

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**

**INSTITUTO DE ECONOMIA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**O GNL E A INTEGRAÇÃO GASÍFERA DO CONE SUL**

**Roberto Pougy Ferreira da Cunha**

**Matrícula nº 108005055**

**Orientador: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida**

**Outubro de 2010**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**

**INSTITUTO DE ECONOMIA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**O GNL E A INTEGRAÇÃO GASÍFERA DO CONE SUL**

---

**Roberto Pougy Ferreira da Cunha**

**Matrícula nº 108005055**

**Orientador: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida**

**Outubro de 2010**

# O GNL E A INTEGRAÇÃO GASÍFERA DO CONE SUL

Roberto Pougy Ferreira da Cunha

Dissertação de mestrado submetida ao corpo docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências Econômicas.

Banca examinadora:

---

Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida  
Instituto de Economia - UFRJ

---

Prof. Dr. Helder Queiroz Pinto Junior  
Instituto de Economia - UFRJ

---

Dra. Melissa Cristina Pinto Pires Mathias  
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Rio de Janeiro

Outubro de 2010

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

## **Agradecimentos**

Ao Instituto de Economia da UFRJ e em especial aos integrantes do Grupo de Economia da Energia por estes dois anos e meio de formação, aprendizado e aprofundamento durante o Curso de Mestrado em Economia.

Ao meu orientador Professor Edmar de Almeida, pelo apoio e dedicação desde o início deste programa. A Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Alexandre Street de Aguiar e Helder Queiroz Pinto Junior pelos comentários construtivos durante a elaboração deste trabalho.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) e à Rede Mercosul de Pesquisas Econômicas pelo apoio financeiro recebido para a elaboração deste trabalho. À Associação Brasileira de Estudos em Energia (AB3E), Associação Internacional de Economia da Energia (IAEE), Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), Instituto Ronald Coase e Gas Energy Assessoria Empresarial pelo apoio financeiro recebido para participação em eventos. À empresa Paragon Decision Technology pela concessão de uma licença acadêmica gratuita para o uso do aplicativo computacional AIMMS 3.10, base deste trabalho.

Por fim, aos meus familiares e amigos pela motivação recebida ao longo deste trabalho, em especial a Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Alice Pougy, Bruna Pougy Ferreira da Cunha, José Pougy, Maria Thereza Pougy, Maria Sapir, Felipe Del Negro, Paulo Vitor Costa de Carvalho, Thiago Raupp e Marcello La Rovere.

## Resumo

Um incipiente processo de integração das indústrias de gás natural (IGN) do Cone Sul teve início na década de 1970, deslanchou na década de 1990 e estagnou na década de 2000. Nesta década, decisões de política energética dos países exportadores geraram restrições geopolíticas ao comércio regional de gás natural, levando os países importadores da região a optar pela construção de plantas de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), viabilizando importações de gás produzido em regiões além-mares. Este trabalho tem por objetivo desenvolver uma análise econômica formal sobre os efeitos destas medidas para o bem-estar social da região, com ênfase na identificação do efeito causado pelo GNL neste processo.

Com este objetivo foi adaptado um modelo microeconômico neoclássico de equilíbrio de mercados espacialmente separados com restrições de capacidades. O modelo considerou 34 mercados, 77 rotas de transporte via gasodutos e 47 via GNL. As curvas de oferta do modelo foram estimadas a partir de linearizações por partes de funções de custo total com economias de escala, calculadas para operação e expansão tanto das infraestruturas de produção, quanto de transporte via gasodutos e via GNL. As curvas de demanda foram assumidas perfeitamente inelásticas. O modelo foi desenvolvido utilizando o ambiente de modelagem AIMMS 3.10 e o algoritmo de programação inteira mista CPLEX 12.2. O modelo fornece as quantidades produzidas e transportadas que conjuntamente maximizam o bem-estar social do sistema.

Sobre este modelo a variação do bem-estar foi monitorada através de análises estáticas comparativas para quatro casos testes, construídos alternando presença e ausência das consequências das medidas com possibilidade e impossibilidade de importação de GNL. A análise dos resultados revelou que as medidas representaram uma perda de bem-estar social para a região e que esta perda foi parcialmente compensada pela construção de plantas de importação de GNL.

## **Abstract**

An incipient integration process of natural gas industries in the Southern Cone region began in the 1970s, boomed in the 1990's and stagnated in the 2000s. During this decade, energy policy measures implemented by net exporting countries raised geopolitical constraints to the regional trade of natural gas, leading net importing countries to opt for the construction of regasification plants for the importation of liquefied natural gas (LNG), meant to allow natural gas trade from overseas. This dissertation develops a formal economic analysis on the effects from these measures to the region's social welfare, trying to establish the specific effect caused by LNG to the process.

The goal was attained through the development of a neoclassical spatial equilibrium model with capacity constraints. The model considered 34 markets connected by 77 possible trade routes through pipelines and 47 through LNG. Supply functions were estimated based on estimated total cost functions for the operation and expansion of production and transportation capacities (pipeline and LNG). Demand functions were assumed perfectly inelastic. The model was developed using the development environment AIMMS 3.10 and the mixed integer programming solver CPLEX 12.2. The model provided the optimal quantities for production at each market and flow at each route that combined maximize the system's social welfare.

Four case-scenarios for comparative statics analysis were built, alternating presence and absence of policy-led restrictions and the possibility of importing LNG. The analysis indicated these measures to have represented a loss in social welfare to the region and this loss to have been assuaged by the construction of LNG regasification plants.

# Índice

Introdução.....	1
Capítulo I Equilíbrio entre mercados espacialmente separados.....	6
A. Modelo linear de distribuição: o Problema de Koopmans-Hitchcock.....	6
B. Modelo de equilíbrio parcial espacial: o Problema de Cournot-Enke.....	11
C. Problema de Cournot-Enke com expansão de capacidades.....	20
D. Linearização por partes de funções custo com economias de escala.....	24
Capítulo II Indústrias de gás natural do Cone Sul.....	28
A. Argentina.....	28
1. Evolução histórica recente.....	28
2. Características gerais.....	30
3. Estrutura atual da indústria.....	30
4. Mercado de gás natural.....	34
B. Bolívia.....	38
1. Evolução histórica recente.....	38
2. Características gerais.....	40
3. Estrutura atual da indústria.....	40
4. Mercado de gás natural.....	43
C. Brasil.....	47
1. Evolução histórica recente.....	47
2. Características gerais.....	48
3. Estrutura atual da indústria.....	48
4. Mercado de gás natural.....	51
D. Chile.....	55
1. Evolução histórica recente.....	55
2. Características gerais.....	56
3. Estrutura atual da indústria.....	56
4. Mercado de gás natural.....	59
E. Uruguai.....	63
1. Evolução histórica recente.....	63
2. Características gerais.....	63
3. Estrutura atual da indústria.....	64
4. Mercado de gás natural.....	66

Capítulo III	Metodologia.....	68
A.	Modelo.....	68
1.	Dicionário de variáveis e parâmetros .....	68
2.	Formulação do Problema .....	71
B.	Caso exemplo.....	78
C.	Especificação final.....	83
1.	Mercados considerados .....	83
2.	Demandas e capacidades originais.....	83
3.	Especificação das restrições adicionais consideradas .....	86
Capítulo IV	Resultados dos casos testes estudados .....	87
A.	Casos testes 1 e 3.....	87
B.	Caso teste 2 .....	91
C.	Caso teste 4 .....	95
Conclusões	.....	98
Bibliografia	.....	103

## **Introdução**

Um incipiente processo de integração das indústrias de gás natural (IGN) do Cone Sul teve início na década de 1970, deslanchou na década de 1990 e estagnou na década de 2000. Nesta década, decisões de política energética dos países exportadores geraram restrições geopolíticas ao comércio regional de gás natural, levando os países importadores da região a optar pela construção de plantas de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), viabilizando importações de gás produzido em regiões além-mares. Este trabalho tem por objetivo desenvolver uma análise econômica formal sobre os efeitos destas medidas para o bem-estar social da região, com ênfase na identificação do efeito causado pelo GNL neste processo.

O processo de integração gasífera do Cone Sul teve início na década de 1970 com a construção do primeiro gasoduto internacional da região. Este se destinava à importação pela Argentina do gás natural boliviano produzido próximo a fronteira entre os dois países. Entretanto, com a descoberta de grandes reservas na bacia argentina de Neuquén ao final da mesma década, o contrato não foi renovado e o gasoduto permaneceu praticamente ocioso a partir de meados da década de 1980 até 2004.

Na década de 1980 a integração permaneceu estagnada. O segundo choque do petróleo em 1979 provocou significativos impactos macroeconômicos aos países da região. Teve relevância nesse processo a situação específica do Brasil, que experimentou uma grave problemas em seu balanço de pagamentos, e subsequente dificuldade para importar as quantidades de petróleo necessárias ao funcionamento da economia. A escassez do insumo energético levou à adoção de medidas imediatas de substituição do petróleo importado por fontes alternativas. Ganhou intensidade neste momento a campanha exploratória na Bacia de Campos, assim como as primeiras movimentações para a viabilização da importação do gás natural boliviano para substituir o óleo combustível utilizado nas indústrias brasileiras - CNI/COASE (1982).

Na década de 1990, um amplo processo de reformas institucionais, econômicas e regulatórias foi conduzido de modo a permitir a efetiva integração gasífera regional. As IGNs dos países da região sofreram reformas, saindo de um modelo até então predominantemente estatal para um modelo de investimentos e operação por agentes privados regulados pelo Estado. Nesta década, diversos contratos internacionais de longo prazo para compra e venda de gás foram firmados, viabilizando a construção de uma extensa malha de gasodutos internacionais.

A década de 2000, por sua vez, marcou a interrupção deste processo. Na esteira da crise econômica e política da Argentina de 2001, uma política energética doméstica de congelamento dos preços do gás natural inviabilizou investimentos na exploração por novas reservas no país. Em 2004, para garantir o abastecimento interno, foi necessária a imposição de um significativo imposto de exportação que reduziu os volumes fornecidos ao Chile, Brasil e Uruguai através dos gasodutos construídos na década anterior.

Poucos anos depois, em 2006, o governo boliviano decretou a reversão do processo de privatização da petrolífera YPF e aumentou significativamente as alíquotas de impostos e royalties cobrados das empresas produtoras. Como resultado houve uma crise de confiança no país e redução significativa no montante de novos investimentos na indústria de gás nos anos subsequentes.

No seio deste novo ambiente que se instalou, Brasil, Chile e mesmo a própria Argentina – agora importadora líquida de gás – recorreram à alternativa tecnológica representada pelo gás natural liquefeito (GNL). Buscavam maior flexibilidade e confiabilidade da oferta, assim como um maior poder de barganha nas negociações comerciais regionais.

O GNL é uma modalidade de transporte de gás natural alternativa ao transporte por gasodutos. Consiste no resfriamento do gás a temperaturas criogênicas de modo a

reduzir seu volume em cerca de 600 vezes. A redução de volume permite o transporte de quantidades de gás significativamente maiores em navios, tornando economicamente viável o comércio do insumo energético através dos oceanos. A diferente estrutura de custos do GNL o transforma, sob certas circunstâncias, em uma alternativa ao transporte por dutos.

Em linhas gerais, o custo de capital da infraestrutura de transporte de gás natural é função da distância total percorrida e da capacidade máxima para a qual a infraestrutura é dimensionada. Foge à regra o custo de capital das plantas de liquefação e regaseificação de GNL, cujos custos variam apenas com a capacidade máxima instalada. Com relação aos custos de operação, nos gasodutos o custo por quilômetro tende a crescer com a distância percorrida uma vez que são necessários mais compressores para manter a capacidade de entrega inalterada. Já no caso do GNL, o custo por quilômetro é constante, dado pelo consumo de combustível do navio.

Assim, a modalidade de transporte mais econômica para conectar dois pontos será função tanto da distância entre eles quanto da escala a ser adotada. Estes elementos combinados fazem com que o transporte por GNL seja geralmente mais econômico para distâncias grandes ou muito grandes. Entretanto, a distância exata a partir da qual o GNL torna-se mais econômico depende da escala do projeto.

No caso concreto do Cone Sul, o transporte por gasodutos prevaleceu sobre o GNL entre as décadas de 1970 e 1990, embora o GNL já fosse tecnologicamente factível durante todo este período. Apenas a partir de 2004, com as restrições argentinas e bolivianas, os projetos de GNL ganharam atratividade. Necessitando atender a crescentes demandas internas por gás natural, os países que tiveram suas fontes de oferta limitadas pelas decisões de política energética dos países vizinhos optaram pela construção de plantas de regaseificação de GNL.

Esta sequência de eventos sugere a existência de um processo econômico neoclássico subjacente, onde a solução mais custosa (GNL) apenas foi adotada a partir do momento em que a solução mais econômica (gás regional) sofreu restrições. Sob esta premissa, a adaptação de um modelo de equilíbrio de mercados espacialmente separados seria capaz de reproduzir esta sequência de eventos, o que possibilita a realização de análises estáticas comparativas que permitam simular o bem-estar social em casos testes alternativos.

Assim, este trabalho tem por objetivo responder a seguinte pergunta de pesquisa:

*Que efeito exerceu sobre o bem-estar social da região do Cone Sul as medidas de política energética adotadas por Argentina e Bolívia na década de 2000 e que efeito causou o GNL neste processo?*

Modelos de equilíbrio espacial calculam os preços e quantidades de equilíbrio entre mercados espacialmente separados através da maximização de uma medida de bem-estar social conjunto do sistema, conforme definido em Samuelson (1952) e Takayama e Judge (1971). A adaptação realizada para o caso concreto da região do Cone Sul considerou um total de 34 localidades e 124 possíveis rotas de transporte. Foram consideradas duas tecnologias alternativas de transporte – GNL e Gasodutos – com suas respectivas estruturas de custos de expansão e operação. Foram também apreciadas funções custo de expansão e operação da produção.

Sobre este modelo foram realizadas análises estáticas comparativas monitorando a variação da medida de bem-estar social conjunto. Um caso teste buscou refletir as consequências verificadas das decisões de política energética tomadas pela Argentina e pela Bolívia na década de 2000: (1) impostos de exportação na Argentina, (2) restrições de expansão das capacidades de produção na Argentina e na Bolívia e (3) restrições de expansão da capacidade de exportação na Bolívia. Em seguida o bem-estar social conjunto foi calculado para três casos alternativos, combinando a ausência

e presença destas consequências e a possibilidade de construção das plantas de importação/exportação de GNL.

O efeito sobre o bem-estar social foi calculado pela diferença entre a medida de bem-estar calculada pelo modelo nos casos-testes com e sem as restrições consideradas consequências das políticas energéticas verificadas. Para determinar o efeito causado pelo GNL, esta mesma diferença foi calculada sob uma hipótese de impossibilidade de construção de plantas de regaseificação de gás natural. A comparação entre o efeito das medidas quando se permite a construção das plantas de GNL e quando se proíbe forneceu o efeito do GNL no processo.

Este trabalho está dividido em quatro capítulos além das seções de introdução e conclusão. O primeiro capítulo faz uma investigação sobre modelagem microeconômica de mercados espacialmente separados. Para isso são estudados o Problema de Koopmans-Hitchcock (PKH) e o Problema de Cournot-Enke, em sua versão original e estendida para a consideração de funções custo com economias de escala, restrições de capacidade e a decisão de expansão das mesmas.

O segundo capítulo estuda em detalhes cada indústria de gás natural do Cone Sul. Este entendimento é importante para a calibragem do modelo. Nele, o desenvolvimento recente da indústria, panorama atual, particularidades dos segmentos da cadeia e a posição comercial de cada país no mercado regional são expostos. As restrições consideradas como consequências das medidas de política energética verificadas tem por base a análise desenvolvida neste capítulo.

O terceiro capítulo descreve o modelo aplicado e o exercício proposto. A análise estática comparativa realizada é apresentada para um caso exemplo simplificado, ilustrando a essência do argumento proposto. Também são fornecidas especificações das estruturas de custo, mercados, rotas de transporte e formulação final de cada caso-teste. O quarto capítulo, por fim, apresenta os resultados obtidos.

## Capítulo I Equilíbrio entre mercados espacialmente separados

### A. Modelo linear de distribuição: o Problema de Koopmans-Hitchcock

O Problema de Koopmans-Hitchcock (PKH) é o ponto de partida para a consideração do fator geográfico em modelos de equilíbrio de mercado. Este problema foi desenvolvido pela primeira vez em Koopmans (1949) *apud* Samuelson (1952). A análise desenvolvida nas duas próximas subseções sintetiza as exposições realizadas em Samuelson (1952) e em Takayama e Judge (1971).

O PKH consiste em encontrar a maneira mais econômica de distribuir a produção de um conjunto de fábricas para um conjunto de centros consumidores. Busca-se saber quais fábricas devem enviar quanto de produto e a quais mercados, de modo que o custo total de transporte das mercadorias seja mínimo. São assumidas as hipóteses de que as quantidades demandadas em cada centro consumidor são fixas, de que as capacidades de cada fábrica são conhecidas e de que o custo de transporte é fixo por unidade transportada.

A formalização do problema contempla a divisão do espaço geográfico completo em  $n$  regiões contíguas denotadas por  $i, j = 1, \dots, n$ . Assume-se que cada  $j$ -ésima região demanda uma quantidade pré-determinada  $d_j$ , assim como cada  $i$ -ésima região produz uma quantidade pré-determinada  $g_i$ . O bem em questão é único e homogêneo e seu custo unitário do fluxo de qualquer região  $i$  para qualquer região  $j$  é dado por  $cf_{ij}$ , constante para qualquer fluxo  $f_{ij}$ . Assumindo também a hipótese de ausência de possibilidades de arbitragem, o PKH consiste em encontrar o conjunto de fluxos  $f_{ij}^*$  que, respeitando as quantidades produzidas  $g_i$  e demandadas  $d_j$ , maximiza o retorno dos produtores em todas as regiões, ao mesmo tempo em que permite aos consumidores serem atendidos a um custo de transporte mínimo.

O problema de otimização em questão é dado por:

$$\min_{f_{ij}} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n cf_{ij} f_{ij} = CF'F$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^n f_{ij} \leq g_i, \quad i = 1, \dots, n$$

$$\sum_{i=1}^n f_{ij} \geq d_j, \quad j = 1, \dots, n$$

$$f_{ij} \geq 0, \quad \forall i, j$$

Onde:

$$CF_{(n^2 \times 1)} = (cf_{11}, \dots, cf_{1n}, cf_{21}, \dots, cf_{2n}, \dots, cf_{n1}, \dots, cf_{nn})', \quad \text{com } cf_{ii} = 0 \quad \forall i$$

$$F_{(n^2 \times 1)} = (f_{11}, \dots, f_{1n}, f_{21}, \dots, f_{2n}, \dots, f_{n1}, \dots, f_{nn})', \quad \text{com } f_{ii} = 0 \quad \forall i$$

As restrições podem ser reescritas na forma matricial:

$$\begin{pmatrix} G_g \\ G_d \end{pmatrix} F \geq \begin{pmatrix} -g \\ d \end{pmatrix}$$

Onde:

$$g = (g_1, \dots, g_n)$$

$$G_g = \begin{pmatrix} (-1, \dots, -1)_{1 \times n} & & \\ & \ddots & \\ & & (-1, \dots, -1)_{1 \times n} \end{pmatrix}_{n \times n^2}$$

$$d = (d_1, \dots, d_n)$$

$$G_d = (I_n \quad \dots \quad I_n)_{n \times n^2}, \quad \text{onde } I_n = \text{matriz identidade de ordem } n$$

A função objetivo consiste no produto dos custos de transporte pelas quantidades transportadas, fornecendo assim o custo total do transporte. A primeira restrição afirma que a soma das quantidades que partem de um determinado nó não pode ser superior à capacidade de oferta do mesmo. A segunda restrição afirma que a quantidade total de mercadorias que entra em um nó de demanda não pode ser inferior à quantidade demandada no mesmo.

Cabe ressaltar que, embora toda a demanda deva ser atendida, não obrigatoriamente toda a capacidade de oferta será utilizada. A restrição de oferta apenas afirma que uma região não pode exportar mais do que sua capacidade de produção, o que não a obriga a operar em plena capacidade.

A Função Lagrangeana do problema em questão é dada por:

$$\phi(F, \lambda_d, \lambda^g) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c f_{ij} f_{ij} + \sum_{j=1}^n \left( \lambda_j \left( d_j - \sum_{i=1}^n f_{ij} \right) \right) + \sum_{i=1}^n \left( \lambda^i \left( \sum_{j=1}^n f_{ij} - g_i \right) \right)$$

Com  $\lambda_d = (\lambda_1, \dots, \lambda_n)$  e  $\lambda^g = (\lambda^1, \dots, \lambda^n)$ .

As condições de primeira ordem (CPO) do problema são necessárias e suficientes para que um vetor  $(F^*, \lambda_j^*, \lambda^{g*})$  seja uma solução ótima:

$$(1) \quad \frac{\partial \phi}{\partial x_{ij}} = t_{ij} - \lambda_j^* + \lambda^{i*} \geq 0 \quad \text{e} \quad \left( \frac{\partial \phi}{\partial x_{ij}} \right) x_{ij}^* = 0, \quad \text{para } x_{ij}^* > 0$$

$$(2) \quad \frac{\partial \phi}{\partial \lambda_j} = d_j - \sum_{i=1}^n f_{ij}^* \leq 0 \quad \text{e} \quad \left( \frac{\partial \phi}{\partial \lambda_j} \right) \lambda_j^* = 0, \quad \text{para } \lambda_j^* > 0$$

$$(3) \quad \frac{\partial \phi}{\partial \lambda^i} = \sum_{j=1}^n f_{ij}^* - g_i \leq 0 \quad \text{e} \quad \left( \frac{\partial \phi}{\partial \lambda^i} \right) \lambda^{i*} = 0, \quad \text{para } \lambda^{i*} > 0$$

O multiplicador de Lagrange de uma restrição ( $\lambda^i$  ou  $\lambda_j$ ) é também chamado de preço-sombra. Este indicador nos fornece a magnitude da variação na função objetivo a partir de uma variação marginal no termo constante de uma restrição. No PKH os termos constantes são as quantidades ofertadas  $g_i$  e demandadas  $d_j$ . Assim, o multiplicador de Lagrange nos fornece a variação no custo total do sistema caso uma unidade a mais seja ofertada ou demandada. Estes valores podem ser considerados como preços de reserva associados tanto à cada quantidade ofertada, quanto à cada quantidade demanda.

Colocado de outra maneira, se aumentar a produção na região  $i$  em uma unidade permite uma realocação dos fluxos de modo a reduzir o custo total, então  $\lambda^i$  será positivo e equivalente à magnitude desta redução. Se este aumento não proporcionar redução, então  $\lambda^i$  será nulo. O mesmo vale para o caso da demanda: se a demanda da região  $j$  for reduzida em uma unidade, então a redução no custo total de transporte ( $\lambda_j$ ) é equivalente ao preço de reserva do consumidor que a comprou.

A primeira CPO afirma que se entre duas regiões há fluxo positivo da mercadoria ( $f_{ij} > 0$ ), então o preço de reserva da demanda supera o da oferta no exato montante para cobrir o custo de transporte ( $cf_{ij} = \lambda_j^* - \lambda^i$ ). Do mesmo modo, se o custo de transporte exceder esta diferença ( $cf_{ij} > \lambda_j^* - \lambda^i$ ), não haverá fluxo entre as duas regiões ( $x_{ij} = 0$ ). Em outras palavras, uma diferença entre os preços de reserva superior ao custo de transporte não pode ser um equilíbrio, pois permitiria a redução do custo total de transporte pela ampliação do volume transportado neste arco. Assim a primeira CPO garante a ausência de possibilidades de arbitragem na solução ótima.

A segunda CPO afirma que se o preço de reserva da demanda é nulo ( $\lambda_j^* = 0$ ), então a quantidade importada pode ser superior à demanda ( $d_j < \sum_{j=1}^n f_{ij}^*$ ): haveria passagem de mercadorias pela região em direção a outras. Caso o preço seja positivo ( $\lambda_j^* > 0$ ),

então a quantidade importada deve ser igual à quantidade consumida na região ( $d_j = \sum_{i=1}^n f_{ij}^*$ ).

Por fim, a terceira CPO é análoga à segunda para o lado da oferta. Se a diminuição do custo decorrente de uma ampliação na produção de uma região em uma unidade é nula, então o total exportado da região é maior do que nela é produzido, havendo passagem de bens através da região. Já se o preço de reserva é positivo, então o total produzido na região é equivalente ao total por ela exportado.

Em síntese, o PKH fornece a estrutura básica dos mecanismos de fluxos em rede. Conforme destacam Nesbitt e Scotcher (2009), mercados em equilíbrio espacial operam em rede, de modo que arcos isolados não devem ser analisados isoladamente. Neste sentido os autores ressaltam que análises de preços tipo “netback” – subtrair os custos de transporte do preço final para obter o custo no nó de origem, por exemplo – podem conter erros caso a solução de equilíbrio do problema não contenha fluxos positivos no arco em análise.

Ressaltam que o único modo de se estimar preços para fluxos hipotéticos em arcos sem fluxo é através da otimização da rede completa. Mostram os autores que para arcos nos quais o fluxo ótimo é nulo, uma eventual mudança do custo de transporte deste arco reconfiguraria toda a rede, com impactos possíveis em todos os demais arcos do sistema. Assim, concluem, a metodologia do Problema de Koopmans-Hitchcock é a única forma garantida de se calcular os preços e fluxos para mercados interligados.

## **B. Modelo de equilíbrio parcial espacial: o Problema de Cournot-Enke**

A dimensão espacial é um fator relevante à atividade econômica. Via de regra entre as atividades de produção e consumo há uma distância geográfica cujo rompimento não é livre de custos. Neste caso, o transporte pode ser entendido como um custo de transação, uma vez que a receita desta atividade não gera bem-estar nem ao produtor nem ao consumidor do bem final. O modelo microeconômico que resolve este problema é chamado Problema de Cournot-Enke (PCE) – Samuelson (1952).

O PCE consiste em encontrar o equilíbrio competitivo para preços e quantidades produzidas, consumidas, importadas e exportadas entre dois mercados espacialmente separados de um bem homogêneo. Cada mercado possui suas curvas de oferta e demanda e existe um custo unitário de transporte constante para se levar o bem de um mercado ao outro. Segundo Miller (1976), virtualmente todos os modelos econômicos de equilíbrio espacial resolvem uma variação do Problema de Cournot-Enke.

Segundo Samuelson (1952), Cournot (1838) foi o primeiro autor a afirmar que o preço em um mercado competitivo é dado pela interseção de curvas de oferta e demanda. Curiosamente, teria o feito ao analisar o problema mais complicado da “comunicação” entre mercados espacialmente separados. Entretanto, apenas em Enke (1951) o problema foi adequadamente generalizado e solucionado através de uma analogia com circuitos elétricos.

Em seguida, Samuelson (1952) mostra a existência de uma relação direta fundamental entre o PKH e o PCE. A relação descoberta significou a possibilidade de resolução do PCE por problemas de otimização, cuja resolução tornava-se mais acessível com o aprimoramento dos algoritmos da pesquisa operacional. Assim, modelos de equilíbrio

entre muitos mercados e muitos produtos puderam ser calculados, resultado presente em modelos como O'Neill, Williard *et al.* (1979) Gabriel, Vikas *et al.* (2000), Gabriel, Manik *et al.* (2003), Gabriel, Kiet *et al.* (2005), Finn Roar Aune e Knut Einar (2005), Gabriel, Zhuang *et al.* (2005), Hartley e Medlock III (2005), Egging e Gabriel (2006), Egging, Gabriel *et al.* (2008), Ruud, Franziska *et al.* (2008), Holz, von Hirschhausen *et al.* (2008), Unsuhay-Vila, Marangon-Lima *et al.* (2009) e Lise e Hobbs (2009).

Considere as seguintes funções de oferta e demanda por um bem homogêneo:

$$p_i = D_i(d_i), \quad p^i = S_i(g_i),$$

Onde:

$d_i =$  quantidade consumida na região  $i$

$p_i =$  preço de reserva da  $d_i$  – ésima unidade na região  $i$

$g_i =$  quantidade produzida na região  $i$

$p^i =$  custo marginal da  $g_i$  – ésima unidade na região  $i$

Acerca das funções  $D$  e  $S$ , no PCE valem as seguintes hipóteses:

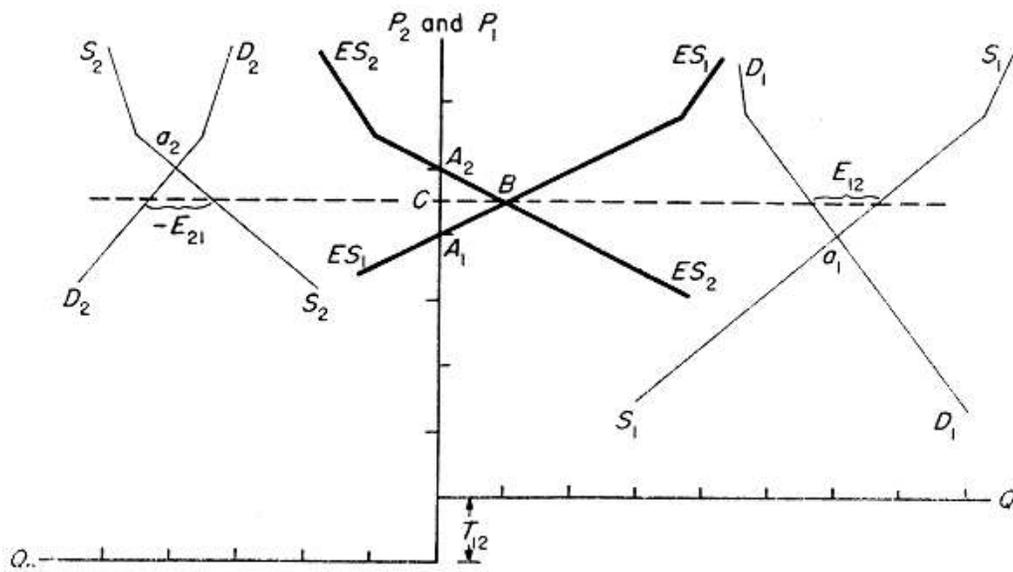
- As funções de demanda são contínuas, diferenciáveis, monotônicas e decrescentes em relação à quantidade consumida  $y_i$ :

$$\frac{\delta(D_i(d_i))}{\delta d_i} < 0, \quad \text{para todo } i$$

- As funções de oferta em cada região são contínuas, diferenciáveis, monotônicas e crescentes em relação à quantidade ofertada  $x_i$

$$\frac{\delta(S_i(g_i))}{\delta g_i} > 0, \quad \text{para todo } i$$

Figura 1



**Problema de Cournot-Enke - Fonte: Samuelson (1952)**

A Figura 1 mostra a situação de equilíbrio estático do modelo para apenas duas regiões. Nela o eixo dos preços entre os dois mercados encontra-se defasado na magnitude do custo de transporte entre os dois mercados ( $T_{12}$ ). Na ausência de comércio entre as regiões, o equilíbrio do primeiro mercado aconteceria no ponto  $a_1$ , ao preço  $A_1$ , enquanto o equilíbrio do segundo mercado aconteceria no ponto  $a_2$ , ao preço  $A_2 > A_1$ .

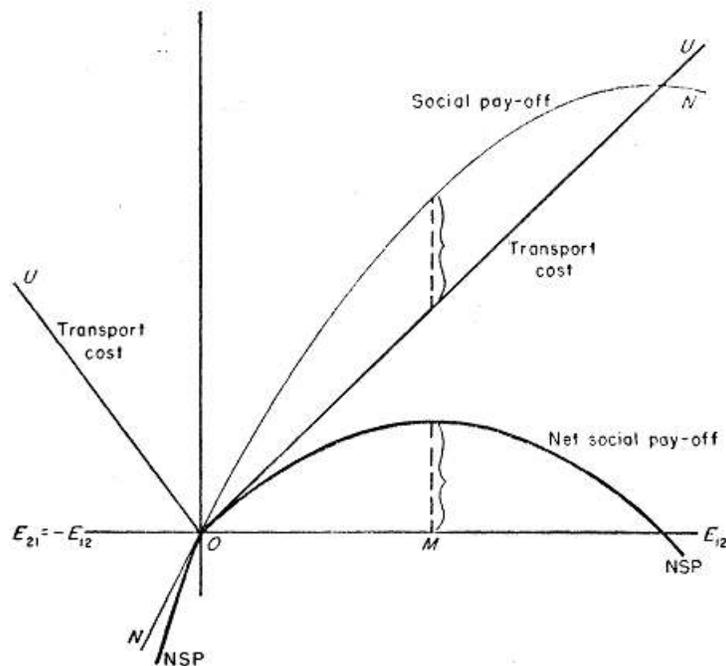
O PCE tem sua solução de equilíbrio no preço  $C$ , que iguala o excesso de oferta no mercado 1 com o excesso de demanda no mercado 2. Este ponto está representado pelo ponto  $B$ , já levando em consideração a diferença do custo de transporte devido à defasagem dos eixos. Este ponto existe apenas quando a diferença de preços de equilíbrio entre os dois mercados supera o custo de transporte entre eles ( $A_2 - A_1 > T_{12}$ ). Quando esta condição não é satisfeita, os mercados operam em seus equilíbrios locais. Em busca da relação deste equilíbrio com o PKH, problema que é resolvido



Na Figura 3, abaixo, a curva  $NON$  indica a magnitude da área  $OMFG$  na Figura 2. A curva  $OU$  mostra a variação do custo total de transporte, linear com relação à quantidade, devido à hipótese de custo unitário constante. A curva  $NSP$  abaixo é dada pela diferença entre  $NON$  e  $OU$ . Esta função será côncava uma vez que  $NON$  é côncava e a função  $OU$  é linear. Samuelson (1952) mostra algebricamente que o equilíbrio do ponto  $B$  da Figura 1 sempre ocorre no ponto de máximo da curva  $NSP$ . A curva  $NON$  é côncava, tendo portanto um ponto de máximo, porque quando a quantidade transacionada  $E_{12}$  aumenta, o bem-estar social dado pela área  $A_1A_2KJ$  aumenta em proporções decrescentes até a quantidade na qual  $ES_1$  se iguala a  $ES_2$ .

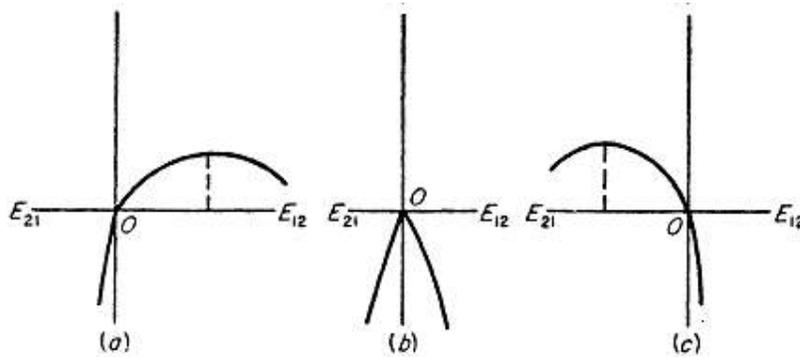
Veja agora que o formato final da curva  $NON$  dependerá da posição das curvas  $ES_1$  e  $ES_2$ . É possível que no equilíbrio a quantidade transacionada  $E_{12}$  seja positiva, nula ou negativa, quando haveria transações no sentido contrário. A Figura 4 detalha os três formatos possíveis para a curva  $NSP$ , correspondentes aos casos mostrados acima.

**Figura 3**



**Maximização no Problema de Cournot-Enke - Fonte: Samuelson (1952)**

Figura 4



**Possíveis formatos da função de bem-estar social - Fonte: Samuelson (1952)**

Veja que algebricamente as três situações possíveis da Figura 4 representam as condições de primeira ordem do PKH:

$$E_{12} > 0 \Rightarrow P_2 = P_1 + T_{12}$$

$$E_{12} = 0 \Rightarrow \begin{cases} P_2 < P_1 + T_{12} \\ P_1 < P_2 + T_{21} \end{cases}$$

$$E_{12} < 0 \Rightarrow P_1 = P_2 + T_{21}$$

Finalmente, a medida representada nos gráficos equivale à soma do excedente do produtor com o excedente do consumidor, estando sempre em seu máximo no equilíbrio do PCE. Assim, conclui Samuelson (1952), a função objetivo do problema de Cournot-Enke é a maximização do bem-estar social, entendido como a soma dos dois excedentes. O bem-estar social dado pela área entre as curvas de oferta e demanda pode ser calculado a partir da função:

$$W_i = W_i(g_i, d_i) = \int_0^{d_i} D_i(u) du - \int_0^{g_i} S_i(v) dv = EC + EP$$

Indo adiante, a consideração de um número maior de mercados é feita através da maximização do bem-estar conjunto de todas as regiões, dado no PCE pela soma do bem-estar de cada região:

$$W \equiv \sum_{i=1}^n W_i(g_i, d_i)$$

Assim como no PKH, o setor de transporte é considerado exógeno ao problema, com o custo de transporte de curto prazo entre  $i$  e  $j$  dado por  $cf_{ij}$ , constante. Conforme já mencionado, o custo de transporte é modelado como um custo de transação no PCE, ou seja, um gasto que não gera bem-estar nem aos produtores nem aos consumidores deste mercado. Deste modo, o custo de transporte é refletido na função objetivo como uma redução do bem-estar social conjunto: quanto maior a quantidade transportada, maior o custo total para o sistema, menor bem-estar social total.

Deste modo, a função de bem-estar social relevante ao problema de otimização passa a ser dada pela medida de bem estar social conjunto subtraída do custo total de transporte, sendo esta a equação da curva *NSP*:

$$NW \equiv F(g, d, F) \equiv \sum_{i=1}^n \left( W_i(g, d_i) - \sum_{j=1}^n cf_{ij}f_{ij} \right) = W - CF'F$$

As restrições à maximização desta função objetivo são que:

1. Uma região de demanda não pode consumir mais do que aquilo que importou:

$$d_i \leq \sum_{j=1}^n f_{ji}, \quad \text{para todo } i$$

ou

$$(G_d \quad -I_n) \begin{pmatrix} F \\ d \end{pmatrix} \geq 0$$

Onde:

$I_n =$  matriz identidade de ordem  $n$

$$G_d = (I_n \ \cdots \ I_n)_{n \times n^2}$$

2. Uma região de oferta não pode exportar mais do que aquilo que produziu:

$$g_i \geq \sum_{j=1}^n f_{ji}, \quad \text{para todo } i$$

$$(G_g \ I) \begin{pmatrix} F \\ g \end{pmatrix} \geq 0$$

Onde:

$$G_g = \begin{pmatrix} (-1, \dots, -1)_{1 \times n} & & \\ & \ddots & \\ & & (-1, \dots, -1)_{1 \times n} \end{pmatrix}_{n \times n^2}$$

As duas restrições acima podem ser escritas em conjunto sob a forma matricial:

$$\begin{cases} \begin{pmatrix} -I & 0 & G_d \\ 0 & I & G_g \end{pmatrix} \begin{pmatrix} d \\ g \\ F \end{pmatrix} \geq 0 \\ (d' \ g' \ F') \geq 0 \end{cases}$$

Finalmente, o problema de programação matemática relevante a ser resolvido é dado por:

$$\max_{g,d,F} NW, \quad \text{sujeito a}$$

$$\begin{cases} \begin{pmatrix} -I & 0 & G_d \\ 0 & I & G_g \end{pmatrix} \begin{pmatrix} d \\ g \\ F \end{pmatrix} \geq 0 \\ (d' \ g' \ F') \geq 0 \end{cases}$$

Sua função lagrangeana é dada por:

$$\phi(g, d, F, \lambda) = W - CF'F + \lambda' \left( \begin{pmatrix} -I & 0 & G_d \\ 0 & I & G_g \end{pmatrix} \begin{pmatrix} d \\ g \\ F \end{pmatrix} \right)$$

As condições de primeira ordem são dadas por:

$$\frac{\partial \phi}{\partial d_i} = \frac{\partial W}{\partial d_i} - \lambda_i = p_i - \lambda_i \leq 0$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial g_i} = \frac{\partial W}{\partial g_i} + \lambda^i = -p^i + \lambda^i \leq 0$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial f_{ij}} = -cf_{ij} + \lambda_j - \lambda^i = 0$$

É importante perceber que se na solução ótima do problema acima todas as localidades produzem e consomem quantidades não nulas, então teremos que os preços de equilíbrio serão equivalentes aos valores ótimos do vetor  $\lambda$  do problema:

$$p_i = \lambda_i, \quad p^i = \lambda^i, \quad \text{para todo } i = 1, \dots, n$$

A condição acima garante que o benefício marginal do consumo de uma unidade adicional ( $\lambda_i$ ) é equivalente ao custo marginal de sua produção ( $\lambda^i$ ). Por sua vez, estes valores são também equivalentes ao preço vigente no mercado  $p_i$ . Estes valores então, através das respectivas funções de oferta e demanda, nos fornecem os valores ótimos para as quantidades  $x_i^*$  e  $y_i^*$ .

Portanto, o problema de otimização do PCE contém o problema de minimização do PKH. Embora no PKH as quantidades sejam fixas, os preços de equilíbrio derivados no PCE são equivalentes aos preços sombras do PKH. De fato, pela teoria da dualidade, a solução do problema de maximização do PCE também pode ser obtida a partir de um problema de minimização.

### C. Problema de Cournot-Enke com expansão de capacidades

As versões analisadas do Problema de Koopmans-Hitchcock (PKH) e do Problema de Cournot-Enke (PCE) são as mais elementares possíveis, buscando ilustrar a essência do mecanismo econômico de interesse. Sobre estas versões podem ser adicionados outros aspectos que aumentam o realismo do modelo. Esta seção introduz sobre o PCE restrições de capacidade de transporte entre os diferentes mercados, assim como endogeneiza a sua expansão.

Tanto o PKH quando o PCE não consideram a necessidade de investimentos para a viabilização do transporte entre dois mercados. No caso das indústrias do gás natural a transação entre duas regiões apenas é possível após a realização de significativos investimentos que afetam o bem-estar social. No contexto do gás natural, os problemas até agora apresentados não consideravam a existência de capacidades máximas de transporte nas rotas de ligação entre os nós. Sua consideração requer apenas a adição da seguinte restrição ao problema de otimização:

$$f_{ij} \leq F_{ij}$$

Onde  $F_{ij}$  é a capacidade máxima de transporte do arco  $ij$ . Da mesma maneira podem ser adicionadas restrições às capacidades de produção das regiões:

$$g_i \leq G_i$$

Onde  $G_i$  é a capacidade máxima de produção do nó  $i$ . Entretanto, até então o sistema apenas está impedido de produzir ou transportar quantidades maiores que as capacidades máximas, não estando apto a alterá-las. O problema pode ser expandido para a consideração dos custos de expansão das capacidades máximas de transporte através da adição de variáveis para a quantidade de capacidade a ser expandida. Naturalmente a expansão de capacidades não é livre de custos, de modo que a

função objetivo deverá optar entre diferentes combinações de custos de transporte e custos de expansão para o atendimento da demanda.

A introdução dos custos de expansão do problema, portanto, aumentam o grau de realismo do modelo. A partir de agora para atender a demanda de um nó o problema passa a poder comparar as opções de expandir a produção localmente ou de ampliar a capacidade de transporte com outro nó que, por exemplo, possua capacidade ociosa.

A seguir é apresentada a adaptação do modelo já construído para a representação das restrições de capacidade e dos custos de expansão das mesmas.

Sejam:

$$\bar{g}_i, \quad i = 1, \dots, n$$

$$\overline{ge}_i, \quad i = 1, \dots, n$$

$$\overline{Ceg}_i, \quad i = 1, \dots, n$$

$$\bar{f}_{ij}, \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j$$

$$\overline{fe}_{ij}, \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j$$

$$\overline{Cef}_{ij}, \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j$$

Onde  $\bar{g}_i$  é a capacidade máxima de produção do mercado  $i$ ,  $\overline{ge}_i$  é a quantidade de capacidade adicional que se decida construir no mercado  $i$  e  $\overline{Ceg}_i$  é a função que fornece o custo da construção da capacidade adicional. Analogamente,  $\bar{f}_{ij}$  é a capacidade existente de transporte entre os mercados  $i$  e  $j$ ,  $\overline{fe}_{ij}$  é a quantidade de capacidade adicional de transporte entre os mercados  $i$  e  $j$  que se decida construir e  $\overline{Cef}_{ij}$  é o custo de expansão da capacidade adicional de transporte entre  $i$  e  $j$ .

As restrições de capacidade serão então introduzidas no problema de otimização sob a forma:

$$g_i \leq G_i + Ge_i, \quad i = 1, \dots, n$$

$$f_{ij} \leq F_{ij} + Fe_{ij}, \quad i = 1, \dots, n$$

Os dois conjuntos de restrições acima afirmam que a quantidade produzida ou transportada não pode ser superior a capacidade existente de produção ou transporte neste mercado ou arco, dada pela soma da capacidade originalmente existente e da capacidade adicional que se decida construir.

Com relação às funções custo, é importante ressaltar que a decisão de expansão da capacidade existente de transporte é uma decisão de incorrer em todos os custos fixos que esta capacidade adicional proporcionará, enquanto a capacidade existente já se encontra amortizada no modelo. No caso do gás natural, estes são divididos entre custos de capital e custos operacionais fixos. Já os custos variáveis e quase fixos<sup>1</sup> ficam refletidos nas funções custo de transporte.

Por fim, a função objetivo deverá ser modificada para refletir também os custos de expansão da capacidade:

$$NW \equiv F(g, d, F, FE) \equiv \sum_{i=1}^n \left( W_i(g_i, d_i) - Ceg_i Ge_i - \sum_{j=1}^n cf_{ij} f_{ij} - \sum_{j=1}^n Cef_{ij} Fe_{ij} \right)$$

$$NW = W - Cexp_{prod} - C_{transp} - Cexp_{transp}$$

A consideração das capacidades máximas e de suas possibilidades de expansão aproxima o problema do caso das indústrias do gás natural. A expansão da capacidade de produção possui estrutura de custos diferentes da expansão de

<sup>1</sup> Um custo é dito quase-fixo ("fixed setup costs") se seu valor é fixo mas nele não se incorre caso não se produza. Mas-Colell, Whinston *et al.* (1995)

capacidade de transporte. Conforme aumenta o número de mercados e rotas de transporte, torna-se menos intuitiva a comparação entre o grande número de possibilidades alternativas de suprimento para cada mercado. Este problema é resolvido de forma ótima pelo modelo de equilíbrio espacial em discussão.

#### **D. Linearização por partes e funções custo com economias de escala**

A segunda extensão ao Problema de Cournot-Enke considerada neste trabalho é a presença de economias de escala nas funções custo que compõem a função objetivo. A análise desta seção tem por base Paragon (2010). Apresentações mais detalhadas da teoria podem ser encontradas em Schrijver (1986), Nemhauser e Wolsey (1988) e Wolsey (1998).

Há economia de escala em uma atividade produtiva quando o custo médio unitário de produção diminui conforme a quantidade produzida aumenta. Também se pode dizer que há economia de escala quando um aumento na quantidade produzida gera um aumento menos que proporcional no custo total de produção.

O modelo desenvolvido nas seções anteriores implicitamente considerava ausência de economia de escala. O PKH considera os custos unitários de transporte constantes, enquanto o mesmo ocorre na versão analisada do PCE. Também não foi discutido na seção anterior o formato das funções para os custos de expansão. As economias de escala são inseridas no modelo através de modificações nas funções custos que compõem a função objetivo do modelo.

Como as economias de escala representam, em sua essência, uma não linearidade nas funções custo, sua consideração implica um significativo aumento da complexidade do problemas de otimização em questão. Sua incorporação exige o abandono da classe de problema de otimização que podem ser resolvidos por métodos de programação linear, de resolução computacional mais simples. A inclusão de funções não lineares como componentes da função objetivo passa a exigir métodos de programação não linear. Para tal, torna-se necessária a utilização de recursos computacionais mais potentes e custosos, o que pode não ser viável dependendo da quantidade de nós e arcos que se deseja considerar na topologia final.

Neste trabalho optou-se pela adoção de um procedimento que ameniza esta dificuldade. Esta seção expõe a técnica de linearização por partes das funções de funções não lineares. A linearização das funções não lineares envolvidas permite o retorno aos métodos de programação linear, ou ao menos métodos de programação inteira como será visto a seguir. Os erros cometidos pelo procedimento são tão menores quanto maior o número de quebras consideradas. Assim, se o número de quebras for suficientemente grande, os erros serão desprezíveis.

A linearização por partes consiste na separação de uma função não linear em várias partes que são aproximadas por segmentos de reta. Os pontos nos quais estes segmentos de reta se conectam são denominados pontos de quebra. Reproduzindo o exemplo e a análise contidos em Paragon (2010),  $x_1, x_2, x_3$  e  $x_4$  são quatro pontos de quebra da função  $f(x) = x^2/2$ , tais que  $f(x_1), f(x_2), f(x_3)$  e  $f(x_4)$  sejam suas respectivas imagens pela função  $f$ .

Na Figura 5, as quebras correspondem aos valores 0, 1, 2 e 4, enquanto as imagens dos pontos de quebra correspondem respectivamente aos valores 0, 1/2, 2 e 8. Qualquer ponto entre dois pontos de quebra pode ser aproximado pela média de dois pontos de quebra, ponderada por pesos adequados. Por exemplo:

$$\tilde{f}(3) = \frac{\tilde{f}(2)}{2} + \frac{\tilde{f}(4)}{2} = \frac{2}{2} + \frac{8}{2} = 1 + 4 = 5 \approx f(3) = 4,5$$

De um modo geral, a função linear por partes  $\tilde{f}$  pode ser especificada como:

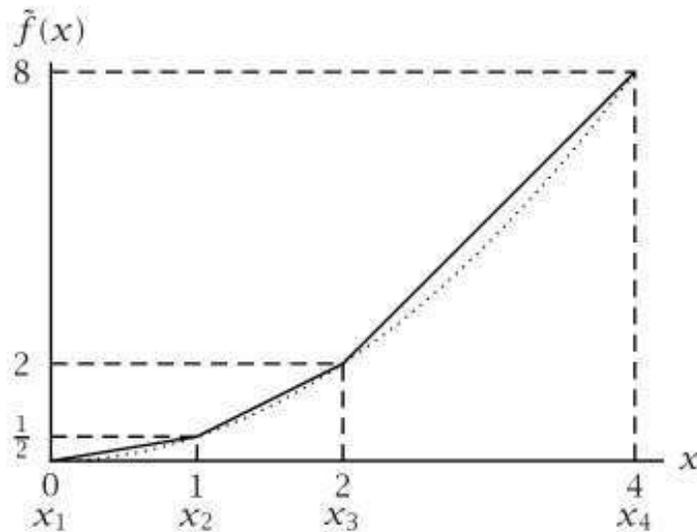
$$\tilde{f}(x) = u_1 f(x_1) + \dots + u_4 f(x_4)$$

$$x = u_1 x_1 + \dots + u_4 x_4$$

$$u_1 + \dots + u_4 = 1$$

$$0 \leq u_j \leq 1, \quad j \in \{1, \dots, 4\}$$

Figura 5



**Exemplo de um procedimento de linearização por partes. Fonte: Paragon (2010)**

É preciso ainda garantir que apenas sejam não nulos pesos *adjacentes*. Do contrário, poderíamos obter, por exemplo, valores pertencentes ao segmento de reta que liga o ponto de quebra 1 ao ponto de quebra 4, ponto este que não pertence à função  $\tilde{f}$ . Alguns problemas de otimização, por sua própria formulação, exigem restrições adicionais para garantir que o conjunto de soluções possíveis apenas considere valores obtidos a partir de pesos adjacentes. Estas restrições possuem a seguinte formulação, segundo Wolsey (1998):

$$d_1 + \dots + d_3 = 1$$

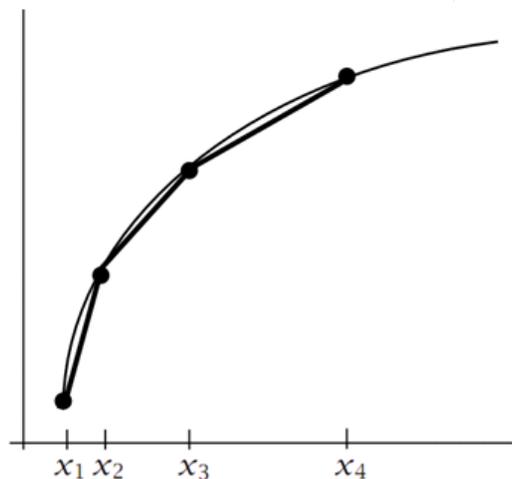
$$d_1, \dots, d_3 \in \{0,1\}$$

$$\begin{pmatrix} u_1 & & & & -d_1 & & & & \\ & u_2 & & & -d_1 & -d_2 & & & \\ & & u_3 & & & -d_2 & -d_3 & & \\ & & & u_4 & & & -d_3 & & \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Segundo as restrições acima, as variáveis  $d_1$ ,  $d_2$  e  $d_3$  apenas podem assumir os valores 0 ou 1. A segunda restrição afirma que apenas uma e apenas uma delas pode assumir o valor 1 na solução do problema. Finalmente, a terceira restrição indica que no máximo dois pesos adjacentes podem assumir valores não nulos. Uma vez que na solução ótima apenas uma variável  $d_i$  será igual a 1, apenas duas linhas da terceira restrição terão o peso  $u$  permitido a assumir valores menores que 1. As demais linhas obrigam os pesos  $u$  a serem menores ou iguais a zero.

O modelo utilizado neste trabalho minimiza funções de custo total côncavas linearizadas por partes, ou seja, funções custo onde há a presença de economias de escala. É importante perceber que a linearização por partes de uma função côncava obrigatoriamente subestima os custos, uma vez que segmentos de reta sempre estarão abaixo da função. Este resultado pode ser visto na Figura 6. É desejável, portanto, adotar um maior número de quebras, para diminuir a magnitude dos erros. Em compensação, o número de variáveis no problema cresce exponencialmente com o número de quebras considerado, devendo-se limitá-las ao mínimo tolerável.

**Figura 6**



**Função de custo total com economias de escala. Fonte: elaboração própria**

## **Capítulo II      Indústrias de gás natural do Cone Sul**

### **A. Argentina**

#### **1. Evolução histórica recente**

A Argentina foi, na década de 1990, o país líder no processo de reforma estrutural das indústrias energéticas no Cone Sul. A reforma da IGN Argentina consistiu no desmembramento dos segmentos da produção, transporte e distribuição – antes verticalmente integrados e sob o controle da empresa estatal Gás Del Estado S.A. Foram introduzidos mecanismos competitivos no segmento da produção, como a criação de um mercado atacadista, a criação da ENARGAS, órgão regulador do setor, o livre acesso à estrutura de transporte com preços regulados e o chamado “by pass” físico, ou seja, o direito de produtores conectarem-se aos troncos principais de transporte sem fazer uso das estruturas da empresa distribuidora monopolista.

Com a crise política e econômica de 2001 e a revogação da Lei de Conversão, que atrelava o valor do peso argentino ao dólar norte-americano, o ambiente econômico do país passou por transformações acentuadas. Foi aprovada, com vigência inicial de um ano, a Lei de Emergência Nacional, que conferiu poderes de intervenção ao governo sobre praticamente todos os setores da economia. Seus efeitos continuaram em vigor ao longo de toda a década de 2000, segundo Almeida, Pinto Junior *et al.* (2009).

Inicialmente como parte de um esforço de controle inflacionário, o governo aplicou à indústria do gás natural uma política de conversão dos preços domésticos, antes atrelados ao dólar, para o peso, e sua inclusão em uma política geral de congelamento de preços regulados. Conjuntamente, a “pesificação” das receitas e a maxi-desvalorização do peso frente ao dólar reduziram a atratividade dos investimentos privados em exploração por novas reservas gasíferas, resultando praticamente na

ausência de novos investimentos e a subsequente queda de aproximadamente 50% das reservas provadas ao longo da década de 2000.

No início de 2004, diante da perspectiva de desabastecimento interno durante o inverno, foram adotadas medidas de desincentivo às exportações de gás natural ao Chile, Brasil e Uruguai, assim como a proibição do uso do gás para a geração elétrica com destino a exportação. No mesmo ano foi novamente criada uma empresa estatal para o setor, a ENARSA, para atuar conjuntamente em todos os segmentos da cadeia – Almeida, Pinto Junior *et al.* (2009).

Após dois anos de preços congelados, o governo assinou também em 2004 com as empresas produtoras um acordo estabelecendo um cronograma de aumentos de preços e outro para os volumes que deveriam ser produzidos entre 2004 e 2007. Assim, em 2005 foram autorizados os primeiros aumentos para o gás direcionado ao consumo industrial e geradores térmicos. Um novo acordo firmado em 2007 previu a alocação de cotas de cada segmento do mercado aos produtores entre 2007 e 2011. As cotas foram alocadas de acordo com os volumes produzidos entre 2001 e 2004.

Em 2008 o governo argentino lançou o programa Gas Plus, buscando recuperar os incentivos aos investimentos privados no setor de exploração e produção. O programa permite a produtores de gás natural vender a produção incremental a preços maiores que os patamares congelados em 2002. Neste programa a produção incremental deve vir obrigatoriamente de fontes não convencionais ou de áreas não exploradas até 2004.

Em síntese, a IGN argentina sofreu duas mudanças acentuadas em seu modelo regulatório. Enquanto a reforma da década de 1990 preconizava uma visão liberal, buscando incentivar investimentos privados no setor, a reforma da década de 2000 foi marcada pelo viés estatizante, prevendo a realização de investimentos por uma empresa estatal integrada ao longo da cadeia. O principal desafio argentino para a

próxima década deverá ser a reversão da tendência de queda nas reservas provadas de gás natural.

## **2. Características gerais**

A Argentina possui cerca de 400 Bm<sup>3</sup> de reservas provadas de gás natural e produziu cerca de 44 Bm<sup>3</sup> no ano de 2008, apresentando razão reserva/produção de aproximadamente dez anos. Este volume de reservas vem decrescendo a uma taxa média de 5% ao ano nos últimos dez anos, tendência esta que reflete a ausência de novos investimentos em exploração por novas reservas. Ao mesmo tempo, a oferta anual de gás natural apresentou crescimento ao longo da última década, passando de 38 Bm<sup>3</sup> em 2001 para 44 Bm<sup>3</sup> em 2008 – BP (2009)

O gás natural apresenta significativa participação na matriz energética argentina, sendo responsável por mais da metade do consumo total de energia do país (53,6%). Este percentual é o maior do Cone Sul e o segundo maior do mundo – BP (2009). O restante do consumo de energia tem como fontes predominantes o petróleo (32%) e a hidroeletricidade (11%).

A produção anual de gás natural argentina vem apresentando uma tendência de longo prazo de contínuo crescimento desde a década de 1970, como pode ser visto na . As quedas na produção e no consumo estão geralmente associadas a períodos de crise econômica, como, por exemplo, em 2001 e em 2008. A produção cresceu durante a década de 2000 a um terço da média da década de 1990, aproximadamente 2% e 6%, respectivamente.

## **3. Estrutura atual da indústria**

A indústria de gás natural argentina é composta por dois segmentos competitivos e dois segmentos regulados. São competitivos os segmentos de exploração-produção e

comercialização, enquanto são regulados os de transporte e distribuição. A agência reguladora destes segmentos chama-se ENARGAS.

O setor de E&P argentino é competitivo, com permissão de realização de investimentos privados e concessões de áreas de exploração realizadas através de leilões competitivos, sem discriminação, entre empresas nacionais e estrangeiras. A concessão de permissões de exploração em terra é realizada pelos governos provinciais, enquanto a concessão de novas áreas marítimas é de competência federal.

A produção argentina de gás natural em 2009 é realizada a partir de cinco bacias sedimentares: Austral (20,5%), Cuyana (0,1%), Golfo San Jorge (10,7%), Neuquina (55,7%) e Noroeste (13,0%). A produção argentina é quase integralmente realizada em terra (91%). A produção no mar é realizada no sul da Argentina, na Bacia Austral. Dentre as empresas, a produção é concentrada em quatro principais: Total S.A. (26%), Repsol YPF (25%), Pan American Energy (13%) e Petrobras Energia (10%) – SE (2010)

Os segmentos de transporte e distribuição são organizados sob o regime de monopólios privados, regulados pela ENARGAS. A infraestrutura de transporte é operada por empresas privadas sob um regime de acesso aberto não discriminatório. As transportadoras e distribuidoras são as únicas operadoras dos gasodutos em suas respectivas áreas geográficas e não podem ser controladoras de empresas de outros segmentos nem comprar ou vender gás. O setor é dividido por duas empresas privadas: Transportadora de Gas del Sur (TGS) e Transportadora de Gas del Norte (TGN).

A atual rede de transporte de gás natural foi desenvolvida ao longo da segunda metade do século XX e possui atualmente cerca de 15.000 quilômetros de gasodutos. A rede é composta de cinco gasodutos principais, detalhados a seguir.

1. O Gasoduto do Norte, operado pela TGN, liga a fronteira com a Bolívia à cidade de Rosário, medindo aproximadamente 1500 km de extensão e possuindo 25 MMm<sup>3</sup>/dia de capacidade. Este gasoduto é responsável pelo escoamento da produção na Bacia Noroeste e por receber as importações da Bolívia. Este gasoduto atende as distribuidoras Gasnor e Gas del Centro no seu trecho até Rosário, quando encontra o Gasoduto Centro-Oeste.
2. O Gasoduto Centro-Oeste, também operado pela TGN, liga a Bacia Neuquina à cidade de Rosário. Este gasoduto se estende por cerca de 1250 km, com capacidade aproximada de 35 MMm<sup>3</sup>/dia. Neste trecho o gasoduto atende às demandas da distribuidora Cuyana, a parte Oeste da região da distribuidora Camuzzi Pampeana e a parte Sul da região da distribuidora Gas del Centro.
3. O gasoduto Neuba I, operado pela TGS no centro do país, parte da Bacia de Neuquén em direção à cidade de Bahia Blanca. Possui cerca de 600 quilômetros de comprimento e capacidade de 15 MMm<sup>3</sup> por dia. Neste percurso atende as demandas da distribuidora Camuzzi Pampeana e da porção Norte da região atendida pela distribuidora Camuzzi Sur.
4. O gasoduto Neuba II é paralelo ao gasoduto Neuba I, com capacidade de transporte de 30 MMm<sup>3</sup> por dia, também sendo operado pela TGS.
5. O Gasoduto San Martin é a única ligação entre a distante Bacia Austral e as regiões mais povoadas do país. Possui aproximadamente 2.000 km de extensão até a cidade de Bahia Blanca, e capacidade de transporte de 28 MMm<sup>3</sup>/dia. Atende neste percurso a vasta região pertencente à distribuidora Camuzzi Sur.

Os dois gasodutos da TGN e os três gasodutos da TGS se unem respectivamente em Rosário e Bahia Blanca, de onde partem outros dois gasodutos em direção à Buenos Aires.

1. Entre Rosário e Buenos Aires há um trecho com cerca de 300 km de extensão e capacidade aproximada de 17 MMm<sup>3</sup>/dia. Neste percurso são atendidas as distribuidoras Litoral e Gas Natural Ban. Ainda de Rosário parte rumo à cidade de Paraná, na província de Entre Rios, um gasoduto destinado a atender a distribuidora Gasnea.
2. Entre Bahia Blanca e Buenos Aires existem três gasodutos paralelos com cerca de 600 km de extensão que recolhem o gás trazido das Bacias de Neuquén, San Jorge e Austral para levá-lo à região metropolitana de Buenos Aires. Os três trechos em conjunto possuem capacidade máxima de 51 MMm<sup>3</sup>/dia e atendem à demanda das distribuidoras Metrogas e Camuzzi Pampeana.

A Argentina possui ainda gasodutos de interligação com todos os países vizinhos. Do Gasoduto Centro-Oeste partem dois em direção ao Chile: Gasoduto dos Andes, em direção à região metropolitana Santiago; e Gasoduto do Pacífico, em direção à região chilena de Biobio (Região VIII). Do Gasoduto do Norte partem outros dois também para interligação com Chile, Gasoduto do Atacama e Gasoduto Norandino.

Da cidade de Aldea Brasileira partem os gasodutos de interligação com o Brasil e o Uruguai. O primeiro é operado pela Transportadora de Gas del Mercosur (TGM), chegando até a cidade de Uruguiana, no estado do Rio Grande do Sul, com 2 MMm<sup>3</sup>/dia de capacidade. O segundo atende a região Leste da província de Entre Rios e a cidade uruguaia de Paysandú, onde há uma fábrica de cimento. Há por fim o gasoduto Cruz del Sur, ligando a cidade de Buenos de Aires à cidade de Montevideo por debaixo do Rio da Prata, com capacidade de aproximada de 6 MMm<sup>3</sup>/d.

Por fim, um gasoduto com capacidade de 7 MMm<sup>3</sup>/dia conecta a região produtora do sul da Bolívia ao Gasoduto do Norte. Encontra-se aprovado desde 2004 o projeto do Gasoduto do Noroeste Argentino (GNEA), prevendo um aumento da capacidade existente da interconexão para 30 MMm<sup>3</sup>/dia. Até o momento, no entanto, sua construção não teve início.

O segmento de distribuição na Argentina é dividido entre nove empresas distribuidoras também com monopólios regionais regulados: Gasnor, Gasnea, Gas del Centro, Litoral Gas, Cuyana, Gas Natural Ban, Metrogas, Camuzzi Pampeana e Camuzzi Sur. Cada empresa é responsável pela distribuição em uma ou mais províncias (unidades federativas da argentinias).

O segmento de comercialização é composto por empresas comercializadoras e clientes com consumo maior que 5.000 metros cúbicos de gás por dia. Estes consumidores têm o direito de comprar gás natural diretamente dos produtores. Para isso, tanto podem construir gasodutos que os conectem diretamente aos gasodutos das empresas transportadoras – mecanismo chamado de *by pass* físico – quanto podem negociar acessos à rede de gasodutos dos distribuidores – mecanismo conhecido como *by pass* comercial.

#### **4. Mercado de gás natural**

A demanda de gás natural na Argentina vem apresentando contínuo crescimento anual ao longo dos últimos 20 anos, tendo por base o crescimento econômico do país e, nesta última década, também pela presença de subsídios cruzados e políticas de congelamento de tarifas. O preço regulado para o gás vendido pelas distribuidoras no país está entre \$1,5 e \$3/MMbtu segundo MEGSA (2010). De 2002, ano de início da política de congelamento de preços, até 2009 o consumo argentino cresceu cerca de 40%. A oferta interna não cresceu no mesmo ritmo, obrigando o país em 2009 a

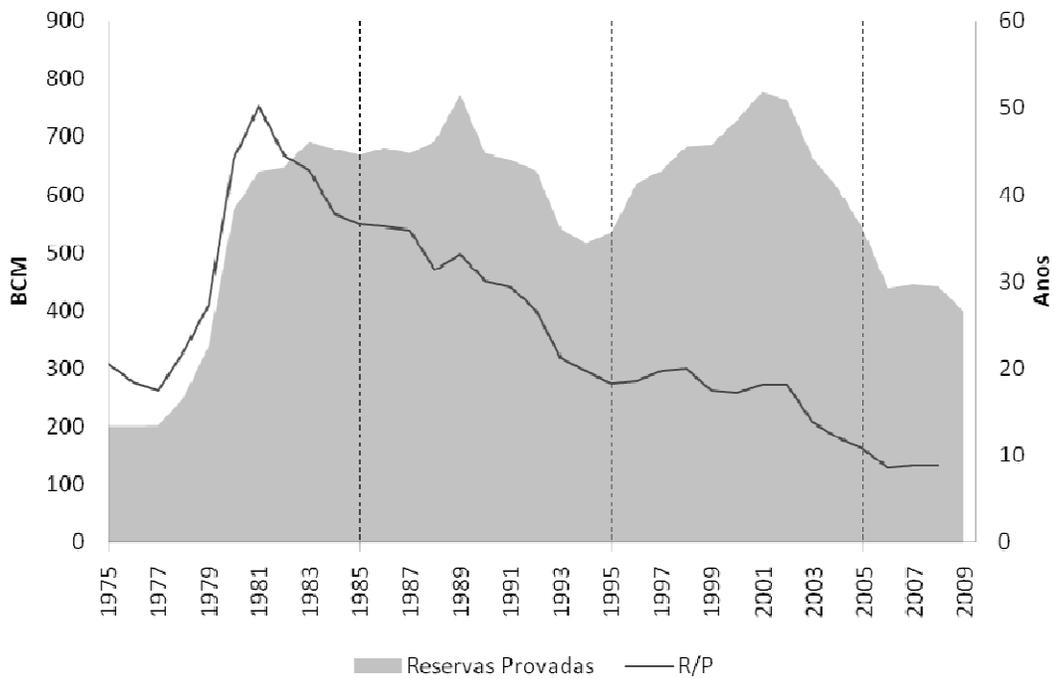
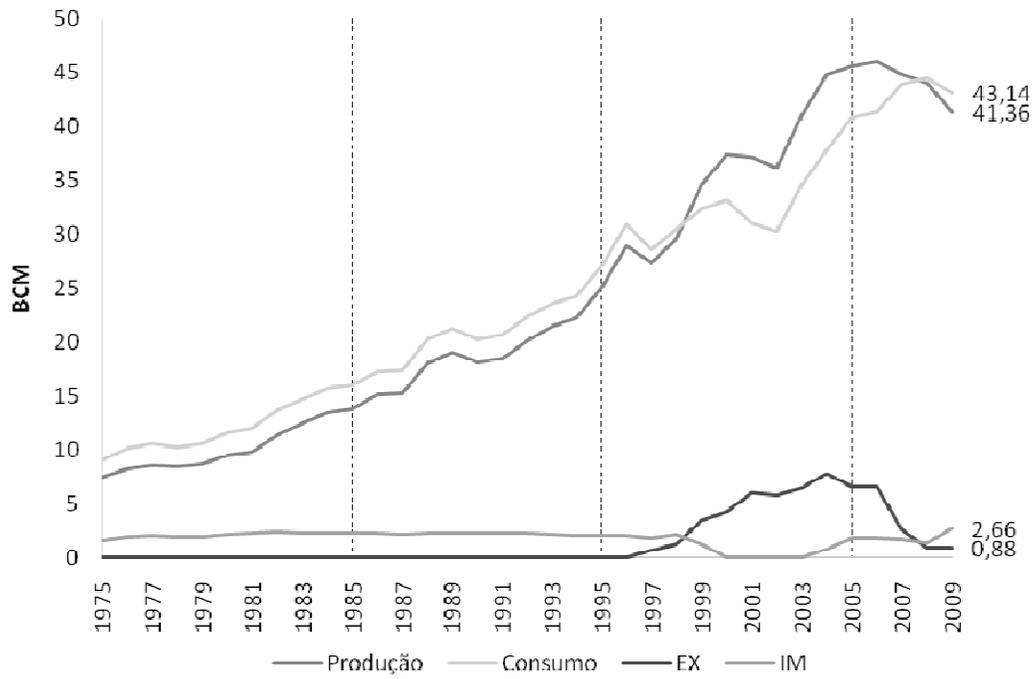
passar à condição de importador líquido de gás natural. As exportações em 2009 totalizaram 1 Bm<sup>3</sup> enquanto as importações totalizaram 3 Bm<sup>3</sup>.

A mudança para a condição de importadora líquida de gás natural foi impulsionada por uma política energética de contenção das exportações, conduzida a partir de 2004 com a imposição de impostos de exportação. Ao nível originalmente estabelecido para as alíquotas algumas usinas térmicas do Chile foram capazes de arcar com o novo imposto: 45% da tarifa do gás natural mais caro importado pela Argentina. Em 2008, entretanto, a mesma alíquota foi elevada para 100%, quando a partir de então os volumes exportados foram praticamente nulos - ENARGAS (2010).

Adicionalmente à redução das exportações houve o aumento das importações. Em 2006 Argentina e Bolívia firmaram um contrato de longo prazo de venda de gás através das estatais ENARSA e YPF. O contrato vem desde então sendo executado com volumes da ordem de 7 MMm<sup>3</sup>/dia, capacidade máxima do gasoduto YABOG. O gás foi originalmente contratado a um preço de 5\$/MMbtu, tendo reajustes anuais com base na variação do valor no mercado internacional de uma cesta de derivados de petróleo.

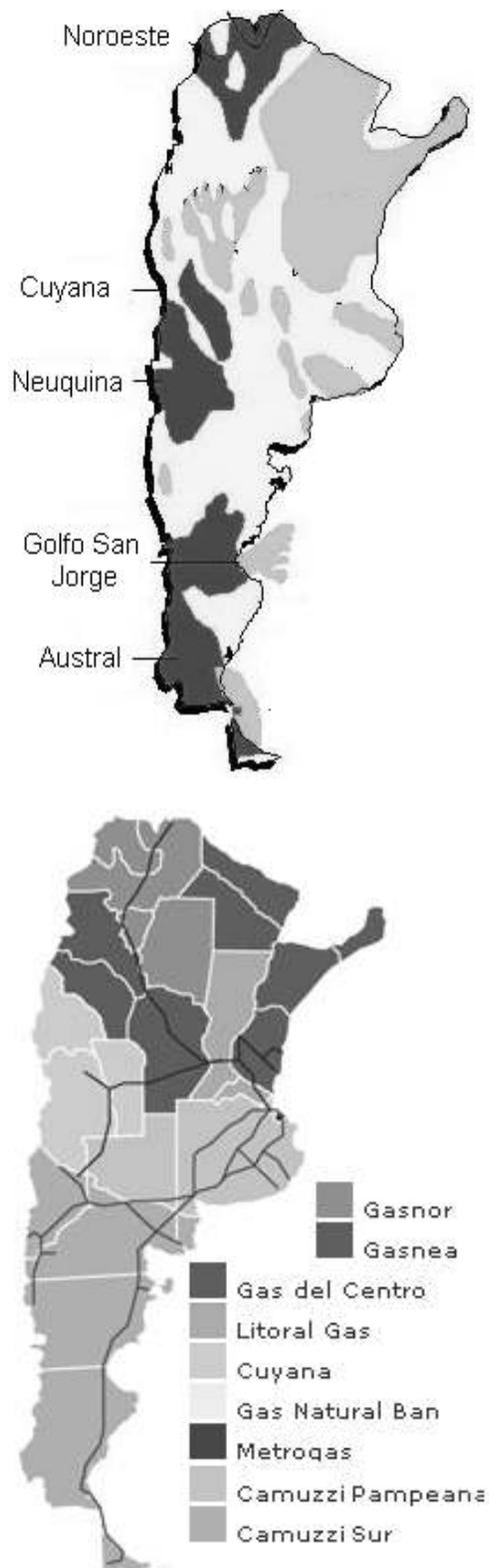
O aumento das importações e a diminuição das exportações regionais não foram suficientes para a compensação da falta de investimentos no aumento da capacidade produtiva. Para equilibrar oferta e demanda, a Argentina recorre desde 2008 à importação de carregamentos *spot de* GNL através de um terminal embarcado de regaseificação instalado no porto de Bahia Blanca. Estes carregamentos são contratados tipicamente durante o inverno, estação do ano onde o consumo sofre forte aumento sazonal devido ao inverno. O preço médio pago pela ENARSA durante o inverno de 2008 foi superior a US\$ 14/Mmbtu, segundo uma estimativa realizada a partir dos dados de comércio exterior do país disponíveis em MDIC (2010).

**Figura 7**



**Evolução histórica da IGN Argentina**  
**Fonte: elaboração própria a partir de Cedigaz (2010)**

**Figura 8 – Mapas da IGN Argentina**



**Fonte: ENARGAS (2010)**

## **B. Bolívia**

### **1. Evolução histórica recente**

O processo de reforma da IGN boliviana dos anos 1990 também foi, assim como na Argentina, marcado pelo viés liberal. A Lei das Privatizações de 1992 permitiu a alienação de ativos estatais para a iniciativa privada. Em 1994 foi criado o Sistema de Regulação Setorial (SIRESE), e em 1996 foi aprovada a nova Lei de Hidrocarbonetos, estabelecendo como princípios regulatórios a competição no segmento da produção e mecanismos de incentivos para a atração de investimentos privados para os segmentos de transporte e distribuição. Era objetivo da reforma atrair investimentos estrangeiros para o desenvolvimento da indústria.

Em 1993 a Petrobras assinou um contrato de importação de gás natural com a YPFB prevendo retiradas obrigatórias mínimas de gás natural, cláusula conhecida como “*take or pay*”. O volume mínimo começou em 8 MMm<sup>3</sup>/dia em 2000 e progrediu gradativamente até 24 MMm<sup>3</sup>/dia ao longo dos 5 anos seguintes. O gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) foi construído com capacidade para envios de 30,88 MMm<sup>3</sup> por dia.

Ao longo da primeira metade da década de 2000, teve início um processo de revisão das modificações realizadas na década anterior, culminando na aprovação de uma nova Lei de Hidrocarbonetos em 2005. A nova lei criou um imposto adicional aos royalties de 32% da receita dos campos e determinou a renegociação dos contratos em vigor. Era objetivo da nova proposta a recuperação da propriedade das reservas de gás natural pelo Estado Boliviano, através da empresa estatal YPFB.

A YPFB passou a possuir o controle sobre os termos de comercialização e transporte de toda a indústria. Segundo o novo marco, novos investidores privados deveriam firmar contratos com a empresa estatal para a realização de atividades no segmento

de E&P. Estes contratos podem ser de partilha de produção, de operação ou de associação.

No contrato de partilha, uma divisão dos recursos produzidos é negociada entre as duas empresas após a recuperação dos custos pelo operador. No contrato de operação, a empresa estatal remunera a empresa privada em dinheiro ou com produto em um percentual previamente acordado da produção. No contrato de associação, a YPFB integra uma associação que realizará a produção sob os moldes de um contrato de operação. Um dos membros da associação será o operador, sendo acordado entre os membros os percentuais de divisão da parte que caberia a figura da empresa privada no contrato de operação.

Em 1º de Maio de 2006 o governo boliviano decretou a nacionalização dos ativos estrangeiros relacionados à produção do gás natural. Neste decreto ficou estabelecido que os contratos então em vigor deveriam ser convertidos em contratos de uma dentre as três modalidades descritas acima. A YPFB não assumiria nenhum risco nas atividades e recuperaria a propriedade dos recursos produzidos. Nos novos contratos as alíquotas de impostos e *royalties* foram significativamente aumentadas.

Brasil e Bolívia negociavam às vésperas da publicação deste decreto um acordo para a ampliação do GASBOL. Os novos termos dos contratos, amplamente favoráveis ao Estado Boliviano, diminuíram a atratividade dos investimentos na ampliação da capacidade de produção da Bolívia, assim como a revisão unilateral dos contratos aumentou a percepção de risco soberano em relação ao país. Por este motivo o Brasil optou ainda em 2006 pela construção de duas plantas de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL). A Argentina, em contrapartida, fechou no mesmo ano um acordo de importação em montante similar ao que seria fechado pelo Brasil.

Em síntese, a indústria do gás natural da Bolívia, assim como a da Argentina, apresentou uma reforma marcada pelo viés liberal durante a década de 1990 e outra

marcada pelo viés estatizante durante a década de 2000. O atual desafio boliviano é retomar os investimentos no ciclo exploratório de modo a restaurar a capacidade de reposição das reservas de gás natural.

## **2. Características gerais**

A Bolívia possui cerca de 700 Bm<sup>3</sup> de gás natural em reservas provadas e produziu 15 Bm<sup>3</sup> em 2008, apresentando razão reserva/produção de 50 anos. Este montante de reservas é significativo no cenário regional, sendo a segunda maior da América Latina. O volume de reservas bolivianas apresentou crescimento significativo até 2006, principalmente em consequência dos investimentos privados propiciados pela abertura do setor durante a década de 1990. A produção anual boliviana também cresceu neste período – BP (2009).

O consumo de gás natural da Bolívia não acompanhou o crescimento da produção, visto que a Bolívia exporta cerca de 80% do gás natural que produz aos vizinhos Argentina e Brasil. O consumo interno do país apresenta, entretanto, expressivo crescimento nos últimos dez anos, tendo triplicado no período – YPFB (2010).

## **3. Estrutura atual da indústria**

O governo do atual presidente da Bolívia, Evo Morales, promoveu a reversão da privatização da petrolífera YPFB e a alteração da estrutura tributária do setor de E&P boliviano. Atualmente, agentes privados têm permissão para investir, mas a estatal YPFB deverá sempre manter uma participação majoritária no projeto. Prevaleceu no governo a visão de que a expulsão das empresas privadas estrangeiras não interessaria ao país, pois significaria a paralisação da principal indústria da economia boliviana.

Assim, a produção no primeiro semestre de 2010 foi realizada por nove operadores distintos. Os principais são Petrobras Bolívia (60%) – subsidiária da estatal brasileira

Petrobras – e a empresa Chaco (13,5%) – controlada pela YPFB. As demais empresas têm participações pequenas na produção nacional – YPFB (2010).

A produção de gás natural na Bolívia é realizada em sete campos principais: Sabalo (36,5%), San Alberto (24,5%), Vuelta Grande (5,3%), Margarita (4,5%), Bulo Bulo (3,75%), Tacobo (3,55%) e Yapacaní (2,7%). Os dois maiores blocos, Sabalo e San Alberto, são operados pela Petrobras Bolivia. Os 20% restantes se dividem em mais de 50 pequenos blocos, que produzem individualmente menos de 1 MMm<sup>3</sup>/dia. A produção boliviana se realiza em quatro departamentos (unidades federativas bolivianas): Tarija (71%), Santa Cruz (17%), Cochabamba (7%) e Chuquisaca (5%) – YPFB (2010).

No novo marco boliviano, a exploração é realizada por empresas privadas através da assinatura de memorandos de entendimento chamados acordos de estudo. Estes são contratos com um ano de duração, permitindo à empresa privada signatária a realização de estudos sísmicos em novos blocos. Ao final deste período a empresa interessada pode assinar com a YPFB um contrato para exploração das reservas prevendo o regime tributário que incidirá sobre a produção.

O segmento de transporte boliviano é parcialmente estatal e parcialmente privado. A parcela estatal é operada pela YPFB Transportes e a Gas Transboliviano (GTB). A YPFB Transportes é dona hoje da malha antes operada pela empresa Transredes, possuindo também controle acionário da GTB (51%), responsável pelo trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol).

As empresas Transierra e Gasoriente Boliviano (GOB) operam a parte privada. Outras empresas produtoras operam dutos de pequena extensão, diretamente associados a suas operações de exploração e produção. A Transierra é responsável pelo gasoduto Yacuiba-Rio Grande, estando seu controle acionário dividido entre a YPFB (44,5%), Petrobras (44,5%) e a Total (11%). Apenas a GOB, operadora do trecho boliviano do

Gasoduto Lateral Cuiabá, não possui participação acionária de empresas estatais, sendo pertencente ao grupo Ashmore Energy International, de origem inglesa.

A rede de gasodutos boliviana possui cerca de 4000 km. Seu tronco principal contém dois gasodutos paralelos: Yacuiba-Rio Grande (GASYRG) e Caigua-Rio Grande (GYRG). O primeiro, operado pela Transierra, possui 32 polegadas, 432 km de extensão e capacidade de transporte de aproximadamente 18 MMm<sup>3</sup>/dia. O segundo possui cerca de 13 MMm<sup>3</sup>/dia de capacidade e extensão aproximada de 450 quilômetros.

Chega também em Rio Grande vindo do norte o gasoduto Carrasco-Yapacaní-Colpa-Rio Grande (GCY, GYC, GCRG), trazendo o gás natural produzido nos campos na região central do país. Este gasoduto tem capacidade aproximada de 7 MMm<sup>3</sup>/dia e extensão de 90 km. Partem da estação de Rio Grande dois gasodutos: Bolívia-Brasil (Gasbol) e Altiplano (GAA). O GAA liga Rio Grande aos centros consumidores bolivianos de Cochabamba, Oruro e La Paz.

Do tronco Yacuiba-Rio Grande partem ainda dois gasodutos que atendem à demanda doméstica boliviana: Vilamontes-Tarija-El Puente (GVT) e Taquiperenda-Cochabamba (GTC), atendendo também as cidades de Sucre e Potosí. Recentemente foi inaugurado o gasoduto Carrasco-Cochabamba (GCC), de modo a evitar que o gás natural de Carrasco para chegar a Cochabamba precisasse passar por Rio Grande.

O segmento de distribuição do gás natural nas cidades também é operado pela YPF. Até 2009 operavam em algumas cidades, sociedades de economia mista sem participação majoritária da estatal, como a Empresa de Servicios de Gas Santa Cruz (SERGAS), Empresa Cochabambina de Gas (EMCOGAS), Empresa Distribuidora de Gas Sucre (EMDIGAS) e Empresa Tarijeña de Gas (EMTAGAS).

Recentemente o governo vem promovendo a transferência das operações destas empresas para a YPFB Redes de Gas – subsidiária da YPFB – através da não renovação das licenças. Como as empresas distribuidoras operavam sob concessões, o governo não as tem renovado, transferindo gradativamente o controle do setor à YPFB.

#### **4. Mercado de gás natural**

A demanda de gás natural boliviana é relativamente pequena, estando sua produção inteiramente voltada para a exportação. O país assinou em 1972 o primeiro contrato internacional de comércio de gás natural da região do Cone Sul para a Argentina, com 20 anos de duração. Entretanto pouco depois da inauguração da interconexão em 1972 foram descobertas na Argentina grandes reservatórios de gás, de modo que o contrato não foi renovado ao seu término.

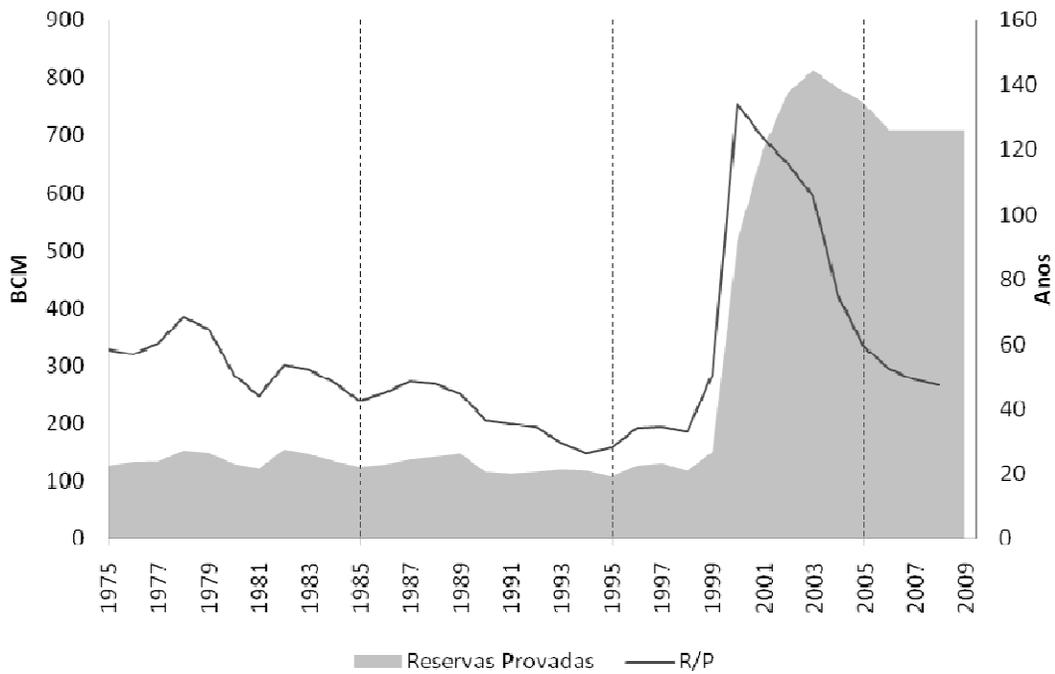
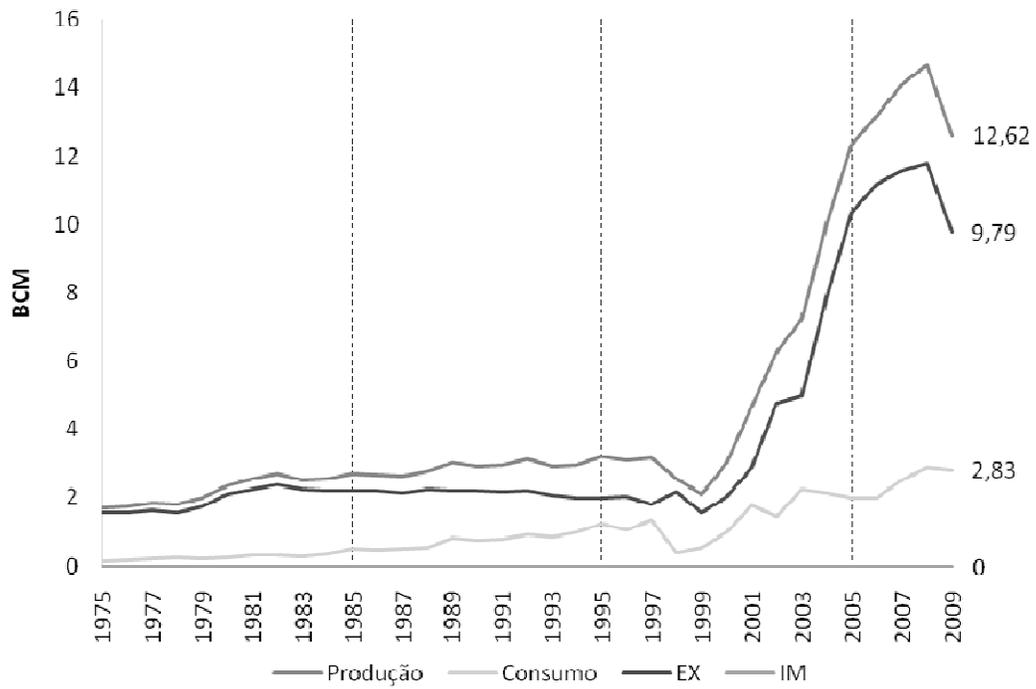
Em 2006 um novo acordo foi firmado prevendo a ampliação do gasoduto de interligação entre os dois países para 30 MMm<sup>3</sup>/dia de capacidade. Segundo o novo acordo, o preço do gás seria inicialmente fixado em US\$ 5,00/MMbtu, com reajuste trimestrais baseados na variação do preço de uma cesta de derivados de petróleo. Neste período o preço do gás exportado atingiu a máxima de \$ 10,35/MMbtu no quarto trimestre de 2008, sofreu queda durante a primeira metade de 2009 e recuperou-se em seguida, chegando ao segundo trimestre de 2010 a \$ 7,37/MMbtu – YPFB (2010).

A Bolívia também exporta desde 1999 gás natural para o Brasil sob um contrato de longo prazo com vigência de 20 anos. O contrato prevê a entrega de aproximadamente 30 MMm<sup>3</sup>/dia. A precificação do contrato é composta por uma parcela referente ao custo de transporte e outra referente à própria mercadoria. A parcela referente ao gás tem reajuste trimestral com base nos preços internacionais do óleo combustível. Já a tarifa de transporte é do tipo postal (mesmo preço em todos os

trechos da linha) e seu reajuste é feito segundo o índice de preços ao consumidor dos EUA.

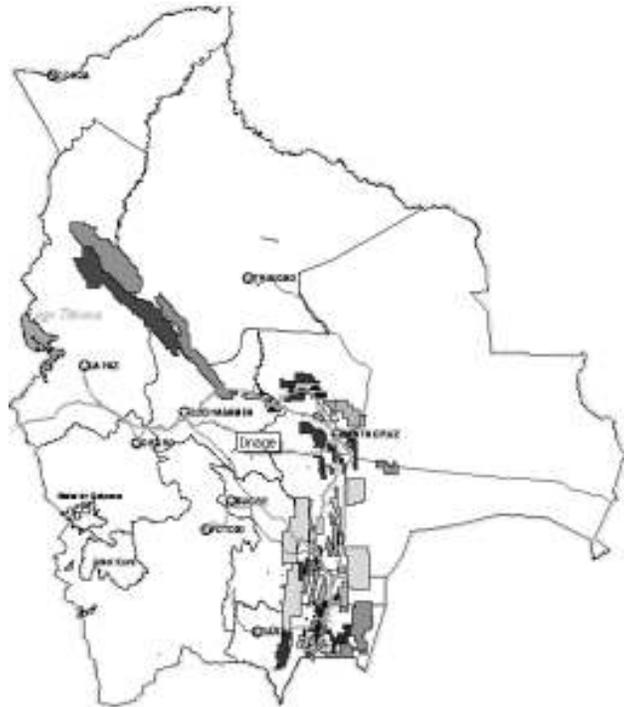
A Bolívia não exporta gás natural para o Chile. As relações diplomáticas entre os dois são conturbadas, envolvendo a discussão sobre o acesso boliviano ao mar, perdido para o Chile no século XIX ao término da Guerra do Pacífico. Nesta guerra a província de Atacama passou ao controle do Chile, situação que se estende até o presente momento. Os dois países oficialmente não mantêm relações diplomáticas.

**Figura 9 – Evolução da IGN Boliviana**



Fonte: elaboração própria a partir de Cedigaz (2010)

Figura 10 – Mapas da IGN Boliviana



Fonte: YPFB e hidrocarburosbolivia.com

## **C. Brasil**

### **1. Evolução histórica recente**

Assim como a Argentina e a Bolívia, o Brasil promoveu na década de 1990 reformas no setor de petróleo e gás natural marcadas pelo viés liberal. O país promoveu nestas reformas a quebra do monopólio da Petrobras, a abertura de seu capital e a aprovação em 1997 da Lei do Petróleo. Esta lei estabeleceu o novo marco regulatório para o setor, com a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), órgão regulador autônomo, e a introdução do sistema de concessões para a exploração petrolífera. Estas reformas, diferentemente da Argentina e da Bolívia, não foram revertidas na década de 2000.

Ao contrário, durante esta década as reformas do setor foram aperfeiçoadas. O aumento da geração de energia elétrica a partir do gás natural ampliou a ligação entre o setor elétrico, regulado pela ANEEL, e o setor de petróleo e gás natural, ainda fortemente marcado pela atuação dominante da Petrobras, o que colocou em evidência lacunas regulatórias existentes após as reformas da década de 1990. Mesmo assim, neste período o consumo de gás natural no país cresceu a altas taxas, com a meta prevista no acordo com a Bolívia sendo atingida no prazo estipulado – Glachant e Hallack (2009).

Estas lacunas regulatórias ganharam ainda mais evidência com as nacionalizações bolivianas de 2006. Com a incerteza do fornecimento do gás, ampliou-se o risco de um novo racionamento no setor elétrico, e conseqüentemente as pressões para a aprovação da Lei do Gás, em trâmite no Congresso Nacional. A urgência da definição do novo marco para o segmento de transporte, principal objeto das lacunas regulatórias, teve por objetivo propiciar investimentos no segmento além daqueles capazes de serem efetuados pela Petrobras.

O novo marco regulatório do segmento de transporte do gás natural, com entrada em vigor em Março de 2009, previu o livre acesso à rede de gasodutos, que passaram a ser regulados por um regime de concessão, sob o comando da ANP. As concessões serão por 30 anos, sem direito a renovação. Os gasodutos existentes receberão concessão pelo mesmo período, retornando à União ao final. Foram também criadas novas figuras, como por exemplo, do auto produtor, do importador direto e do consumidor livre.

## **2. Características gerais**

O Brasil possui cerca de 350 Bm<sup>3</sup> em reservas provadas de gás natural e produziu em 2008 aproximadamente 22 Bm<sup>3</sup>, apresentando razão reserva/produção de cerca de 16 anos. Das reservas brasileiras, 62% são classificadas como gás associado ou seja, estão presentes em reservatórios junto com petróleo, enquanto 82% das reservas brasileiras estão localizadas no mar – ANP (2009).

O consumo brasileiro do insumo energético apresentou crescimento significativamente maior do que a oferta ao longo da década de 2000, diferença que foi suprida nos últimos dez anos com importações dos países vizinhos. O gás natural apresenta reduzida participação na matriz energética brasileira, tendo sido fonte energética para apenas 10% do consumo total. O petróleo (46%) e a hidroelectricidade (36%) predominam no país – BP (2009). O Brasil foi em 2008 o décimo maior consumidor de energia no mundo e o maior da América do Sul - BP (2009). Este consumo tem apresentado significativo e sistemático crescimento ao longo dos últimos 20 anos, reflexo da expansão econômica do país.

## **3. Estrutura atual da indústria**

O segmento *upstream* de petróleo e gás é fortemente dominado pela Petrobras, cujo controle acionário é da União. O setor de petróleo e gás era reservado exclusivamente

à empresa até a década de 1990 enquanto esta era integralmente pertencente ao Estado. Neste período, uma reforma no setor introduziu o atual marco regulatório, baseado no sistema de concessões de blocos exploratórios, abrindo também o capital da empresa aos investidores privados.

Na década seguinte, apesar dos mecanismos de concorrência, a Petrobrás manteve a sua posição dominante na exploração de petróleo e gás no Brasil. No caso do gás natural, a Petrobras detém 90% das reservas provadas do país. Apenas em 2007 o primeiro contrato sem qualquer participação da Petrobras entrou em operação, referente ao campo de Polvo, operado pela empresa Devon. A norueguesa Statoil-Hydro desenvolve atualmente o campo de Peregrino, com capacidade estimada de 100 Mbbl/dia.

A produção brasileira de petróleo encontra-se disposta em nove bacias sedimentares: Solimões (AM, 1,76%), Ceará (0,42%), Potiguar (RN, 3,47%), Alagoas (0,34%), Sergipe (2,59%), Recôncavo (BA, 2,33%), Espírito Santo (3,78%), Campos (RJ, 85,11%) e Santos (SP 0,20%) –ANP (2009). Observa-se um forte predomínio da Bacia de Campos, cuja exploração teve início na década de 1970. No entanto a produção brasileira de gás natural é menos concentrada nesta bacia, sendo realizada em dez estados diferentes, conforme a Tabela 1 a seguir.

O mercado brasileiro de gás natural ainda é incipiente. Até a aprovação do novo marco regulatório em 1997 o país produzia e consumia em torno de 5 Bm<sup>3</sup> por ano, com reservas provadas de aproximadamente 150 Bm<sup>3</sup>. Com o novo marco houve aumento significativo nos investimentos em exploração e produção, mais do que dobrando as reservas provadas nos dez anos seguintes. Entretanto, em torno de 70% dessas encontram-se em reservatórios onde também há presença de petróleo.

**Tabela 1 – Análise por Unidade da Federação da IGN Brasileira**

<b>2008</b>	<b>Participação no total</b>	<b>% Gás Associado</b>
<b>Rio de Janeiro</b>	40.6%	96.4%
<b>Amazonas</b>	17.3%	99.1%
<b>Bahia</b>	15.6%	14.7%
<b>Espírito Santo</b>	13.0%	15.6%
<b>Rio Grande do Norte</b>	4.3%	58.4%
<b>Sergipe</b>	4.0%	68.8%
<b>Alagoas</b>	3.8%	26.8%
<b>São Paulo</b>	1.1%	0.0%
<b>Ceará</b>	0.3%	100.0%
<b>Paraná</b>	0.1%	100.0%

**Fonte: ANP (2009)**

O segmento de transporte no Brasil é também quase integralmente controlado pela Petrobras. A rede brasileira de transporte de gás conecta dezesseis estados, havendo apenas uma rede isolada no estado do Amazonas, ligando o campo de Urucu à cidade de Manaus.

A rede é operada por quatro empresas: Transpetro S.A. (6196 km, 68%), Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil – TBG (2593 km, 28,5%), Transportadora Sul Brasileira de Gás – TSB (50 km, 0,5%) e Transportadora Gás Ocidente – TGO (267 km, 2,9%). Destas quatro, a Petrobras é controladora da Transpetro (100%) e da TBG (51%) e possui participação acionária na TSB (25%). A TGO é uma sociedade entre a holandesa Shell e a americana Prisma Energy – anteriormente subsidiária da empresa americana Enron.

A constituição do Brasil reserva aos estados federais a competência sobre o segmento de distribuição de gás natural, de modo que diferentes regimes regulatórios coexistem

no país neste segmento. Rio de Janeiro e São Paulo possuem mais de uma empresa distribuidora no estado, todas privadas e reguladas por um regime de *price cap*. Já outros estados possuem empresas estatais de distribuição, onde as tarifas ao consumidor são definidas e reajustadas por um regime de custo de serviço.

#### **4. Mercado de gás natural**

O Brasil consumiu em 2008 aproximadamente 24 Bm<sup>3</sup> de gás natural. O consumo no país apresentou expressivo crescimento ao longo da última década, da ordem de 15% ao ano. O principal segmento de consumo é o industrial, seguido pela geração termelétrica e combustível veicular. O consumo é fortemente concentrado na Região Sudeste (~70%), seguido pelo Nordeste (~20%) e pelo Sul (~10%) – ANP (2009).

O Brasil importou em 2008 aproximadamente 11 Bm<sup>3</sup> de gás natural de seus vizinhos, correspondendo à aproximadamente 50% do consumo nacional. Mais recentemente a Petrobras inaugurou duas plantas de importação de gás natural liquefeito. Com isso o país é capaz de importar 12 Bm<sup>3</sup>/ano da Bolívia, 1 Bm<sup>3</sup>/ano da Argentina e 7,5 Bm<sup>3</sup>/ano através dos terminais de regaseificação de GNL. Somada, a capacidade de importação representa aproximadamente a metade da capacidade de oferta do país.

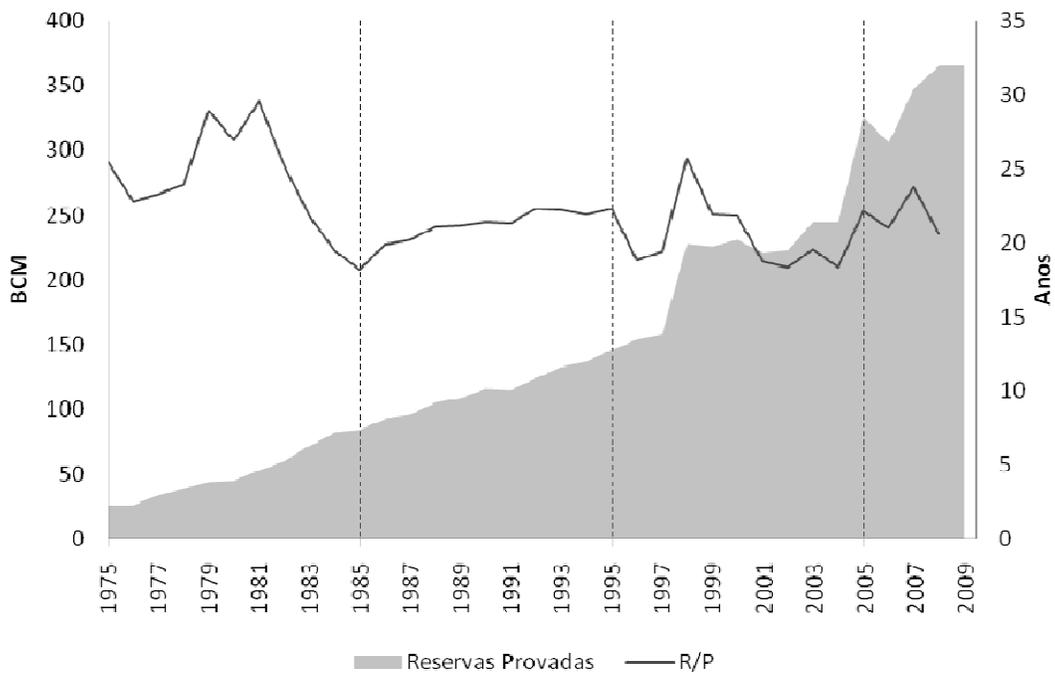
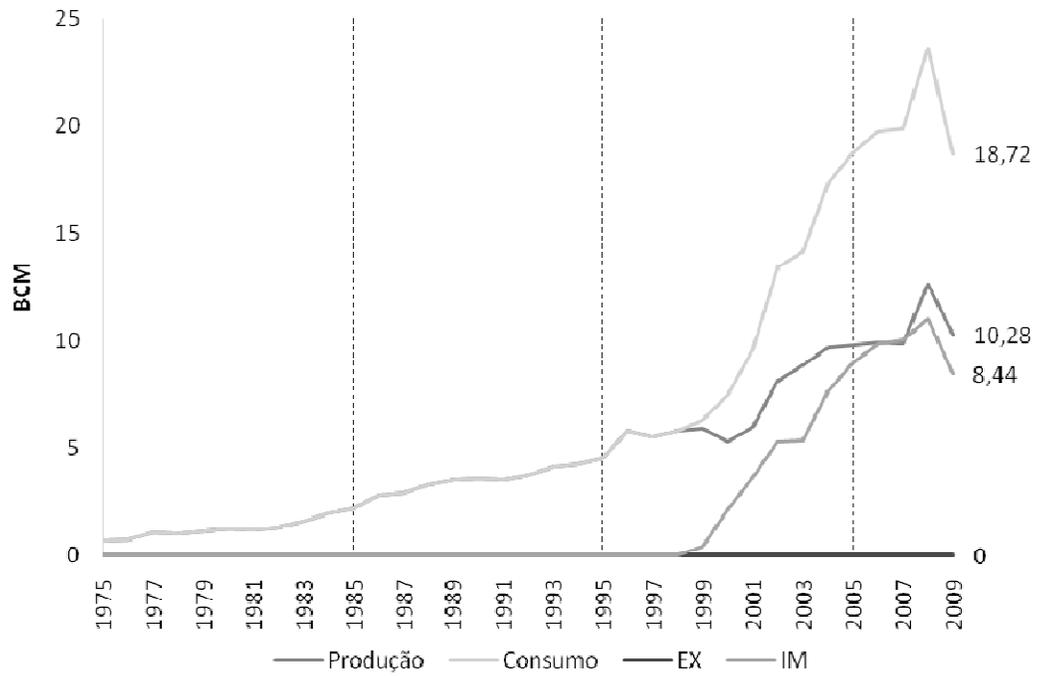
A importação da Bolívia é realizada através de dois gasodutos: Gasbol (TGB, 11 Bm<sup>3</sup>/ano) e Lateral Cuiabá (TGO, 1 Bm<sup>3</sup>/ano). O trecho boliviano do gasoduto, liga a cidade de Rio Grande à cidade de Mutum, na fronteira entre os dois países e é operado pela empresa Gás Transboliviano S.A., controlada pela petrolífera estatal boliviana YPFB (51%). As operações no gasoduto tiveram início em 1999, tendo atingido a capacidade máxima do duto poucos anos depois.

A importação da Argentina é realizada através do gasoduto Aldea Brasileira – Uruguaiana (1 Bm<sup>3</sup>/ano). O trecho argentino do duto (450 km) é operado pela Transportadora de Gas Del Mercosur (TGM), sem participação acionária de empresas

brasileiras. Já os dois trechos brasileiros construídos (25 km cada) são operados pela TSB. O primeiro liga a fronteira argentina à cidade de Uruguaiana, onde há uma usina termoelétrica a gás natural construída. O segundo trecho do projeto original ainda não foi feito. Este ligará a cidade de Uruguaiana ao Pólo Petroquímico de Triunfo, no estado do Rio Grande do Sul. O terceiro, já construído, liga o referido polo à cidade de Canoas, no mesmo estado, onde se conecta com o Gasbol.

As importações de GNL são realizadas em dois terminais flutuantes de regaseificação (FRSU) afretados pela Petrobras junto à empresa Golar LNG. Estão instalados na Bahia da Guanabara, no Rio de Janeiro (RJ) e no porto de Pecém, em São Gonçalo do Amarante (CE). A decisão pela construção de capacidade de importação de GNL foi tomada após as nacionalizações bolivianas de 2006 com objetivo de reduzir a dependência externa do país em relação à Bolívia e para permitir maior flexibilidade à oferta de gás natural, em face à volatilidade das demandas das usinas termelétricas.

**Figura 11 – Evolução da IGN Brasileira**



Fonte: elaboração própria a partir de Cedigaz (2010)

Figura 12 – Mapa da IGN Brasileira



Fonte: ANP (2009)

## **D. Chile**

### **1. Evolução histórica recente**

A indústria de gás natural chilena tem evolução distinta das demais anteriormente analisadas. No caso do Chile, a reforma de viés liberal ocorreu na década de 1970 e desde então sofreu apenas modificações pontuais, sendo a mais recente a criação do Ministério da Energia no país. Na década de 1990, após uma crise no setor elétrico chileno, então marcado pela geração hidroelétrica, passaram a ser incentivadas construções de usinas termelétricas a gás natural que seriam supridas por importações argentinas – Almeida e Trebat (2004). Em seguida à escassez do gás argentino e a imposição de impostos de exportação naquele país, uma nova estratégia para a indústria foi adotada, priorizando a diversificação das fontes de oferta de gás natural, com o incentivo à construção de terminais de regaseificação de GNL.

A regulação gasífera chilena durante a década de 2000 é marcada pela ausência das instituições regulatórias modernas, semelhantes às criadas no Brasil e na Argentina durante a década de 1990. Não há uma agência reguladora propriamente dita, e suas funções tradicionais estavam divididas entre a Comissão Nacional de Energia (CNE), responsável pela elaboração dos planos, políticas e normas pertinentes, pela Superintendência de Eletricidade e Combustíveis, responsável pela fiscalização e regulação técnica e pelas Comissões Fiscal, Resolutiva e Preventiva da Livre Concorrência, estes organismos estatais de abrangência maior do que a IGN – Almeida, Pinto Junior *et al.* (2009).

Até a interrupção do fornecimento argentino não havia em andamento no país qualquer projeto de reforma. Prevalencia a percepção de que o marco regulatório vigente era adequado às necessidades do país. O grau de intervenção setorial era baixo e a política energética sistematicamente orientada sobre o princípio da livre concorrência entre insumos energéticos. Recentemente, foi aprovada uma reforma no

setor chileno que, entre outras mudanças, criou um ministério da energia, atualmente em implementação.

## **2. Características gerais**

O Chile possui em torno de 50 Bm<sup>3</sup> de reservas provadas de gás natural e produziu em 2008 cerca de 2 Bm<sup>3</sup>, apresentando razão reserva/produção de cerca aproximadamente 25 anos. As reservas chilenas foram descobertas em sua maioria durante as décadas de 1970 e 1980, tendo desde então decrescido continuamente. A oferta chilena permaneceu relativamente estável ao longo dos últimos 30 anos, de modo que a evolução da sua razão reserva/produção vem sendo dada pela dinâmica de descobertas de novas reservas. Desde 2003 o volume de novas descobertas tem sido suficiente para mantê-las aproximadamente constantes – BP (2009).

Em 2004 o mercado consumidor de gás natural do Chile era quatro vezes maior que sua capacidade produtiva, totalizando um consumo aproximado de 9 Bm<sup>3</sup>. Entretanto, com os impostos de exportações da Argentina, o consumo chileno reduziu-se ano a ano, chegando a 2,5 Bm<sup>3</sup> em 2008, praticamente equivalente à sua produção doméstica.

## **3. Estrutura atual da indústria**

A atual produção de gás natural chilena é inteiramente realizada na região do Estreito de Magalhães, no extremo sul do país. A atual estrutura produtiva pertence majoritariamente à empresa estatal ENAP, que desde 1950 descobriu e desenvolveu campos petrolíferos na região, representando reservas provadas de 50 Bm<sup>3</sup> e produção anual de 2 Bm<sup>3</sup>.

Desde 1975 o marco regulatório chileno para o setor prevê que a estatal pode realizar contratos especiais de operação petrolífica (CEOPs) com empresas privadas para exploração de blocos. Vigoram atualmente este tipo de contrato com as empresas

Geopark, Layne Energy, March Resources, Wintershall, Improved Petroleum Technology (IPT), Manas Petroleum, Greymouth e Pan American Energy – CNE (2010). Recentemente, entre 2007 e 2008 o governo chileno empreendeu uma rodada de licitações de blocos petrolíferos aberto a empresas privadas estrangeiras. A rodada previa a assinatura de CEOPs entre a estatal e a vencedora, com direito de exploração de eventuais reservas por 35 anos. As áreas licitadas encontram-se numeradas na abaixo. Neste sentido foram assinados em 2007 CEOPs com as empresas Layne Energy e March Resources que prevêem a realização de estudos de sísmica e perfuração de poços nas regiões de Concepción no centro do país, e na região de Mejillones ao Norte, respectivamente.

O setor de transporte do gás natural chileno é composto por quatro redes isoladas: (1) região II (Norte); (2) regiões V, VI e Metropolitana de Santiago, (3) região VIII e (4) região do Estreito de Magalhães. Com exceção da última região, o transporte no Chile é operado exclusivamente por empresas privadas sob regime de concessão : Electrogas SA, Gas Andes SA, Gasoducto Norandino SA, Gasoduto Taltal Ltda, Gasoduto Atacama Cia Ltda, Gasoduto del Pacifico-Comgas e Innergy Transporte SA. A ENAP opera a rede de gasodutos no extremo sul do país.

A atual rede de gasodutos foi majoritariamente construída ao longo da década de 1990 fruto de uma opção de política energética que privilegiou o gás natural de origem importada como fonte energética. Nesta década foram construídos quatro gasodutos de interligação ao longo da extensa fronteira com a Argentina, que propiciaram o crescimento dos mercados nas regiões por estes atendidas. Estes, hoje, delimitam quatro sub-mercados isolados de gás natural no país: Zona Norte, Zona Centro-Sul 1, Zona Centro-Sul 2 e Zona Magalhães.

A Zona Norte é composta pela província de Antofagasta (Região II. Nesta região é realizada a extração de cobre, principal produto de exportação do Chile. O gás natural

tem como principal função atender seis usinas termelétricas com um total aproximado de 2 GW de potência instalada, que por sua vez viabilizam o processamento do cobre ali produzido. Dois gasodutos internacionais e um nacional foram construídos na região: Gasoduto Norandino, Gasoduto do Atacama (gasatacama) e Gasoduto Taltal, respectivamente, originalmente responsáveis por toda a oferta local de gás.

A Zona Centro-Sul 1 compreende as províncias de Valparaíso (Região V), Libertador (Região VI) e Metropolitana de Santiago. É atendida pelo Gasoduto dos Andes, inaugurado em 1997, trazendo gás da Bacia Neuquina. Este gás abastece tanto usinas termelétricas quanto distribuidoras de gás nestas cidades, que por sua vez abastecem indústrias, residências e empreendimentos comerciais. Nesta região há mais de quatrocentos mil consumidores residenciais.

A Zona Centro-Sul 2 compreende a província de Biobio (Região VIII), cuja capital regional é Concepción. A região é atendida pelo Gasoduto do Pacífico, também trazendo gás da bacia neuquina. Estes gasodutos atendem, nessas duas regiões, cerca de 3 GW de potência instalada em 15 centrais termelétricas a gás natural.

A Zona Magalhães possui gasodutos que conectam a Bacia Austral, na Argentina, à cidade de Punta Arenas. Nesta região está localizada uma grande planta de produção de metanol, com capacidade instalada para absorver até 3,8 Bm<sup>3</sup>/ano de gás natural. A região possui ainda 14 pequenas centrais termelétricas a gás natural, que juntas possuem capacidade instalada total de 85 MW.

O setor de distribuição chileno é operado por empresas privadas. Ao contrário das empresas transportadoras, as distribuidoras não são obrigadas a oferecer o acesso aberto à sua rede. Entretanto, as redes de transportes podem se sobrepor geograficamente às redes de distribuição, de modo que uma empresa transportadora pode atender diretamente a clientes grandes o suficiente para retirar o gás em alta pressão – usinas termelétricas, por exemplo. Já os pequenos consumidores estão

restritos às distribuidoras. As principais empresas do setor são Energas SA, Gas Valpo SA, Metrogas SA, Gassur SA, Gasco Magallanes e Intergas.

**Tabela 2 – Blocos de Exploração da IGN Chilena**

<b>Bloco</b>	<b>Empresa</b>	<b>País</b>	<b>Ano</b>
<b>Fell</b>	Geopark	Inglaterra	2006
<b>Dorado-Riquelme</b>	ENAP e Methanex	Chile	2006
<b>Arauco*</b>	Layne Energy	EUA	2007
<b>Pica Norte</b>	March Resources	Canadá	2007
<b>Pica Sur</b>			
<b>Otway</b>	Consórcio WGM (100%) (Wintershall Geopark e Methanex)	Vários	2008
<b>Tranquilo</b>	Improved Petroleum Technology (50%) Manas Petroleum (50%)	EUA Suiça	2008
<b>Russfin</b>	Apache (100%)	Estados Unidos	2008
<b>Lenga</b>	Apache (50%), ENAP (50%)		
<b>Brótula</b>	Greymouth (100%)	Nova Zelândia	2008
<b>Isla Magdalena</b>	Greymouth (100%)		
<b>Porvir</b>	Greymouth (100%)		
<b>Caupolicán</b>	Greymouth (50%), ENAP (50%)		
<b>Coirón</b>	Pan American Energy (50%), ENAP (50%)	Inglaterra	2008

**Fonte: CNE**

#### **4. Mercado de gás natural**

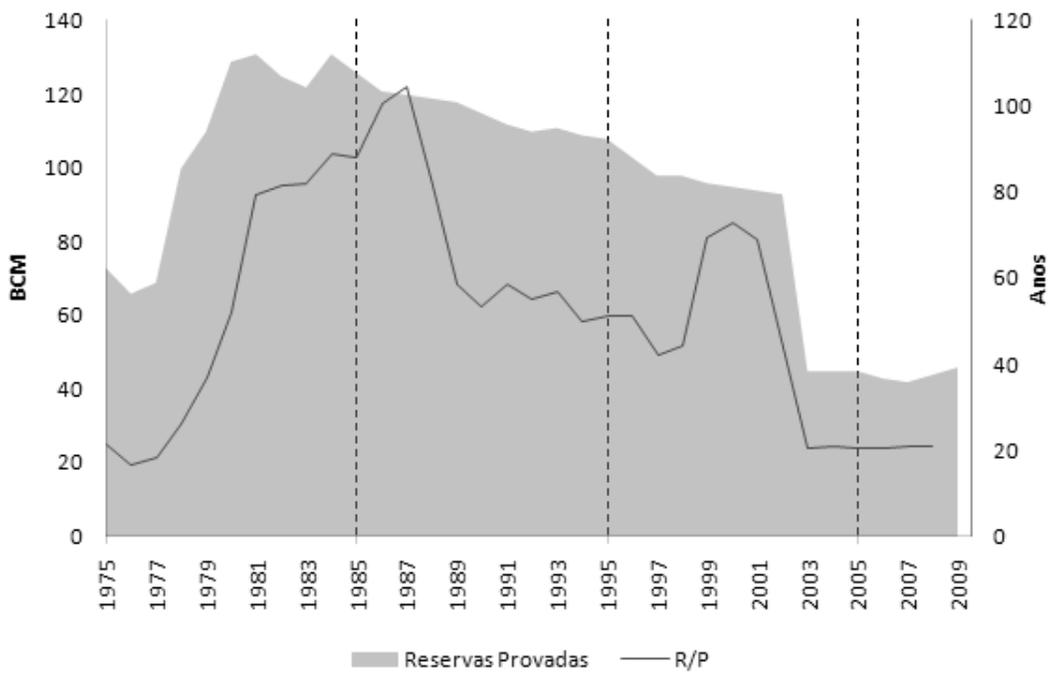
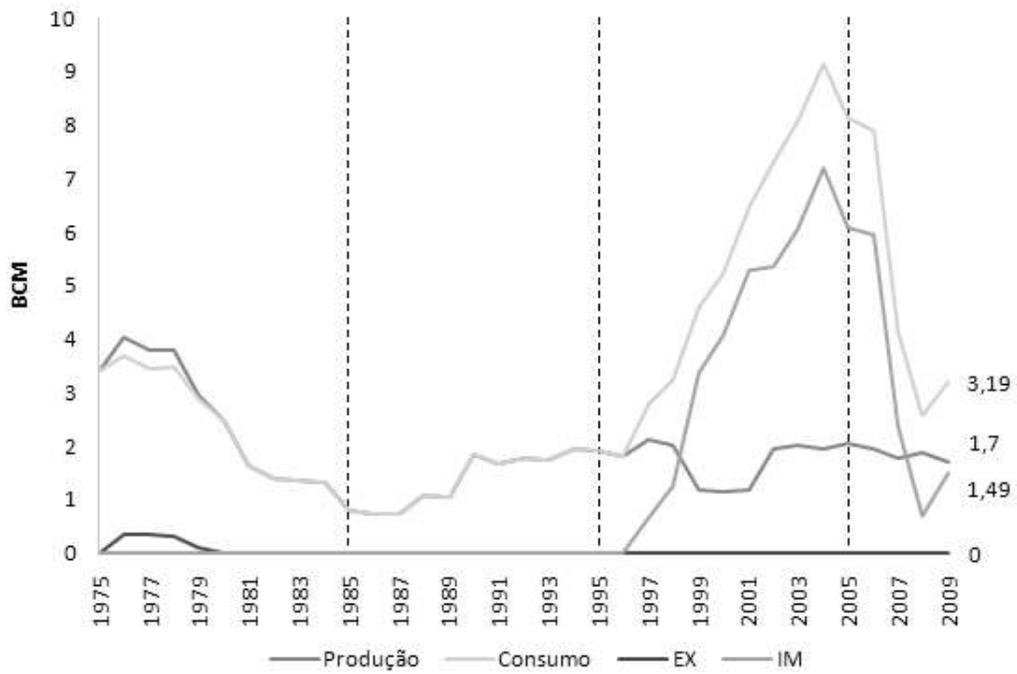
A demanda chilena por gás natural encontra-se restrita pelas atuais condições de oferta na Argentina. Estas sofreram forte impacto das decisões de política energética da Argentina já discutidas. A produção doméstica é pequena e significativamente afastada dos centros de consumo. O gás é utilizado no país para atividade industrial (~60%), geração de energia elétrica (~25%) e consumo residencial/comercial (~15%).

O atual patamar de consumo é de cerca de de 3 Bm<sup>3</sup>/ano, tendo chegado a quase 9 Bm<sup>3</sup>/ano antes da guinada na política de preços da Argentina.

O Chile possui capacidade instalada de importação de gás natural da Argentina de cerca de 30 MMm<sup>3</sup>/dia. Contudo, a política argentina de impostos de exportação para o gás natural impactou de forma severa os volumes importados pelo Chile. O Chile também não consegue importar gás natural de seus outros dois vizinhos. A Bolívia, como visto, não mantém relações diplomáticas com o país devido à disputa territorial já discutida. A indústria de gás natural do Peru, não tratada em detalhes neste trabalho, poderia ser também uma alternativa de importação, mas é incipiente, distante e esbarra em menor grau em questões geopolíticas acerca da mesma disputa territorial.

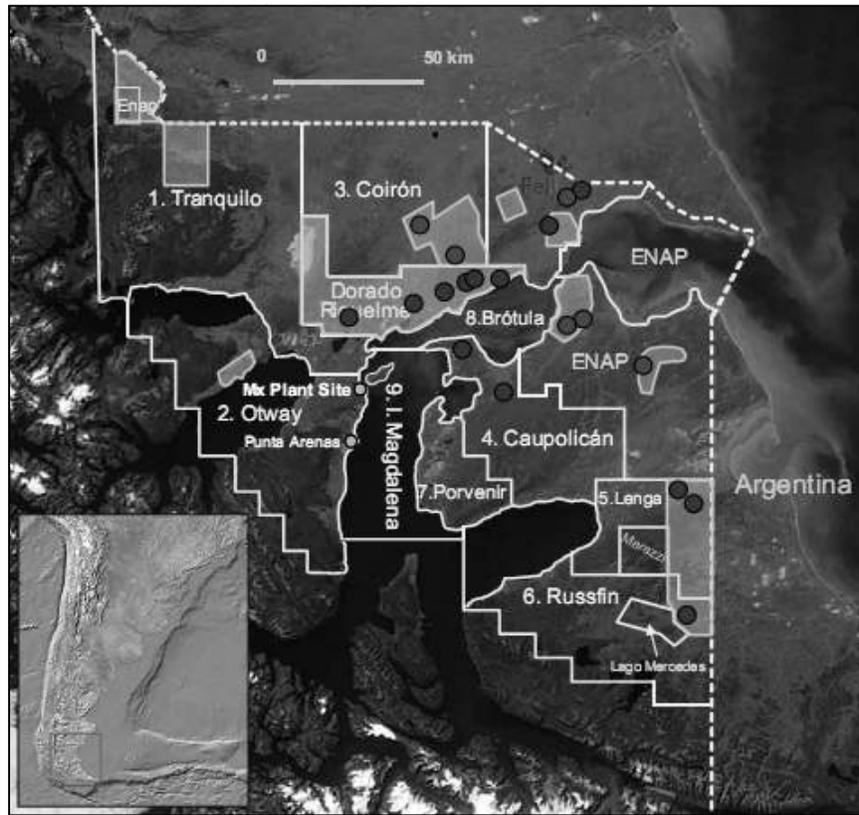
Foram então construídas duas plantas de regaseificação de GNL. São elas, Quintero, com 7 MMm<sup>3</sup>/dia de capacidade, na região central do país e Mejillones, com 6 MMm<sup>3</sup>/dia, construída ao norte do país para atender as usinas termeléticas antes atendidas pelo Gasoduto do Atacama. A primeira atende às distribuidoras Metrogas, Energas e GasValpo na região central do Chile, possuindo um contrato de longo prazo de oferta com a empresa British Gas (BG), sócia do empreendimento. A segunda atenderá as plantas termelétricas e usinas de cobre anteriormente atendidas pelos Gasodutos Atacama e Taltal.

**Figura 13 – Evolução da IGN Chilena**



Fonte: elaboração própria a partir de Cedigaz (2010)

Figura 14 – Mapa do setor E&P Chileno



Fonte: CNE

## **E. Uruguai**

### **1. Evolução histórica recente**

O Uruguai é um país de dimensões geográficas pequenas, não possuindo até o momento reservas comprovadas de petróleo ou gás. Com relação à produção de energia elétrica, o país já explorou a quase totalidades dos seus recursos hidrológicos, sendo necessária a construção de usinas termelétricas para atender o crescimento futuro da demanda do país. Este quadro aliado à incapacidade do Estado de arcar com o custo dos investimentos necessários a expansão da capacidade de oferta para o atendimento desta demanda levou o país, assim como a seus vizinhos, à privatização de ativos estatais e abertura dos setores energéticos aos investidores privados estrangeiros.

Foram realizados durante a década de 1990 convênios de integração energética com os vizinhos Argentina e Brasil e a privatização da empresa estatal, Companhia Del Gas, distribuidora de gás natural. Em 1991 foi firmado com a Argentina o “Acordo sobre o Abastecimento de Gás Natural Argentino ao Uruguai”. Em 1996 foram concluídas as negociações para a construção do Gasoduto del Litoral, extensão do Gasoduto Entrerriano até à cidade uruguaia de Paysandu. Em 1998 foi concluída a licitação para a construção do Gasoduto Cruz del Sur.

Recentemente, entre 2008 e 2009 o país conduziu uma rodada de licitações chamada Ronda Uruguay 2009. O país pretende atrair investidores internacionais para a exploração por novas reservas de petróleo e gás, diversificando assim suas fontes de oferta – MIEM (2010)

### **2. Características gerais**

O Uruguai não possui reservas provadas de gás natural. A oferta do país é inteiramente proveniente da Argentina, com capacidade instalada de importação de 3

MMm<sup>3</sup>/dia. O consumo é realizado predominantemente por uma usina termoeétrica, plantas de fabricação de cimento e pelo setor residencial/comercial da região metropolitana de Montevideu.

### **3. Estrutura atual da indústria**

A oferta de petróleo do Uruguai é realizada pela empresa estatal ANCAP. Por não possuir reservas provadas no país, a estratégia da estatal consiste em explorar reservas petrolíferas em outros países e transportar o petróleo cru até o Uruguai em seus próprios navios petroleiros, processando-o em suas refinarias. Assim, a empresa controla todas as etapas da cadeia, tendo apenas que arcar com os impostos no país onde a extração é realizada.

Historicamente, as atividades de exploração por reservas petrolíferas no Uruguai ocorreram nas décadas de 1970 e 1980. Entre 1970 e 1982 foram realizados seis estudos de sísmica 2D pelas empresas ANCAP, Exxon, Chevron e GSI. Dois poços exploratórios foram perfurados pela Chevron em 1976, Lobo 1 e Gaviotín 1, sem sucesso. Desde então não foram realizadas novas perfurações. Em 2002 um novo estudo de sísmica foi realizado, gerando novos indícios da possível existência de recursos – MIEM (2010).

Entre 2008 e 2009 o país realizou sua primeira rodada de licitações, oferecendo concessões sob o sistema da partilha de produção para empresas estrangeiras. Devido à crise econômica de 2008, nesta rodada de um total de onze blocos apenas dois foram arrematados. O consórcio vencedor nos dois blocos foi formado por Petrobras (40%), YPF (40%) e Galp Energia (20%). A YPF será a operadora do Bloco 3, enquanto a Petrobras operará o Bloco 4. Os vencedores ganharam prazo de quatro anos para análise dos dados sísmicos, quando então deverão decidir sobre realizar ou não perfurações de novos poços exploratórios.

A infraestrutura de transporte de gás natural do Uruguai é composta por dois gasodutos. O primeiro estende-se da cidade de Buenos Aires na Argentina até a cidade de Montevideú, passando por debaixo do Rio da Prata. Suas operações tiveram início em 2002. O gasoduto possui 24 polegadas, extensão aproximada de 60 quilômetros e capacidade de 2,4 MMm<sup>3</sup>/dia.

O segundo gasoduto é uma extensão da rede de distribuição da província de Entre Rios, na Argentina, que atende a cidade de Paysandu, na margem uruguaia do Rio Uruguai. A negociação para sua construção envolveu o aumento do diâmetro do gasoduto regional argentino Entrerriano, de modo a propiciar maior oferta de gás capaz de atender a demanda uruguaia. A ANCAP é proprietária apenas do pequeno trecho de 20 km de interligação. Assim, a empresa compra gás diretamente da distribuidora argentina Gasnea, e não da transportadora TGN.

A distribuição de gás no Uruguai é realizada por duas empresas: Conecta e Montevideo Gas. Ambas as empresas são controladas pela estatal brasileira Petrobras. A Montevideo Gas opera a distribuição do gás fornecido pelo Gasoduto Cruz del Sur. A Conecta opera a distribuição do gás importado pelo Gasoduto do Litoral na cidade de Paysandu. A empresa atende outras cidades não ligadas à rede de gasodutos com gás liquefeito de petróleo (GLP).

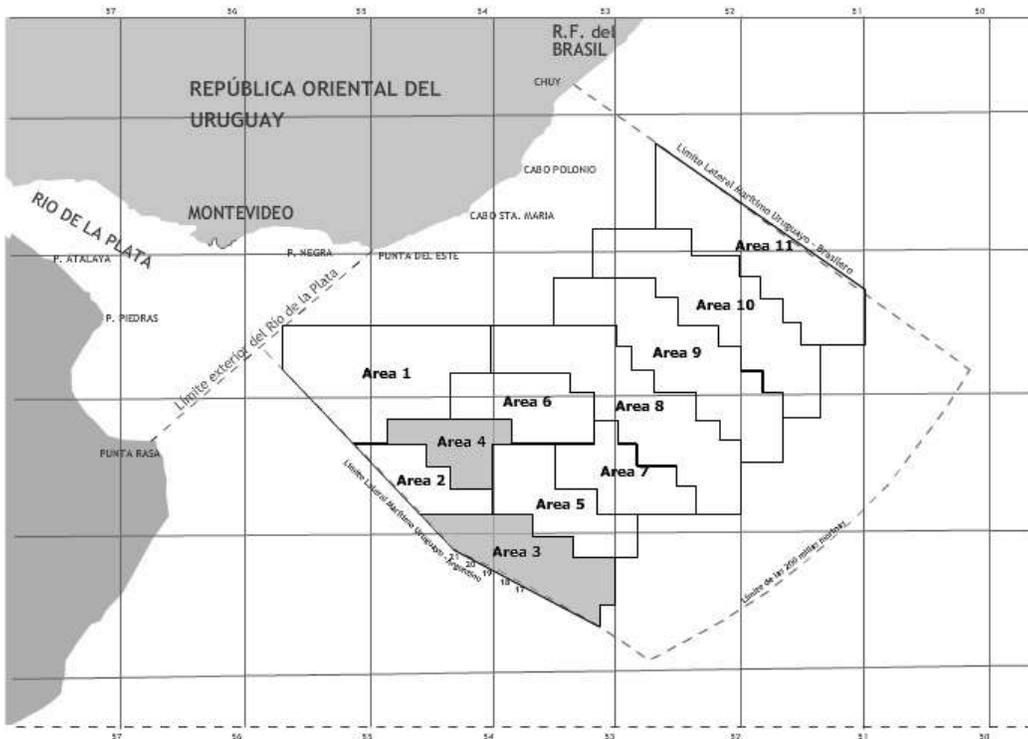
O controle da empresa Conecta (55%) foi adquirido em 2004 do grupo espanhol Unión Fenosa. O restante das ações (45%) pertence à estatal uruguaia Ancap. A Montevideo Gas chamava-se Gaseba até 2006 e pertencia à Gaz de France (51%), Pan American Energy (34%) e Acodike Supergás SA (15%). Neste momento a Petrobras comprou as cotas acionárias da Gaz de France e da Acodike, assumindo o controle da empresa (66%). As demais ações continuam com a Pan American Energy.

#### **4. Mercado de gás natural**

O Uruguai importou em 2008 70 MMm<sup>3</sup> de gás natural da Argentina. O consumo foi destinado predominantemente ao setor industrial (~50%), residencial (~20%), comercial (~20%). O restante foi consumido pelo próprio setor energético – MME (2010).

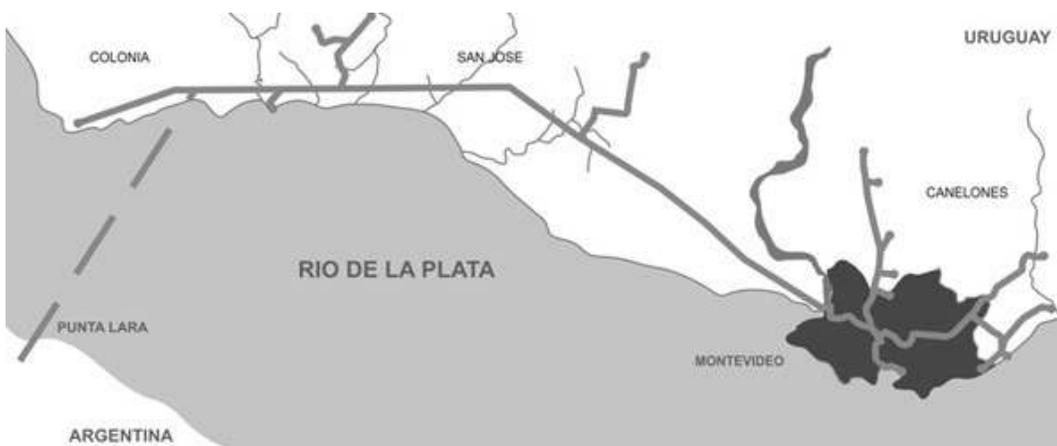
Encontra-se em discussão a construção de uma planta de regaseificação de GNL no Uruguai. Como a construção de uma planta de regaseificação, apenas para atender a demanda do país, teria um custo por unidade de capacidade instalada muito elevado, estuda-se ampliar esta capacidade e exportar a diferença à Argentina pelo Gasoduto Cruz del Sur. O empreendimento seria também interessante aos argentinos, pois não precisariam construir outra planta de regaseificação.

**Figura 15 – Mapa do segmento de E&P da IGN Uruguiaia**



Fonte: Petrobras (2010)

**Figura 16 – Mapa do segmento de distribuição da IGN Uruguiaia**



Fonte: Gasoduto Cruz del Sur S.A.

## Capítulo III Metodologia

### A. Modelo

A formulação final do modelo considerada neste trabalho é uma extensão do Problema de Cournot-Enke desenvolvido na Seção B do Capítulo I para a consideração da possibilidade de expansão das capacidades de produção e transporte (Seção C) e funções custo com economias de escala linearizadas por partes (Seção D).

Ainda em relação ao modelo apresentado, a formulação final considerou funções de demanda perfeitamente inelásticas, de modo que a solução do problema seja inteiramente fornecida pelas diferenças entre os custos das possíveis formas de oferta a um dado mercado: produção local, importação via duto ou importação via GNL. O modelo então compara combinações destas alternativas com base nas distâncias entre os mercados e nos custos de expansão das capacidades congestionadas.

#### 1. Dicionário de variáveis e parâmetros

##### Índices

Índice	Descrição
$i, j$	Nós
$ig$	Nós de oferta
$igt$	Nós com produção <i>onshore</i>
$igm$	Nós com produção <i>offshore</i>
$id$	Nós de demanda
$ij$	Arcos
$ijt$	Arcos terrestres
$ijm$	Arcos marítimos
$k$	Quebras

## Conjuntos

Conjunto	Descrição
$N$	Conjunto de nós
$S$	Subconjunto dos nós que são oferta
$S_t$	Subconjunto dos nós de oferta que são <i>onshore</i>
$S_m$	Subconjunto dos nós de oferta que são <i>offshore</i>
$D$	Subconjunto dos nós de demanda
$A$	Conjunto dos arcos
$A_t$	Subconjunto dos arcos terrestres
$A_m$	Subconjunto dos arcos marítimos
$K$	Conjunto de quebras, $K = \{1,2,3,4,5\}$

## Parâmetros

Parâmetro	Descrição	Unidade
$d_j$	Demanda do nó $j$	Bm <sup>3</sup> por ano
$G_{ig}$	Capacidade máxima de produção do nó $ig$	Bm <sup>3</sup> por ano
$Ft_{ijt}$	Capacidade máxima de transporte do arco $ijt$	Bm <sup>3</sup> por ano
$Fm_{ijm}$	Capacidade máxima de transporte do arco $ijm$	Bm <sup>3</sup> por ano
$ceg_{it,k}$	Custo total de expansão da capacidade de produção do nó $it$ para a quantidade produzida na quebra $k$	MM US\$
$ceg_{im,k}$	Custo total de expansão da capacidade de produção do nó $im$ para a quantidade produzida na quebra $k$	MM US\$
$beg_{ig,k}$	Expansão total da capacidade de produção do nó $ig$ para a quebra $k$	Bm <sup>3</sup> por ano
$beg_{im,k}$	Expansão total da capacidade de produção do nó $im$ para a quebra $k$	Bm <sup>3</sup> por ano
$cet_{ijt,k}$	Custo total de expansão da capacidade de transporte do arco $ijt$ para a quantidade transportada na quebra $k$	MM US\$

Parâmetro	Descrição	Unidade
$bet_{ijt,k}$	Expansão total da capacidade de transporte do arco $ijt$ na quebra $k$	Bm <sup>3</sup> por ano
$cem_{ijm,k}$	Custo total da expansão da capacidade de transporte do arco $ijm$ para a quantidade transportada na quebra $k$	MM US\$
$bem_{ijm,k}$	Expansão total da capacidade de transporte do arco $ijm$ na quebra $k$	Bm <sup>3</sup> por ano
$cgit, cgin$	Custo unitário de produção no nó $it$ ( <i>onshore</i> ) e $im$ ( <i>offshore</i> )	MM US\$
$cft_{ijt,k}$	Custo total de transporte por terra do arco $ijt$ para a quantidade transportada na quebra $k$	MM US\$
$bft_{ijt,k}$	Quantidade transportada no arco $ijt$ na quebra $k$	Bm <sup>3</sup> por ano
$cfm_{ijm}$	Custo unitário de transporte por mar do arco $ijm$	MM US\$
$\delta_{ijt}$	Coeficientes de perdas do arco $ijt$	%
$\delta_{ijm}$	Coeficientes de perdas do arco $ijm$	%

### Variáveis de decisão

Variável	Descrição	Unidade
$Z^*$	Bem-estar social total	MM US\$
$Ceg_{ig}$	Custo total de expansão da produção no nó $ig$	MM US\$
$Ge_{ig}$	Expansão da capacidade de produção do nó $ig$	Bm <sup>3</sup> por ano
$ueg_{ig,k}$	Peso atribuído à quebra $k$ da expansão do nó $ig$	[0,1]
$yeg_{ig,k}$	Restrição de adjacência aos pesos $yeg_{ig,k}$	
$Cet_{ijt}$	Custo total de expansão das capacidades de transporte terrestre do arco $ijt$	MM US\$
$Fet_{ijt}$	Expansão da capacidade de transporte do arco $ijt$	Bm <sup>3</sup> por ano
$uet_{ijt,k}$	Peso atribuído à quebra $k$ da expansão do arco $ijt$	[0,1]
$yet_{ijt,k}$	Restrição de adjacência aos pesos $uet_{ijt,k}$	{0,1}

Variável	Descrição	Unidade
$Cem_{ijm}$	Custo total de expansão das capacidades de transporte marítimo do arco $ijm$	MM US\$
$Fem_{ijt}$	Expansão da capacidade de transporte do arco $ijm$	Bm <sup>3</sup> por ano
$uem_{ijm,k}$	Peso atribuído à quebra $k$ da expansão do arco $ijm$	[0,1]
$yem_{ijm,k}$	Restrição de adjacência aos pesos $uem_{ijm,k}$	{0,1}
$Cg_{ig}$	Custo total de produção do nó $ig$	MM US\$
$g_{ig}$	Produção total no nó $ig$	Bm <sup>3</sup> por ano
$Cft_{ijt}$	Custo total de transporte por terra do arco $ijt$	MM US\$
$ft_{ijt}$	Quantidade transportada no arco $ijt$	Bm <sup>3</sup> por ano
$uft_{ijt,k}$	Peso atribuído à quebra $k$ da operação do arco $ijt$	[0,1]
$yft_{ijt,k}$	Restrição de adjacência aos pesos $uft_{ijt,k}$	{0,1}
$Cfm_{ijm}$	Custo total de transporte por mar do arco $ijm$	MM US\$
$fm_{ijm}$	Quantidade transportada no arco $ijm$	Bm <sup>3</sup> por ano

## 2. Formulação do Problema

### Função objetivo

Uma vez que a função objetivo do PCE maximiza conjuntamente os excedentes do produtor e do consumidor em todos os mercados e que a consideração de demandas inelásticas torna o excedente do consumidor infinito, a função objetivo foi adaptada. Uma vez que os excedentes dos consumidores serão sempre infinitos, a maximização do bem estar social passa a depender apenas da maximização dos excedentes dos produtores.

O modelo considerado utilizou a minimização do custo total, problema dual à maximização de lucro dos produtores, composto pela soma do custo das diferentes opções de oferta (produção local, importação via dutos ou importação de GNL) em

cada mercado. A operação a custos mínimos é condição para a maximização dos lucros de longo prazo, que por sua vez maximizam o excedente do produtor.

A função objetivo considerada apresenta o formato a seguir:

$$Z = \left( \sum_{ig \in S} Ceg_{ig} + \sum_{ijt \in A_t} Cet_{ijt} + \sum_{ijm \in A_m} Cem_{ijm} \right) + \left( \sum_{ig \in S} Cg_{ig} + \sum_{ijt \in A_t} Cft_{ijt} + \sum_{ijm \in A_m} Cfm_{ijm} \right)$$

A função objetivo é composta por uma parcela referente ao custo total de expansão (1º parêntese) e outra parcela referente ao custo total de operação (2º parêntese). O custo total de expansão também pode ser entendido como o custo de capital, referente à infraestrutura construída endogenamente. Já o custo total de operação é composto tanto pelo custo de operação da capacidade originalmente existente quanto à capacidade adicionada endogenamente.

A parcela referente ao custo de expansão é composta pela soma do custo de expansão da capacidade de produção ( $Ceg$ ), custo de expansão da capacidade de transporte via gasodutos ( $Cet$ ) e custo de expansão da capacidade de transporte via GNL ( $Cem$ ). A parcela referente ao custo de operação é composta pela soma do custo total de produção ( $Cg$ ), custo total de transporte via gasodutos ( $Cft$ ) e custo total de operação via GNL ( $Cfm$ ).

### **Custos de expansão e operação da produção ( $Ceg$ e $Cg$ )**

Os nós de produção foram divididos em nós com produção terrestre (*onshore*) e marítima (*offshore*). Como hipótese simplificadora, foi considerado que o custo unitário de produção em terra equivale a 60 por cento do custo de produção no mar. Os custos

foram assumidos iguais entre os mercados com mesmo tipo de produção, aumentando a ênfase do modelo da diferenciação das alternativas entre gasodutos e GNL.

### **Custo de expansão e operação do transporte via gasodutos (*C<sub>et</sub>* e *C<sub>ft</sub>*)**

O custo de expansão dos arcos terrestres foi obtido como função da distância entre os nós e da capacidade máxima desejada. Os custos foram obtidos através do modelo para estimação de custos de gasodutos do Grupo de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/IE/UFRJ). Os parâmetros considerados estão listados na Tabela 3. O modelo foi utilizado para calcular os custos totais para as capacidades 0,50, 1,00, 6,00 e 15,00 Bm<sup>3</sup> por ano. Este valores foram utilizados como quebras da função de custo total linear por partes, conforme descrição na Seção D do Capítulo I.

**Tabela 3**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Poder calorífico do gás natural	38.358	kJ/m <sup>3</sup>
Pressão inicial e final do duto	80 e 19,61	Bars
Espessura do duto	0,25	Polegadas
Custo de construção	30.000	US\$/km.pol
Custo de O&M do duto	3%	% do Investimento no duto
Potência unitária dos compressores	160	HP/100Mm <sup>3</sup> /dia
Preço unitário de compressão	1200	US\$/HP
Custo de O&M dos compressores	10%	% Investimento em compressão

### **Parâmetros considerados na estimação dos custos de operação e expansão de gasodutos**

O custo de operação de gasodutos foi estimado a partir do consumo específico do gasoduto fornecido pelo mesmo modelo utilizado para estimação do custo de

expansão. O custo de transporte também é indiretamente diferenciado pelo coeficiente de perda específico para cada gasoduto. Este procedimento aumenta a precisão do modelo por permitir que o custo da perda, um custo de operação, seja atrelado ao custo do gás em vigor no mercado de origem do duto, e não a um valor arbitrário igual para todos os dutos.

### **Custo de expansão da capacidade de transporte via GNL (*Cem*)**

O custo de expansão dos arcos marítimos foi dividido em três componentes: planta de liquefação, navios de transporte e planta de regaseificação.

O custo de capital das plantas de liquefação e regaseificação é função da capacidade máxima da planta, tendo sido estimada através da linearização por partes de curvas de custos Cobb-Douglas, por sua vez estimadas através de regressões sobre dados históricos de custo de capital das plantas existentes obtidos em Chang (2001), Wagner e Wagensveld (2002), Subero, Sun *et al.* (2004), Patel (2005), Rajnauth, Ayeni *et al.* (2008) e Al-Saadoon e Nsa (2009).

O custo de capital dos navios de transporte foi estimado de forma fixa por navio, assumindo capacidade máxima de 145 mil metros cúbicos de GNL e custo de capital de US\$ 200 milhões. Já o número de navios necessários para entregar uma determinada capacidade anual de gás foi estimada com base na distância entre os pontos de origem e destino, assumindo que o navio se movimenta à velocidade constante de 18 nós. O custo unitário final é a soma dos custos unitários das três componentes.

Entretanto, para melhor refletir a situação do Cone Sul no período considerado, a expansão da capacidade dos arcos provenientes dos nós nos quais já existia a capacidade de liquefação de GNL no período, Trinidad e Tobago e Nigéria, foi desconsiderado o custo de capital das plantas de liquefação e de contratar navios. Em

contrapartida, foi embutido no custo de transporte deste gás um prêmio para de US\$ 14 por MMBtu. Este valor foi estimado com base na diferença entre o custo fornecido pelo submodelo para o gás argentino e estimativas realizada com base em dados de MDIC (2010) para o preço pago pela Argentina em 2008.

O custo de operação dos arcos marítimos também foi estimado a partir da soma dos custos unitários de operação dos mesmos três componentes. A liquefação e regaseificação foram estimados a partir de tarifas unitárias fixas. A tarifa de transporte foi estimada com base na distância e nos mesmos parâmetros do custo de expansão.

### **Restrições**

A minimização do custo total de operação de transporte está sujeita a três tipos de restrições: conservação de quantidades, capacidades de produção e transporte e economias de escala.

As restrições de conservação possuem o seguinte formato:

$$\sum_{i \in N} g_i + \sum_{ijt \in At} (\delta_{ijt} f t_{ijt} - \delta_{jit} f t_{jit}) + \sum_{ijm \in Am} (\delta_{ijm} f m_{ijm} - \delta_{jim} f m_{jim}) = d_i, \quad \forall i \in N$$

Onde:

$$i \notin S \Rightarrow g_i = 0$$

$$i \notin D \Rightarrow d_i = 0$$

A restrição de conservação impõe que em cada nó a soma da quantidade total produzida e importada deve ser igual a soma da quantidade total demandada e exportada. As quantidades importadas e exportadas são afetadas pelos coeficientes de perda  $\delta$ , indicando que o total de gás que sai do mercado  $i$  não é igual ao total de gás que chega ao mercado  $j$ . Isso exige que o sistema aumente as quantidades totais produzidas no sistema para fazer frente às perdas no transporte.

A consideração das perdas é importante por dois motivos. Em primeiro lugar, permite diferenciar as estruturas de custos dos gasodutos e do GNL. Em geral, as perdas no transporte marítimo são maiores que no transporte terrestre. Entretanto, a magnitude destas perdas em ambas as tecnologias é função da distância total a ser percorrida, de modo que cada arco deve ser analisado individualmente de acordo com o seu comprimento.

Em segundo lugar, a consideração das perdas permite que o custo do gás consumido em cada arco seja precificado de acordo com o custo do gás no mercado de origem. Assim caso um mercado seja de passagem, o sistema precisará prever capacidade adicional de transporte desde o mercado de produção até o de consumo para acomodar as perdas em todo o percurso. A alternativa seria considerar um custo diferenciado e constante para o autoconsumo dos transportadores, chamado no jargão da indústria de *feed gas*, o que não refletiria as diferenças no valor econômico do gás nos diferentes mercados.

As restrições de capacidade possuem o formato a seguir:

$$0 \leq g_{ig} \leq G_{ig} + g_{e_{ig}}, \quad \forall ig \in S$$

$$0 \leq ft_{ijt} \leq Ft_{ijt} + f_{e_{ijt}}, \quad \forall ijt \in At$$

$$0 \leq fm_{ijm} \leq Fm_{ijm} + f_{e_{ijm}}, \quad \forall ijm \in Am$$

As restrições acima afirmam que a quantidade produzida ou transportada deve ser inferior à soma da capacidade originalmente existente (parâmetro) e a quantidade total de expansão desta capacidade (variável de decisão).

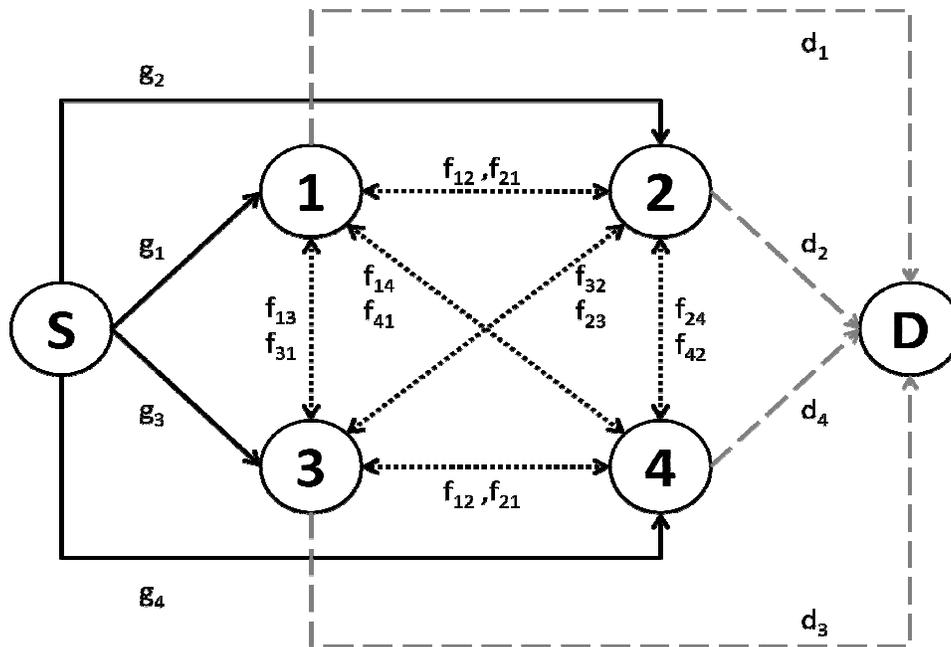
As restrições para economia de escala foram aplicadas a quatro das seis componentes da função objetivo: expansão da produção, expansão do transporte via gasodutos, expansão do transporte via GNL e operação do transporte via dutos.



## B. Caso exemplo

O exercício de análise estática comparativa empreendido sobre o caso da região do Cone Sul será ilustrado nesta subseção para uma região hipotética com apenas quatro mercados. Este exercício tem por objetivo verificar a variação no nível de bem-estar social ótimo após alterações provocadas pelas decisões de política energética no Cone Sul a partir de 2004. A Figura 17 contém a topologia do problema considerado.

Figura 17



### Topologia do problema representado

Quatro mercados distintos recebem de um mercado fictício o equivalente à sua produção total. Analogamente, devem enviar ao mercado fictício o correspondente às suas quantidades demandadas. Caso a quantidade produzida seja diferente da quantidade demandada, é necessário ajustar o balanço através dos arcos pontilhados, representando as rotas de comércio os quatro mercados. O balanço total do sistema exige que a quantidade total que parte do nó **S** seja igual a que chega no nó **D**.

Na Figura 18 e na Tabela 3 está representado um sistema simplificado que serve de caso exemplo à análise realizada. Nesse sistema, três mercados, numerados de 1 a 3, representam três países vizinhos. Um quarto país está localizado além-mar da região formada pelos três países, de modo que o gás ali só possa chegar através de carregamentos marítimos. O quarto país é definido sem capacidade máxima de produção ( $G_{GNL} = \infty$ ) nem quantidade demandada ( $d_{GNL} = 0$ ).

Na Tabela 3, pode ser visto que o custo de produção  $cg_i$  nesse sistema é igual a 1 em todos os países, enquanto os custos de transporte  $cf_{ij}$  são iguais a 1 em todos os arcos terrestres. Já o transporte marítimo tem de custo de operação unitário igual a 0,25 para os três países. Com relação às capacidades originais de transporte  $F_{ij}$ , o país 1 possui ligações com os mercados dos países 2 e 3, enquanto é nula a capacidade de transporte entre os dois. São nulas também as capacidades de transporte marítimo.

Com relação às capacidades de produção e quantidades demandadas, o nó 1 é autosuficiente, enquanto há desequilíbrio nos países 2 e 3. O país 2 tem capacidade para produzir duas unidades, mas demanda apenas uma unidade. O país 3 tem capacidade de produzir apenas uma unidade e demanda um total de duas. O modelo deverá então fornecer o modo minimizador do custo total de modo a atender as demandas do sistema, realizando o transporte necessário para levar ao país 2 a unidade que este não pode produzir. O caso exemplo não considera a possibilidade de expansão da produção.

Três soluções possíveis para o sistema são elencadas a seguir:

**Tabela 4**

$i$	$G_i$	$d_i$	$cg_i$
1	1	1	1
2	1	2	1
3	2	1	1
<i>GNL</i>	$\infty$	0	1

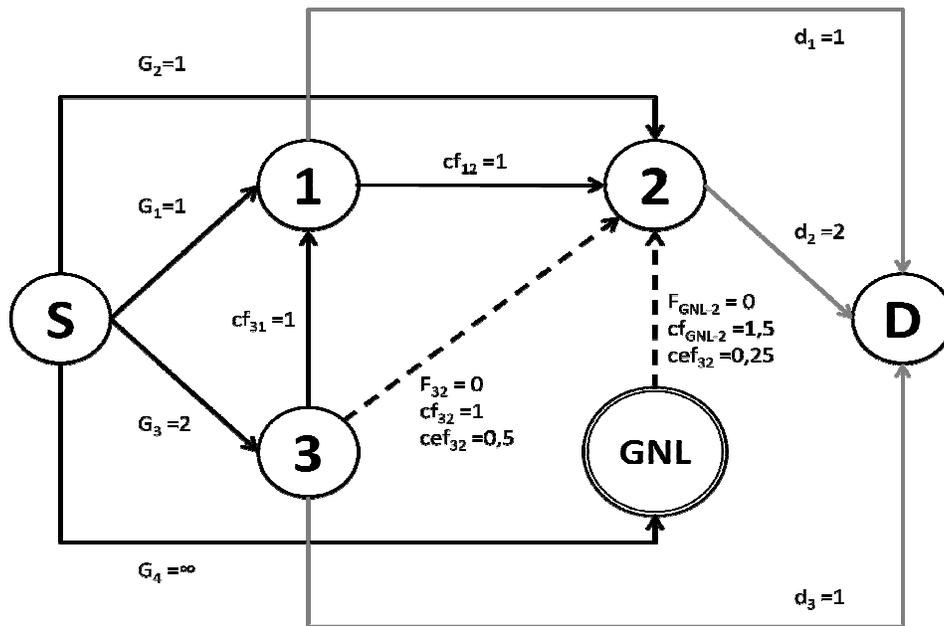
$F_{ij}$	<i>País 1</i>	<i>País 2</i>	<i>País 3</i>	<i>GNL</i>
<i>País 1</i>	–	$\infty$	$\infty$	0
<i>País 2</i>	$\infty$	–	0	0
<i>País 3</i>	$\infty$	0	–	0
<i>GNL</i>	0	0	0	–

$cf_{ij}$	<i>País 1</i>	<i>País 2</i>	<i>País 3</i>	<i>GNL</i>
<i>País 1</i>	–	1	1	0,25
<i>País 2</i>	1	–	1	0,25
<i>País 3</i>	1	1	–	0,25
<i>GNL</i>	0,25	0,25	0,25	–

$cef_{ij}$	<i>País 1</i>	<i>País 2</i>	<i>País 3</i>	<i>GNL</i>
<i>País 1</i>	–	0,5	0,5	1,5
<i>País 2</i>	0,5	–	0,5	1,5
<i>País 3</i>	0,5	0,5	–	1,5
<i>GNL</i>	1,5	1,5	1,5	–

**Dados do caso exemplo**

Figura 18



Topologia do caso representado

1. O nó  $S$  produz uma unidade a mais do que demanda e a envia ao país  $1$  que posteriormente a envia ao país  $2$ . O custo total desta solução é igual a  $3,5$ , composto por uma parcela igual a  $2$  relativa ao custo total de produção das quatro unidades, e outra parcela igual a  $1,5$  relativa ao custo de transporte por dois arcos terrestres.
2. A capacidade de importação de GNL do país  $2$  é expandida em uma unidade e posteriormente se transporta por este arco a unidade faltante ao país  $2$ . O custo desta opção é igual a  $3,5$ , referente a  $2$  unidades de custo de produção,  $1,5$  de custo de expansão da capacidade de importação de GNL e  $0,5$  de custo de transporte marítimo.
3. A capacidade de transporte do país  $1$  ao país  $2$  é expandida de modo a permitir o envio direto da mercadoria entre os dois. O custo total desta opção é igual a  $4,5$ , resultado da soma de uma parcela igual a  $2$  relativa ao custo total de produção, outra igual a  $1,5$  relativa ao custo total de expansão em terra e a última é igual a  $1,0$ , relativa ao custo de transporte do país  $1$  ao país  $2$ .

Assim, o modelo fornece a Solução 3 como resultado, indicando ser esta a solução que minimiza o custo total de operação e expansão.

A análise estática comparativa considerará dois choques específicos ao equilíbrio acima descrito. O primeiro é uma restrição geopolítica que impede os países 2 e 3 de transacionar gás natural:

$$fe_{23} \leq 0$$

O segundo restringe a possibilidade de expansão dos arcos originados no país produtor de GNL:

$$fe_{GNL-j} \leq 0 \forall j$$

A Tabela 5 numera os diferentes casos testes.

**Tabela 5**

	Com acesso ao GNL	Sem acesso ao GNL
Sem restrições geopolíticas	<i>Caso teste 1</i>	<i>Caso teste 3</i>
Com restrições geopolíticas	<i>Caso teste 2</i>	<i>Caso teste 4</i>

**Descrição dos casos considerados**

O equilíbrio do sistema sem restrições é representado pelo Caso 1. No Caso 2, a restrição geopolítica faz com que solução fornecida pelo modelo passe a ser a Solução 2, na qual o País 2 é atendido com GNL. A solução do Caso 3 não sofre alterações em relação ao Caso 1, uma vez que as expansões dos arcos marítimos, mesmo permitidas, não estavam na solução ótima do Caso 1. O Caso 4 pode ser obtido a partir do Caso 2 através da proibição da expansão dos arcos marítimos, no qual a Solução 1 passa a ser ótima.

As soluções fornecidas pelo modelo em cada situação estão listadas na Tabela 6.

**Tabela 6**

	Com acesso ao GNL	Sem acesso ao GNL
Sem restrições geopolíticas	<i>Solução 3</i>	<i>Solução 3</i>
Com restrições geopolíticas	<i>Solução 2</i>	<i>Solução 1</i>

**Soluções fornecidas em cada caso**

### **C. Especificação final**

#### **1. Mercados considerados**

A Figura 19 apresenta o sistema de gás natural considerado para a região do Cone Sul. Foram considerados na região 32 mercados locais espalhados entre os cinco países que participam do comércio regional de gás natural. Além destes, dois outros mercados foram considerados para a oferta externa de GNL: Trinidad e Tobago e Nigéria. Cada mercado foi classificado quanto à capacidade de ofertar e de demandar. A capacidade de oferta considerada foi a máxima produção observada no ano de 2003. Com relação à demanda, foi considerada a observada no ano de 2008.

Foram considerados um total de 124 arcos conectando os 34 nós, dos quais 47 marítimos e 77 terrestres. Dentre os arcos terrestres, 30 possuíam capacidade de transporte em 2003. Dos arcos marítimos, nenhum possuía capacidade de transporte no mesmo ano. As capacidades existente em 2003 foram consideradas para os parâmetros  $Ft_{ij}$ .

#### **2. Demandas e capacidades originais**

As demandas e capacidades originais de produção são apresentadas na Tabela 7. Foram consideradas as quantidades demandadas em 2008 e as capacidades de produção existentes em 2003. Com relação às capacidades de transporte consideradas existentes, foram também utilizados os valores vigentes em 2003.

Figura 19



Sistema de gás natural do Cone Sul. Fonte: elaboração própria

**Tabela 7**

<i>i</i>	<i>Nome</i>	<i>País</i>	<i>Oferta</i>	<i>Demanda</i>	<i>d<sub>i</sub></i>	<i>G<sub>i</sub></i>
					MM m <sup>3</sup> por dia	MM m <sup>3</sup> por dia
1	BuenosAires	Argentina		Sim	39,79	
2	BahiaBlanca	Argentina		Sim	22,42	
3	Neuquen	Argentina	Onshore			73,88
4	RioGrande	Argentina	Onshore	Sim	19,67	26,35
5	Cordoba	Argentina		Sim	7,20	
6	Mendoza	Argentina		Sim	7,61	
7	AldeaBrasilera	Argentina		Sim	0,67	
8	Salta	Argentina	Onshore	Sim	12,14	22,83
9	Rosario	Argentina		Sim	12,33	
10	SantaCruz	Bolivia	Onshore	Sim	6,60	40,30
11	Maceio	Brasil	Onshore	Sim	0,65	2,44
12	Salvador	Brasil	Offshore	Sim	4,50	6,47
13	Pecem	Brasil	Offshore	Sim	0,66	0,46
14	Vitoria	Brasil	Offshore	Sim	2,39	1,48
15	Betim	Brasil		Sim	3,12	
16	CampoGrande	Brasil		Sim	0,36	
17	Cuiaba	Brasil		Sim	0,04	
18	Recife	Brasil		Sim	1,50	
19	Curitiba	Brasil	Offshore	Sim	1,68	2,58
20	RiodeJaneiro	Brasil	Offshore	Sim	22,85	17,41
21	Natal	Brasil	Offshore	Sim	1,01	3,68
22	Uruguaiana	Brasil		Sim	0,47	
23	Porto Alegre	Brasil		Sim	2,25	
24	Florianópolis	Brasil		Sim	2,03	
25	Aracaju	Brasil	Offshore	Sim	0,37	1,74
26	SãoPaulo	Brasil	Offshore	Sim	20,93	1,28
27	Concepcion	Chile		Sim	0,14	
28	Mejillones	Chile		Sim	0,40	
29	PuntaArenas	Chile	Onshore	Sim	4,71	4,52
30	Santiago	Chile		Sim	0,50	
31	Montevideo	Uruguai		Sim	0,14	
32	Paysandu	Uruguai		Sim	0,05	
33	PortofSpain	T&T	Onshore	Sim	35,51	72,16
34	Lagos	Nigéria	Onshore	Sim	31,32	6,30

**Nós por tipo, demanda, capacidade de oferta e custo unitário de produção**

### **3. Especificação das restrições adicionais consideradas**

O conjunto de restrições geopolíticas considerado buscou representar as consequências das decisões de política energética empreendidas pelos governos da Argentina e da Bolívia ao longo do período 2003-2008.

Como visto no Capítulo II, o governo argentino impôs, através de diferentes resoluções, elevados impostos de exportação sobre o gás natural. No período 2003 a 2008, os volumes exportados para o Chile e Uruguai diminuíram consideravelmente, sendo mantidos apenas envios mínimos. Assim, foi considerado um aumento suficientemente grande no custo de transporte entre arcos originados na Argentina e terminados em nós dos países vizinhos, de montante equivalente a US\$ 1 por m<sup>3</sup> de gás. A magnitude do aumento foi escolhida de modo a tornar a importação da Argentina a opção mais custosa de todas. Também não foi permitida expansão da capacidade produtiva da Argentina.

Com relação à Bolívia, foi restringida a possibilidade de expansão da capacidade de exportação para o Brasil e para o Chile, assim como expansões na sua capacidade de produção. Este conjunto de restrições busca refletir o impacto gerado pela política de nacionalização da indústria boliviana de hidrocarbonetos empreendida a partir de 2005. Devido à quebra de contratos vigentes e com a alteração do regime tributário do país, reduziu-se drasticamente a atratividade aos investimentos privados da exploração por novas reservas no país.

O acesso ao GNL foi restringido impedindo-se que as variáveis de expansão da capacidade de importação de GNL fossem superiores a zero. Uma vez que não há capacidade original do sistema de importação de GNL, as restrições implicam a total ausência do GNL na solução final.

## **Capítulo IV      Resultados dos casos testes estudados**

### **A. Casos testes 1 e 3**

O modelo considerou inicialmente as capacidades existentes em 2003 e a necessidade de atender às demandas verificadas em 2008 em cada mercado da região. Assim, fluxos inferiores às capacidades existentes em 2003 impõem ao sistema apenas custos de transporte. Fluxos superiores às capacidades de 2003 obrigam o sistema a incorrer no custo de expansão da capacidade e posteriormente no custo de transporte pela mesma.

No Caso Teste 1, o modelo não contém restrições geopolíticas ao fluxo ou a expansão das capacidades de transporte e permite a expansão da capacidade de importação de GNL. No Caso Teste 3, o modelo também não contém restrições ao fluxo ou expansão da capacidade de transporte, entretanto, proíbe a expansão da capacidade de importação de GNL. Os dois casos resultaram em soluções ótimas idênticas.

A Tabela 8, ao final desta seção, apresenta os resultados consolidados por país. Todas as variáveis foram agregadas com relação ao país de pertencimento do mercado considerado. O primeiro painel fornece as capacidades originais do sistema. O segundo fornece as expansões realizadas pelo Caso Teste. O terceiro painel fornece os fluxos finais estimados. Finalmente, o quarto fornece os fluxos efetivos de 2008

Analisando os fluxos agregados entre países, o resultado mostrou que na ausência das restrições geopolíticas, a expansão das capacidades de GNL não é necessária por ser mais custosa que infraestrutura de gasodutos. Isto significa dizer que, na ausência de restrições de exportação por parte da Bolívia e Argentina, a demanda de 2008 teria sido atendida de forma ótima pela produção regional e por obras de expansão da capacidade regional de transporte.

O resultado encontrado deriva diretamente da estrutura de custos de expansão e operação de gasodutos e de GNL. Devido às distâncias reduzidas entre as localidades do Cone Sul, construir gasodutos teria sido mais econômico que a construção de plantas de regaseificação para aquisição de custosos carregamentos de GNL. No âmbito internacional, a única expansão necessária ocorreu no arco de ligação entre Santa Cruz na Bolívia e Campo Grande no Brasil.

Este resultado pode ser confirmado pela opção de política de integração realizada na década de 1990. Apesar da redução dos custos de construção de plantas de GNL desde então, à época a opção de importação de GNL já era tecnologicamente factível, inexistindo, entretanto as restrições verificadas na década de 2000. Neste contexto, próximo ao que se tentou reproduzir no Caso Teste 1, a integração gasífera da região aconteceu através da construção de gasodutos regionais pela ação coordenada de agentes privados e públicos.

Com relação à expansão da capacidade de importação do gás Boliviano, o resultado também é coerente com a evolução do processo na região. De fato até às vésperas da publicação do Decreto Supremo número 28701 pelo governo da Bolívia em 1º de Maio de 2006, a Petrobras e a YPFB negociavam os termos do projeto de expansão do Gasoduto Bolívia-Brasil, conforme amplamente noticiado à época. Com a medida boliviana, os prospectos para o investimento privado na expansão da capacidade de produção Boliviana ficaram comprometidos, ao menos no médio prazo, o que levou a Petrobras a encomendar as duas plantas embarcadas de regaseificação atualmente existentes.

Além da única expansão internacional mencionada, onze expansões domésticas foram realizadas. Segundo os resultados, a Argentina registrava em 2003 dois gargalos na sua rede de transporte. O primeiro ocorria na ligação entre Neuquén e Bahia Blanca, local de origem dos gasodutos Neuba I e II. O segundo gargalo ocorria entre os

mercados de Salta e Córdoba, conectados pelo Gasoduto do Norte. Este duto traz para os principais centros de consumo da Argentina tanto as importações da Bolívia quanto a produção da Bacia Noroeste.

De fato estes gargalos foram eliminados no período 2003-2008. O gasoduto Neuba II ganhou um trecho paralelo em 2008 ampliando sua capacidade máxima de transporte em 1 MMm<sup>3</sup> por dia. A capacidade do Gasoduto do Norte, ligando Salta a Córdoba, também foi ampliada em 0,5 MMm<sup>3</sup> por dia no período.

As demais expansões foram todas realizadas no Brasil, predominantemente na Malha Nordeste do país. Foram expandidas as ligações Natal-Recife, Recife-Maceió, Maceió-Aracajú, Aracajú-Salvador, Salvador-Vitória e Vitória-Rio de Janeiro. Na Malha Sudeste, foi realizada a ligação entre São Paulo e Betim em Minas Gerais.

As ligações do Nordeste de fato sofreram diversas expansões no período, com a realização pela Petrobras do PLANGÁS – Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural. O plano envolvia a expansão de diversos trechos da malha Nordeste de gasodutos, estando praticamente concluído em 2010.

Em síntese, os Casos 1 e 3 mostraram que a integração gasífera do Cone Sul era a opção economicamente mais atraente para o desenvolvimento dos mercados nacionais de gás natural. Por este motivo havia sido conduzida na década de 1990. Caso as reversões das políticas energéticas não tivessem ocorrido, o processo teria seguido em seu curso original.

**Tabela 8**

2003		Capacidade Produtiva	Capacidade de Transporte					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	2,80	41,10	8,00	-
	BOL	42,00	6,00	-	32,88	-	-	-
	BRA	34,58	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	-	-	-	-	-	-	-

2003		Expansão da Produção	Expansão da Capacidade de Transporte					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	-	-	-	-	-	-	-
	BOL	26,48	10,56	-	15,19	-	-	-
	BRA	-	-	-	-	-	-	-
	CHI	-	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	-	-	-	-	-	-	-

2008		Produção Estimada	Fluxo estimado					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	0,49	1,27	0,20	-
	BOL	68,48	16,56	-	45,32	-	-	-
	BRA	28,92	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	-	-	-	-	-	-	-

2008		Produção Observada	Fluxo Realizado					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	0,36	1,89	0,19	-
	BOL	38,90	2,44	-	29,86	-	-	-
	BRA	34,58	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	0,00	-	-	-	-	-	-
	GNL	0,00	-	-	-	-	-	-

**Resultados agregados dos Casos Teste 1 e 3.**

## **B. Caso teste 2**

O Caso Teste 2 contempla as restrições adicionais que buscam refletir as consequências ao mercado de gás natural do Cone Sul resultantes das decisões de política energética da Argentina e da Bolívia. Neste cenário a importação de gás natural da Argentina é possível embora significativamente custosa, enquanto a capacidade de exportação da Bolívia para o Chile e para o Brasil não pode ser expandida. Há, no entanto, possibilidade de construção de plantas de importação de GNL. Este cenário tenta reproduzir a real situação da região no período 2003-2008.

O resultado obtido neste cenário fornece um bom reflexo da evolução agregada das expansões ocorridas e dos fluxos observados. No resultado, Argentina, Brasil, Chile e Uruguai expandiram suas capacidades de importação de GNL, não tendo sido realizada nenhuma expansão da malha internacional de gasodutos do Cone Sul. Embora agregadamente o resultado seja fiel à realidade, a análise desagregada revela expansões distintas das verificadas.

As plantas de importação de GNL foram localizadas em Buenos Aires, Rio de Janeiro, Porto Alegre, Mejillones, Santiago e Montevideo. Na prática a planta argentina foi construída em Bahia Blanca e a planta brasileira no Ceará. A planta de Buenos Aires construída pelo modelo foi recentemente encomendada, indicando que a localização, provavelmente, já era uma alternativa a de Bahia Blanca em 2008. No caso do Brasil, a planta de Porto Alegre também já foi cogitada, tendo chances de vir a ocorrer no futuro. Do mesmo modo, a construção de uma planta de regaseificação em Montevideo se encontra em estudo.

Devido à linearização por partes considerada na estrutura de custos da construção tanto de plantas quanto de gasodutos, o modelo dimensionou a planta de importação de Montevideo em apenas 240 mil m<sup>3</sup> por dia. Na prática esta escala reduzida não justificaria a realização deste empreendimento, motivo pelo qual ele não foi realizado à

época. No desenvolvimento real do processo, o Uruguai optou por pagar os elevados impostos argentinos, mas negocia atualmente dividir uma nova planta de GNL com a Argentina, de modo a contornar o problema da escala.

Cabe destacar também que todos os terminais construídos, à exceção do Rio de Janeiro, operaram no resultado com GNL importado da Nigéria. O terminal do Rio de Janeiro, mais ao Norte, importou GNL de Trinidad e Tobago.

Com relação à expansão da infraestrutura doméstica de transporte, na presença das restrições regionais foram realizadas 12 expansões.

1. Na Argentina novamente os trechos Neuquén-Bahia Blanca e Salta-Córdoba foram ampliados.
2. No Brasil, o trecho Porto Alegre-Uruguaiana foi expandido para atender a demanda da cidade antes suprida pela Argentina. No Nordeste foi expandida a capacidade de transporte nos arcos Natal-Recife, Recife-Maceió, Maceió-Aracajú, Aracajú-Salvador, Salvador-Vitória e Vitória-Rio de Janeiro. Na região Sudeste, foi novamente criada a ligação entre São Paulo e Minas Gerais (Betim).
3. No Chile, devido aos altos preços de importação da Argentina, foi construída a ligação entre Santiago e Concepción para levar o gás importado através do GNL. Esta solução foi mais barata do que construir o terminal em Concepción para posteriormente construir um gasoduto e levar o gás até Santiago.

O resultado Chileno é interessante, pois evidencia a importância da consideração das perdas no problema. Intuitivamente Santiago está mais ao norte do que Concepción, de modo que se esperaria que o terminal fosse localizado em Concepción para posterior construção do gasoduto até Santiago, uma vez que o GNL vinha da Nigéria ou de Trinidad e Tobago. Entretanto, como Santiago possui demanda maior que

Concepción, as perdas totais no sentido Santiago-Concepción são menores que no sentido Concepción-Santiago. A economia de custos com as menores perdas justificaram o percurso adicional que o navio deve fazer para chegar a Santiago.

Com relação aos fluxos verificados, Argentina e Bolívia produziram na sua capacidade máxima para atender aos seus mercados domésticos e aos vizinhos. O Chile continuou importando uma pequena quantidade da Argentina em Punta Arenas, apesar dos altos custos de importação. O Brasil continuou importando da Bolívia a máxima capacidade disponível no GASBOL, resultado que corresponde à realidade. A Argentina importou um total de 6 MMm<sup>3</sup> por dia da Bolívia, também correspondendo aos fluxos verificados.

As pequenas divergências encontradas na análise agregada não afastam o resultado da tendência observada na prática: construção de plantas de GNL em razão das restrições geopolíticas surgidas no período 2003-2008. As pequenas divergências podem ser atribuídas às hipóteses simplificadoras empreendidas no processo de modelagem, como foi o caso do terminal de GNL do Uruguai. Mesmo assim, todos os terminais de GNL apontados pelo modelo foram efetivamente considerados ao longo da década de 2000.

Com relação ao custo total mínimo calculado pelo modelo, houve um aumento de 15,6% em relação aos Casos Teste 1 e 3. Isto significa dizer que as restrições geopolíticas representaram uma perda econômica à região, representada pelo custo adicional das plantas de GNL para o atendimento da demanda regional.

Em síntese, o Caso Teste 2 aproximou relativamente bem a situação gasífera do Cone Sul ao início da década de 2010, após as inaugurações dos terminais de GNL na Argentina, Brasil e no Chile, conforme discutido no Capítulo II. Este mostrou que as medidas de política energética impuseram perdas ao bem-estar social da região.

**Tabela 9 – Resultados do Cenário 2**

2003		Capacidade Produtiva	Capacidade de Transporte					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	2,80	41,10	8,00	-
	BOL	42,00	6,00	-	32,88	-	-	-
	BRA	34,58	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	19,02	-	-	-	-	-	-

2003		Expansão da Produção	Expansão da Capacidade de Transporte					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	-	-	-	-	-	-	-
	BOL	-	-	-	-	-	-	-
	BRA	-	-	-	-	-	-	-
	CHI	-	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	-	8,66	-	8,77	1,35	0,24	-

2008		Produção Estimada	Fluxo estimado					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	-	0,19	-	-
	BOL	42,00	5,27	-	30,13	-	-	-
	BRA	34,58	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	19,02	8,66	-	8,77	1,35	0,24	-

2008		Produção Observada	Fluxo Realizado					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	0,36	1,89	0,19	-
	BOL	38,90	2,44	-	29,86	-	-	-
	BRA	34,58	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	0,00	-	-	-	-	-	-
	GNL	0,00	-	-	-	-	-	-

**Resultados agregados do Cenário 2. Fonte: elaboração própria**

### C. Caso teste 4

O Caso Teste 4 consistiu na imposição sobre o Caso Teste 2 das restrições de impedimento da expansão das capacidades de importação de GNL. Uma vez que o resultado do Caso Teste 2 continha expansões de arcos marítimos, sabe-se de antemão que sua restrição obrigatoriamente encarecerá a solução ótima do sistema.

No resultado deste caso teste, foi necessária a expansão da capacidade produtiva do Brasil. Vale lembrar que apenas Brasil e Chile podiam ter suas capacidades de produção expandidas neste cenário, e que esta opção foi modelada como mais custosa que a construção de dutos para o transporte da capacidade existente de produção.

Na ausência da possibilidade de expansão da capacidade de produção, o conjunto solução mostrar-se-ia inviável, indicando uma ruptura no sistema de gás da região. A inviabilidade ocorreria no Brasil. Como neste caso teste o país não pode importar volumes adicionais da Bolívia, a capacidade de produção da Argentina é insuficiente para sua própria demanda e as importações de GNL não estão permitidas, não haveria forma de atender a demanda do país sem a ampliação da sua capacidade produtiva. Assim, na solução final a produção brasileira foi ampliada em 21,5 MMm<sup>3</sup>/dia.

No Caso Teste 4 foram verificadas um total de doze expansões domésticas.

1. Na Argentina novamente nos trechos Neuquén-Bahia Blanca e Salta-Córdoba. Foi expandida também a ligação Santa Cruz-Salta (Bolívia-Argentina), projeto que se encontra atualmente em execução.
2. No Nordeste do Brasil verificou-se a expansão Recife-Natal. No Sudeste verificou-se a expansão Rio de Janeiro-São Paulo e Rio de Janeiro-Vitória. Na região Sul houve a expansão São Paulo-Curitiba, Curitiba-Florianópolis e

Florianópolis-Porto Alegre. Devido aos altos custos imputados ao gás Argentino, o sistema neste cenário concentrou as importações em Santiago e expandiu a malha interna do Chile para atender tanto à Concepción quanto à Mejillones.

Com relação ao custo total do Caso Teste 4, este foi 52% superior ao obtido nos Casos Testes 1 e 3 e 32% superior ao obtido no Caso Teste 2. Entretanto, a significativa diferença de custos não se deve apenas ao custo de expansão da produção no Brasil, mas também à obrigatoriedade do Chile e Uruguai de importar o custoso gás da Argentina. Não podendo expandir suas capacidades produtivas, foi necessário ampliar o Gasoduto YABOG que traz o gás Boliviano para a Argentina em mais de 10 MMm<sup>3</sup> por dia.

Em síntese, o Caso Teste 4 é o mais complicado pois a magnitude dos percentuais de variação da função objetivo está diretamente relacionada à grandeza que se considerou para os custos de expansão da produção e para os impostos de exportação da Argentina. Entretanto, é razoável concluir que o custo total deste cenário seria superior ao obtido no Caso Teste 2.

A Tabela 10 a seguir apresenta um resumo dos custos ótimos obtidos nos diferentes Casos Teste. A Tabela 11 apresenta os resultado detalhados do Caso Teste 4.

**Tabela 10 – Análise dos custos ótimos nos diferentes casos teste**

Fluxos de Custo Mínimo – MM US\$		Δ%
Caso Teste 1	13.959,85	-15,64%
Caso Teste 2	16.142,90	
Caso Teste 3	13.959,85	-52,82%
Caso Teste 4	21.333,52	

**Fonte: elaboração própria**

**Tabela 11 – Resultados do Cenário 4**

2003		Cap. Prod.	Capacidade de Transporte					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	2,80	41,10	8,00	-
	BOL	42,00	6,00	-	32,88	-	-	-
	BRA	34,58	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	-	-	-	-	-	-	-

2003		Exp. Prod.	Expansão da Capacidade de Transporte					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	-	-	-	-	-	-	-
	BOL	-	10,65	-	-	-	-	-
	BRA	21,49	-	-	-	-	-	-
	CHI	-	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	-	-	-	-	-	-	-

2008		Prod. Est.	Fluxo estimado					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	0,49	1,32	0,20	-
	BOL	42,00	16,65	-	18,75	-	-	-
	BRA	50,41	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	-	-	-	-	-	-	-
	GNL	0,00	-	-	-	-	-	-

2008		Prod. Obs.	Fluxo Realizado					
MMm³/dia			ARG	BOL	BRA	CHI	URU	GNL
Exportador	ARG	120,71	-	-	0,36	1,89	0,19	-
	BOL	38,90	2,44	-	29,86	-	-	-
	BRA	34,58	-	-	-	-	-	-
	CHI	4,52	-	-	-	-	-	-
	URU	0,00	-	-	-	-	-	-
	GNL	0,00	-	-	-	-	-	-

**Resultados agregados do Cenário 4. Fonte: elaboração própria**

## Conclusões

Este trabalho teve por objetivo estudar os efeitos das medidas argentinas e bolivianas de política energética adotadas ao longo da década de 2000 sobre o bem-estar social da região do Cone Sul. Teve por objetivo também determinar o efeito causado pelo GNL sobre os efeitos destas medidas. O trabalho se desenvolveu sobre análises estáticas comparativas, realizadas a partir de um modelo adaptado especialmente para o caso de estudo.

O primeiro capítulo expôs a pesquisa realizada sobre modelos de equilíbrio de mercados espacialmente separados. Esta consistiu no Problema de Cournot-Enke, tal como foi formulado em Samuelson (1952) e Takayama e Judge (1971). Estes dois trabalhos mostram que a formulação do problema econômico do equilíbrio de mercados espacialmente separados pode, a partir da adoção de uma medida específica de bem-estar social, ser representada por um único problema de maximização.

Sobre o Problema de Cournot-Enke original foram adicionadas duas extensões. A primeira considerou a existência de restrições de capacidade de transporte entre mercados distintos, passando também a permitir a expansão desta capacidade segundo uma função custo de expansão exógena. A segunda extensão considerou a presença de economias de escala nestas mesmas funções de custo, seguindo a exposição realizada em Paragon (2010).

O segundo capítulo estudou a evolução do processo de integração gasífera do Cone Sul, buscando compreender em detalhes sua evolução na década de 2000. Nele foi mostrado que as medidas adotadas estão diretamente relacionadas à situação econômica da Argentina no início da década e à mudança no cenário político Boliviano em 2005. Em última instância, as medidas verificadas podem ser consideradas reflexos destes eventos.

O terceiro capítulo teve por objetivo expor em detalhes o esforço de modelagem realizado neste trabalho. Este capítulo apresentou a formulação final do modelo e desenvolveu um pequeno caso-exemplo para expor de modo sucinto a essência do argumento proposto. Detalhou também a topologia utilizada na versão final do modelo e as restrições consideradas em cada caso teste.

O Caso Teste 1 simulou a ausência das medidas de políticas energéticas verificadas. O sistema foi calculado livre de qualquer restrição adicional, levando em consideração todas as opções fisicamente factíveis. No resultado do Caso Teste 1 não ocorreram expansões da infraestrutura de transporte de GNL<sup>2</sup>. Isto permitiu concluir que, para as distâncias entre os centros produtores e consumidores da região do Cone Sul, a expansão da malha regional continuava sendo o modo mais econômico de se atender à demanda local.

O Caso Teste 2 considerou a adição das seguintes restrições sobre o Caso Teste 1: (1) proibir expansões das capacidades de produção de mercados na Argentina e na Bolívia, (2) taxar a exportação do gás Argentino e (3) proibir expansões das capacidades de transporte da Bolívia para o Brasil e o Chile. No resultado deste caso teste foram construídas plantas de importação de GNL na Argentina, Brasil, Chile e Uruguai, resultado que é próximo da do desenvolvimento efetivamente ocorrido. O Caso Teste 2 apresentou custo total mínimo 15% maior que o Caso Teste 1.

O Caso Teste 3, assim como o Caso Teste 1, considerou a ausência das restrições consideradas no Caso Teste 2. Entretanto, este caso-teste incorporou a proibição da expansão dos arcos de GNL. O resultado mostrou que ainda assim o bem-estar da região permanece inalterado em relação ao resultado do Caso Teste 1.

---

<sup>2</sup> As capacidades originalmente existentes no modelo correspondem às capacidades existentes na região em 2003. Nesta época não havia nenhuma planta de GNL instalada, de modo que a ausência de expansões das infraestruturas de GNL significa a ausência total do GNL na solução do modelo.

O Caso Teste 4, por sua vez, considerou as restrições elencadas para o Caso Teste 2 e, assim como o Caso Teste 3, proibiu as expansões dos arcos de GNL. Este caso-teste simula a evolução do mercado regional considerando as consequências das decisões de política energética caso a alternativa oferecida pela tecnologia do GNL não fosse factível. O resultado deste cenário revelou um custo total mínimo aproximadamente 50% superior ao custo total mínimo do Caso Teste 1.

Os resultados dos dois primeiros casos-testes combinados mostraram que as decisões de política energética da Argentina e Bolívia ao longo da década de 2000 diminuíram o bem-estar social conjunto da região do Cone Sul. As medidas adotadas tiveram por consequência o surgimento de barreiras ao comércio regional de gás natural. Estas barreiras foram contornadas através de mecanismos mais custosos – uma vez que não estavam na solução do caso sem restrições – o que diminuiu o bem-estar social.

O congelamento argentino de preços terminou por gerar a escassez de investimentos na exploração por novas reservas no país. Os impostos de exportação necessários para garantir a oferta interna viabilizaram economicamente a importação de GNL no Chile. A nacionalização da indústria de gás da boliviana também afastou os investimentos em exploração e produção, assim como na ampliação do Gasoduto Bolívia-Brasil. Ao introduzir estas restrições no modelo, este indicou nos resultados que a nova solução minimizadora de custos contemplava a construção de plantas de GNL, assim como de fato ocorreu na região.

O resultado dos dois últimos casos-testes combinados mostrou que caso a construção das plantas de GNL não fossem factíveis, o sistema também teria de recorrer a soluções mais custosas. O Caso Teste 4 mostrou que seriam necessárias expansões na produção do Brasil, predominantemente realizada no mar, para atender à demanda

do país. Não havia outra alternativa, uma vez que estavam restritas as importações da Argentina, Bolívia e de GNL.

A diferença de custos entre esta solução e a solução representada pelo GNL permitiu concluir que este exerceu um efeito de compensação parcial das perdas de bem-estar causadas pelas medidas de política energética da Argentina e da Bolívia. De fato, a expansão da capacidade de produção em mar é mais cara que a construção de uma planta de regaseificação de GNL.

Em síntese, acredita-se que a principal contribuição deste trabalho esteja na consideração das economias de escala nas funções custo de expansão e transporte por gasodutos e GNL, uma vez que os modelos pesquisados para as indústrias de gás natural pesquisados não consideraram este aspecto. Deve ser feita, entretanto, a ressalva de que a consideração desta característica transformou o modelo em essência em um problema de programação inteira mista, aumentando sobremaneira os recursos computacionais necessários ao cômputo das soluções finais. Com isso, a consideração desta característica para modelos com números significativamente maiores de mercados ou de rotas pode ser inviável.

Com relação à agenda de pesquisa futura relacionada à integração gasífera do Cone Sul, não fez parte do escopo deste trabalho utilizar o modelo desenvolvido para analisar os efeitos das medidas de política energética adotadas sobre o bem-estar social de cada país isoladamente. As decisões de política energética em discussão foram tomadas visando ao bem-estar do próprio país e, imagina-se, desconsiderando tanto o bem-estar dos habitantes dos países vizinhos quanto o da região como um todo. Por este motivo o modelo já desenvolvido poderá, em uma agenda futura de pesquisa, ser utilizado para realizar investigações econômicas formais sobre este e outros temas correlatos.

Com relação à agenda de pesquisa futura relacionada ao desenvolvimento e aprimoramento do modelo proposto, os próximos passos envolvem extensões adicionais para a incorporação de aspectos que permitam outras aplicações à problemas mais concretos. Para isso será necessário: (1) consideração de bases de dados profissionais de acesso proprietário para a calibragem das funções custo, (2) introdução de curvas de demanda decomposta em segmentos, (3) consideração de múltiplos períodos de tempo e taxas de desconto e (4) melhor tratamento de preços através da incorporação de regimes fiscais, cláusulas contratuais de longo prazo do tipo *take-or-pay*, etc.

## **Bibliografia**

AL-SAADON, F. T.; NSA, A. Economics of LNG Projects. SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2009.

ALMEIDA, E. L. F. et al. Análise Comparativa de Modelos Regulatórios na Indústria do Gás Natural. GEE/IE/UFRJ. Rio de Janeiro: Janeiro de 2009, p.121. 2009

ALMEIDA, E. L. F.; TREBAT, N. Drivers and Barriers to Cross-Border Gas Trade in the Southern Cone. Oil And Gas Law Intelligence [S.I.], v. 2, n. 3, p. 23, 2004.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis p.225, 2009. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br>>.

BP. Statistical Review of World Energy. 2009.

CEDIGAZ. Statistical Database. Paris, 2010.

CHANG, S. Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Offshore Stranded Gas. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia: Copyright 2001, Society of Petroleum Engineers Inc., 2001.

CNE. Comisión Nacional de Energia. 2010. Disponível em:<<http://www.cne.cl>>. Acesso em: Março de 2010.

CNI/COASE. Gás Natural: fonte de suprimento energético. Rio de Janeiro: Conselho para Assuntos de Energia, 1982.

COURNOT, A. A. Mathematical Principles of the Theory of Wealth, 1838. Cap.X.

EGGING, R. et al. A complementarity model for the European natural gas market. Energy Policy [S.I.], v. 36, n. 7, p. 2385-2414, 2008.

EGGING, R. G.; GABRIEL, S. A. Examining market power in the European natural gas market. *Energy Policy* [S.I.], v. 34, n. 17, p. 2762-2778, 2006.

ENARGAS. Ente Nacional Regulador del Gas Natural. 2010. Disponível em: <<http://www.enargas.gov.ar>>.. Acesso em: Março de 2010.

ENKE, S. Equilibrium among Spatially Separated Markets: Solution by Electric Analogue. *Econometrica* [S.I.], v. 19, n. 1, p. 40-47, 1951.

FINN ROAR AUNE, S. G. L. L.; KNUT EINAR, R. Are high oil prices profitable for OPEC in the long run? Research Department of Statistics Norway Apr. 2005

GABRIEL, S. A. et al. A Mixed Complementarity-Based Equilibrium Model of Natural Gas Markets. *OPERATIONS RESEARCH* [S.I.], v. 53, n. 5, p. 799-818, September 1, 2005 2005.

\_\_\_\_\_. Computational Experience with a Large-Scale, Multi-Period, Spatial Equilibrium Model of the North American Natural Gas System. *Networks and Spatial Economics* [S.I.], v. 3, n. 2, p. 97-122, 2003.

\_\_\_\_\_. Measuring the influence of Canadian carbon stabilization programs on natural gas exports to the United States via a 'bottom-up' intertemporal spatial price equilibrium model. *Energy Economics* [S.I.], v. 22, n. 5, p. 497-525, 2000.

\_\_\_\_\_. A large-scale linear complementarity model of the North American natural gas market. *Energy Economics* [S.I.], v. 27, n. 4, p. 639-665, 2005.

GLACHANT, J. M.; HALLACK, M. Take-or-pay contract robustness: A three step story told by the Brazil-Bolivia gas case? *Energy Policy* [S.I.], v. 37, n. 2, p. 651-657, 2009.

HARTLEY, P.; MEDLOCK III, K. B. The Baker Institute World Gas Trade Model. In: VICTOR, D. G. et al (Ed.). Natural Gas and Geopolitics: Cambridge University Press, 2005. p. 357-406.

HOLZ, F. et al. A strategic model of European gas supply (GASMOD). Energy Economics [S.I.], v. 30, n. 3, p. 766-788, 2008.

KOOPMANS, T. C. Optimal Utilisation of the Transportation System. Econometrica [S.I.], v. 17, n. Suplemento, p. 10, 1949.

LISE, W.; HOBBS, B. F. A Dynamic Simulation of Market Power in the Liberalised European Natural Gas Market. The Energy Journal [S.I.], v. 30, n. Special I, p. 119-136, 2009.

MAS-COLELL, A. et al. Microeconomic theory. New York: Oxford University Press, 1995.

MDIC. Aliceweb Mercosul. 2010. Disponível em:

<<http://aliceswebmercosul.desenvolvimento.gov.br/>>. Acesso em: Março de 2010.

MEGSA. Mercado Electronico de Gas S.A., 2010. Disponível em:<[megsa.com.ar](http://megsa.com.ar)>.

Acesso em: Março de 2010.

MIEM. Ministerio da Indústria, Energia y Minería. 2010. Disponível

em:<<http://www.miem.gub.uy/portal/hgxpp001?5,6,36,O,S,0,MNU;E;30;5;MNU>>.

Acesso em: Março de 2010.

MILLER, J. R. Seemingly Unrelated Regression and Regional Price Response

Functions: A Study of U. S. Apple Production. Southern Economic Journal [S.I.], v. 43,

n. 1, p. 14, 1976.

MME. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Ministério de Minas e Energia. Brasília: March 2010, p.25. 2010

NEMHAUSER, G. L.; WOLSEY, L. A. Integer and combinatorial optimization. New York: Wiley, 1988.

NESBITT, D.; SCOTCHER, J. Spatial Price and Quantity Relationships in World and Continental Commodity Markets. The Energy Journal [S.I.], v. 30, n. Special I, p. 21-38, 2009.

O'NEILL, R. P. et al. A Mathematical Programming Model for Allocation of Natural Gas. OPERATIONS RESEARCH [S.I.], v. 27, n. 5, p. 857-873, 1979.

PARAGON. AIMMS: Optimization Modeling. Haarlem: Paragon Decision Technology, 2010. Cap.7. p. 83.

PATEL, B. Gas Monetisation: A Techno-Economic Comparison Of Gas-To-Liquid and LNG In: 7th World Congress of Chemical Engineering, Glasgow. 2005.

PETROBRAS. Petroleo Brasileiro S.A., 2010. Disponível em:<petrobras.com.br>. Acesso em: Março de 2010.

RAJNAUTH, J. J. et al. Gas Transportation: Present and Future. CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2008.

RUUD, E. et al. Representing GASPEC with the World Gas Model. DIW Berlin, German Institute for Economic Research. 2008

SAMUELSON, P. A. Spatial Price Equilibrium and Linear Programming. The American Economic Review [S.I.], v. 42, n. 3, p. 283-303, 1952.

SCHRIJVER, A. Theory of linear and integer programming. Chichester ; New York: Wiley, 1986.

SE. Secretaria de Energia. 2010.

SUBERO, G. et al. A Comparative Study of Sea-Going Natural Gas Transport. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2004.

TAKAYAMA, T.; JUDGE, G. G. Spatial and temporal price and allocation models. Amsterdam,: North-Holland Pub. Co., 1971.

UNSIHUAY-VILA, C. et al. Integrated operation and expansion planning of natural gas and electricity systems: Technical and economical aspects. In: 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09, Calgary, AB. 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09. 2009.

WAGNER, J. V.; WAGENSVELD, S. V. Marine Transportation of Compressed Natural Gas A Viable Alternative to Pipeline or LNG. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Melbourne, Australia: 2002,. Society of Petroleum Engineers Inc., 2002.

WOLSEY, L. A. Integer programming. New York: Wiley, 1998.

YPFB. <http://www.ypfb.gob.bo>. Acesso em Agosto de 2010.