanda e projeção de demanda de cada concessionária em valores de demanda e projeção de demanda para cada mercado.

B. DETERMINAÇÃO DAS DEMANDAS DE CADA MERCADO

1. Primeiramente, foi necessário completar as projeções de demanda para algumas distribuidoras (MSGás, Comgás e SCGás). A Brasil Energia [2003].fornecia as seguintes informações, da Tabela I-3:

Tabela I-3. Demanda projetada por distribuidora, em MMm³

DISTRIBUIDORA	2003	2004	2005	2006	2007
Gas Natural SPS	129,58	301,13	480,71	647,15	790,23
Gas Brasileiro	32,85	91,25	164,25	219	310,25
Compagas	190,90	198,93	283,61	904,47	915,06
Sulgás	733,65	1215,45	1883,40	2496,60	2649,90

MSGás	182,50				
Comgás	2701,00				
SCGás	321,20				

2. Mais uma vez, utilizou-se o método de Regressão Linear para obter as projeções que faltavam. O método foi aplicado sobre os dados de consumo de gás, dos anos 2000 a 2003, do Boletim Mensal do Gás Natural da ANP [ANP, 2003]. Foram obtidos os seguintes parâmetros:

MSGás	m	18,47
	r^2	0,23
Comgás	m	86,27
	r^2	0,94
SCGás	m	15,85
	r^2	0,81

Onde: m é o coeficiente da variável independente em $y = mx + b$

r^2 é o coeficiente de determinação do ajuste

Pode-se observar que os coeficientes de correlação da SCGás e, principalmente, da MSGás não são satisfatórios. No entanto, na ausência de uma estimativa mais apropriada foram utilizados para as projeções. Isso pode ser atribuído ao fato de que os dados de consumo são muito irregulares, principalmente no caso das Termelétricas.

3. Os parâmetros da regressão foram aplicados aos valores de demanda de 2003 para obter as projeções, resultando na Tabela I-4:

Tabela I-4. Demanda projetada (estimada) por distribuidora, em MMm³

DISTRIBUIDORA	2003	2004	2005	2006	2007
MSGás	182,50	200,97	219,45	237,92	256,40
Comgás	2701,00	2787,27	2873,53	2959,80	3046,06
SCGás	321,20	337,05	352,91	368,76	384,62

4. Para os dados da PETROBRAS também foi necessário estimar uma projeção de demanda. Os dados disponíveis para isto, de 2000 a 2003 constavam no Boletim Mensal do Gás Natural da ANP [ANP, 2003]. Tanto os dados para a regressão linear quanto o valor inicial para 2003 foram obtidos deste boletim.

- a. Os cálculos foram aplicados sobre os dados de consumo das estações de entrega ligadas às refinarias da PETROBRAS e da EMED Guararema, que é o ponto de transferência para os gasodutos do sistema PETROBRAS.

$$\begin{array}{lll} \text{PETROBRAS} & m & 57,215206 \\ & r^2 & 0,3490871 \end{array}$$

Onde: m é o coeficiente da variável independente em $y = mx + b$

r^2 é o coeficiente de determinação do ajuste

Embora o coeficiente de correlação seja ruim, na ausência de uma estimativa mais apropriada, esta foi adotada para a projeção da Tabela I-5.

Tabela I-5. Demanda projetada (estimada) para a PETROBRAS, em MMm³

	2003	2004	2005	2006	2007
PETROBRAS	2666,47	2723,69	2780,90	2838,12	2895,33

5. Obteve-se, então, a seguinte Tabela I-6:

Tabela I-6. Projeções de demanda por distribuidora de gás natural e para a PETROBRAS.

DISTRIBUIDORA	2003	2004	2005	2006	2007
MSGás	182,50	200,97*	219,45*	237,92*	256,40*
Comgás	2701,00	2787,27*	2873,53*	2959,80*	3046,06*
Gas Natural SPS	129,58	301,13	480,71	647,15	790,23
Gas Brasileiro	32,85	91,25	164,25	219,00	310,25
Compagás	190,90	198,93	283,61	904,47	915,06
SCGás	321,20	337,05*	352,91*	368,76*	384,62*
Sulgás	733,65	1215,45	1883,40	2493,60	2649,90
PETROBRAS	2666,47	2723,69*	2780,90*	2838,12*	2895,33*

*NOTA: valores estimados por regressão linear

6. A partir da Tabela I-6 e da Tabela I-2 foi possível estabelecer os valores da Tabela I-7, abaixo:

- a. Para exemplificar o cálculo, tome-se como exemplo o mercado SP1. O cálculo da demanda para 2004 é:

Demanda do mercado SP1 (2004) = (Percentual da demanda da Gas Brasileiro destinado ao mercado SP1 X Demanda da Gas Brasileiro

(2004)) + (Percentual da demanda da Comgás destinado ao mercado SP1 x Demanda da Comgás (2004)), ou seja,

Demanda do mercado SP1 (2004) = $1,000 \times 91,25 + 0,473 \times 2787,27$

Demanda do mercado SP1 (2004) = 1409,63

Tabela I-7. Projeções de demanda agrupadas por mercado

	MMm³/ano				
	2003	2004	2005	2006	2007
MS	182,50	200,97	219,45	237,92	256,40
SP1	1310,42	1409,63	1523,43	1618,98	1751,04
SP2	3557,09	3646,56	3736,02	3825,48	3914,94
SP3	432,33	501,08	584,44	649,55	751,15
PR	276,22	286,08	372,59	995,29	1007,71
SC1	149,04	156,39	163,75	171,11	178,46
SC2	172,16	180,66	189,16	197,66	206,16
RS1	330,88	548,17	849,41	1125,97	1195,10
RS2	450,77	716,31	1084,04	1421,72	1506,91

ANEXO II. METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DOS PREÇOS NO *CITY GATE* PARA TARIFA POSTAL E ZONAL

TARIFA POSTAL

Para a tarifa postal considerou-se que o preço final no *city gate* é o somatório do valor da *commodity* e das tarifas de transporte de cada duto percorrido pelo gás desde a origem. A tarifa de transporte de um duto é única em toda a sua extensão, não sendo diferenciada pela distância, conforme descrito no Capítulo 4.2.3 - Formulação da Tarifa.

As informações disponíveis sobre valores de *commodity* e tarifa de transporte estão disponíveis nos *sites* das transportadoras e das agências reguladoras, nem sempre de uma forma clara. As unidades de volume e monetária, além das ordens de grandeza, não são comuns aos países envolvidos (Brasil, Bolívia e Argentina). Além disso, o histórico de dados não contempla o mesmo intervalo de tempo para todos os casos. Em vista disso, foram necessárias algumas considerações, conforme segue:

- Preço da *commodity*
 - Brasil: foi considerado o valor divulgado pela PETROBRAS [2002], vigente a partir de julho de 2002.
 - Argentina: foi feita uma extrapolação linear para 2003 a partir da média aritmética entre os dados divulgados pela ENARGAS [2002a] para “Precios de Cuenca” para exportação das Bacias Neuquina e Noroeste, de 1997 a 2002.
 - Bolívia: utilizaram-se os valores divulgados pela SUPERHID [2001] até dezembro de 2001, fazendo-se uma projeção linear para 2003.
- Tarifa de transporte
 - Brasil: no caso do Brasil, existem três tarifas de transporte a serem consideradas:
 - Transpetro: foi considerado o valor divulgado pela PETROBRAS [2002], vigente a partir de julho de 2002;
 - GASBOL: considerou-se a tarifa de transporte da TBG, conforme ANP [2002];
 - Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre: considerou-se a tarifa de transporte para o Trecho 3, informada pela TSB [2003].

- Argentina: foi feita uma média aritmética entre os valores divulgados pela TGN [2004b] para Tarifas de Transporte Firme para Exportação até Aldea Brasileira, a partir de Neuquén (Bacia Neuquina) e Salta (Bacia Noroeste), a partir de 15 de julho de 2003.
- Bolívia: adotou-se o valor informado pela TRANSREDES [2004], para exportação, aprovado em outubro de 2002.

Desta forma, ficaram definidos os seguintes preços no *city gate*, conforme a Tabela II-1:

Tabela II-1. Preço do gás no *city gate* considerando a Tarifa Postal, em US\$/m³, em 2003
– Detalhamento das parcelas.

ORIGEM	ARGENTINA		BOLÍVIA		BRASIL				PREÇO CITY GATE (US\$/m ³)	MERCADO ATENDIDO
	CMDT	TRPT	CMDT	TRPT	CMDT	TRPT TRANSPETRO	TRPT GASBOL	TRPT URUGUAIANA		
ARGENTINA	0,0535	0,0213			0,0013				0,0761	RS2
	0,0535	0,0213			0,0437 0,0013				0,1198	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2
via Bolívia	0,0535	0,0213	0,0088		0,0437				0,1273	MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
	0,0535	0,0213	0,0088		0,0437 0,0013				0,1286	RS2
BOLÍVIA			0,0696	0,0088	0,0437				0,1221	MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
			0,0696	0,0088	0,0437 0,0013				0,1234	RS2
	via Argentina		0,0213	0,0696 0,0088	0,0013				0,1010	RS2
			0,0213	0,0696 0,0088	0,0437 0,0013				0,1447	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2
BRASIL					0,0684	0,0087	0,0437		0,1208	SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1
					0,0684	0,0087	0,0437	0,0013	0,1222	RS2

TARIFA ZONAL

A tarifa zonal também é composta pelo somatório do valor da *commodity* e das tarifas de transporte. Mas, neste caso, a tarifa de transporte de um duto não é única em toda a sua extensão. Ela é diferenciada pela distância percorrida desde a origem até uma determinada zona onde a tarifa de transporte é comum às *city gates* em torno de um mesmo “centro de gravidade”²⁸.

²⁸ Para maiores detalhes ver o capítulo 4.2.3. Formulação da Tarifa.

Utilizaram-se os valores para tarifas zonais conforme proposto pela TBG durante os procedimentos para o concurso aberto de expansão do GASBOL²⁹ [TBG,2002], conforme Tabela II-2.

Tabela II-2. Tarifas zonais conforme proposta da TBG [2002].

ZONA	(US\$/m ³)		
	TOTAL	Capacidade	Entrada
MS Fronteira	0,0073	0,0045	0,0028
MSGas	0,0322	0,0294	0,0028
Gas Brasileiro	0,0399	0,0371	0,0028
COMGAS Oeste	0,0414	0,0386	0,0028
COMGAS Leste	0,0417	0,0389	0,0028
COMGAS Sul	0,0422	0,0394	0,0028
Gas Natural	0,0435	0,0407	0,0028
COMPAGAS	0,0531	0,0503	0,0028
SCGAS	0,0562	0,0534	0,0028
SULGAS (1)	0,0562	0,0534	0,0028

(1) estes valores não constam na proposta da TBG, foram repetidos a fim de permitir os demais cálculos.

São consideradas as tarifas zonais apenas para o Brasil, onde estão os mercados de interesse. As tarifas zonais disponíveis só dizem respeito ao transporte via GASBOL, no sentido em que o Trecho Sul opera atualmente (norte-sul). Por isso, as alternativas que consideram outros sentidos de fluxo não puderam ser analisadas. Para a SULGAS foi considerado o mesmo valor da SCGAS, a fim de obter o valor do preço para o mercado RS2. Para o mercado em que há duas tarifas distintas, foi adotado o maior valor. Por exemplo, o mercado SP1 pode ser atendido pela Gas Brasileiro e pela COMGAS. Foi adotada a tarifa da COMGAS (oeste).

Os valores de *commodity* e transporte para a Argentina, a Bolívia e o Brasil (Transpetro) foram omitidos da Tabela II-3, a seguir, mas são os mesmos que figuram na Tabela II-1.

Tabela II-3. Preço do gás no city gate considerando a Tarifa Zonal, em US\$/m³, em 2003

	MS	SP1	SP2	SP3	PR	SC1	SC2	RS1	RS2
ARGENTINA									
via Bolívia	0,1129	0,1222	0,1224	0,1243	0,1338	0,1369	0,1369	0,1369	0,1383

²⁹ Para detalhes sobre a metodologia, consultar ANP [2002b].

	MS	SP1	SP2	SP3	PR	SC1	SC2	RS1	RS2
BOLÍVIA	0,1078	0,1170	0,1173	0,1191	0,1287	0,1318	0,1318	0,1318	0,1331
BRASIL	0,1065	0,1158	0,1160	0,1179	0,1274	0,1305	0,1305	0,1305	0,1319

ANEXO III. FORMATAÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA DE ACORDO COM AS ALTERNATIVAS ESCOLHIDAS

As alternativas propostas para a abordagem do problema foram definidas segundo os critérios de:

- Preço no *city gate*
- Sentido do fluxo nos gasodutos

O modelo de transporte em rede com restrição de capacidade foi resolvido com o auxílio do *software* LINDO® (*Linear, Interactive and Discrete Optimizer*)³⁰ para as alternativas propostas. Os dados de entrada para o modelo são apresentados a seguir.

Foi adotada a seguinte nomenclatura para introdução do modelo no *software*:

NOMENCLATURA:

- **DMD_j**: Demanda do mercado, onde j: MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2;
- **OFT_i**: Oferta (considerando a produção), onde i: bo – Bolívia, ar – Argentina e br – Brasil;
- **K_s**: Restrições de capacidade, onde s: trecho do duto diferenciado pela capacidade, numerado seqüencialmente;
- **Diy_j**: Demanda de i atendida por j via y, onde j: MS, SP1, SP2, SP3, PR, SC1, SC2, RS1, RS2; i: bo – Bolívia, ar – Argentina e br – Brasil; e y: n – norte e s – sul.

UNIDADES ADOTADAS:

- Volume: m³
- Monetária: US\$

Os seguintes dados de entrada são comuns a todas as alternativas:

- Restrições de demanda
- Restrições de oferta (produção)
- Restrições de capacidade

³⁰ Copyright da LINDO Systems, Inc.

Já os preços no *city gate* diferem de acordo com o caso de simulação.

RESTRIÇÕES DE DEMANDA

Tabela III-8. Restrições de demanda (DMD), conforme calculadas no ANEXO I, em MMm³/ano.

ANO	DMDms	DMDsp1	DMDsp2	DMDsp3	DMDpr	DMDsc1	DMDsc2	DMDrs1	DMDrs2
2003	182,50	1302,32	1253,26	203,01	190,90	149,04	172,16	330,88	402,77
2004	200,97	1401,26	1293,29	266,85	198,93	156,39	180,66	548,17	667,28
2005	219,45	1514,81	1333,32	345,28	283,61	163,75	189,16	849,41	1033,99
2006	237,92	1610,10	1373,35	405,47	904,47	171,11	197,66	1125,97	1370,63
2007	256,40	1741,90	1413,37	502,15	915,06	178,46	206,16	1195,10	1454,80

RESTRIÇÕES DE OFERTA (PRODUÇÃO)

Tabela III-9. Restrições de oferta (OFT), em MMm³/ano.

OFTbo	5400
OFTar	33795(1)
OFTbr	4400(2)

- (1) Para a Argentina estão consideradas apenas as produções das bacias Neuquina e Noroeste.
- (2) Para o Brasil está considerada apenas a produção do Rio de Janeiro.

RESTRIÇÕES DE CAPACIDADE

Tabela III-10. Restrições de Capacidade (K), em MMm³/ano

Gasbol Trecho Norte:		MMm³/ano
	K1	10950
Gasbol Trecho Sul:		
	K2	2190
	K3	1752
	K4	876
	K5	657
Gasbol Replan-Guararema:		
	K6	5110
Gasoduto Uruguaiana-POA:		
	K7	4453
Gasoducto Argentina: foi considerada a menor capacidade entre os gasodutos Norte e Centro-Oeste		
	K8	8176
Yacuiba-Rio Grande (Bolivia): Foi considerada a soma entre YABOG e GASYRG		
	K9	11315
		13505

PREÇO NO CITY GATE

Dependendo dos sentidos de fluxo do gás, conforme definidos na Tabela 5-6, definem-se os pares de oferta-demanda possíveis para cada alternativa. Nas tabelas seguintes, só figuram os preços para tais pares.

CASO II

GASBOL(Trecho Sul)	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA-PORTO ALEGRE
Norte - Sul	Norte - Sul	Oeste - Leste

Tabela III-11. Preço do gás natural no *city gate*, para o CASO II, conforme ANEXO II, em US\$/m³.

Tarifa	Dbon_ms	Dbon_sp1	Dbon_sp2	Dbon_sp3	Dbon_pr	Dbon_sc1	Dbon_sc2	Dbon_rs1	Dbon_rs2
POSTAL	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	
ZONAL	0,1078	0,1170	0,1173	0,1191	0,1287	0,1318	0,1318	0,1318	
	Dbos_ms	Dbos_sp1	Dbos_sp2	Dbos_sp3	Dbos_pr	Dbos_sc1	Dbos_sc2	Dbos_rs1	Dbos_rs2
POSTAL									0,1010
ZONAL									N/A
	Darn_ms	Darn_sp1	Darn_sp2	Darn_sp3	Darn_pr	Darn_sc1	Darn_sc2	Darn_rs1	Darn_rs2
POSTAL									
ZONAL									
	Dars_ms	Dars_sp1	Dars_sp2	Dars_sp3	Dars_pr	Dars_sc1	Dars_sc2	Dars_rs1	Dars_rs2
POSTAL									0,0761
ZONAL									N/A
			Dbr_sp2	Dbr_sp3	Dbr_pr	Dbr_sc1	Dbr_sc2	Dbr_rs1	Dbr_rs2
POSTAL			0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	
ZONAL			0,1160	0,1179	0,1274	0,1305	0,1305	0,1305	

CASO III

GASBOL(Trecho Sul)	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA-PORTO ALEGRE
Norte - Sul	Sul - Norte	Leste - Oeste

Tabela III-12. Preço do gás natural no *city gate*, para o CASO III, conforme ANEXO II, em US\$/m³.

Tarifa	Dbon_ms	Dbon_sp1	Dbon_sp2	Dbon_sp3	Dbon_pr	Dbon_sc1	Dbon_sc2	Dbon_rs1	Dbon_rs2
POSTAL	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1234
ZONAL	0,1078	0,1170	0,1173	0,1191	0,1287	0,1318	0,1318	0,1318	0,1331
	Dbos_ms	Dbos_sp1	Dbos_sp2	Dbos_sp3	Dbos_pr	Dbos_sc1	Dbos_sc2	Dbos_rs1	Dbos_rs2
POSTAL									
ZONAL									
	Darn_ms	Darn_sp1	Darn_sp2	Darn_sp3	Darn_pr	Darn_sc1	Darn_sc2	Darn_rs1	Darn_rs2
POSTAL	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1286
ZONAL	0,1129	0,1222	0,1224	0,1243	0,1338	0,1369	0,1369	0,1369	0,1383
	Dars_ms	Dars_sp1	Dars_sp2	Dars_sp3	Dars_pr	Dars_sc1	Dars_sc2	Dars_rs1	Dars_rs2
POSTAL									
ZONAL									

		Dbr_sp2	Dbr_sp3	Dbr_pr	Dbr_sc1	Dbr_sc2	Dbr_rs1	Dbr_rs2
POSTAL		0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	0,1222
ZONAL		0,1160	0,1179	0,1274	0,1305	0,1305	0,1305	0,1319

CASO IV

GASBOL(Trecho Sul)	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA-PORTO ALEGRE
Norte - Sul	Sul - Norte	Oeste - Leste

Tabela III-13. Preço do gás natural no *city gate*, conforme para o CASO IV, conforme ANEXO II, em US\$/m³.

Tarifa	Dbon_ms	Dbon_sp1	Dbon_sp2	Dbon_sp3	Dbon_pr	Dbon_sc1	Dbon_sc2	Dbon_rs1	Dbon_rs2
POSTAL	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	0,1221	
ZONAL	0,1078	0,1170	0,1173	0,1191	0,1287	0,1318	0,1318	0,1318	
	Dbos_ms	Dbos_sp1	Dbos_sp2	Dbos_sp3	Dbos_pr	Dbos_sc1	Dbos_sc2	Dbos_rs1	Dbos_rs2
POSTAL									
ZONAL									
	Darn_ms	Darn_sp1	Darn_sp2	Darn_sp3	Darn_pr	Darn_sc1	Darn_sc2	Darn_rs1	Darn_rs2
POSTAL	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	0,1273	
ZONAL	0,1129	0,1222	0,1224	0,1243	0,1338	0,1369	0,1369	0,1369	
	Dars_ms	Dars_sp1	Dars_sp2	Dars_sp3	Dars_pr	Dars_sc1	Dars_sc2	Dars_rs1	Dars_rs2
POSTAL									0,0761
ZONAL									N/A
			Dbr_sp2	Dbr_sp3	Dbr_pr	Dbr_sc1	Dbr_sc2	Dbr_rs1	Dbr_rs2
POSTAL			0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	0,1208	
ZONAL			0,1160	0,1179	0,1274	0,1305	0,1305	0,1305	

Em função da ausência de dados para a tarifa zonal calculada a partir da entrada do gás pelo Sul do país, esta modalidade tarifária não será considerada nos casos a seguir.

CASO VI

GASBOL(Trecho Sul)	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA-PORTO ALEGRE
Sul - Norte	Norte - Sul	Oeste - Leste

Tabela III-14. Preço do gás natural no *city gate*, conforme para o CASO VI, conforme ANEXO II, em US\$/m³.

Tarifa	Dbon_ms	Dbon_sp1	Dbon_sp2	Dbon_sp3	Dbon_pr	Dbon_sc1	Dbon_sc2	Dbon_rs1	Dbon_rs2
POSTAL	0,1221	0,1221	0,1221						
ZONAL									
	Dbos_ms	Dbos_sp1	Dbos_sp2	Dbos_sp3	Dbos_pr	Dbos_sc1	Dbos_sc2	Dbos_rs1	Dbos_rs2
POSTAL			0,1447	0,1447	0,1447	0,1447	0,1447	0,1447	0,1010
ZONAL									
	Darn_ms	Darn_sp1	Darn_sp2	Darn_sp3	Darn_pr	Darn_sc1	Darn_sc2	Darn_rs1	Darn_rs2
POSTAL									
ZONAL									
	Dars_ms	Dars_sp1	Dars_sp2	Dars_sp3	Dars_pr	Dars_sc1	Dars_sc2	Dars_rs1	Dars_rs2

Tarifa	Dbon_ms	Dbon_sp1	Dbon_sp2	Dbon_sp3	Dbon_pr	Dbon_sc1	Dbon_sc2	Dbon_rs1	Dbon_rs2
POSTAL			0,1198	0,1198	0,1198	0,1198	0,1198	0,1198	0,0761
ZONAL									
			Dbr_sp2	Dbr_sp3	Dbr_pr	Dbr_sc1	Dbr_sc2	Dbr_rs1	Dbr_rs2
POSTAL			0,1208						
ZONAL			0,1160						

CASO VIII

GASBOL(Trecho Sul)	YABOG/GASYRG	URUGUAIANA-PORTO ALEGRE
Sul - Norte	Sul - Norte	Oeste - Leste

Tabela III-15. Preço do gás natural no *city gate*, conforme para o CASO VIII, conforme ANEXO II, em US\$/m³.

Tarifa	Dbon_ms	Dbon_sp1	Dbon_sp2	Dbon_sp3	Dbon_pr	Dbon_sc1	Dbon_sc2	Dbon_rs1	Dbon_rs2
POSTAL	0,1221	0,1221	0,1221						
ZONAL									
	Dbos_ms	Dbos_sp1	Dbos_sp2	Dbos_sp3	Dbos_pr	Dbos_sc1	Dbos_sc2	Dbos_rs1	Dbos_rs2
POSTAL									
ZONAL									
	Darn_ms	Darn_sp1	Darn_sp2	Darn_sp3	Darn_pr	Darn_sc1	Darn_sc2	Darn_rs1	Darn_rs2
POSTAL	0,1273	0,1273	0,1273						
ZONAL									
	Dars_ms	Dars_sp1	Dars_sp2	Dars_sp3	Dars_pr	Dars_sc1	Dars_sc2	Dars_rs1	Dars_rs2
POSTAL			0,1198	0,1198	0,1198	0,1198	0,1198	0,1198	0,0761
ZONAL									
			Dbr_sp2	Dbr_sp3	Dbr_pr	Dbr_sc1	Dbr_sc2	Dbr_rs1	Dbr_rs2
POSTAL			0,1208						
ZONAL									

Uma vez introduzido no *software* LINDO®, o modelo fica com a seguinte apresentação, conforme Figura III-1:


```

!Caso 2: Gasbol com fluxo norte => sul, YABOG/GASYRG norte => sul e Uruguiana-POA Oeste => Leste
!Tarifa Postal
!Volumes em MMm3/ano
!o preco esta em US$/m3

min    0.1257 Dbon_ms + 0.1257 Dbon_sp1 + 0.1257 Dbon_sp2 + 0.1257 Dbon_sp3 + 0.1257 Dbon_pr + 0.1257 Dbon_sc1 + 0.1257 Dbon_sc2 + 0.1257 Dbon_rs1
      + 0.1043 Dbos_rs2
      + 0.0761 Dars_rs2

      + 0.1340 Dbr_sp2 + 0.1340 Dbr_sp3 + 0.1340 Dbr_pr + 0.1340 Dbr_sc1 + 0.1340 Dbr_sc2 + 0.1340 Dbr_rs1

st

!Restricoes de oferta:
OFTbo) Dbon_ms + Dbon_sp1 + Dbon_sp2 + Dbon_sp3 + Dbon_pr + Dbon_sc1 + Dbon_sc2 + Dbon_rs1 + Dbos_rs2 < 5400
OFTar)
OFTbr)      Dbr_sp2 + Dbr_sp3 + Dbr_pr + Dbr_sc1 + Dbr_sc2 + Dbr_rs1
           Dbr_sp2 + Dbr_sp3 + Dbr_pr + Dbr_sc1 + Dbr_sc2 + Dbr_rs1 < 4400

!Restricoes de demanda:
DMDms) Dbon_ms = 182.5000
DMDsp1) Dbon_sp1 = 1302.3200
DMDsp2) Dbon_sp2 + Dbr_sp2 = 1253.2640
DMDsp3) Dbon_sp3 + Dbr_sp3 = 203.0130
DMDpr) Dbon_pr + Dbr_pr = 190.8950
DMDsc1) Dbon_sc1 + Dbr_sc1 = 149.0368
DMDsc2) Dbon_sc2 + Dbr_sc2 = 172.1632
DMDrs1) Dbon_rs1 + Dbr_rs1 = 330.8762
DMDrs2) Dbos_rs2 + Dars_rs2 = 402.7739

!Restricoes de capacidade:
!Gasbol Trecho Norte
K1) Dbon_ms + Dbon_sp1 + Dbon_sp2 + Dbon_sp3 + Dbon_pr + Dbon_sc1 + Dbon_sc2 + Dbon_rs1 < 10950
!Gasbol Trecho Sul
K2) Dbon_sp3 + Dbon_pr + Dbon_sc1 + Dbon_sc2 + Dbon_rs1 + Dbr_sp3 + Dbr_pr + Dbr_sc1 + Dbr_sc2 + Dbr_rs1 < 2190
K3) Dbon_sc1 + Dbon_sc2 + Dbon_rs1 + Dbr_sc1 + Dbr_sc2 + Dbr_rs1 < 1752
K4) Dbon_sc2 + Dbon_rs1 + Dbr_sc2 + Dbr_rs1 < 876
K5) Dbon_rs1 + Dbr_rs1 < 657
!Gasbol Replan-Guararema
K6) Dbon_sp2 + Dbr_sp2 < 5110
!Uruguiana-POA
K7) Dbos_rs2 + Dars_rs2 < 4453
!Gasoducto Norte (Argentina):
K8) Dbos_rs2 + Dars_rs2 < 8176
!Yacuibá-Rio Grande (Bolivia):
K9) Dbos_rs2 + Dars_rs2 < 11315
end

```

Figura III-1. Apresentação do modelo quando implementado no software LINDO®.