**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP**

**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PIPGE**

(EP/FEA/IEE/IF)

**O Resgate da Integração Energética no Cone Sul baseada em Gás Natural:
Novos Fatores Logísticos e Novas Visões**

ULYSSES FERREIRA DONADEL

São Paulo

2008

ULYSSES FERREIRA DONADEL

**O Resgate da Integração Energética no Cone Sul baseada em Gás Natural:
Novos Fatores Logísticos e Novas Visões**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica/ Faculdade de Economia e Administração/ Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Instituto de Física) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

São Paulo
2008

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

DONADEL, Ulysses Ferreira.

O Resgate da Integração Energética no Cone Sul baseada em Gás Natural: Novos Fatores Logísticos e Novas Visões./Ulysses. Ferreira Donadel; orientador Edmilson Moutinho dos Santos. -- São Paulo, 2008.

108p.: il.; 30cm

Dissertação (Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia)- EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo

1.Gás natural 2.Planejamento energético I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

DEDICATÓRIA

À Juliana, pela paciência e carinho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Professor Edmilson, pelo tempo dedicado, pela ótima orientação e pelo Carnaval perdido.

Agradeço também a todos na Petrobras que me ajudaram e permitiram completar esse trabalho, principalmente ao Marcio e Marcelo, que estão comigo nessa mesma empreitada.

A minha esposa pelo todo tempo do meu lado e incentivo.

Finalmente agradeço a meus pais, que souberam compreender minha ausência enquanto preparava esse trabalho e a meu irmão, ajudando na hora certa.

**"O novo mundo deve estar constituído por nações livres e independentes, unidas entre si
por um corpo de leis em comum que regulem seus relacionamentos externos"**

SIMON BOLIVAR

RESUMO

DONADEL, U. F. **O Resgate da Integração Energética no Cone Sul baseada em Gás Natural: Novos Fatores Logísticos e Novas Visões**, 2008. 108 p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2008.

Este trabalho estuda a integração energética ancorada no gás natural entre os países que formam o chamado Cone Sul, ou seja: Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai. Inclui-se uma breve revisão histórica, bem como uma análise comparativa com outras realidades internacionais. O trabalho volta-se para o futuro e assume como pressuposto que a integração energética e econômica das nações representa uma estratégia fundamental para que nações e regiões possam aumentar sua competitividade em um mundo cada vez mais global. A partir de revisão e análise das experiências de integração energética norte americana e européia, com ênfase no gás natural, são avaliados os fatores que levaram esses países a atingirem o atual nível de integração, buscando os fatores coincidentes e eventuais diferenças, que ajudem a guiar no caminho de uma integração sul americana, especificamente no Cone Sul. Esse trabalho também se propõe a analisar os a formação das indústrias de gás natural nos principais países que formam o chamado Cone Sul, tentando entender as principais questões regulatórias e econômicas assim como quais foram as principais influências geopolíticas nessa formação. Também é avaliada a estrutura logística que conecta esses países e como eles se relacionam comercialmente e também na esfera geopolítica. A análise parte do princípio que novos pontos de recebimento Gás Natural Liquefeito - GNL através de navios no Brasil, Chile e, possivelmente, no Uruguai trarão, além de uma oferta adicional de gás natural, um sinal de preço até então inédito em toda região. Propõe-se então, que a partir desses novos fatores logístico e econômico, crie-se a motivação para que se produza uma regulação de transporte e comercialização de gás natural para todo Cone Sul e assim se inicie um processo integração baseado na racionalidade econômica. A proposta é verificar a possibilidade de que os países que formam o Cone Sul aproveitem o fato de já estarem interligados fisicamente através de gasodutos evoluam para uma integração econômica e regulatória na indústria gasífera.

Palavras-chave: Gás Natural, Integração Energética, Cone Sul, GNL.

ABSTRACT

DONADEL, U. F. The Southern Cone Energy Integration based on Natural Gas Rescue : New Logistics Factors and New Visions, 2008. 108p. Master Dissertation – Inter Units Energy Related Graduate Program, Universidade de São Paulo, 2008.

This work studies the energy integration based on natural gas among the countries from the Southern Cone: Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, Paraguay and Uruguay. It includes a short historic review as well as a comparative analysis with other realities. This work looks to the future and assumes that the energy and economy integration represents a fundamental strategy for countries and regions to increase their competitiveness inside a global world. From the review and the analysis of North American and European Energy integration experiences, with emphasis on natural gas, the events that led these countries to accomplish the present integration degree will be evaluated, presenting coincident factors and eventual differences that could help guide the way of South American integration, specifically in the so-called Southern Cone. This study also proposes to review the natural gas industries formation in the main countries that form the Southern Cone, trying to understand the most important regulatory and economic issues as well as the essential geopolitical influences on such formation. The logistics structure that connects these countries, the way they relate commercially and their geopolitical relation will also be assessed. The analysis supposes that new Natural Gas Liquefied - LNG reception terminals through Brazilian, Chilean and possibly Uruguayan vessels will bring both an additional supply of natural gas and a new price indication throughout the region. In view of that and considering these new economic and logistical factors, the creation of a motivation to construct a natural gas transportation and marketing regulation for all Southern Cone is proposed, starting an integration process based on economic rationality. This study purpose is to launch the stimulus for the Southern Cone countries to take advantage of the fact that they are already physically interconnected and thus also create mechanisms for economic integration.

Keywords: Natural Gas, Energy Integration, Southern Cone, LNG.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Capacidade de transporte entre EUA e Canadá introduzido no sistema por década em m³/dia

Gráfico 2.2 – Reservas provads de Gás Natural nos EUA

Gráfico 2.3 – Exportação de gás natural do Canadá para os EUA em milhão m³/dia

Gráfico 3.1 – Argentina – Taxa de Crescimento do PIB

Gráfico 3.2 – Argentina – Consumo de Gás Natural em bilhões de m³/ano

Gráfico 3.3 – Chile – Taxa de Crescimento do PIB

Gráfico 3.4 – Evolução do Preço do Petróleo (WTI médio anual em US\$/bbl)

Gráfico 3.5 – Capacidade de Geração por Fonte

Gráfico 3.6 – Geração por tipo de Planta

Gráfico 3.7 – Chile – Importação de Gás por Uso

Gráfico 3.8 - Investimento Estrangeiro na Bolívia em US\$ milhão

Gráfico 3.9 – Brasil – Importação de derivados de Petróleo (1900-1929)

Gráfico 3.10 – Consumo de Gás Natural no Brasil

Gráfico 3.11 – Consumo de Gás Boliviano pelas Distribuidoras

Gráfico 3.12 – Consumo de Energia Elétrica no Brasil

Gráfico 3.13 – Evolução dos Preços Praticados

Gráfico 3.14 – Consumo Industrial Distribuidoras Sul/SE/CO (menos ES)

Gráfico 3.15 – Principais Projetos para Oferta de Gás Natural no Brasil

Gráfico 4.1 – Comparação entre o Henry Hub e o NBP

Gráfico 4.2 – Comparação entre Preço GN Brasil, Chile e Estados Unidos

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – *Hubs* (Centros de Comercialização) em relação aos principais produtores e grandes movimentações de gás natural.

Figura 2.2 – Histórico da produção de Groningen e dos Campos Pequenos em bilhões m³/ano

Figura 2.3 - Gasodutos Europeus

Figura 3.1 – Arranjo Institucional Gasífero no Brasil - Competência da ANP e dos Estados

Figura 3.2 - Mapa de distribuidoras no Brasil. Fonte: ABEGAS (2008)

Figura 4.1 – Gasodutos e Linhas de Transmissão no Cone Sul

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Mudanças no marco regulatório da Indústria de Gás Natural na Argentina

Tabela 3.2 – Gasodutos Transandinos entre Argentina e Chile

Tabela 3.3 - Principais Questões no Debate Sobre a Assembléia Constituinte de 2007 na Bolívia

Tabela 3.4 – Usinas Termelétricas a gás natural do PPT

Tabela 4.1 – Principais Gasodutos Transnacionais do Cone Sul

Tabela 4.2 – Consumo de Energia Primária dos Países do Cone Sul e Bolívia em 2004 (10^{12} Btu)

SUMÁRIO

<u>1 – Introdução</u>	14
1.1. Objetivo e Justificativa.....	14
1.2. Estrutura Capítular.....	18
<u>2 – Breves Descrições de Experiências Internacionais de Integração Energética Regional tendo o Gás Natural como Âncora.....</u>	19
2.1. Introdução ao Capítulo.....	19
2.2. A Integração entre Estados Unidos da América e Canadá.....	19
2.3. A integração na Europa Ocidental Continental e suas ramificações com as regiões vizinhas.....	26
<u>3 – A Experiência de Integração Energética Regional do Cone Sul tendo o Gás Natural como âncora.....</u>	36
3.1. Introdução ao Capítulo.....	36
3.2. A experiência precoce da Argentina.....	37
3.3. Chile: o parceiro traído.....	47
3.4. Bolívia: a esperança postergada.....	57
3.5. Brasil: um líder com dificuldades para liderar.....	61
<u>4 – Repensando a Integração Gasífera Regional do Cone Sul sob a Ótica de uma Nova Infra-Estrutura.....</u>	81
4.1. Introdução ao Capítulo.....	81
4.2. Novos e Antigos Fundamentos da Integração Gasífera no Cone Sul.....	83
<u>5 – Conclusões.....</u>	94
REFERÊNCIAS.....	99

1 – Introdução

1.1 . Objetivo e Justificativas

O Objetivo do trabalho é estudar o que já foi feito para incrementar a integração energética entre os países que formam o chamado Cone Sul, ou seja: Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai, incluindo uma breve revisão histórica, bem como uma análise comparativa com outras realidades internacionais que apresentam óbvias ligações energéticas comerciais e de infra-estrutura.

O trabalho volta-se principalmente para o futuro, tendo a Argentina e o Brasil como países âncoras de uma comunidade econômica e energética maior. Apesar de diversas críticas, das quais se procurará escapar por desviar-se demais do escopo possível para uma dissertação de mestrado, há fortes argumentos que defendem a integração energética e econômica das nações como estratégias fundamentais para que nações e regiões possam aumentar sua competitividade em um mundo cada vez mais global. Este espírito sempre esteve presente no processo de construção do Mercosul e nos diferentes momentos em que a integração energética do Cone Sul avançou como maior robustez.

Historicamente, a Argentina e o Brasil sempre se relacionaram entre si e, principalmente, com os demais países vizinhos, através da comercialização de combustíveis fósseis ou energia elétrica. Essas trocas ocorreram em parte de forma sistêmica ou por algum motivo conjuntural e, em muitos casos, foram tratados dentro do contexto geopolítico da região. Por exemplo, a compra do gás da Bolívia pelo Brasil, que além da necessidade energética deste último, também foi sustentada pelo interesse brasileiro em aumentar sua influência no país vizinho.

Tanto países exportadores quanto importadores colocam junto com as questões econômicas e comerciais, fatores políticos e estratégicos. Nesse contexto, incluem-se as negociações da Bolívia e Argentina pelo gás, onde o primeiro buscou excluir o Chile das negociações, devido a problemas diplomáticos relacionados com a perda de Antofagasta durante a Guerra do Pacífico¹.

¹ A Guerra do Pacífico ou Guerra do Salitre ocorreu entre os anos de 1879 e 1884, envolvendo o Chile de um lado e as forças unidas da Bolívia e Peru do outro. O Chile foi vencedor e incorporou áreas importantes do território boliviano, eliminando o acesso direto dos bolivianos ao Oceano Pacífico. A Bolívia juntou-se ao Paraguai como as duas únicas nações do Cone Sul sem acesso ao mar.

Tal questão é tão importante para o governo boliviano que, na Constituição aprovada em 2007, estabelece-se, no artigo 268, que a recuperação do acesso soberano ao Oceano Pacífico é um direito imprescindível e deve ser solucionado por meios pacíficos. Por outro lado, o tema também é crítico no Chile, no qual prevalece o conceito de que a soberania territorial não pode ser trocada por uma eventual maior segurança energética.

A negociação em torno da construção da hidroelétrica de Itaipu, entre Brasil e Paraguai, nos anos 1970 e 1980, tinha uma dimensão geopolítica que ultrapassava as demandas energéticas dos dois países naquele momento. A construção de Itaipu procurava resolver antigas disputas territoriais entre os dois países, as quais permaneciam desde o final da Guerra do Paraguai. A então maior hidroelétrica do mundo tornou o Paraguai um dos maiores exportadores de eletricidade na face da Terra e garantiu uma nova fonte de receitas para o governo Paraguaio.

Como sugerem Mai, Moutinho dos Santos e Meldonian (1998), as motivações políticas se mostraram bem evidentes, em todas as principais iniciativas de integração energética no Cone Sul, seja nos acordos binacionais que permitiram viabilizar a construção de grandes empreendimentos hidrelétricos, como a usina de Itaipu, mas também Yacyreta, entre Argentina e Paraguai, seja em iniciativas mais recentes, que caracterizaram o final dos anos 1990 e início dos anos 2000, através de investimentos de empresas estatais em países vizinhos ou construção de grandes gasodutos conectando países produtores e exportadores (como Argentina e Bolívia) a países consumidores e importadores (como Brasil, Chile e Uruguai).

A partir do ano 2000, é possível também notar o movimento da Venezuela, país dono de reservas gigante de petróleo e gás natural, cujo destino econômico e energético sempre esteve historicamente mais associado ao hemisfério norte e particularmente aos Estados Unidos. Sob a liderança do Presidente Hugo Chaves e aproveitando-se de suas reservas e do alto preço do petróleo no mercado mundial, a Venezuela movimenta-se no sentido de ampliar suas relações energéticas e zona de influência política em direção ao sul do continente.

Talvez seja inegável que tais fatores geopolíticos podem, muitas vezes, impedir que uma lógica econômica seja estabelecida no processo de decisão sobre os investimentos a serem realizados, garantindo a melhor alocação do capital, permitindo uma otimização no uso dos energéticos e maximizando a geração de valor a partir dos recursos a serem explorados. Segundo Russel (1983), fatores políticos podem sobrepor-se à lógica econômica quando recursos finitos como petróleo ou gás natural estão em jogo.

Porém, em uma visão oposta, a dimensão geopolítica pode, igualmente, promover decisões, cuja importância econômica pode situar-se mais distante na escala de tempo, inibindo o investidor cuja ótica é de curto prazo. Nesse caso, a variável política complementa e influencia os critérios de decisão, podendo favorecer ou então criar barreiras a possíveis iniciativas de integração.

Desde 2002, as relações comerciais energéticas no Cone Sul tornaram-se conturbadas e o espírito de integração enfraqueceu-se. Este trabalho descreve esse processo de aparente colapso, comparando-o com outras realidades internacionais, nas quais os efeitos destrutivos de variáveis geopolíticas aparecem menos devastadores. Tais reflexões permitem repensar o futuro, visando construir novos pilares sobre os quais o conceito de integração energética regional possa ser reconstruído.

Em particular, o trabalho discute sobre novos ingredientes de opções logísticas que estão sendo acrescentados no mercado de gás natural e, por conseguinte, de energia elétrica no Cone Sul. O Chile e o Brasil encontram-se em diferentes estágios de desenvolvimento e construção de terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL).

O Uruguai também está estudando a viabilidade de um terminal de GNL, o qual também atenderia a Argentina. Trata-se de criar novas opções de fornecimento de combustível para termelétricas a gás, já existentes, e cuja operação encontra-se comprometida dentro de um novo cenário de escassez das fontes locais e tradicionais de gás. Por outro lado, o carvão também aparece como uma fonte potencial de geração elétrica para a região, limitado por questões ambientais, mas que parecem ser contornáveis em momentos de crise.

A introdução dessas duas opções energéticas tem dois efeitos imediatos: (i) acrescenta novas fontes de gás natural e de combustível alternativo para a geração de eletricidade na região; e (ii) traz um sinal de preço externo aos mercados de gás domésticos, que inevitavelmente conduzirá a um novo quadro de competitividade dos diferentes energéticos na matriz energética regional, bem como criará novos padrões de valor para o gás produzido na região.

Tal transição encontra barreiras políticas importantes, principalmente na Argentina, cujos sistemas de preço dos bens energéticos mantêm distorções herdadas da crise financeira e cambial do início dos anos 2000. Preços artificiais inibem investimentos e incitam crescimentos de consumo, levando os argentinos a conviverem com crises repetitivas de escassez de energia elétrica e gás. Por outro lado, a correção dos preços da energia se vê

limitada por cenários de inflação crescente, que podem conduzir o país a novas crises econômicas e políticas, rompendo o processo de recuperação dos últimos anos.

No Brasil e Chile, dificuldades com o suprimento de energia também ameaçam o crescimento econômico. Consequentemente, ambos os países experimentam momentos de incerteza, que conduzem a visões mais nacionalistas do suprimento energético. A diversificação das fontes de importação, mesmo olhando para fora do Cone Sul, e o privilégio ao desenvolvimento dos recursos energéticos domésticos são considerados prioritários.

Apesar de tais dificuldades, este trabalho tenta resgatar o debate sobre integração energética no Cone Sul, trazendo à tona novas alternativas de investimento para os países, as quais devem ser discutidas dentro de uma visão estratégica e geopolítica regional, mas igualmente à luz da racionalidade econômica.

Deseja-se superar o atual clima de desconfianças mútuas, que tem inibido diálogos mais construtivos, visando reconstruir opções energéticas integradas realistas. A comercialização de energia, seja elétrica ou gás natural, ainda pode ser considerada como uma âncora para a expansão do MERCOSUL. Para isso, no entanto, as novas propostas devem reconhecer e entender o contexto social, político e econômico de cada país e as dificuldades ainda existentes em seus relacionamentos comerciais.

Neste trabalho, os limites de tempo restringem o escopo, não sendo possível analisar o carvão como nova opção de integração energética no Cone Sul. Serão consideradas as possibilidades que podem ser exploradas no âmbito da indústria do gás natural, a partir da infra-estrutura existente na região, devendo ser igualmente avaliadas as necessidades de expansão dessa infra-estrutura.

Em particular, as opções comerciais que podem ser abertas a partir da introdução do GNL têm o potencial de transformar as tendências do mercado, pois criam um eixo de conexão do mercado de gás local (e, conseqüentemente, do mercado elétrico) com os mercados internacionais, os quais são regidos por outras forças e obedecem a outras dinâmicas até então desconhecidos dos agentes econômicos do Cone Sul.

1.2 . Estrutura Capítular

Além desta introdução, o texto desta dissertação inclui outros 4 capítulos.

No Capítulo 2, Serão apresentadas as experiências de integração energética na América do Norte, entre os Estados Unidos e Canadá, e na Europa Ocidental, principalmente entre os países do continente. Nesse capítulo são apontadas as semelhanças com o caso do Cone Sul.

No Capítulo 3, é apresentada a situação atual dos principais países, em relação ao gás natural, que compõem o Cone Sul: Argentina, Chile, Bolívia e Brasil. A trajetória da indústria gasífera é historiada para cada país, também destacando os principais fatores regulatórios, econômicos e geopolíticos que os levaram ao momento atual.

Já no Capítulo 4, são apontadas as principais alterações logísticas e de oferta de gás esperadas para a região, com ênfase nos terminais de regaseificação de GNL que estão sendo construídos no Brasil e no Chile. A partir desse fato, são formuladas algumas possíveis acomodações de curto prazo e se constrói, partindo de um determinado cenário, a possibilidade de se resgatar a integração energética no Cone Sul a partir de um lógica econômica.

Por fim, o Capítulo 5 faz um breve resgate de todo trabalho, levantando os principais fatos que levam à lógica aplicada, apresentando as principais conclusões atingidas no trabalho. Além disso, apresenta recomendações de pesquisas futuras que poderiam complementar esta dissertação.

2 – Breves Descrições De Experiências Internacionais De Integração Energética Regional Tendo O Gás Natural Como Âncora

2.1. Introdução ao Capítulo

O objetivo deste capítulo é analisar como grandes mercados energéticos, em particular a América do Norte e a Europa Continental, chegaram ao nível atual de integração. Sempre que necessário, será feita uma análise comparativa explícita com a situação do Cone Sul, buscando possíveis similaridades e diferenças. É importante ressaltar a diferença entre o ambiente em que se deu o crescimento da integração energética tanto na América do Norte quanto na Europa Continental com aquele experimentado pela América do Sul desde o início dos anos 1990.

2.2 A Integração entre Estados Unidos da América e Canadá

A indústria de gás natural nasceu nos Estados Unidos na segunda metade do século XIX. Segundo Moutinho dos Santos *et al.* (2002), as cidades utilizavam gás manufaturado proveniente do carvão e a descoberta de jazidas de gás natural, somadas à produção de gás natural associado ao petróleo, fez com que esse produto entrasse no mercado como concorrente do gás manufaturado.

Segundo Silva (2004), a partir da segunda década do século XX, com avanços tecnológicos que permitiram a solda no lugar do aparafusamento de gasodutos, foi possível a construção de gasodutos mais longos e de maior diâmetro, permitindo, assim, um maior crescimento geográfico e volumétrico da indústria.

Porém o grande impulso para a indústria foi o bloqueio do tráfego de petroleiros nas costas norte-americanas durante a Segunda Guerra Mundial, motivada pelos intensos confrontos com a marinha alemã que rondava a região, incentivando a construção de oleodutos, os quais, posteriormente, foram convertidos em grandes gasodutos, surgindo, assim, o embrião que permitiria a construção de uma rede de transporte com dimensão nacional.

Em outras palavras, a primeira fase de crescimento da indústria gasífera dos Estados Unidos não foi motivada por sinais econômicos e sim por questões geopolíticas, que demandaram um

esforço de toda a sociedade. Tal situação, como será visto no capítulo três, se assemelha ao que se observou no Cone Sul ao longo da década de 1990. Apesar da diferença contextual, a construção de algumas das principais infra-estruturas de gás da região também teve suas motivações geopolíticas.

Segundo McKenzie-Brown, Jaremko e Finch (1993), o Canadá, por sua vez, já havia descoberto jazidas de gás no meio do séc. XIX, em New Brunswick e, ainda naquele século, descobriu reservas importantes na Província de Alberta, na qual, até hoje, estão localizadas as maiores reservas de hidrocarbonetos canadenses.

Até a década de 1950, o gás natural era utilizado apenas para o consumo interno. Porém, com o expressivo aumento das reservas gasíferas e uma demanda reprimida nas grandes cidades do meio-oeste e da costa oeste dos Estados Unidos, surgiram as condições ideais para a construção de um gasoduto transnacional. Após intensos debates dentro do governo canadense, tentando superar barreiras nacionalistas que defendiam a manutenção do gás apenas para usos domésticos, foi dada a autorização para iniciar a exportação do gás.

Segundo o site da *Alberta Energy* (2007), o Departamento de Energia da Província de Alberta, a primeira exportação de gás para os Estados Unidos se deu através do sistema de gasodutos da *Westcoast Energy*, levando gás até os mercados do oeste dos Estados Unidos.

Depois dessa primeira iniciativa, foram construídos vários gasodutos entre os dois países, tanto na costa oeste como na leste. Segundo o *Energy Information Administration* (2007), existem 33 gasodutos conectando as duas nações, com capacidade total máxima de transporte de 434 milhões de metros cúbicos diários. Dentre os mais importantes encontram-se o sistema da *Transcanada*, com capacidade de 82 milhões de metros cúbicos diários, e o *Foothill Pipeline*, com capacidade de 86 milhões de metros cúbicos diários. Os principais gasodutos foram construídos na década de sessenta, como pode ser visto no gráfico 2.1.

Gráfico 2.1 – Capacidade de transporte entre EUA e Canadá introduzido no sistema por década em m³/dia

Fonte: *Energy Information Administration* (2007)

Segundo Krause e Pinto Jr. (1998), a indústria americana cresceu estruturada por três atributos principais: integração vertical e horizontal; monopólios públicos de transporte; e forma de comercialização baseada em contratos bilaterais de longo prazo.

Como pode ser visto no gráfico 2.2, até o início da década de 1970, esse modelo influenciou positivamente na forte expansão do esforço de exploração de novas reservas gasíferas, o qual viabilizou o crescimento da produção de gás natural e o incremento significativo da participação do gás na matriz energética dos Estados Unidos (e também do Canadá).

Gráfico 2.2 – Reservas provadas de Gás Natural nos EUA

Fonte: *Energy Information Administration* (2007)

Novamente, pode-se fazer uma correlação desse período na América do Norte com os acontecimentos dos anos 1990 no Cone Sul, quando contratos binacionais de importação e exportação de gás permitiram construir grandes gasodutos internacionais, como o *Gasbol*, entre a Bolívia e o Brasil, e os gasodutos da Argentina para o Chile, os quais induziram a significativos aumentos no esforço exploratório em todos os países produtores.

Porém, a década de 1970 foi marcada por um grande desabastecimento de gás nos Estados Unidos. Com a crise do petróleo iniciada em 1973, os preços dos energéticos subiram rapidamente, mas tendo um impacto muito menor no mercado de gás. Segundo MacAvoy (2000), um ato regulatório de controle de preço do gás na boca do poço havia sido instaurado a partir de uma decisão da Suprema Corte em 1957, que solicitara a *Federal Power Commission* (FPC), o então órgão regulador nos EUA, para programar regras para controlar o preço do gás.

O efeito dessa regulação a partir dos anos 1970 é que o gás, para os consumidores, ganhou competitividade artificialmente, conduzindo a um aumento de demanda. Porém, houve perda de competitividade para os produtores, causando redução na exploração e produção. O gráfico 2.2 mostra a substancial redução das reservas gasíferas desde 1970, explicada, principalmente, pela redução de investimento em exploração.

Mais uma vez, como será detalhado no capítulo três, pode-se traçar um paralelo entre a história do gás natural nos Estados Unidos e a realidade sul-americana, principalmente após o ano 2000. As crises de desabastecimento experimentadas pela Argentina, que conduziram à perda de credibilidade nas relações comerciais gasíferas com o Chile, bem como as incapacidades da Bolívia de honrar os seus contratos de exportação para o Brasil e Argentina, têm como gênese comum a interferência governamental na exploração e produção de gás. Por outro lado, medidas de controle de preços adotadas pela Petrobras, no Brasil, e pelo governo da Argentina também criam uma vantagem competitiva artificial para o gás, gerando demandas que não podem ser atendidas.

A partir de 1978, aconteceu um movimento de mudança na regulação da indústria do gás nos Estados Unidos, levando a uma separação contábil e/ou societária das atividades de produção, transporte e comercialização de gás natural, rompendo as históricas cadeias verticais de suprimento. Além disso, liberou-se o direito de todos os agentes comercializarem o gás, inclusive permitindo-se a revenda do combustível previamente adquirido, mas não utilizado.

A situação conjuntural do mercado facilitou a reestruturação, tendo em vista que a forte crise estrutural de desabastecimento havia levado à redução de demanda, deixando ociosa parte da capacidade dos dutos de transporte.

Em 1992, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), o novo órgão regulador, iniciou um processo efetivo de mudança através da publicação do FERC *Order* 636, de 08 de abril de 1992, o qual liberou o comércio interestadual de gás, bem como regulamentou o livre acesso de terceiros à capacidade de transporte ociosa.

Segundo MacAvoy (2002), essas mudanças alteraram estruturalmente o mercado de gás natural a partir do meio da década de 1990. Os preços negociados na “boca do poço” foram totalmente desregulamentados, podendo, inclusive, prever-se preços *spot*, através de contratos de curto prazo, ou ainda contratos de longo prazo com vários percentuais de *take or pay*².

Em 1994, foram implantados os Centros de Comercialização de gás, ou *Hubs*, aos quais se conectam grandes gasodutos, tornando mais líquidas as transações de compra e venda de gás. Esses Centros de Comercialização além de fixarem os preços regionais para a comercialização do gás, ainda prestam serviços ao sistema, dentre os quais, o controle do

² Obrigação presente em contratos de compra e venda de gás natural na qual o comprador se obriga a pagar, mensalmente e/ou anualmente, por uma determinada quantidade mínima de gás, independentemente de a ter retirado. Usualmente esse valor pago e não consumido transforma-se em crédito, podendo ser utilizado no futuro, dentro de determinadas regras estabelecidas no próprio contrato.

equilíbrio entre oferta e demanda no curto prazo, fechando, assim, o balanço do sistema de transporte de gás. (EIA, 2003).

Como mostrado na figura 2.1, existem 39 *Hubs*, sendo que 28 estão nos Estados Unidos e 9 no Canadá. O mais importante Centro de Comercialização de todo o sistema é o *Henry Hub*, o qual também é tomado como referência para muitos contratos de transações futuras nos mercados não físicos de gás.

Figura 2.1 – *Hubs* (Centros de Comercialização) em relação aos principais produtores e grandes movimentações de gás natural. Fonte Energy Information Administration – EIA, *Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 Update*; 2003

A liberação de preço, permitindo a livre negociação entre os agentes, ocasionou o surgimento dos mercados não físico, os quais garantem maior transparência ao sistema de preço, bem como o chamado *swing* de preço, que nada mais é do que a variação sazonal ocasionada pelas altas demandas de inverno em relação às de verão.

A diferenciação sazonal no preço, que, em um primeiro momento, poderia inviabilizar a livre negociação, fez, na verdade, surgir a figura do armazenador de gás, que controla os estoques

reguladores, armazenando gás no verão, quando o preço do gás é mais baixo, e liberando esse mesmo gás no inverno, quando os preços tendem a subir.

Esses agentes, que utilizam como depósitos de gás os campos de petróleo ou gás depletados, bem como cavernas de sal, são de vital importância para a nova regulamentação, pois evitam investimentos em aumento de capacidade em dutos que ficariam ociosos em boa parte do ano, e também limitam as grandes variações no preço, já que garantem um aumento de oferta no inverno.

As mudanças regulatórias permitiram as contratações no mercado a vista, ou *spot*, e contratos de curto prazo, além de facilitar novos entrantes na indústria. Também incentivaram a importação de gás do Canadá, como pode ser visto no gráfico 2.3. Os grandes gasodutos transnacionais construídos na década de sessenta passaram a ser plenamente utilizados, incentivando a construção de novos dutos.

Não houve grandes mudanças em relação às Companhias Distribuidoras Locais (CDL)³, que permaneceram com o monopólio regional, muitas vezes municipal, de distribuição de gás natural para o pequeno consumidor. Entretanto, foi regulamentada a figura do consumidor livre⁴, que pode pedir o *by-pass*⁵ da distribuidora local de gás, comprando gás diretamente do carregador em um *citygate*, ou até mesmo sendo o carregador do gás⁶.

³ Empresas concessionária que explora o serviço de distribuição e comercialização de gás natural dentro de determinado Estado/região.

⁴ Termo proveniente do mercado elétrico que, por possuir determinadas características, pode negociar a compra do gás diretamente com o carregador e/ou produtor.

⁵ Termo utilizado quando se elimina um elo da cadeia produtiva, nesse caso o consumidor compra o gás diretamente de um carregador.

⁶ Proprietário do gás, que compra o gás de um produtor ou importador e contrata o serviço de transporte do gás com o transportador.

Gráfico 2.3– Exportação de gás natural do Canadá para os EUA em milhão m³/dia

Fonte: *Energy Information Administration* (2008)

É importante notar que a integração entre o Canadá e Estados Unidos se deu, em um primeiro momento, em ambiente regulado e restrito, porém com a iniciativa privada sempre presente, utilizando os espaços dados pelo regulador para investir. No caso do Cone Sul, os grandes investimentos vieram dos governos ou de suas principais empresas energéticas estatais. Jamais a região estabeleceu uma regulamentação clara, que garantisse a transparência e a estabilidade jurídica do processo integrador. Assim, os riscos regulatórios não contribuem para incentivar a atuação de investidores privados.

2.3. A integração na Europa Ocidental Continental e suas ramificações com as regiões vizinhas

Existem diferenças marcantes entre as indústrias do gás natural na Europa Ocidental Continental e a América do Norte. Segundo Krause (1998), desde o final da Segunda Guerra Mundial até os anos 1990, a indústria gasífera européia foi caracterizada como um oligopólio, com forte presença de empresas públicas, que deveriam interagir com outro oligopólio, também de empresas públicas, constituído pelos exportadores supridores da região.

Na década de 1950, a Europa iniciou vários processos de integração política, social e econômica, destacando-se, por exemplo, a criação do “Benelux”, um acordo de livre comércio entre Bélgica, Holanda e Luxemburgo. Acordos como este tinham como fonte inicial de inspiração o já formado Comitê de Cooperação Econômica Européia (CCEE), o qual, por sua vez, havia sido estabelecido para administrar de forma integrada o processo de reconstrução dos países no pós-guerra.

A partir da CCEE, a qual, em seguida, passou a ser denominada Organização para Cooperação Econômica Européia (OCEE), foi criada uma série de instituições visando uma maior integração comercial e estrutural dos países membros. Nos setores energéticos, é possível destacar a União para a Coordenação da Produção e Transmissão de Eletricidade (UCPTE), e a Comunidade Européia do Carvão e do Aço (CECA) (VÉLEZ, 2005).

A base da energia na Europa no início do século XX era o carvão, do qual se produzia tanto a geração elétrica como a térmica. Pode-se dizer que o marco inicial para uma indústria de gás natural na Europa Ocidental foi a descoberta de um campo gigante de gás natural em *Groningen*, província da Holanda, em 1959. O campo, que na época de sua descoberta registrou reservas estimadas de 1,5 trilhões de metros cúbicos⁷.

A diferença desse campo para outros no mundo é que ele estava localizado em um país industrializado, com alto padrão de consumo, em terra, com fácil geologia, e, além desses fatores, vizinho a grandes centros urbanos e industriais, sofisticados e em rápido crescimento, principalmente a França, Alemanha e Bélgica. Tratava-se, portanto, da situação mais do que ideal para um campo de gás, tendo recebido alta prioridade para o seu desenvolvimento.

É importante frisar que, segundo Russel (1983), o governo holandês decidiu que o gás do campo deveria ser utilizado trazendo o maior benefício econômico possível para o país, ou seja, ele deveria ser introduzido no mercado de maneira escalonada, sem um deslocamento abrupto do mercado existente de energia. No ano de 1963, o campo iniciou operação com o primeiro fornecimento doméstico. Nesse mesmo ano foi realizada a primeira exportação para a antiga Alemanha Ocidental. Logo foram assinados outros contratos de fornecimento com Bélgica, França e Alemanha Ocidental.

⁷ Esse valor foi posteriormente revisto para 2,7 trilhões de metros cúbicos, segundo Clingendael International Energy Program (2004). Apenas como referência, em 2006, as reservas gasíferas totais da União Européia eram ligeiramente superiores a 3,4 trilhões de metros cúbicos, enquanto, como será apresentado abaixo, as reservas totais dos países do Cone Sul somavam 1,5 trilhões de metros cúbicos (ANP, 2007).

Todos os contratos de suprimento eram de longo prazo, de 20 a 25 anos, e o preço do gás era baseado no preço do *heavy fuel oil ex-Rotterdam*⁸, adicionando-se o custo de transporte para exportação e nas condições para ser competitivo no mercado destino, substituindo o combustível alternativo.

Com a primeira crise do petróleo em 1973, a Europa Ocidental deu-se conta da vulnerabilidade energética em que se encontrava e da importância do gás de *Groningen*. Visando preservar a vida útil do campo, que, pela sua localização bem como sua capacidade de armazenagem, possui a característica única de suportar o *swing* sazonal da demanda gasífera européia, foi lançada a política chamada “*small fields police*” ou “política dos campos pequenos”.

Através dessa política se procurou incentivar a produção de campos menores, e mais caros, com o objetivo de resguardar o campo de *Groningen*. Tal política baseou-se em um esquema de subsídios cruzados para viabilizar novas descobertas.

Como mostra a figura 2.2, a política conduziu aos resultados esperados e, a partir dos anos 1990 os campos pequenos igualaram a produção de *Groningen*, cuja produção atingiu seu pico de aproximadamente 100 milhões de metros cúbicos diários em 1977 e depois iniciou um longo processo de queda, estabilizando-se entre 60 e 70 milhões de metros cúbicos diários. Tal estabilização foi obtida a partir da conversão do campo de meramente produtor à função de armazenador. Assim, injeta-se gás no campo durante o verão e produz-se durante o inverno. As diferenças sazonais de preço remuneraram a operação de *swing* em *Groningen*.

Ressalta-se, porém, que sempre existiu e ainda existe muita crítica a esse programa. Odell (2001) entende que a Holanda seguiu a lógica anti-econômica, produzindo primeiramente de campos mais caros e guardando o gás mais barato de produzir para as futuras gerações, justamente em momentos em que a Europa mais necessitava reduzir sua dependência de fontes caras de energia importada.

⁸ Preço de determinado óleo combustível vendido CIF em Roterdam.

Figura 2.2 – Histórico da produção de Groningen e dos Campos Pequenos em bilhões m³/ano. Fonte: TNO-NITG-EZ, Publicada no artigo Natural Gas Supply for the EU in the Short to medium term. Do Cliengendael International Energy Programme, 2004.

É importante fazer uma comparação entre a descoberta de *Groningen* com as descobertas registradas na Bolívia ao longo da década de 1990. Com exceção da gritante diferença econômica, política e institucional, que conduz a um nível de vida da população local sem comparação entre as duas nações, existem, por outro lado, algumas semelhanças, pois a Bolívia também apresenta reservas gasíferas muitas vezes superiores do que a sua capacidade de consumo doméstico. Além disso, a Bolívia também situa-se em um local geograficamente estratégica, estando no centro gasífero do Cone Sul, fazendo fronteira com Argentina, Brasil e Chile, os quais, como será visto no capítulo 3, representam potenciais mercados para o gás boliviano.

Originalmente cinco grandes empresas eram as importadoras exclusivas de gás natural para seus respectivos mercados domésticos: *Ruhrgas* (Alemanha), *Gaz de France* (França), *ENI* (Itália) e *Distrigaz* (Bélgica). Por outro lado, a concentração de reservas em poucos países resultou na formação de um oligopólio produtor de empresas de gás nacionais tais como: *Gasunie* (Holanda), *Statoil* (Noruega), *Gazprom* (Rússia), além da argelina *Sonatrach*, as quais constituem o coração da estrutura de oferta do gás natural para a Europa Ocidental Continental. Segundo o *Energy Information Institute* (2008), 50% e 22% do total de gás

importado em 2006 pelo conjunto dos países europeus pertencentes ao *Organization for Economic Co-operation and Development* – OECD⁹, foram provenientes, respectivamente, dos países que formavam a União Soviética e da Argélia.

Conforme descrevem Moutinho dos Santos *et al.* (2002), é inegável o papel geopolítico na construção de uma indústria de gás integrada na Europa Ocidental Continental. Para Russel (1983), a indústria gasífera da Europa Ocidental se desenvolveu em um período em que os interesses geopolíticos foram frequentemente postos a prova, superando duas Grandes Guerras, a Guerra Fria e os Choques do Petróleo.

É igualmente importante ter em mente que a Europa, durante a Guerra Fria, encontrava-se dividida em dois grandes blocos, com aquele do leste, comandado pela União Soviética, sendo detentor de mais de 30% das reservas provadas de gás natural do mundo¹⁰, por outro lado, o bloco do oeste, sob influência direta dos Estados Unidos, concentrava um mercado equivalente a mais de 15% da demanda gasífera mundial. Em outras palavras, ainda que o papel geopolítico tenha sido importante, a integração energética entre os dois blocos sempre se pautou por uma clara lógica econômica, fundada na complementaridade de interesses entre importadores e exportadores.

As principais características do mercado gasífero europeu nas suas primeiras fases de integração não foram muito distintas daquelas verificadas na América do Norte, apenas se destacando, como particularidade, uma mais forte intervenção do Estado na promoção da grande interconexão entre mercados nacionais, através da construção de uma extensa rede de dutos, a qual, conforme mostrado na figura 2.3, tornou-se extremamente bem desenvolvida.

⁹ São estes países: Bélgica, República Checa, Finlândia, Alemanha, Hungria, Irlanda, Luxemburgo, Holanda, Portugal, Espanha, Suíça, Reino Unido, Áustria, Dinamarca, França, Grécia, Islândia, Itália, Polónia, Eslováquia, Suécia e Turquia. (Fonte: Site OECD, 2008).

¹⁰ Segundo dados da ANP (2007), os países membros do antigo bloco oriental que faziam parte ou eram controlados pela União Soviética ainda detêm mais de 32% das reservas gasíferas globais.

Assim, a integração regional foi construída através de relações complexas entre dois grandes oligopólios: um concentrando as empresas produtoras e exportadoras de gás, e outro caracterizado pelas empresas nacionais importadoras exclusivas do gás e elas mesmas supridoras monopolistas dentro dos seus mercados. Tais mercados, ainda que, crescentemente, conectados entre si, sempre foram bem regionalizados e com características distintas de país para país.

¹¹ Compromisso contratual entre o Carregador e o Transportador, onde o primeiro se obriga a pagar mensalmente ou anualmente, mesmo que não utilize, por uma determinada capacidade de transporte de no gasoduto. Normalmente não é possível recuperar esse valor pago. Em contrapartida o Transportador se obriga a reservar a capacidade contratada para o Carregador

os seus investimentos), e importadores (que necessitavam investir nas redes de transporte e distribuição, bem como convencer os consumidores finais a converterem-se para o uso do gás, devendo, portanto, garantir a disponibilidade de longo prazo do produto). Além disso, os preços do gás sempre estiveram atrelados àqueles dos combustíveis alternativos, de forma a garantir a competitividade do gás.

Tais condições são muito interessantes de serem enfatizadas, pois, como revelará o capítulo três, não se distinguem daquelas adotadas no Cone Sul ao longo dos anos 1990. Apesar do quadro da indústria gasífera sul-americana aproximar-se mais da realidade europeia dos anos 1960, talvez justificando que regras similares sejam adotadas em situações de mercado muito idênticas, a realidade é que as transformações experimentadas pelo mercado gasífero europeu desde o início dos anos 1990, buscando-se maior flexibilidade nos contratos e maior concorrência entre os agentes, tornou-se o novo paradigma a ser copiado e exportado igualmente para o Cone Sul.

Um dos casos mais interessantes da história da indústria do gás natural na Europa Ocidental Continental foi a decisão de importação de gás da União Soviética. Inicialmente, como registra Russel (1983), os soviéticos almejavam apenas construir gasodutos com distâncias maiores que pudessem suprir seus mercados domésticos do ocidente a partir de grandes reservas de gás descobertas no oriente. Porém, sem capital para empreender projetos de tamanha envergadura, a União Soviética mostrou-se simpática a aumentar ainda mais a dimensão dos projetos e exportar parte do gás a ser produzido no oriente, onde, definitivamente não havia mercados domésticos para ele.

Ainda segundo Russel (1983), primeira exportação para o oeste foi feita para a Áustria, em 1968, e logo após para a Alemanha Ocidental, que assinou seu primeiro contrato com a URSS em 1970. Subseqüentemente, foram assinados os contratos com a Itália, com início de fornecimento em 1974, e também com a França, com início das entregas de gás em 1980.

Um aspecto interessante desses contratos é que parte do pagamento deveria ser realizada em bens de capital, normalmente relacionados à energia, como, por exemplo, dutos metálicos para a construção dos gasodutos. De fato, através dessa visão mais abrangente do comércio energético, desenvolveram-se interesses econômicos que ultrapassavam a mera importação e exportação de gás, promovendo o desenvolvimento econômico, o aprimoramento tecnológico, bem como geração de empregos em ambos os lados da fronteira entre a Europa Ocidental e Oriental.

Assim, mesmo com sérias divergências geopolíticas, ainda marcadas pelo clima tenso da Guerra Fria e irrigadas pelas tensões adicionais impostas pela crise energética dos anos 1970, a transação se deu sem maiores problemas.

No início da década de 1990, com o final da Guerra Fria e o desmembramento da União Soviética, a dimensão geopolítica do gás decresceu. Além disso, o apelo econômico, ambiental e tecnológico do gás tornou-se mais intenso e os consumidores finais tornaram-se mais dependentes do gás, reduzindo suas possibilidades de troca de combustível.

Dentro do contexto de uma indústria já plenamente consolidada e integrada, aumentaram as pressões dos consumidores finais de gás natural para ter um combustível com preços mais competitivos, bem como condições contratuais mais flexíveis, que melhor se acomodem às suas demandas. Surgiu, assim, a necessidade de reforma no mercado de gás natural nesse continente.

Tais transformações no mercado de gás se somam a pressões políticas muito maiores, que conduzem a um fortalecimento do espírito integrador da Europa, inclusive com a institucionalização e ampliação crescente da União Européia, substituindo, gradualmente, os processos decisórios e as estruturas de mercado puramente nacionais.

Tanto no setor de eletricidade como no de gás, a nova ordem tem sido a “desregulamentação” dos mercados nacionais e sua substituição por uma “regulação” regional, que procura incorporar elementos já introduzidos e comprovados como positivos na Inglaterra e nos Estados Unidos¹².

Nesse contexto, O Parlamento Europeu em conjunto com o Conselho da União Européia emitiram a Diretiva do Gás¹³, que estabeleceu regras claras para todos os elos da cadeia produtiva do gás, principalmente o transporte, distribuição e armazenamento. Já está incluída na diretiva, a regulamentação para o GNL, e também regras claras para acesso ao mercado, acesso a gasodutos, operação integrada de todo sistema de transporte, e critério para a concessão de autorizações para todas as atividades da cadeia.

¹² A influência da experiência inglesa no processo de desregulamentação da indústria de gás da Europa Continental é sem dúvida muito relevante. Contudo, dadas as dimensões possíveis para este trabalho de dissertação, optou-se por não se descrever essa experiência, sugerindo-se, entre outros, Juris (1998), que descrevem a história da indústria de gás inglesa com maiores detalhes.

¹³ Directive 98/30/Ec Of The European Parliament And Of The Council (site: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1998:204:0001:0012:PT:PDF>)

Em 13 de março de 2001, a Comissão das Comunidades Europeias apresentou uma proposta de alteração a Diretiva do Gás, relativas ao estabelecimento de regras comuns para os mercados internos de eletricidade e gás natural, respectivamente. A proposta apresentada pela Comissão foi analisada pelo Parlamento Europeu, que, em 13 de março de 2002, emitiu parecer aprovando os principais elementos das alterações e introduzindo novas alterações.

A Diretiva do Gás foi introduzida nos diferentes países da União Europeia e o processo de abertura para competição ainda está em andamento na Europa. A forma como está sendo introduzido é substancialmente diferente do modelo norte-americano. Tem havido maior ou menor resistência interna dos países em alterar a regulação doméstica do setor. Países como a Holanda, Espanha e Alemanha foram os primeiros a tomarem as providências para adequarem-se à Diretiva do Gás.

Com a construção do gasoduto submarino que ligará *Zeebrugge*, na Bélgica, a *Bacton*, na Inglaterra, a regulação gasífera europeia deverá apresentar novas transformações importantes no longo prazo¹⁴. Segundo a Interconnector (2008), a empresa operadora do gasoduto e dos terminais na Inglaterra e na Bélgica, o gasoduto iniciou sua operação em 1998 com uma capacidade de transporte original de 55 milhões de metros cúbicos por dia, em direção ao continente, e somente 23 milhões de metros cúbicos por dia, em direção à Inglaterra. Posteriormente, devido às necessidades crescentes de importação de gás natural pela Inglaterra, o gasoduto foi expandido. Em janeiro de 2008, a capacidade de levar gás em direção ao continente encontrava-se em 70 milhões de metros cúbicos por dia, e aquela para levar gás à Inglaterra era de 56 milhões de metros cúbicos por dia.

Pode-se esperar como possível tendência que a Europa Continental evolua em direção a uma regulação parecida com aquela existente na Inglaterra. Porém, como a Europa Continental continuará muito dependente de poucos países fornecedores externos à região, os quais, muitas vezes, fazem prevalecer interesses geopolíticos que subjagam as forças puramente econômicas ditadas pelo mercado gasífero europeu, é provável que haja um atraso na flexibilização da regulação.

Por exemplo, teme-se a força de empresas supridoras como a *Gazprom*, da Rússia, e a *Sonatrach*, da Argélia, as quais poderiam impor regras tipicamente oligopolistas a um

¹⁴ É importante salientar que a Inglaterra conduziu a desregulamentação do mercado interno de gás natural de maneira diferente da Europa Continental Ocidental, chegando a um grau de flexibilização do mercado mais parecido com o caso norte-americano. Portanto, a conexão de dois mercados regidos por esquemas regulatórios distintos poderá, na verdade, conduzir a desdobramentos significativos em ambos os lados do Canal da Mancha, permitindo uma melhor acomodação.

mercado livre, verticalmente desestruturado e com total flexibilidade, não mais controlado pelas empresas oligopolistas dos países importadores. Essa ameaça, a qual é interpretada como um risco para o mercado europeu, pode impedir que a Europa Continental venha a adotar rapidamente um modelo regulatório com tanta flexibilidade como aquele existente na Inglaterra e América do Norte.

A presença de novos entrantes, que poderão entregar gás via GNL, abre novos caminhos para a abertura e flexibilização do mercado gasífero europeu. No entanto, também levará algum tempo até que esses fornecedores se estabeleçam no mercado com preço e volume suficientemente competitivo e relevante para enfrentar a concorrência das empresas já instaladas.

A integração do Cone Sul pode inspirar-se no modelo europeu e seguir um caminho similar, reconhecendo as vantagens de sistemas regulatórios mais flexíveis e que promovam preços mais transparentes, sem, no entanto, refutar a importância das variáveis geopolíticas, inclusive para se promover novos investimentos. O capítulo três mostrará que na região já existe um infra-estrutura básica, que permite uma movimentação relevante de gás entre os países, e para a qual regras mais competitivas e flexíveis podem ser pensadas.

3 - A Experiência de Integração Energética Regional do Cone Sul tendo o Gás Natural como Âncora

3.1. Introdução ao Capítulo

Foram revistas as duas principais experiências internacionais de integração energética regional ancorada no gás natural, as quais, apesar de inseridas em contexto político, social e econômico distinto do processo de integração do Cone Sul, representam exemplos de caminhos seguidos e resultados alcançados, dando uma pista de como pode ser encaminhado o processo no continente sul-americano.

No Cone Sul, dependendo do país analisado, os mercados de gás natural evoluíram de forma muito distinta. A rigor, o caso da Argentina é o único comparável ao histórico apresentado para a América do Norte e a Europa Ocidental. De fato, como será mostrado a seguir, a Argentina apresentou um desenvolvimento precoce de sua indústria de gás dentro da região. Em todos os demais países, os mercados gasíferos domésticos são, com maior ou menor intensidade, emergentes, tendo encontrado, ao longo da história, diferentes barreiras que impediram (ou limitaram) o seu desabrochar.

Em comum, em relação a todas as experiências, pode-se identificar apenas o isolamento desses mercados. Uma visão historicamente autárquica e focada na independência energética, principalmente após o primeiro choque do petróleo, talvez tenha sido um dos principais fatores a explicar esse fenômeno, o qual não se restringe ao setor de gás natural.

Como bem pontua Weintraub (2008), antecedentes políticos e/ou históricos impediram ou dificultaram a formulação de políticas energéticas comuns em praticamente todos os países da América, principalmente entre os países do América Latina, que não têm uma história auspiciosa de cooperação e onde disputas fronteiriças são comuns até em história recente, como ocorreu entre o Chile e a Argentina em 1994 e 1999.

Entender como e porque os países se encontram em estágios distintos de infra-estrutura, regulação e desenvolvimento de mercado, é fundamental para se discutir como a integração gasífera do Cone Sul acabou despontando como um vetor importante de evolução ao longo dos anos 1990, mas sofreu significativos reveses a partir do início do século XXI. Ao longo deste capítulo alguns comentários já indicarão os possíveis caminhos a serem seguidos. Entretanto, o detalhamento de um possível caminho será reservado ao capítulo quatro.

3.2. A experiência precoce da Argentina

Segundo Fosco e Saavedra (2003), a Argentina iniciou o uso de gás, distribuído através de dutos, ainda no século XIX, com a produção de gás a partir de carvão importado da Inglaterra. A produção de gás natural teve início na década de 1920, mas ganhou escala em 1950, através da petroleira estatal *Yacimientos Petroliferos Fiscales* (YPF), a cargo da produção, e da também estatal *Gas del Estado* (GdE) responsável pelo transporte e distribuição do gás.

Em relação à consolidação de um modelo nacionalista e desenvolvimentista para impulsionar uma indústria local de hidrocarbonetos, a Argentina, como coloca Moutinho dos Santos (1997), foi pioneira. No início do século XX, estendendo-se até o começo da Primeira Guerra Mundial, o mundo adotava uma visão eminentemente liberal da industrialização e do desenvolvimento econômico. A maioria dos países encarava os empreendimentos de estado com muita hesitação.

Além disso, em relação à indústria petroleira propriamente dita, a necessidade de capital de longo prazo e as incertezas envolvidas tornava o negócio muito arriscado para os empresários e os governos locais. Os países geralmente recebiam os investidores internacionais com entusiasmo.

Porém, após a Primeira Guerra Mundial, o petróleo alcançou uma dimensão estratégica e, em quase todos os países, os governos começaram a procurar estratégias para acelerar o nascimento e a construção rápida de uma indústria petroleira nacional. Assim, ao longo dos anos 1920 e 1930, surgiram as primeiras intervenções sistemáticas de governos na indústria petroleira.

Entre essas experiências, a Argentina merece especial atenção, pois demonstrou, pela primeira vez na história, que o Estado era capaz de achar e produzir petróleo sem a ajuda de grupos internacionais. De acordo com O'Keefe *et al.* (2008), a primeira descoberta de petróleo ocorreu em 1907, em poços do governo que procuravam água potável, em Comodoro Rivadavia, na Patagônia.

Rapidamente, a Argentina foi capaz de construir uma indústria petroleira nacional relativamente importante, que tivera seu início nas mãos da iniciativa privada. Segundo Fiorotti Campos, Tiomno, Tolmasquim e Alveal (2006), após a Primeira Guerra Mundial, a

Argentina colocou o suprimento de energia como primeira prioridade do governo, reorganizando seus interesses petrolíferos e criando a YPF em 1922.

Pode-se dizer, de acordo com Moutinho dos Santos (1997), que a YPF representou o primeiro caso no mundo de uma verdadeira companhia de petróleo nacional com controle estatal. Durante os anos 1920 e o começo dos anos 1930, a YPF cresceu agressivamente e passou a desenvolver atividades de refino e distribuição de derivados de petróleo. A partir de 1935, a Argentina decidiu limitar o envolvimento dos grupos estrangeiros na prospecção de petróleo no país. Todas as novas concessões outorgadas a outras empresas passaram a ser emitidas somente em parceria equitativa com a YPF.

Segundo O'Keefe (2008), o gás natural, por sua vez, começou a ser produzido pela primeira vez na Argentina também em Comodoro Rivadavia, em 1913. Até a década de 1950, porém, o gás era considerado uma fonte secundária de energia. Somente após a construção de gasodutos para transportar o gás dos campos do sul e do noroeste do país até Buenos Aires, na década de 1950, é que o gás passou a ter um papel de protagonista no cenário energético argentino.

A *Gas del Estado* (GdE) foi criada em 1946, para transportar e distribuir o gás natural para os consumidores finais. No entanto, a produção de gás permaneceu sob o monopólio da outra estatal, a YPF. Com tal separação de responsabilidades, a Argentina acabou adotando um modelo tipicamente europeu para o desenvolvimento do mercado de gás. Com exceção da produção, onde as atividades sempre foram sinérgicas em relação ao petróleo e gás natural, o país separou as responsabilidades de construir as cadeias de suprimento de gás e petróleo em duas empresas distintas.

Assim, a existência de uma companhia de gás, com interesses próprios, suportada pelo Estado, e com cunho nacionalista, nunca precisou submeter-se aos interesses de mercado da companhia petroleira. As indústrias de petróleo e gás cresceram juntas, cada uma ocupando o seu nicho de mercado, mas também competindo entre si. Como será observado ao longo deste capítulo, tal experiência foi única no Cone Sul, provavelmente ajudando a explicar o avanço do mercado gasífero argentino em relação ao que existe nos demais países.

O monopólio estatal permitiu que a GdE ampliasse sua malha de transporte e distribuição de gás natural, criando internamente uma cultura de gás sem igual no Cone Sul. Como referência, em 1998 o gás natural era 40% da matriz energética primária da Argentina, segundo o *Balance Energético Nacional de Argentina* 2006 (2007) enquanto nos Estados

Unidos, no mesmo ano, o gás era 24% da matriz energética nacional, segundo a *Energy Information Administration* (2008).

A expansão do consumo de gás permitiu a liberação de petróleo para a exportação. Com os choques de petróleo nos anos 1970 e 1980, momento em que o petróleo viu seu valor no mercado internacional multiplicar-se por dez, esse modelo se reafirmou e foi na expansão da indústria do gás que a Argentina apostou para superar os cenários de crise, mas também de oportunidades energéticas.

Porém, de acordo com Pistonesi (2000), no meio da década de 1970, iniciou-se uma forte crise econômica com crescentes conflitos sociais e políticos na Argentina. Até aquele momento a Argentina tinha alcançado considerável desenvolvimento de sua indústria. De 1974 a 1989, a economia mostrou uma situação de desaquecimento, marcada pela redução da industrialização, crescente endividamento externo, desequilíbrio das contas públicas e forte concentração de riqueza, com uma progressiva deterioração das condições de vida da maior parte da população.

Nesse contexto, de acordo com Dubrovsky *et al.* (2002), o desempenho financeiro e de gestão das empresas públicas, principalmente do setor energético, registraram forte deterioração durante a década de 1980. As receitas reduziram por conta do controle governamental sobre as tarifas, evitando-se necessários reajustes como medida antiinflacionária. Além disso, parte da renda gerada pela venda da energia passou a ser capturada pelo próprio Estado, através de aumentos da carga de impostos, cada vez mais necessários para garantir o financiamento da administração central do governo. As rendas mantidas sob o controle das empresas energéticas eram insuficientes para resgatar as dívidas crescentes, muitas a elas impostas pelo próprio Estado.

De acordo com Almeida e Machado (2001) todos esses fatores levaram à falência da indústria energética pública. Em 1989, ao governo argentino promulgou a lei nº 23.696 de Reforma do Estado, dando início ao processo de privatização, alterando o arcabouço regulatório das indústrias energéticas, e transformando completamente o papel do Estado no setor.

A reforma iniciada na Argentina em 1989 não foi um caso isolado no mundo. É importante lembrar que tais reformas foram introduzidas em praticamente todos os países do Cone Sul, tendo como base uma proposta do FMI, que explicitava uma série de estratégias a serem adotadas pelos governos, e que ficou conhecida como o Consenso de Washington. Segundo

Stiglitz (2003), a Argentina constituiu-se no exemplo mais destacado de adoção desse modelo ao longo dos três primeiros quartos da década de 1990.

Foge do escopo deste trabalho discutir a eficácia da aplicação do Consenso de Washington nos países que trilharam esse caminho, assim como analisar os motivos econômicos que, aparentemente, levaram ao fracasso das reformas na Argentina. Como será analisado abaixo, outro país, o Chile, parece representar o caso oposto, reconhecendo as vantagens trazidas pela sua própria reforma mesmo em situações de crise extrema de suprimento energético.

Em relação ao gás natural, a reforma na Argentina iniciou-se com a aprovação da lei 42.076, de maio de 2002, que exigiu da empresa ainda estatal GdE uma maior transparência de preços através da separação das atividades de transporte e da componente de preço referente à “*commodity*”¹⁵. Também foi criado um órgão regulador, o *Ente Nacional Regulador del Gas* – ENARGAS -, e definindo que o transporte e a distribuição de gás seriam privatizados, para serem realizados exclusivamente através de empresas privadas. A reforma trouxe outras alterações na indústria do gás, como pode ser visto na tabela 3.1.

De acordo com O’Keefe *et al.* (2008), em 1993, a GdE foi transformada em duas empresas transportadoras, a *Transportadora de Gás Del Norte* – TGN -, e a *Transportadora de Gás Del Sur* – TGS -, tendo sido ambas privatizadas. No mesmo, ano a YPF, responsável pela produção de gás natural, também foi privatizada.

A reforma conduziu a desverticalização da indústria, tendo sido definidos os seus novos agentes: produtores, captadores, processadores, transportadores, armazenadores, distribuidores, comercializadores e consumidores (grandes e pequenos). O livre acesso aos dutos de transporte e distribuição ociosos foi permitido, além de se autorizar a importação de gás. A exportação continuou sujeita à autorização do órgão regulador, porém, ao longo da década de 1990, a Argentina tornou-se um exportador líquido de gás para os países vizinhos e para o Chile em particular.

¹⁵ A separação entre *commodity*, que significa o gás natural em si, do transporte desse produto, é um fator importante para a maior transparência na formulação do preço, pois, na indústria do gás natural as empresas tendem a ser verticalizadas e monopolistas, principalmente no transporte. A separação permite maior controle por parte dos reguladores e dos consumidores finais, evitando movimentos monopolistas mascarados em custos de produção/transportes infundados.

Tabela 3.1 – Mudanças no marco regulatório da Indústria de Gás Natural na Argentina

Produção de Gás
<ul style="list-style-type: none"> • Preço negociado livremente (desde 1993) • Mercado Concentrado (entretanto com poucos vendedores) • Autoridade Regulatória Autoriza o <i>pass-through</i>
Serviço de Transporte
<ul style="list-style-type: none"> • Duas companhias transportadoras • Livre Acesso • Tarifas máximas reguladas • Transportadoras impedidas de comercializar gás
Serviço de Distribuição
<ul style="list-style-type: none"> • Nove companhias distribuidoras • Livre Acesso • Tarifas máximas reguladas • Escolha de serviço pelo Cliente
Autoridade Reguladora
<ul style="list-style-type: none"> • Secretaria de Energia (produção e exploração) • Energas (Transporte e distribuição) • Normas de segurança, confiabilidade e operação do sistema • Resolução de conflitos, audiências públicas

Fonte: Energas (2008).

As reformas deram certa estabilidade regulatória para a Argentina e, de acordo com Gonzáles, Nebra, Bajay e Galarza (2002), essa estabilidade, somada à disponibilidade de gás natural, motivaram os agentes privados a investirem no setor, principalmente no uso do gás para a geração elétrica e para exportação, os dois únicos segmentos ainda pouco explorados pelo país e com capacidade de expansão rápida. Em um mercado maduro, os demais usos do gás apresentavam capacidades limitadas de crescimento. Ainda assim, entre 1992 e 1998, a rede de distribuição de gás estendeu-se em 45%.

Em 1999, a Argentina entrou em uma forte recessão econômica, a qual, por consequência, também conduziu a uma crise política que derrubaria dois presidentes da república. Nesse

período entre o final da década de 1990 e início dos anos 2000, praticamente todo o Cone Sul mergulhou em instabilidades econômicas, que conduziram a desequilíbrios não compensáveis nas relações comerciais entre países vizinhos.

A Argentina sofreu o pior revés, pois mantinha sua moeda atrelada ao dólar americano em uma paridade artificial de 1 para 1. Em janeiro de 2002, o governo argentino desvalorizou o Peso e decretou uma moratória unilateral em sua dívida externa. Houve uma ruptura no fluxo de capitais para o país, bem como se geraram novas pressões inflacionárias que poderiam ter conduzido o país a um novo ciclo de instabilidades políticas, sociais e econômicas, que poderiam desestabilizar todo o Cone Sul.

Com o objetivo de conter o possível processo inflacionário, o governo lançou mão de uma série de medidas intervencionistas. De acordo com O'Keefe *et al.* (2008), tanto no setor de eletricidade quanto no de gás, as tarifas foram convertidas em Peso argentino, ainda sob a paridade de um para um em relação ao dólar, sendo, em seguida, congeladas aos níveis de 2001.

Legalmente, o congelamento não afetava o preço do gás na boca do poço adotado pelos produtores, os quais poderiam vender a preços de mercado (embora em pesos). Todavia, na prática, o fato de o ENARGÁS não aprovar nenhum repasse de aumentos de preços para distribuidores e consumidores finais, fez com que os preços do gás natural nas vendas internas permanecessem igualmente congelados. Os produtores voltaram-se, então, às possibilidades de exportação. Porém, o governo agiu rapidamente de maneira a desestimular a exportação, criando um imposto sobre a exportação de 20% sobre o valor exportado.

Não tendo como produzir e escoar sua produção a preços considerados competitivos, as medidas do governo serviram também para deprimir os investimentos na produção de gás. O mesmo ocorreu com o setor de transporte, tornando ainda mais críticas, pois, segundo O'Keefe *et al.* (2008), as restrições de capacidade que já se identificavam no final da década de 1990.

A partir de 2003, a economia argentina iniciou uma fase de recuperação surpreendente. Como pode ser visto no gráfico 3.1, o país converteu uma perda de PIB superior a 10% em 2002, em sucessivos crescimentos superiores a 8% ao ano entre 2003 e 2006.

Na verdade, a Argentina foi salva pelo quadro extremamente positivo que se desenvolveu na economia global, com as demandas e preços das *commodities* minerais, energéticas e agrícolas subindo rapidamente, valorizando os principais artigos exportados pela Argentina.

Além disso, pela mesma razão, as relações comerciais com os países vizinhos se tornaram muito favoráveis, principalmente em relação ao Brasil.

Gráfico 3.1– Argentina – Taxa de Crescimento do PIB

Fonte: Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID (2008)

O crescimento da economia fez com que a demanda de gás crescesse (ver gráfico 3.2) sem que a produção fosse capaz de acompanhar. As capacidades ociosas na infra-estrutura existente desapareceram e os gargalos de transporte e distribuição juntaram-se aos de produção. Formou-se um quadro, ainda não resolvido, de excesso de demanda com preços controlados. Esse quadro foi ideal para conduzir o país, outrora com ambições de se transformar em um *hub* exportador de gás no Cone Sul, a uma situação de escassez estrutural de gás, que, em períodos de inverno tem afetado as relações comerciais com os países vizinhos, bem como exportando o cenário de crise também para o setor elétrico dependente do gás.

Gráfico 3.2– Argentina – Consumo de Gás Natural em bilhões de m³/ano
 Fonte: *BP Statistic Review of World Energy* (2007)

A retomada de importação de gás da Bolívia foi possível dentro da capacidade máxima de transporte de um antigo gasoduto conectando os dois países, o Yabog¹⁶. Em 2006, a Argentina assinou um acordo de suprimento de gás com a Bolívia, o qual se traduziu, posteriormente, em um Contrato de Compra, através do qual uma nova empresa estatal argentina, a *Energía de Argentina S.A. - Enarsa*, compromete-se a adquirir até 27,7 milhões de metros cúbicos diários de gás boliviano de seu par boliviano, a YPFB. Para isso, foi igualmente acordada a construção de um novo duto entre os dois países, o Gasoduto do Noroeste.

Porém, incertezas e condições econômicas pouco favoráveis dão o tom a essas novas relações gasíferas entre Argentina e Bolívia. Pelo lado boliviano, como será discutido posteriormente, e considerando a situação reinante no final de 2007, dada a queda dos investimentos em produção, tornou-se impossível para Bolívia honrar esse novo contrato de exportação de gás sem produzir cortes de suprimento ao Brasil. Além disso, o Gasoduto do Noroeste ainda necessita encontrar meios realistas para o seu financiamento.

Por outro lado, na Argentina, o gás importado da Bolívia chega a um preço muito superior do que aqueles praticados no mercado doméstico, como referência em janeiro de 2007 o preço de compra no novo contrato era de US\$ 5,00/MMBtu enquanto que o preço o preço médio de

¹⁶ Gasoduto entre a Bolívia e Argentina, com capacidade de 7,7 MM m³/dia.

venda do gás natural na Argentina também em janeiro de 2007 era na ordem de US\$ 1,70/MMBtu¹⁷. Portanto, a empresa estatal, Enarsa, realiza perdas financeiras na medida em que o Estado argentino subsidia a diferença da ordem de 22 milhões de dólares por mês¹⁸. O Yabog foi ligeiramente expandido entre 2006 e 2007, viabilizando uma importação de gás boliviano para a Argentina de cerca de 7,7 milhões de metros cúbicos diários. Aumentos substanciais nesses volumes não podem ser realizados sem a construção de um novo gasoduto entre os dois países e sem negociação prévia com o Brasil, que tem prioridade de acesso ao gás boliviano.

Com todas essas condições, foi inevitável uma crise de abastecimento de gás natural na Argentina. O governo obrigou-se a adotar a única solução possível, isto é, restringir as exportações, principalmente nos períodos de inverno. Em 2004 foi revogada a Resolução 131, de 2001, da Secretaria de Energia, que autorizava a exportação de gás, conforme previsto na Lei 24.076 de 1992. Essa resolução permitia a aprovação automática de exportações de gás natural e sua revogação fez com que qualquer nova exportação tivesse que passar pelo crivo da Secretaria de Energia da Argentina¹⁹.

Segundo O'Keefe *et al.* (2008), em substituição à Resolução 131/01, foi adotado um novo procedimento através do qual se exige dos produtores que demonstrem que a demanda nacional está sendo satisfeita antes que a Secretaria de Energia possa autorizar qualquer exportação de gás natural. Na prática, esse novo procedimento restringiu as quantidades de gás natural fornecidas a estrangeiros. Os resultados dos cortes de exportação foram sentido no Uruguai e Brasil, mas principalmente no Chile, como será descrito nos parágrafos que seguem.

Portanto, em última instância, a Argentina perdeu o seu papel de *hub* gasífero do Cone Sul, como havia sido concebido ao longo dos anos 1990. As discrepâncias no sistema econômico e no mercado de gás argentino não tendem a desaparecer no curto prazo, pois o país encontra-se capturado em sua própria armadilha. Se não houver importantes mudanças nos preços dos energéticos na Argentina, refletindo melhor a realidade e induzindo novamente os investimentos, o país continuará enfrentando dificuldades na oferta de gás e a recuperação econômica somente será sustentada através de importações crescente de gás.

¹⁷ Preço do gás informado pela Secretaria de Energia da Argentina (fev08)

¹⁸ Diferença de preço aplicada sobre um volume de 6 milhões de m³/dia (estimativa de importação de gás da Bolívia pela Argentina).

¹⁹ Apesar de existir um órgão regulador para o mercado de gás natural na Argentina, a Energás, a autorização para exportação de gás é dada pela Secretaria de Energia, órgão do governo executivo equivalente ao Ministério de Minas e Energia no Brasil, segundo o artigo 3 da Lei 24.076 de 1992.

De fato, segundo projeção do FMI (2007), a economia Argentina tende a manter o crescimento e tal expansão será alimentada através de consumos de gás igualmente crescentes. Porém, tais perspectivas estão rodeadas de inúmeras incertezas, pois exigirão mudanças substanciais nos mercados energéticos domésticos, uma vez que estas requererão uma ação política coordenada e com apoio da população.

Sem uma revisão importante dos preços, pode-se esperar um agravamento da crise de gás nos próximos anos, pois o governo não tem recursos para investir em produção e infra-estrutura energética, não podendo, portanto, repetir a experiência dos anos 1920 e 1930. Por outro lado, as condições continuarão extremamente desfavoráveis para o investimento da iniciativa privada. Mesmo empresas estatais dos demais países da região, tais como Petrobras e PDVSA, que podem ser induzidas a adotarem abordagens mais geopolíticas em suas decisões de investimento, dificilmente terão o apetite necessário para realizar todos os investimentos novos que a Argentina requer.

Com o objetivo de tentar evitar a previsível crise de suprimento, a Bolívia e a Argentina assinaram um convenio e posteriormente um contrato de comercialização de gás natural e desse compromisso foi projetado um novo gasoduto, o Gasoduto del Noroeste, que terá capacidade de 20 milhões de metros cúbicos diários. A construção do gasoduto teve início em 2006, quando noticiário informou que as duas nações iriam iniciar o processo de licitação ainda naquele ano²⁰. Em fevereiro de 2008 os noticiários continuam anunciando que os dois países lançarão o processo de licitação²¹.

A paralisação do projeto nesse período tem raízes na incerteza das reservas bolivianas, que estão comprometidas aos contratos atuais, a falta de investimento em exploração e produção torna difícil por parte da Bolívia o cumprimento do contrato. Em recentes encontros entre os presidentes da Bolívia e Brasil, ficou acordado que a Petrobras investiria cerca de R\$ 260 milhões na Bolívia de modo a viabilizar o cumprimento do contrato com a Argentina²². Por enquanto, parece que o gasoduto será apenas um projeto no papel.

As empresas energéticas estatais do Cone Sul têm adotado estratégias internacionais agressivas e escolhido os países vizinhos como seu foco de atuação. A Petrobras, por

²⁰ Quieren apurar la construccion del Gasoducto del Nordeste. LaNacion.com em 15/08/2006.

²¹ Licitación internacional para el Gasoducto del Noroeste Argentino. Adnmundo.com em 17/01/2008.

²² ORDOÑES, Ramona. Petrobras vai investir US\$ 260 milhões na Bolívia. O Globo on line. 18/12/2007

exemplo, desde 1995 construiu uma carteira de ativos invejável na Argentina, Bolívia, Chile e Uruguai, atuando tanto em exploração e produção, quanto em refino e distribuição de combustível. As empresas estatais ainda poderão crescer nos mercados vizinhos, eventualmente adquirindo ativos já existentes de empresas privadas desejosas de abandonar suas atuações na região. Porém, tais transferências de ativos pouco contribuirão para reduzir os gargalos e garantir ampla expansão da oferta para atender as demandas crescentes do mercado.

Contudo, correções substanciais nos preços dos energéticos na Argentina também não são triviais, pois o país convive com seus velhos fantasmas inflacionários e as forças políticas e sociais continuam a apostar em políticas macroeconômicas heterodoxas (como controle amplo dos preços), de resultados, quase sempre, duvidosos e não sustentáveis no longo prazo. A adoção de medidas ortodoxas talvez se torne inevitável se o cenário econômico internacional tornar-se menos favorável a partir de 2008. Isso conduzirá a aumentos nas taxas de juros e diminuição robusta do crescimento econômico, requerendo, portanto, uma liderança política que não hesite introduzir mudanças estruturais.

As condições para que a Argentina possa beneficiar-se de uma maior integração gasífera com seus vizinhos estão na mesa; isto é, forte demanda firme pelo gás e infra-estrutura de transporte transnacional com capacidade ociosa (principalmente em relação ao Chile (gasodutos) e ao Brasil (linhas de transmissão)).

Além disso, Brasil e Chile investem em terminais de liquefação que darão capacidade ampliada de atendimento à demanda de gás, podendo-se conceber que a infra-estrutura antes exportadora, conectando esses países com a Argentina, passe a ser utilizada como importadora, trazendo energia para o mercado argentino. Porém, para que essa integração se realize de forma mais estrutural, será necessário que a Argentina resolva internamente seus problemas.

3.3. Chile: o parceiro traído

O Chile é um dos países do Cone Sul com a economia e situações social e política mais estáveis. Nos últimos cinco anos, como mostrado no gráfico 3.3, o Chile apresentou um crescimento anual médio do Produto Interno Bruto real da ordem de 5%, beneficiando-se das

condições favoráveis da economia mundial e dos preços em alta do seu principal produto exportável, o cobre.

Gráfico 3.3– Chile – Taxa de Crescimento do PIB

Fonte: Banco Interamericano de Desenvolvimento (2007)

De acordo com González *et al.* (2002), o país é administrado por governos democráticos desde 1990, depois de 17 anos de regime militar, período onde foram iniciados os processos de reforma do setor econômico, incluindo o setor energético. A política econômica adotada é denominada “social de mercado” e tem permanecido sem variações relevantes por pelo menos 20 anos.

A política vigente no setor energético se enquadra dentro da política econômica geral do governo e seu objetivo principal tem sido assegurar um abastecimento normal à demanda interna, tentando também propiciar condições para o desenvolvimento de um mercado competitivo e aberto para investimentos privados.

Porém, um dos grandes problemas do Chile é o suprimento energético. O Chile, apesar de fazer fronteira com a Argentina, Bolívia e Peru, países com grandes reservas de hidrocarbonetos, não possui, ele mesmo, reservas significativas de petróleo, gás ou carvão.

Ao longo dos tempos, o Chile tem buscado novas jazidas de hidrocarbonetos, principalmente *offshore*, em suas águas profundas do Pacífico. Porém, desde 1950 até janeiro de 2007, só

encontrou 23 jazidas de pequeno porte, com reservas provadas, segundo estimativa do *Oil and Gas Journal*²³, de 150 milhões de barris petróleo e menos de 100 bilhões de metros cúbicos de gás natural²⁴.

Assim, o Chile apresenta forte dependência de energia importada, representando, portanto, mais um caso, como tantos no mundo, de uma nação que se desenvolve a despeito de sua dependência energética.

Vale lembrar que o crescimento econômico do Chile na década de 1990 se deu em período no qual o preço do petróleo no mercado internacional estava baixo, situação que começou a mudar a partir de 2004, quando o preço do petróleo no mercado internacional praticamente triplicou, como pode ser visto no gráfico 3.4. A eventual mudança no cenário de preços do petróleo e seus derivados foi um ingrediente a mais para que o Chile apostasse no processo de integração energética com os países vizinhos.

Gráfico 3.4– Evolução do Preço do Petróleo (WTI médio anual em US\$/bbl)

Fonte: *Energy Information Administration* (2008)

²³ Informação publicada no site *Energy Information Administration* (2008) Disponível em < <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilreserves.html> > em 06 fev2008.

²⁴ A título de comparação, segundo a mesma fonte, o Brasil tem 11,8 bilhões de barris de reserva de petróleo e pouco mais de 300 bilhões de metros cúbicos de gás natural.

De acordo com González *et al.* (2002), o marco regulatório do setor gasífero do Chile está constituído pela lei 323, de 1931 – lei de Serviços de Gás –, que estabelece o marco regulatório geral para as diferentes atividades de fornecimento de gás.

Talvez mais do que grande estabilidade regulatória e legal, a perenidade dessa lei revela a pouca importância dada ao gás na história energética do país. O Chile é um país cuja matriz energética apoiou-se principalmente da geração hidrelétrica e no uso do petróleo, com alguma participação de termelétricas a carvão, situadas mais ao norte. Segundo O'Keefe *et al.* (2008), devido às graves secas em meados da década de 1990, o Chile procurou reduzir sua dependência em relação à hidroeletricidade doméstica e o caminho escolhido foi utilizar o gás natural argentino na geração elétrica.

A entrada do gás da Argentina no Chile foi incentivada através do Protocolo de Interconexão Gasífera, assinado em 1991 e aditado em 1995. De acordo com González *et al.* (2002), através desse Protocolo, os governos se comprometeram a fomentar um regime jurídico que permitisse a livre comercialização, importação e transporte do gás entre a Argentina e o Chile. Os principais fundamentos desse documento são resumidos como segue:

- A operação dos gasodutos será feita em sistema de acesso aberto, questão de máxima importância para assegurar o desenvolvimento máximo de um mercado competitivo;
- Os vendedores, compradores e transportadores de gás devem observar as legislações de impostos e aduaneira aplicáveis à jurisdição de cada país;
- Em caso de força maior, não haverá discriminação dos consumidores afetados, qualquer que seja o posicionamento geográfico que estes se encontrem;
- Tratamento tributário a exportação e importação de gás não poderá ser superior ao tratamento dado aos derivados de petróleo, nem inferior ao de produtos que utilizam gás natural como matéria prima.

Com base nesse Protocolo, o governo chileno publicou os Decretos 263 e 254 de 1995, que estabeleceram, respectivamente, as regras de concessão de transporte e distribuição de gás, bem como as regras de segurança na operação do sistema.

As reformas econômicas simultaneamente ocorridas nos dois países, e os cenários de longo prazo que foram construídos, conduziram a grandes investimentos na construção de gasodutos transandinos, superando dificuldades tecnológicas não desprezíveis. Todo esse processo foi

capitaneado segundo as forças de mercado e sob liderança direta de empresas privadas (ou operando como se o fossem). Esperava-se que a integração energética regional se tornaria um processo irreversível e gerador de grandes oportunidades para todos os agentes envolvidos.

Segundo a Secretaria de Energia Argentina (2007), o Chile começou a importar gás argentino em dezembro 1996, com o início de operação do gasoduto *Metanex PAN*, na Terra do Fogo, cujo objetivo era transportar gás argentino até uma planta de metanol, da *Methanex*, localizada do lado chileno. Tratava-se de valorizar uma fonte de gás extremamente remota, para a qual não havia mercado alternativo na Argentina (ou mesmo no Chile), pois a região de produção era isolada e inexistia outra infra-estrutura para escoamento do gás.

Com finalidade similar, foi construído o gasoduto *Metanex SIP* e também outras conexões entre Argentina e Chile no setor continental do Estreito de Magalhães.

Contudo, uma verdadeira integração energética ancorada em gás entre Argentina e Chile só começou a se materializar em 1997, como constata Gonzáles *et al.* (2002), quando a zona central do Chile iniciou a importação de gás da Argentina, a partir de reservas localizadas na bacia sedimentar de Neuquén. Foi construído o gasoduto *GasAndes*, cujo objetivo era suprir a região metropolitana de Santiago.

O processo de integração prosseguiu ao norte do país e a importação teve início em 1999, com o início de operação dos gasodutos *GasAtacama* e *Norandino*, ambos transportando gás desde a região noroeste da Argentina até duas centrais termelétricas no norte do Chile, as quais deveriam alimentar a forte indústria mineradora de cobre da região. A tabela 3.2 descreve os sete gasodutos que interligam os dois países.

Tabela 3.2 – Gasodutos Transandinos entre Argentina e Chile

GASODUTO	Distância (km)	Capacidade	Região Chilena
GasAndes	480	9 MMm ³ /dia	Centro
GasPacífico	306	9,7 MMm ³ /dia	Centro
GasTacama	941	8,5 MMm ³ /dia	Norte
Norandino	1180	7,1 MMm ³ /dia	Norte
Metanex Pan	83	2 MMm ³ /dia	Sul
Metanex SIP	33	1,3 MMm ³ /dia	Sul
Metanex YPF	9	2 MMm ³ /dia	Sul

Fonte: *Comission Nacional de Energia de Chile* – CNE

A mudança da matriz energética do Chile a partir do início das importações de gás da Argentina foi bastante significativa. Segundo a Comissão Nacional de Energia do Chile (2007), o gás, que representava apenas 7% do consumo total de energia primária em 1998, aumentou sua participação em apenas seis anos, atingindo os 21% da energia primária consumida em 2004.

O gás natural também modificou sensivelmente a capacidade de geração elétrica do Chile. Como pode ser visto no gráfico 3.5, de 1990 a 1994, a expansão da capacidade de geração elétrica foi predominantemente hídrica, a qual sempre representou uma participação superior a 50% do total da capacidade de geração. A partir de 1995, a expansão da capacidade instalada passou a ser predominantemente térmica e principalmente a gás natural.

Em 2006, a capacidade de geração hídrica representava apenas 36,6% do total. Em valores absolutos, entre 1990 e 2006, houve um acréscimo de 2,5 GW de geração hídrica, enquanto a geração térmica apresentou um acréscimo de 6,6 GW. Desde o início das importações de gás da Argentina, a expansão do parque hídrico permaneceu praticamente estagnada, sendo que as apostas voltaram-se quase exclusivamente para o gás. Considerando o total da capacidade de geração termelétrica do Chile, grande parte tem como combustível o gás natural. Em 2006, 23% da geração total do país, ou seja, 12,5 TWh, foram gerados a partir do gás natural. Em 2004, esse valor foi ainda maior, cerca de 17,6 TWh.

Gráfico 3.5– Capacidade de Geração por Fonte

Fonte: Comisión Nacional de Energía de Chile – CNE (2007)

Entre as tecnologias da geração termelétrica, o gás natural foi aos poucos ganhando espaço e deslocando, principalmente, o carvão, que teve sua participação reduzida na geração elétrica na medida em que antigas usinas a carvão eram substituídas por modernas usinas a gás. Como pode ser observado no gráfico 3.6, esse quadro se manteve até 2004, quando se iniciaram os cortes de fornecimento de gás da Argentina para o Chile.

Gráfico 3.6– Geração por tipo de Planta

Fonte: *Comission Nacional de Energia de Chile – CNE (2007)*

A importação de gás do Chile atingiu seu pico no inverno de 2004, quando, em junho, foram importados mais de 20 milhões de metros cúbicos por dia. Segundo O'Keefe *et al.* (2008), os primeiros sinais de problemas com o gás natural argentino surgiram em fevereiro de 2003, quando uma greve de trabalhadores em Neuquén interrompeu, temporariamente, o fornecimento de gás para o Chile.

A partir do início do inverno de 2004, a Argentina começou a restringir unilateralmente as exportações de gás para o Chile, motivada pela escassez no mercado interno. Ainda de acordo com O'Keefe *et al.* (2008), essas reduções foram substanciais, alcançando, em maio de 2004, 34% do fornecimento normal nas regiões sul e central, e 58% do fornecimento nos dois gasodutos do norte.

Com tamanhas restrições no fornecimento de gás, principalmente em relação ao gás fornecido à região central do Chile, onde se encontra a região metropolitana de Santiago, fazendo com que a ausência do gás também fosse interpretada como uma insegurança ambiental para o maior aglomerado populacional do país, a crise energética da Argentina foi exportada para o Chile. Além disso, os cortes unilaterais e sem negociação prévia transformaram as crises energéticas em conflito político e diplomático.

O governo chileno protestou alegando que as restrições violavam a cláusula de não discriminação do Protocolo Sobre a Integração de Gás Natural de 1995. Como conta O'Keefe

(2008), a primeira reação do governo argentino foi alegar que o Protocolo não se aplicava ao caso, pois o Congresso argentino nunca o ratificara.

Porém, posteriormente, após verificar a fragilidade jurídica do argumento, o governo argentino apelou para o artigo 2º do mesmo protocolo, que rezava que as exportações do gás pela Argentina exigiam uma autorização que só poderia ser concedida se o abastecimento interno não fosse afetado negativamente. O governo chileno preferiu não insistir para não arriscar inflamar nacionalismos demagógicos em Buenos Aires.

A redução no suprimento de gás obrigou o Chile a aumentar a geração térmica a partir de carvão, como pode ser observado no gráfico 3.6. Entre 2004 e 2006, a geração a gás foi reduzida em cerca de 30%, caindo de 17.683 GWh a 12.466 GWh. Em 2006, o gás foi responsável por 23% da geração elétrica total, igualando a participação do carvão. Esses foram anos hidrológicamente favoráveis e o Chile pôde contornar o cenário de escassez contando com 53% de geração hídrica.

No inverno de 2007, por alguns dias, a Argentina paralisou completamente o envio de gás para o Chile. O rigor do inverno conduziu a um aumento de consumo nos dois países e a redução de suprimento atingiu o mercado residencial. As companhias de distribuição de gás locais, CDLs, chilenas injetaram uma mistura de GLP e ar nas redes²⁵ de modo a atender à demanda. De fato, como mostra o gráfico 3.7, o corte total de gás no período de inverno fez com que o total das importações de 2007 fosse substancialmente menor, tornando a crise de abastecimento de difícil superação.

²⁵ A mistura de propano e ar, propan-ar, pode emular o gás natural e substituí-lo quase perfeitamente, exigindo, porém, cuidados com a manutenção de um mesmo Número do Wobbe. O Número de Wobbe, ou Índice Wobbe, informa a quantidade de calor que é fornecida por unidade do combustível e é o resultado da divisão do Poder Calorífico Superior pela raiz quadrada da Densidade Relativa do combustível.

Gráfico 3.7– Chile – Importação de Gás por Uso

Fonte: *Comission Nacional de Energia de Chile – CNE*

O estremecimento das relações gasíferas entre Argentina e Chile tornou-se contumaz para o conceito mesmo de integração energética no Cone Sul. Os chilenos já não buscam uma solução definitiva para a sua crise energética em qualquer estratégia de integração com os países vizinhos. Bem porque, a única opção de suprimento de gás disponível na região seria a Bolívia. No entanto, como será discutido no caso boliviano, tal solução é politicamente e energeticamente impossível de ser materializada no curto prazo. A Bolívia já não representa uma fonte segura de gás para o Chile ou qualquer outro consumidor adicional, pois não pode atender sequer os consumidores já contratados no Brasil e Argentina.

Além disso, as tentativas bolivianas de transformarem o suprimento de gás em moeda de troca para ampliar as discussões geopolíticas históricas entre os dois países foram muito mal recebidas no Chile, sendo interpretadas como chantagem geopolítica, sob a qual, na ótica chilena, nenhum processo de integração pode ser construído e sustentado no longo prazo.

O Chile já está consciente que não poderá contar com o gás nem da Argentina e nem da Bolívia nos próximos anos, e principalmente no inverno. Além disso, voltar à geração a carvão é ambientalmente complicado, requerendo a adoção de novas tecnologias, com usinas modernas, que possam substituir, no longo prazo, as antigas usinas a carvão. No curto e médio prazo, o Chile lançou-se em um projeto de instalação de um terminal de GNL para suprir o mercado interno, esse projeto será discutido mais a diante no Capítulo 4.

3.4. Bolívia: a esperança postergada

A Bolívia é um país chave para a integração energética do Cone Sul, principalmente pelas suas reservas de gás natural e sua posição geográfica, isto é, localizada entre os três grandes países consumidores de energia do grupo, Argentina, Brasil e Chile. Apesar de suas vantagens estratégicas, a Bolívia tem se revelado como uma esperança postergada, pois suas próprias instabilidades sociais, políticas e econômicas geram desconfianças nos parceiros e impedem que o gás boliviano venha a ocupar um papel central no sistema de suprimento regional.

Segundo Almeida e Machado (2001), a Bolívia sofreu um intenso processo inflacionário nos anos 1980, impulsionando, em seguida, um programa de ajuste econômico estrutural, monitorado pelo FMI, o qual resultou em uma redefinição completa do papel do Estado na economia. Com isso, a Bolívia privatizou todo o setor de energia elétrica, através da lei nº1604 de 21 de dezembro de 1994, e o setor de petróleo e gás natural, pela lei nº1689 de 30 de abril de 1996, reservando ao Estado o papel de regulador ou sócio minoritário.

Tais mudanças trouxeram grandes empresas multinacionais à Bolívia, dentre elas a *Petrobras*, a antiga *Enron*, e grandes empresas de petróleo e gás como a *Repsol-YPF*, a *BP*, a *BG* e a *Total*, as quais investiram em todos os setores da indústria de energia elétrica e gás natural. O investimento âncora que viabilizou todos os demais investimentos no país foi, sem dúvida, Gasoduto Bolívia-Brasil, *Gasbol*, sobre o qual se descreve abaixo.

Com a construção do *Gasbol*, a Bolívia ganhou acesso a um importante mercado energético para seu gás natural. As empresas estrangeiras puderam investir em exploração e produção com mais tranquilidade, pois tanto a produção de petróleo como de gás tornaram-se factível. Assim, como mostra o gráfico 3.8, a partir de 1997, os investimentos estrangeiros na Bolívia cresceram e atingiram seu pico nos anos de 1998 e 1999, chegando à cifra anual de mais de um bilhão de dólares, mas caindo drasticamente a partir de 2003.

Gráfico 3.8– Investimento Estrangeiro na Bolívia em US\$ milhão

Fonte: Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID (2007).

Em 2002, com a eleição do presidente Sánchez de Lozada, iniciou-se uma série de protestos, com inúmeras reivindicações sociais das camadas mais pobres da população, que tornou o ambiente político na Bolívia bastante instável. A importância que o gás natural adquirira para o futuro do país conduziu-o a ocupar um papel central nos conflitos estabelecidos, levando ao que a mídia internacional consagraria como a “Guerra do Gás”.

Tal crise levou à queda do então presidente Sanchez de Louzada e do seu substituto, o presidente Carlos Mesa. Tornou-se extremamente arriscado manter a agenda de investimentos externos no país. Um projeto polêmico de exportação de GNL através do Chile, a planta denominada de *Pacific LNG*, foi descartado e abandonado. Como mostrado no gráfico 3.8, os investimentos externos colapsaram entre 2002 e 2005, sendo que neste último ano houve uma fuga de capital estrangeiro do país.

De fato, em 2005, com a eleição do presidente Evo Morales, representando as comunidades indígenas e adotando um discurso nacionalista e revolucionário, prometendo voltar atrás com as reformas liberais do período anterior, o investidor externo procurou salvaguardar os seus interesses.

Em relação à indústria de gás propriamente dita, com base em um referendo popular aprovado em julho de 2004 sobre a política energética do país, foi concebida e decretada uma nova Ley de Hidrocarburos. Através dessa lei, todas as empresas foram obrigadas a entregar sua produção à estatal boliviana, YPFB, que passou a deter a propriedade do hidrocarboneto na boca do poço. Como os recursos naturais no subsolo também são propriedade do Estado,

então os demais produtores foram convertidos em meros prestadores de serviço para o governo boliviano.

De fato, os produtores de gás e petróleo foram obrigados a firmar novos contratos onde 50% do valor da produção passou a ficar com o Estado, além de aumentos de *royalties* e outras contribuições, bem como das tarifas para utilização das infra-estrutura existente. Segundo López (2007), o preço do gás na boca de poço foi majorado de 1,79 US\$/MMBtu, em 2004, para 4,75 US\$/MMBtu em 2007. A participação dos produtores na renda total gerada pela produção e venda do gás, a qual havia se mantido entre 60% e 70% entre 1999 e 2004, foi reduzida a 29% (em 2005) e 14% (em 2006). Em 2007, reconhecendo que o sistema tributário tornara-se pouco competitivo, o governo boliviano aumentou a participação dos produtores na renda do gás para 25%.

Evidentemente que tamanha transferência de rendas para o Estado boliviano não pôde ser realizada sem grandes conflitos junto aos produtores e, principalmente, junto aos consumidores do gás, no Brasil e na Argentina. A Petrobras assumiu um papel de liderança na oposição ao presidente Evo Morales, fazendo com que um conflito tributário transbordasse em uma agitação diplomática, que envolveu todos os países do Cone Sul e um novo agente, o presidente Hugo Chaves da Venezuela.

De fato, o governo boliviano entrou em um acordo com o governo venezuelano de modo que a petroleira estatal daquele país, a PDVSA, responsabilizou-se pelos investimentos a serem realizados na Bolívia caso houvesse uma fuga dos investidores privados. Assim, a Bolívia procurou evitar chantagens das empresas produtoras. Apesar de que tais chantagens dificilmente poderiam ser implementadas em um cenário tão favorável ao país exportador, já que Argentina e Brasil se digladiavam pela garantia de acesso ao gás boliviano, estando dispostos a aceitar as novas condições impostas pela Bolívia.

O panorama atual e futuro, social, político e econômico, da Bolívia permanecem incertos. Em 19 de novembro de 2007 foi aprovada uma nova Constituição, a qual tem gerado vários movimentos internos de insatisfação com o governo, em vários temas, como pode ser visto na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Principais Questões no Debate Sobre a Assembléia Constituinte de 2007 na Bolívia

<p style="text-align: center;">Autonomias</p> <p>As propostas de Autonomia sugerida pelo governo fortalece comunidades indígenas do país e não concede os benefícios exigidos principalmente pelos departamentos mais ricos, liderados por Santa Cruz. Caso o texto não sofra alterações, setores radicais dizem que podem lutar pela independência.</p> <p style="text-align: center;">Sucre x La Paz</p> <p>A disputa pela condição de capital plena do país é outro ponto de conflito que pode inviabilizar a nova Carta. Sucre, capital histórica do país, exige a transferência do Executivo e do Legislativo. O governo, no entanto, não quer a transferência.</p> <p style="text-align: center;">Artigos Polêmicos</p> <p>Opositores rejeitam artigos polêmicos sugeridos pelo governo, como a possibilidade de reeleição indefinida do presidente. Segundo eles, ao proposta é inspirada na reforma constitucional da Venezuela.</p> <p style="text-align: center;">Legalidade da Carta</p> <p>Opositores e analistas dizem que as leis bolivianas proíbem o uso de instalações militares para se legislar leis, o que pode provocar uma onda de rejeição à nova constituição caso seja concluída.</p>
--

Fonte: Reportagem Jornal O GLOBO, pp. 50, 24 nov2007.

A insegurança institucional generalizou-se e ultrapassou as questões relativas à indústria do gás. Tal insegurança leva as empresas nacionais e multinacionais a hesitarem em novos investimentos no país. Por conta disso, nota-se um movimento do governo boliviano de buscar ajuda nos países vizinhos, tendo em vista que o acordo feito com a Venezuela não foi cumprido, pois, efetivamente, não houve nenhum tipo de investimento da PDVSA na Bolívia.

Em particular, no final de 2007 e início de 2008, a Petrobras anunciou a disposição de realizar novos investimentos na Bolívia, procurando resgatar a vitalidade dos campos já existentes e garantir a produção de gás, tanto para o Brasil como para a Argentina. Porém, tais iniciativas ainda são modestas e visam apenas a preservar o quadro existente de suprimento do gás boliviano e ajudar a Bolívia a cumprir o novo contrato já assinado com a estatal argentina.

Da mesma forma, a ampliação de infra-estrutura necessária para viabilizar uma exportação maior do gás boliviano ainda não se encontra na agenda dos investidores, estes, de acordo com DeShazo (2008) ainda estão às voltas com as consequências de longo prazo de seus

novos acordos com a YPFB e com o processo pelo qual foram pressionados a assiná-los. O governo boliviano e a YPFB também não podem realizar tais investimentos, pois os recursos estão comprometidos em outros gastos sociais, visando restabelecer a estabilidade política e social da nação.

Assim, a despeito de suas reservas gasíferas e posição geográfica, a Bolívia ainda não pode exercer com plenitude as suas vantagens competitivas em uma indústria de gás integrada no Cone Sul. Trata-se de uma esperança postergada para o futuro.

Como diz DeShazo (2008), a Bolívia ainda pode materializar a possibilidade de se tornar uma potência energética regional. Para isso teria que tomar as decisões políticas necessárias para incentivar investimentos pelo setor privado para desenvolver um mercado regional. A janela de oportunidade está aberta a anos, porém ainda não se fechou.

3.5. Brasil: um líder com dificuldades para liderar

A indústria de gás no Brasil é antiga, datando igualmente do final do século XIX e início do século XX, quando o gás era manufaturado a partir do carvão mineral importado. Segundo Leite (2007), entre 1900 e 1913, as importações de carvão cresceram com uma regularidade de 8% ao ano. Nesse intervalo, já ocorriam produções eventuais de carvão nacional no sul do Brasil, porém, ainda segundo Leite (2007), não existe informação estatística sobre o assunto. O mercado de gás era restrito a alguns municípios do país, os quais tinham suas redes de gás operando isoladamente.

Principalmente após a Primeira Guerra Mundial e até a década de 1930, as grandes nações do mundo buscavam avidamente reservas de petróleo. No Brasil, ao contrário, de acordo com Leite (2007), havia um desinteresse em buscar esse recurso, pois as empresas externas, dentro do conhecimento internacional da época, consideravam que o Brasil não mostrava geologia favorável para a descoberta de grandes campos petrolíferos.

Além disso, a regulamentação também não era atrativa, pelo estabelecido na Constituição de 1891, a qual assegurava aos proprietários de terra o direito sobre bens minerais existentes no respectivo subsolo (princípio da acessão), os investimentos externos em exploração não eram favorecidos. A importação de derivados de petróleo limitava-se, quase exclusivamente, ao

querosene para iluminação. Como mostrado no gráfico 3.9, somente em 1907 deu-se início à importação de gasolina para veículos, e de óleo combustível para a indústria em 1913.

Gráfico 3.9– Brasil – Importação de derivados de Petróleo (1900-1929)

Fonte: Estatísticas do Séc. XX – IBGE (2008).

Com o aumento da demanda por derivados de petróleo, observada pelo rápido crescimento na importação, principalmente da gasolina, já que a indústria automotiva estava em plena ascensão, acentuou-se o interesse pelo petróleo e empreendedores nacionais, com poucos recursos técnicos e financeiros, acusavam o Ministério da Agricultura, então responsável pelos recursos minerais, de inoperante e de criar obstáculos à pesquisa, conforme Soares Pereira (1975) e Leite (2007).

Segundo Landau (2008), a partir da primeira era Vargas (1937-45), o setor energético brasileiro começou a ser associado ao conceito da segurança nacional. Logo após ser promulgada a Constituição de 1937, o governo brasileiro estabeleceu uma série de decretos-leis²⁶ para regulamentar a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural.

Com o Decreto-lei nº 395, de 29 de abril de 1938, o governo brasileiro declarou de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo, estabeleceu a competência exclusiva do Governo Federal em controlar a exportação, importação, transporte de petróleo e derivados, a

²⁶ Decreto-lei nº 66/1937, Decreto-lei 366/1938 e Decreto-lei 1985/1940.

instalação de refinarias e depósitos de estocagem, e limites máximos e mínimos de preço de venda de derivados. Além disso, e talvez o mais relevante, nacionalizou a indústria de refino de petróleo importado ou de produção nacional.

Nesse mesmo Decreto-Lei, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo, com atribuições amplas, como fixação do preço dos derivados de petróleo, autorização de instalações de refino e execução direta de trabalhos de pesquisa no território nacional. Nesse período, segundo Leite (2007), iniciou-se a construção da primeira refinaria nacional, de Mataripe, com capacidade de refino para 2,5 mil barris por dia, o que correspondia à produção de menos de 10% do consumo de derivados do país na época. Pesquisas exploratórias no nordeste brasileiro, principalmente na Bahia, foram realizadas. Em 1939, foi feita a primeira descoberta de petróleo no território brasileiro, no município de Lobato, na Bahia.

Na década de 1940 o gás natural começou a ser produzido com a operação dos campos de Aratu e Itaparica, também na Bahia, e passou a ser utilizado quase exclusivamente para fins industriais na região do Recôncavo Baiano, onde foi posteriormente consolidado o Pólo Petroquímico de Camaçari.

Em outubro de 1953, com a edição da Lei 2004, a Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS - foi constituída e autorizada a executar as atividades do setor petróleo no Brasil em nome da União. A Petrobras iniciou suas atividades com o acervo recebido do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que manteve uma função fiscalizadora sobre o setor.

Segundo Geminiano da Silva, Aragão, Pinheiro da Silva e Da Silva (1999), em relação ao gás natural, em 1962, a Petrobras iniciou a instalação da primeira planta de processamento de gás natural em Catu, e outra unidade na refinaria de Mataripe, ambas objetivando a obtenção de líquidos de gás natural, inclusive o GLP. Em 1975, em plena crise energética global e com o Brasil experimentando uma fase de rápidos crescimentos econômicos, o chamado “Milagre Brasileiro”, foi consolidado o pólo petroquímico de Camaçari na Bahia, e descobertas as primeiras jazidas na plataforma continental de Sergipe. Iniciava-se a indústria *offshore* brasileira, que alteraria a disponibilidade de gás e petróleo para o país.

Enquanto o gás natural produzido na região Nordeste era entregue ao pólo petroquímico de Camaçari e depois passou a ser entregue a outros consumidores industriais em várias capitais nordestinas, sendo transportado através do gasoduto denominado “Nordestão”, a indústria de gás continuou limitada nas demais regiões do país, como poucos consumidores e com disponibilidade reduzida de gás.

Tal situação permaneceu inalterada até o final dos anos 1970 e início dos anos 1980, quando se iniciou o desenvolvimento da Bacia de Campos no Estado do Rio de Janeiro. Nos anos 1980, o gás natural começou a inserir-se com mais força na matriz energética do Sudeste, com maior força no Rio de Janeiro.

Dado o seu passado com o gás manufaturado a partir do carvão, o Rio de Janeiro já possuía uma cultura gasífera²⁷. Segundo Udaeta et al (2004), na segunda metade da década de 1980, o gás natural originário da Bacia de Campos foi levado a São Paulo a partir da construção do Gaspal, gasoduto que leva o gás para o município de São Paulo, e que recebe o gás do Gasvol, gasoduto que leva o gás da Refinaria de Duque de Caxias – Reduc - até a cidade de Volta Redonda. O Gaspal iniciou sua operação em 1986, atendendo a clientes do Vale do Paraíba e chegando ao município de São Paulo através da distribuidora Comgás.

Em meados dos anos 1980, o mercado paulista também passou a contar com a produção do Campo de Merluza, descoberto em 1979 pela empresa internacional Pecten (Shell), a partir do esquema de “contratos de risco” estabelecido em 1975. Os “contratos de risco” representaram uma primeira iniciativa brasileira de liberalizar a exploração e produção de petróleo e gás no país, reduzindo o monopólio da Petrobras. Tal experiência não apresentou os resultados desejados e vingou apenas até a aprovação da Constituição de 1988, a qual restaurou o regime de monopólio da Petrobras.

Assim, até os anos 1990, a indústria gasífera brasileira era irrelevante, com consumo médio de 10 milhões de metros cúbicos por dia, muito pouco quando comparado com a Argentina, que já consumia cerca de 55 milhões de metros cúbicos dia, segundo informações da *BP Statistical Review* (2007).

Na verdade, diferente do que ocorreu na Argentina, o Brasil jamais criou uma companhia de gás com a relevância de uma GdE. A matriz energética brasileira foi construída principalmente em torno de oferta abundante de biomassa (principalmente lenha e cana-de-açúcar), bem como através do desenvolvimento das indústrias do petróleo e da hidroeletricidade, cada qual liderada por uma grande empresa Estatal, a Petrobras e a

²⁷ A história do gás no Rio teve início em 1851 com um contrato assinado com o Barão de Mauá para fornecimento de gás manufaturado para iluminação. Do final do século XIX e início do século XX houve uma expansão da rede de gás. A partir de 1967 o carvão é abandonado e se passou a utilizar a nafta como insumo. O serviço passou a ser estatal somente em 1969, quando é criada a CEG GB, que depois, com a fusão do Estado do Rio com o Estado da Guanabara, em 1974 passou a chamar-se Companhia Estadual do Rio de Janeiro – CEG. Em 1997 a CEG foi privatizada, sendo criada também a CEG-RIO (então chamada Rio Gás) para atendimento ao interior do Estado do Rio de Janeiro. Em 1982 a Petrobras iniciou o fornecimento de gás natural para a CEG.

Eletrobrás. Os interesses gasíferos jamais se manifestaram e o gás natural sempre foi considerado um subproduto em relação aos energéticos dominantes.

Nos anos 1990, de acordo com De Paula (2002), o Brasil também iniciou uma reforma do Estado, em sintonia com os modelos adotados por vários outros países, inclusive aqueles do Cone Sul. Em relação ao petróleo e gás natural, foi aprovada a Lei 9.478, de agosto de 1997, regulamentada pelo Decreto 24.455, de 15 de janeiro de 1998. Entre outros, a lei estabeleceu a criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP -, uma autarquia que integra a Administração Pública Federal, e que tem por finalidade promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas que compõem a indústria de petróleo e gás.

Na prática, a ANP foi criada para promover aquilo que ficou conhecido como a “flexibilização” do monopólio da Petrobras em toda cadeia produtiva, criando ambiente para a entrada de novos investidores e o nascimento de mercados mais competitivos.

Esse processo de transformação institucional associa-se a dois grandes eventos que impulsionam o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil. Primeiramente, a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, *Gasbol*²⁸, o qual adicionou uma capacidade de oferta potencial de gás natural de trinta milhões de metro cúbicos diários, eliminando antigos gargalos estruturais.

Como salientam Moutinho dos Santos *et al.* (2002), observando-se a evolução dos volumes transportados pelo *Gasbol* e da produção do gás doméstico no gráfico 3.10, percebe-se, claramente, que a oferta havia substancialmente superado a capacidade de demanda do mercado, exigindo, portanto, grandes esforços para o desenvolvimento de novos mercados consumidores. Nesse sentido, a privatização das principais Companhias Distribuidoras de gás Locais (CDLs), em particular a Comgás e a CEG, criou uma nova perspectiva para o desenvolvimento de uma indústria de gás ancorada em empresas com foco específico no consumidor de gás.

²⁸ Para maiores detalhes sobre os acordos e construção do Gasbol, veja o Apêndice I.

Gráfico 3.10– Consumo de Gás Natural no Brasil

Fonte: ANP (2008).

Com a Constituição Federal de 1988, o serviço de distribuição de gás canalizado passou a ser de responsabilidade dos Estados, os quais poderiam explorá-lo diretamente ou através de empresas estatais. Posteriormente, em 1995, uma emenda na Constituição permitiu que esses serviços fossem executados tanto por empresas estatais como por privadas, garantindo o poder concedente aos Estados. Com as transformações institucionais introduzidas nos anos 1990, estabeleceu-se no país um quadro regulatório complexo, com algumas atividades sob jurisdição Federal e a distribuição de gás canalizado sob jurisdição estadual. Tal arranjo regulatório é sumarizado na figura 3.1²⁹.

²⁹ Tem havido muita discussão sobre a pertinência de se manter um arranjo institucional tão complexo para uma indústria, cujas atividades continuam fortemente integradas. Trata-se de tema relevante, porém, cujo tratamento nesta dissertação torna-se impossível.

Figura 3.1 – Arranjo Institucional Gasífero no Brasil - Competência da ANP e dos Estados.
Fonte ANP (2006).

Segundo a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS³⁰ -, existem hoje vinte e sete distribuidoras de gás natural no Brasil (vide figura 3.2), entre as quais cinco empresas são privadas, a *CEG* e *CEG RIO*, no Estado do Rio de Janeiro, e a *Comgás*, *Gas Brasileiro* e *Gas Natural SPS*, no Estado de São Paulo. As outras distribuidoras têm capital majoritário pertencente aos respectivos Estados, ou a estatais ligadas ao Estado, ou à Petrobras. No caso do Espírito Santo, a BR Distribuidora é a concessionária local.

³⁰ www.abegas.com.br

Figura 3.2 - Mapa de distribuidoras no Brasil. Fonte: ABEGAS (2008)

A CEG e a CEG RIO foram privatizadas em 1997, o grupo espanhol *Gas Natural* passou a ser o operador técnico. A Comgás, por sua vez, foi privatizada em 1999, com a BG e a Shell assumindo o papel de controladoras. É importante notar o caráter estratégico em controlar os dois maiores mercados brasileiros de gás natural, principalmente para empresas que têm interesses em monetização de reservas³¹.

É o caso da BG, que possui reservas na Bolívia e participação nas transportadoras que operam o *Gasbol*. A empresa adquiriu posteriormente blocos exploratórios na Bacia de Santos, onde poderá, em breve, produzir seu próprio gás doméstico, que encontrará mercado através das redes de distribuição da Comgás. A espanhola *Gas Natural*, por sua vez, é ligada a *Repsol-YPF*, que também possui interesse de exploração e produção de gás na Bolívia e na Bacia de Santos.

³¹ produção do hidrocarboneto que se encontra na jazida, de forma a comercializá-lo recuperando o investimento feito na exploração e desenvolvimento da reserva.

A construção do *Gasbol* e a chegada de empresas internacionais com vocação em gás alteraram completamente o regime concorrencial gasífero no Brasil. Em 1999, o *Gasbol* iniciou o fornecimento de gás para São Paulo e, em março de 2000, o gás boliviano chegou a Canoas, no Rio Grande do Sul. Foi extremamente difícil para as distribuidoras e, conseqüentemente, para a Petrobras, cumprirem com o consumo acordado contratualmente.

Como pode ser visto no gráfico 3.11, que mostra a evolução do consumo de gás natural, por CDL, atendido pelo *Gasbol*, após quase dez anos de operação, os Estados sob influência direta do gasoduto ainda consomem pouco mais de 50% de sua capacidade instalada total.

As CDLs, e particularmente a Comgás, aportaram capital e tecnologia, bem como práticas de gestão e estratégias especificamente relacionadas a gás. Além disso, contribuíram, igualmente, na distribuição dos riscos envolvidos na construção de uma grande infra-estrutura de gás sem uma âncora completa dos consumidores.

Gráfico 3.11– Consumo de Gás Boliviano pelas Distribuidoras

Fonte: Petrobras. (2007)

De fato, o *Gasbol*, tendo sido financiado principalmente por agentes de fomento multilaterais e bancos internacionais, dentro de um esquema complexo de “*project financing*”, exigiu a cobertura de contratos que garantissem as receitas e o pagamento da dívida

independentemente dos volumes de gás realmente transportados pelo gasoduto e vendidos aos consumidores³².

Além disso, as empresas que deveriam suprir o gás a ser transportado pelo *Gasbol*, isto é, os vários investidores comprometidos com atividades de exploração e produção de gás na Bolívia, para poderem justificar seus investimentos milionários (vide, novamente, o caso boliviano já apresentado), requeriam a cobertura de contratos que igualmente garantissem as receitas e o retorno do capital independentemente dos volumes de gás realmente demandado pelos consumidores finais³³.

Em outras palavras, a Petrobras, assumindo integralmente os compromissos contratuais, com severas cláusulas de *Take or Pay* e *Ship or Pay*, viabilizou o *Gasbol*, pois absorveu os principais riscos a ele associado. Teoricamente, parte desses riscos foram repassados as Companhias Distribuidoras Locais (CDL)-, com as quais a Petrobras assinou contratos de fornecimento de gás, prevendo um fornecimento durante vinte ou doze anos, dependendo da CDLs.

No sentido de fornecer o seu próprio gás, de origem boliviana, via *Gasbol*, à Comgás, a BG, aproveitando-se do artigo 58 da Lei 9.478/97, que previa o livre acesso aos dutos, entrou com um pedido de arbitragem junto à ANP visando obter contratos de transporte de gás interruptível junto à transportadora e operadora do *Gasbol*, a TBG.

Essas discussões são muito complexas e extrapolam o escopo deste trabalho, porém são eventos que refletem como o espírito mais liberal e concorrencial havia impregnado o processo de construção de uma indústria gasífera integrada no Cone Sul. O processo da BG foi pioneiro ao induzir transformações regulatórias muito mais rápidas do que inicialmente previsto. Não apenas submeteu o *Gasbol* a um regime precoce de livre acesso, mas também introduziu a contratação de serviços mais ou menos interruptíveis de transporte de gás.

Em 2001, a BG obteve o direito de transportar até 700 mil m³/dia do seu próprio gás boliviano para a Comgás. Já no final de 2007, não podendo honrar todos os acordos prévios, a Bolívia foi obrigada a suspender o suprimento direto à BG.

³² A garantia é dada através de cláusulas de *Ship-or-Pay*, nas quais o carregador, dono do gás, garante o pagamento mínimo do transporte do gás, de modo a garantir um fluxo de caixa mínimo para a transportadora.

³³ Tal garantia é dada através da cláusula de *Take-or-Pay* (vide Glossário).

Além do *Gasbol*, e na mesma onda de se promover a integração gasífera regional, também foi construído um gasoduto partindo de um trecho boliviano do *Gasbol* até a cidade de Cuiabá. O objetivo era o de fornecer gás para uma termelétrica, a UTE Cuiabá, pertencente à empresa *EPE*, uma parceria entre a *Shell* e a antiga *Enron*. Um terceiro caso de importação de gás para o Brasil foi erguido na fronteira com a Argentina, visando o fornecimento de gás argentino para outra termelétrica, a UTE AES Uruguiana, no Rio Grande do Sul³⁴. Nesses dois casos, a Argentina e a Bolívia são incapazes de garantir o suprimento de gás às termelétricas, as quais, em janeiro de 2008, estavam praticamente paralisadas.

Todas essas situações demonstram como o processo de abertura e de diversificação dos agentes econômicos envolvidos com a integração gasífera regional foi entorpecido, tornando-se cada vez mais uma relação de governo a governo, e tendo as empresas estatais como atores quase exclusivos.

Nesse contexto, o entendimento das estratégias dos governos e dessas empresas torna-se fundamental. Segundo Leite (2007), em 1999, a Petrobras explicitou, pela primeira vez, em seu plano estratégico, com horizonte de dez anos, que seria uma empresa de energia, com atuação internacional e que teria participação em todos os ramos e segmentos do setor energético.

Concomitantemente com essa mudança estratégica, a Petrobras iniciou a recepção do gás boliviano e, conforme já foi dito, rapidamente notou que havia razões para preocupar-se com a lenta consolidação de um mercado gasífero nacional e com a colocação de seu produto aos usuários finais.

Quase ao mesmo tempo, anunciava-se no Brasil uma crise de suprimento de energia elétrica causada, segundo De Paula (2002), por cinco anos de poucas chuvas e investimentos insuficientes em geração e transmissão. De acordo com Leite (2007), as possibilidades de escassez no setor elétrico e excesso de ociosidade no suprimento de gás convergiram a um plano emergencial. Assim, o governo lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT -, baseado no uso de gás importado para a geração de eletricidade no país.

O PPT recebeu um amplo apoio da sociedade, pois parecia razoável buscar-se convergência e sinergia entre gás e eletricidade. Além disso, a termelétricidade a gás, no Brasil, assim como

³⁴ Para esse projeto foi constituída a Transportadora Sul-Brasileira de Gás – TSB -, com os seguintes sócios: a Repsol-YPF, a Total, a Transportadora de Gás del Norte S.A., a Petrobras e a Ipiranga. O gasoduto TSB iniciou sua operação em 1999.

ocorreu no Chile, foi assumida como a estratégia mais adequada para reduzir-se a dependência em relação ao suprimento de água nas hidroelétricas.

A busca por soluções rápidas conduziu a muitas decisões tomadas com precipitação, sem que estivesse completamente definido o marco regulatório, tanto no que se refere ao tradicional setor elétrico, como no novo campo da geração elétrica a gás natural no Brasil.

Ainda de acordo com Leite (2007), as usinas termelétricas do PPT, construídas com incentivos governamentais, acabaram espremidas entre a sua missão emergencial de conter o esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas (sendo esta a ótica do setor elétrico para o gás), e um programa de longo prazo capaz de dar maior racionalidade econômica ao *Gasbol*, bem como continuar promovendo a integração gasífera regional (esta era a ótica da Petrobras em relação ao PPT).

O PPT mostrou-se incapaz de atender os requisitos mínimos em ambos os lados. O projeto tornou-se uma ação quase exclusivamente estatal. A Petrobras inseriu-se no PPT com forte influência do Ministério de Minas e Energia, pois, na dificuldade de atrair empresas privadas que assumissem os riscos para construir as usinas, o governo lançou mão da Petrobras para constituir parcerias, que se concretizaram graças à absorção dos riscos econômicos pela própria estatal.

Como descrito na tabela 3.4, foram construídas dezenove usinas, das quais apenas quatro entraram em operação até 2001, quando a anunciada crise do setor elétrico emergiu e exigiu ações ainda mais drásticas, inclusive a implementação de um amplo racionamento no consumo de eletricidade. A partir de 2002, quando as demais usinas começaram a entrar no sistema, chuvas abundantes e a queda de consumo já tinham criado uma situação completamente nova, e marcado pelo excesso de eletricidade. Portanto, a maior parte das termelétricas mal contribuiu para a reposição das águas nos reservatórios e para reduzir os riscos do sistema.

O PPT revelou-se uma política extremamente intervencionista do Estado brasileiro, cuja racionalidade econômica é muito difícil de provar. Entre as várias consequências de longo prazo, houve um esfriamento na construção de modelos mais competitivos para os setores energéticos e reviveu-se a ação dominante e quase monopolista das empresas energéticas estatais.

Tabela 3.4: Usinas Termelétricas a gás natural do PPT

USINA	Potência (MW)	Localização	Início de Operação
Camaçari	288	BA	2003
Termo Ceará	220	CE	2002
Termo Fafen	151	BA	2002
Termobahia	190	BA	2004
Termo Fortaleza	347	CE	2003
Termopernambuco	637	PE	2004
Nova Piratininga	572	SP	2005
Santa Cruz	200	RJ	2005
Cuiabá	492	MT	2002
Eletrobolt	376	RJ	2001
Macaé Merchant	923	RJ	2001
UTE Juiz de Fora	87	MG	2001
Ibiritermo	235	MG	2002
Willian Arjona	182	MS	2001
Três Lagoas	248	MS	2004
Norte Fluminense	851	RJ	2004
Termorio	247	RJ	2004
Uruguaiana	600	RS	2001
Canoas	160	RS	2003

Fonte: LEITE. A.D. A energia do Brasil. (2007)

Com a crise energética em 2001, houve uma retração na demanda de energia elétrica, como pode ser visto no gráfico 3.12, e as usinas termelétricas deixaram de operar, mantendo o

Gasbol ocioso em parte de sua capacidade de transporte. Em seguida, com a mudança de governo em 2003, estabeleceu-se um novo marco regulatório para o setor elétrico, que impulsionou a retomada do consumo com taxas de crescimento similares àsquelas do período pré-crise, ou seja, cerca de 5% ao ano.

:

Gráfico 3.12– Consumo de Energia Elétrica no Brasil
Fonte. EPE - Balanço Energético Nacional (2006)

Por outro lado, a Petrobras lançou em 2003 o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, que objetivava aumentar o consumo de gás natural no mercado industrial, residencial e comercial, através do acesso mais pulverizado a esse energético e a preços incentivados, como pode ser observado no gráfico 3.13.

Gráfico 3.13– Evolução dos Preços Praticados

Fonte. Pinto (2008)

De 2003 até 2005, o mercado de gás natural no sul, sudeste e centro-oeste (sem o Estado do Espírito Santo) cresceu aproximadamente 16% ao ano, um pouco abaixo do crescimento médio de 1999 à 2003, que fora de 19% ao ano. Como pode ser visto no gráfico 3.14, não houve alteração acentuada no crescimento do mercado de gás natural nessas regiões, levando a crer que o Programa de Massificação não tenha atingido o objetivo esperado, pois o mercado simplesmente continuou a desenvolver-se com as mesmas taxas elevadas de crescimento, porém seria necessário um estudo mais aprofundado sobre o efeito do Programa de Massificação sobre a demanda para se chegar a tal conclusão, que foge do escopo desse trabalho.

Gráfico 3.14– Consumo Industrial Distribuidoras Sul/SE/CO (menos ES)

Fonte: Petrobras (2007).

Em 2004, a Petrobras anunciou novas descobertas na Bacia de Santos, com reservas estimadas da ordem de 420 bilhões de metros cúbicos, sendo que 78 bilhões foram rapidamente comprovados. Segundo declarado por Sauer (2004), se tais volumes pudessem ser totalmente comprovados, as novas reservas seriam maiores que todas as reservas provadas do Brasil em 2004 (ou seja: 316 bilhões de metros cúbicos). Tal evento alteraria completamente a geopolítica do gás no Cone Sul.

Nesse contexto é importante ressaltar o projeto da Petrobras de construir o Gasene, gasoduto que interligará a malha nordeste de gás com a malha sul/sudeste/centro-oeste. A primeira fase, que interliga o Espírito Santo ao Rio de Janeiro, entrou em operação em janeiro de 2008 e, segundo a Petrobras, a segunda fase, que interliga o Espírito Santo a Bahia, ficará pronta em dezembro de 2009. Tal gasoduto terá o papel de interligar e integrar o nordeste brasileiro à malha de gasodutos do Cone Sul, criando mais complexidade nas opções de mercado existente.

Desde 2005, quando as crises com a Bolívia tornaram-se evidentes, a Petrobras, com o apoio do governo Federal, lançou-se em outro Programa emergencial, o Plano de Antecipação da Produção de Gás - PLANGAS, cuja meta é passar da produção atual de cerca de 28 milhões de m³/dia para 70 milhões de m³/dia em 2011, volumes adicionais maiores daqueles

importados pelo *Gasbol*. Segundo a própria Petrobras (2007)³⁵, a intenção é aumentar a segurança no abastecimento do mercado nacional e permitir que o Governo Federal faça o planejamento energético do país com mais conforto, sem depender tão fortemente do produto importado.

Ainda segundo a Petrobras (2007), após a nacionalização das reservas da Petrobras na Bolívia, em maio deste ano, a companhia revisou sua carteira de projetos de produção de gás natural e estudou formas de acelerar a entrada em operação de algumas oportunidades exploratórias. Concluiu que certos projetos, que levariam cerca de cinco anos para entrar em operação, poderiam ser antecipados em dois anos, com o uso de uma nova estratégia na implantação.

Gráfico 3.15– Principais Projetos para Oferta de Gás Natural no Brasil

Fonte: Sant`Anna (2007)

Talvez como resultado da própria aceleração das atividades exploratórias em águas brasileiras, a Petrobras tem sistematicamente anunciado grandes descobertas de novas reservas de gás. Em 2007, os dois últimos anúncios foram os campos de Tupi e Júpiter, os quais,

³⁵ http://www2.petrobras.com.br/ri/port/Noticias/Noticias/Not_Gas_dobro.asp

prevê-se, abrirão uma nova fronteira produtiva para o país em uma região geológica chamada de Pré Sal³⁶, podendo conter reservas gigantescas de gás, que poderão entrar em produção antes de 2015.

Assim, o Brasil experimenta vários paradoxos do tipo: “falta gás, mas sobra gás”. No médio e longo prazo, se a capacidade de oferta de gás doméstico realmente crescer na magnitude anunciada pela Petrobras e pelo PLANGAS, haverá um potencial excesso de oferta que obrigará o Brasil rever suas relações com os países vizinhos. Essa revisão poderá ser mais ou menos organizada e dentro de critérios estratégicos, como, por exemplo, encontrar novas soluções de integração regional que permitam maximizar o desenvolvimento dos recursos naturais da região como um todo e fazer bom uso da infra-estrutura existente.

Enquanto isso, no curto prazo, o país se vê constantemente ameaçado por crises de abastecimento no seu setor hidroelétrico, as quais conduzem a crises potenciais ainda maiores no setor de gás. E as reações da Petrobras têm transformado completamente as características do mercado, criando novas oportunidades para a integração gasífera regional.

O crescimento do mercado não térmico³⁷, somado ao fato de que o a Bacia de Santos (Campo de Mexilhão) não se desenvolveu da forma esperada, não tendo, ainda, sido confirmado o potencial inicialmente esperado³⁸, fez com que a oferta de gás no país fosse insuficiente para alimentar as termelétricas instaladas. Surgiram conflitos entre todos os interessados, inclusive envolvendo a Petrobras em confronto com outras áreas do governo.

Na visão da Petrobras, expressa em reportagem publicada na Folha Online de 3 de novembro de 2007, a empresa só tinha compromisso com as termelétricas que possuíam contratos de compra de gás, podendo-se adicionar uma capacidade total de geração de cerca de 1 GW. Essa visão não foi compartilhada pela ANEEL e pelo setor elétrico como um todo, os quais entendiam que, em situação de emergência, todas as termelétricas construídas e ligadas ao sistema deveriam ser disponibilizadas para geração, obrigando a Petrobras a oferecer-lhes gás.

³⁶ A Petrobras anunciou recentemente a descoberta de um campo na Bacia de Santos no *lead* de Tupi, em uma nova fronteira exploratória conhecida como “pré-sal”, há grandes possibilidades de um volume enorme de gás, pois a reserva estimada é algo entre 5 a 6 bilhões de barris de petróleo e gás natural, porém o início de produção será, pelo menos, em 2013. Júpiter também foi anunciado recentemente e também é uma grande promessa.

³⁷ Termo utilizado pela indústria de gás brasileira para classificar o gás vendido para o mercado industrial, comercial, residencial e de matéria prima.

³⁸ Segundo a Petrobras (2008) as reservas provadas em todo Brasil cresceram, de 2002 à 2007, cerca de 100 bilhões de m³, ou seja, muito pouco se comparadas como o potencial inicialmente anunciado para o campo de Mexilhão na Bacia de Santos, 400 bilhões de m³.

Para solucionar o impasse, a Petrobras assinou um Termo de Compromisso junto com a ANEEL, comprometendo-se a um cronograma de aumento de disponibilidade de geração, que culminaria em uma disponibilidade de aproximadamente 6,7 GW em 2011, segundo Panorama Mensal da COMEG (16/052007).

Esse termo de compromisso estabeleceu multas importantes no caso de não cumprimento³⁹, tornando-se a mola propulsora para que a Petrobras se lançasse em busca de alternativas de suprimento de gás. O esforço fez com que a Petrobras investisse em alternativas para atender a demanda de gás para as térmicas, que têm características especiais de consumo, em virtude da maneira como elas são operadas, ou seja, em complementaridade à geração hídrica.

Em particular, com o objetivo de atender a demanda de gás para fins termelétricos com a maior flexibilidade e protegendo-se das características extremamente aleatórias dessa demanda, a Petrobras decidiu construir dois terminais de regaseificação de GNL. Um primeiro terminal a ser localizado no Ceará, poderá disponibilizar até 6 milhões de metros cúbicos dia, e deverá entrar em operação em maio de 2008. O segundo terminal será localizado no Rio de Janeiro e poderá disponibilizar até 14 milhões de metros cúbicos diários, devendo entrar em operação até o fim de 2008.

Enquanto isso, no final de 2007 e início de 2008, com o nível das águas nos reservatórios das hidroelétricas novamente baixo, a Petrobras obrigou-se a despachar as usinas termelétricas conforme o Termo de Compromisso e a oferta total de gás revelou suas restrições. Conforme Pinto (2008), o consumo de gás térmico, que, em uma média anual, entre janeiro e dezembro de 2007, se situara em 6,7 milhões de metros cúbicos por dia (sendo, na verdade, 17% menor do que a média anterior registrada em 2006), no final do ano, saltou para mais de 12 milhões de metros cúbicos dia.

A indústria de gás experimentou um grande tumulto, pois o governo preferiu, formalmente, priorizar o uso do gás para fins térmicos, criando grandes incertezas nos demais segmentos do mercado gasífero. Ao longo do mês de janeiro de 2008, um racionamento de gás parecia inevitável no Brasil. A partir de fevereiro de 2008, as chuvas, ainda que atrasadas, retornaram com abundância e tanto o setor elétrico como o setor de gás esperam com grande expectativa os efeitos finais na recuperação do nível das águas nos reservatórios das hidroelétricas.

³⁹ Penalidades calculadas com base na diferença entre a potência despachada e a potência disponível, multiplicada pelo tempo em que o empreendimento ficou sem combustível e por um percentual crescente do valor máximo da energia vendida no mercado de curto prazo (PLD Máximo), segundo Panorama Mensal da COMERC (16/05/2007).

Segundo Pinto (2008), o racionamento de gás no início de 2008 foi evitado graças à política da Petrobras de reduzir seus consumos próprios, principalmente em refinarias e plantas petroquímicas. No entanto, ao longo do ano, a indústria deverá conviver com grandes incertezas, podendo-se destacar dúvidas tanto no lado da oferta como no lado da demanda.

Do ponto de vista da oferta, carece observar se os projetos previstos no PLANGAS, inclusive a construção dos dois terminais de GNL, seguirão as agendas inicialmente propostas. Eventuais atrasos deixarão o sistema com muito pouca margem de manobra, como já ocorreu no início do ano. Pelo lado da demanda, se o sistema hidroelétrico não recuperar suficientemente a capacidade de geração, a Petrobras será chamada a cumprir o Termo de Compromisso acima mencionado. Para Pinto (2008), tal obrigatoriedade poderá representar uma demanda de gás térmica totalizando acima de 20 milhões de metros cúbicos por dia, os quais só poderão ser atendidos através de racionamentos nos demais usos do gás.

Como última observação dessa confusão gasífera vivenciada pelo Brasil, vale ressaltar que nenhum dos países vizinhos do Cone Sul pode, verdadeiramente, contribuir para aliviar potenciais crises de oferta de gás no Brasil e beneficiar-se das oportunidades geradas. Portanto, o próprio conceito da integração energética como uma estratégia de aprimoramento da segurança de suprimento encontra-se esvaziado. Na verdade, a Bolívia apenas adiciona mais incertezas ao Brasil, pois, sem a complementação do PLANGAS ou das promessas do Pré-Sal, os dois países continuam totalmente dependentes um do outro, porém não tendo sido possível reconstruir os laços de mútua confiança.

O Brasil não podendo liberar-se de qualquer molécula de gás boliviano inviabiliza o aumento da exportação da Bolívia para a Argentina, assim, os dois importadores se encontram em um verdadeiro braço-de-ferro, do qual a Bolívia pode tirar vantagens no curto prazo, mas pode, igualmente, comprometer ainda mais qualquer espírito integrador de longo prazo.

4 – Repensando a Integração Gasífera Regional do Cone Sul sob a Ótica de uma Nova Infra-Estrutura

4.1. Introdução ao Capítulo

As experiências internacionais apresentadas no capítulo dois revelam que tanto a América do Norte como a Europa Continental não parecem dispostas a renunciar a sua integração energética regional. Os modelos adotados e sob os quais a integração foi construída tinham pouca vocação concorrencial, tendo sido privilegiada o desenvolvimento e ampliação da indústria, bem como a redução dos riscos para proporcionar maior confiança tanto aos investidores na cadeia de suprimento como aos consumidores, os quais são os beneficiários finais do uso do gás natural.

A análise cuidadosa dessas experiências também desvenda que uma indústria tão complexa em sua infra-estrutura e nos encadeamentos dos interesses através de contratos e compromissos não pode desenvolver-se sem os necessários avais sociais e políticos. Portanto, qualquer discussão sobre a indústria do gás resvala necessariamente em variáveis que ultrapassam as questões energéticas ou mesmo econômicas. No entanto, a acomodação de interesses sociais e políticos não pode ser obtida a qualquer preço, pois a competitividade do gás é extremamente sensível à racionalidade econômica e energética, tanto no seu uso como nos esforços para dispô-lo aos mercados.

A América do Norte e mais ainda a Europa Continental têm procurado equilibrar de forma construtiva os aspectos sociais, políticos, econômicos e energéticos, garantindo um desenvolvimento de longo prazo para a indústria de gás. Ao longo desse processo, as condições conjunturais e estruturais (incluindo as mudanças institucionais e os avanços tecnológicos que têm revolucionado a infra-estrutura para o suprimento de gás) têm sofrido grandes transformações, colocando em cheque muitas práticas tradicionais, modificando as vantagens comparativas de uns e outros, mas também abrindo novas oportunidades para a indústria como um todo.

A partir das reflexões apresentadas, pode-se concluir que as duas regiões parecem concordar que estarão mais preparadas para enfrentar os desafios do futuro em conjunto (ainda que não necessariamente sempre em uníssono). Em resumo, essa parece ser a maior contribuição do capítulo dois, devendo ser aqui destacada para se poder repensar a integração gasífera regional do Cone Sul.

A longa descrição caso a caso apresentada no capítulo três procurou demonstrar que o Cone Sul possui um longo histórico gasífero e caminhou, em pouco tempo, desde o início dos anos 1990, rumo a uma integração energética nada desprezível, que envolveu esforços grandiosos dos países, promovendo investimentos de grande vulto e em condições de grande incerteza. Os investidores assumiram os riscos, pois acreditaram na grande capacidade de adaptação dos países e suas sociedades. Sempre esteve presente que, uma vez tendo acesso ao gás, os consumidores jamais renunciarão ao novo combustível, o qual, conforme sugerem Moutinho dos Santos *et al.* (2007), deverá ancorar a civilização do século XXI.

Não se pode negar que a experiência de integração gasífera do Cone Sul também tem sido regida por interesses complexos de alcance social, político, econômico e energético. A ótica geopolítica nesse processo é inevitável, pois sendo os principais países da região ricos em recursos naturais e energéticos, os seus povos devem encontrar outros fundamentos que os induzam a interagir e integrar.

Porém, se a geopolítica talvez tenha favorecido a integração energética ao longo dos anos 1990, alterando os critérios de decisão dos investidores e induzindo-lhes a fazer escolhas de mais longo prazo, quando os sinais puramente econômicos de curto prazo talvez lhes indicassem outra direção, é igualmente verdadeiro, e facilmente verificado a partir da leitura do capítulo três, que a geopolítica gasífera do Cone Sul ao longo dos anos 2000 tem sido destrutiva para o conceito de integração.

Contratos foram rompidos unilateralmente. Compromissos de casamento na “alegria e na tristeza” foram facilmente abandonados, impondo custos adicionais a uma das partes. Promessas de desenvolvimento a partir da exploração dos recursos naturais não se concretizaram como esperado, gerando um sentimento de espoliação dos mais pobres pelos mais ricos. A credibilidade e a mútua confiança foram abaladas, criando um sentimento de insegurança energética generalizada na região. Desse ponto aprendemos que nem mesmo a garantia contratual se sobrepõe à lógica econômica e, principalmente, aos interesses geopolíticos, ainda mais em uma realidade em que as opções são poucas e caras.

Dentro desse contexto, muitas das conquistas dos anos 1990 têm sido desprezadas e mesmo repudiadas, fazendo com que modelos do passado sejam revigorados, onde governos e empresas estatais recuperam seu prestígio como guardiões da nação. A competição, a diversidade de agentes, os interesses do consumidor e as vantagens do investimento privado como uma pauta para a racionalidade econômica são valores que perdem importância em

relação à busca frenética, e muitas vezes irracional do ponto de vista econômico e energético, da segurança.

Essa segurança não parece ser encontrada em uma ação coordenada e integrada de antigos parceiros. Na verdade, em todas as direções, parece reinar um comportamento oportunista, onde cada um parece querer tirar vantagem de conjunturas favoráveis no curto prazo, deixando de pensar nas possibilidades de ganhos conjuntos a serem explorados no longo prazo.

As incertezas e riscos tendo aumentado, e o espírito integrador tendo colapsado, os países do Cone Sul procuram apenas tirar vantagens imediatas dos ativos construídos no passado. As estratégias se voltam para as barganhas mais imediatas, as quais não contribuem para restaurar o espírito de mútua confiança.

No entanto, como será mostrado neste capítulo, os países do Cone Sul têm grande diversidade de fontes energéticas e padrões de demanda gasífera distintos, sugerindo que ainda podem beneficiar-se de grandes possibilidades de integração. Além disso, a região deve ser compreendida em sua inserção global e considerando, desde já, outras opções tecnológicas e uma nova base de infra-estrutura.

Em relação a este último componente, o capítulo três revelou que os países âncoras da importação de gás no Cone Sul, isto é, Brasil e Chile, buscando soluções alternativas de suprimento de gás fora da região, superando, portanto, as indefinições e restrições dos tradicionais exportadores regionais, Argentina e Bolívia, estão, ao mesmo tempo, construindo as bases para um novo processo de integração, já não regido pelas mesmas regras e dinâmicas de mercado. Em particular, o advento do GNL na região abre novos horizontes, sobre os quais se debruça nos próximos parágrafos.

4.2. Novos e Antigos Fundamentos da Integração Gasífera no Cone Sul

A indústria do gás cresceu no Cone Sul sobre forte influência da geopolítica, tendo momentos que parecia que se iniciaria um processo mais forte de integração, porém, instabilidades internas dos países e interesses de segurança de suprimento se interpuseram aos objetivos mais integradores. Entretanto esses movimentos deixaram um legado de infra-estrutura que

hoje se mostra um portfólio, até certo ponto, bem relevante para o porte do mercado a que ele serve.

Como foi visto ao longo do capítulo 3, o principal mecanismo de integração na região foi, ao longo dos tempos, os acordos bilaterais entre os países que possibilitou uma série de projetos se desenvolvessem e seus benefícios fossem compartilhados. Projetos como de Itaipu, hidrelétrica construída a partir de associação entre o Brasil e o Paraguai, a hidrelétrica de Yacretá, entre a Argentina e o Paraguai, o Yabog, gasoduto entre a Argentina e Bolívia, os gasodutos entre Chile e Argentina e o Gasbol, entre o Brasil e Bolívia foram importantes para aumentar a infra-estrutura de integração entre os países do bloco, porém estes não criaram um mercado comum.

Nesse aspecto, essa infra-estrutura é um importante fator para que esse mercado funcione de modo que haja movimentação de energia, seja na forma de eletricidade, seja na forma de gás, ou qualquer derivado de petróleo. Na tabela 4.1 temos as grandes interligações entre países do Cone Sul para troca de gás natural.

TABELA 4.1 – Principais Gasodutos Transnacionais do Cone Sul

Nome	Capacidade	Interligação	Operador (sigla)	Status
Gasobol	30 MM m ³ /dia	Bolívia-Brasil	TBG/GTB	Em Operação
Gasoduto do Noroeste	20 MM m ³ /dia	Bolívia-Argentina	TGN	Em Construção
Gasoduto de Urugaiana	2,5 MM m ³ /dia	Argentina-Brasil	TGM/TSB	Em Operação
GasAndes	10 MMm ³ /dia	Argentina-Chile	TNG	Em Operação
GasPacífico	9,7 MMm ³ /dia	Argentina-Chile	Nova Gas Intermac.	Em Operação
GasTacama	8,5 MMm ³ /dia	Argentina-Chile	CMS	Em Operação
Norandino	7,1 MMm ³ /dia	Argentina-Chile	TGN	Em Operação
Metanex PAN	2 MMm ³ /dia	Argentina-Chile	Bridas SAPIC	Em Operação
Metanex SIP	1,2 MMm ³ /dia	Argentina-Chile	SIPetrol	Em Operação
Metanex YPF	2 MMm ³ /dia	Argentina-Chile	Repsol TPF	Em Operação
Yabog	6 MMm ³ /dia	Bolívia-Argentina	Transredes/TNG	Em Operação
Colón-Paysandú	0,4 MMm ³ /dia	Argentina-Uruguaí	TGN	Em Operação
Cruz Del Sur	2,5 MMm ³ /dia	Argentina-Uruguaí	TGN	Em Operação

Fonte: Montada pelo autor a partir das seguintes fontes: *sites* da Petrobras, Eletrobrás, *Comission Nacional de Energia de Chile* – CNE (2007), do Ministério de Minas e Energia do Brasil – MME (2007) e do *Ente Nacional Regulador del Gas* – ENERGAS (2008) da Argentina.

Além dos gasodutos listados, ainda existe capacidade de transmissão de energia elétrica entre os países como pode ser visto na figura 4.1, principalmente entre Brasil e Argentina, que é uma alternativa ao transporte de gás natural, uma vez que a energia pode ser gerada em termelétrica e posteriormente ser transportada na forma de energia elétrica.

Figura 4.1: Gasodutos e Linhas de Transmissão no Cone Sul. Fonte: Petrobras (2003)

Esses gasodutos são operados em sua maioria por empresas transportadoras privadas, ou com privados em associação com estatais, como é o caso da TBG no Brasil e GTB e Transredes na Bolívia, bem como as duas grandes transportadoras argentinas, TGS e TGN, que representam corredores inevitáveis no processo de integração entre o Pacífico e o Atlântico. A operação desses gasodutos depende exclusivamente dos acordos bilaterais e da regulação em cada país, não existindo uma regulação única para assuntos como livre acesso⁴⁰, transporte interruptível, modalidade tarifária⁴¹.

Toda essa infra-estrutura a disposição deveria fomentar uma maior integração entre os países, aumentando a complementaridade energética e criando condição de que as oportunidades fossem mais bem aproveitadas. Porém isso ocorre de forma precária, como pôde ser visto no capítulo 3.

Ainda assim, como podemos verificar na Tabela 4.2, a complementaridade entre países é possível, tendo em vista que alguns deles são exportadores de energia e outros são

⁴⁰ Utilização de capacidade em gasoduto por terceiros quando o carregador não a utiliza em sua totalidade.

⁴¹ As modalidades tarifárias para transporte via gasoduto são variadas, porém as mais comuns são as chamadas Tarifa Postal, onde é cobrada a mesma tarifa independente da distância de transporte utilizada no gasoduto, e Tarifa por Distância, que o carregador paga conforme a distância em que o gás é transportado.

importadores. De qualquer forma, ainda assim o Cone Sul como um todo é importador de energia, o que faz a troca entre países ainda mais importante e até certo ponto disputada.

Tabela 4.2. Consumo de Energia Primária dos Países do Cone Sul e Bolívia em 2004 (10^{12} Btu)

<i>País</i>	<i>Produção</i>	<i>Consumo</i>	<i>Exportação líq</i>
Argentina	3,756	2,788	0,97
Bolívia	0,509	0,198	0,31
Brasil	7,210	9,078	-1,87
Chile	0,306	1,193	-0,89
Paraguai	0,519	0,420	0,1
Uruguai	0,081	0,173	-0,09
TOTAL	12,38	13,85	-1,47

Fonte: *site do Energy Institute Administration – EIA (2007)*

Apesar da aparente sinergia entre países superavitários e deficitários em gás, bem como a relativa disponibilidade de gasodutos integradores, muitos dos quais com certa ociosidade, condições essas que deveriam fortalecer a integração visando atender demandas reprimidas, principalmente no Chile, Brasil e Argentina, existem ainda importantes incertezas e barreiras a serem superadas. A mais óbvia delas é o quadro de nebulosidade que reina nos países potenciais fornecedores, mormente a Bolívia, mas, em um futuro incerto, também o Brasil ou a Argentina.

Na situação vigente no final de 2007 e descrita no capítulo três, nenhum desses países tem condições de atender a demanda reprimida da região por falta de investimento em produção, por escassez de nova infra-estrutura, cuja materialização no curto prazo parece quase impossível, e pela ausência de um quadro econômico com sinais de preço mais claros, que possa induzir os investimentos.

Essas questões não são simples e as tentativas de resposta apresentadas abaixo não podem ser consideradas verdades absolutas, pois dependem dos contextos que têm se alterado tão dramaticamente, bem como dos cenários projetados, para os quais diferentes autores podem ter concepções distintas.

Contudo, a partir da leitura dos capítulos anteriores, fica evidente que, para se ter maior integração são necessárias regras que abranjam todo Cone Sul, que sejam claras e minimamente estáveis, e que abracem toda a cadeia produtiva do gás. Em particular, são críticas as regras relativas ao transporte e distribuição.

As regras do jogo são ainda desconhecidas e, mais ainda, instáveis, dependendo das decisões unilaterais de cada nação. Acordos binacionais, como aqueles assinados entre Argentina e Chile, se mostraram de pouco valor prático. A mesma inocuidade se configura no novo acordo entre a Bolívia e Argentina, pois estabelece volumes adicionais de exportação de gás da Bolívia para Argentina, os quais os bolivianos são incapazes de entregar sem importantes expansões de logística (a qual os dois países não têm condições de financiar no curto prazo) e sem reduzir os volumes enviados para o Brasil.

Além disso, as estruturas políticas e de decisão ainda são puramente nacionais, tendo dificuldades de sacrificar interesses domésticos por visões supranacionais. É o que se observa na realidade brasileira, na qual o legislativo federal discute, pelo menos desde 2004, a proposta de uma nova Lei do Gás para o Brasil. Os vários projetos que já nasceram, morreram ou encontravam-se em trâmite em janeiro de 2008, sequer concebiam a dimensão internacional de uma eventual futura integração com os países vizinhos. Trata-se um projeto de lei visando o futuro (que se deseja integrador) com um olhar do passado (autárquico).

Como foi visto nos casos norte americano e europeu, a integração energética necessariamente nasce em um ambiente com firme arcabouço regulatório e buscar o consenso nesse caso talvez seja o passo mais importante e difícil que os países do Cone Sul tenham que tomar para verdadeiramente atingirem o estágio de integração alcançado pelas nações dos outros dois blocos analisados.

Adicionalmente, é necessário criar um sinal de preço que crie referência para que não haja dúvidas sobre o relacionamento comercial entre as partes envolvidas. Nesses sentido, realizar a integração utilizando a lógica econômica também tem sido o caminho que os países da Europa e da América do Norte estão trilhando para integrar seus mercados, e, mais ainda, a América do Norte e a Europa já estão se integrando, a partir do GNL. Como pode ser visto no Gráfico 4.1, na comparação da variação de preço entre o Henry Hub, que forma o preço no mercado norte-americano e o NBP, formador de preço no mercado do Reino Unido, criando um grande mercado na bacia do Atlântico Norte, onde a lógica de preço andam sempre altamente correlacionados.

Gráfico 4.1– Comparação entre o Henry Hub e o Nbp

Fonte: Vahia de Abreu (2007)

A falta de uma referência clara de preço gera instabilidades e desconfianças em uma relação comercial, principalmente quando as partes envolvidas parecem encontrar fora dessa relação referências consideradas legítimas, as quais desejam internalizar.

Talvez o grande exemplo seja a insatisfação do governo boliviano quanto ao preço do gás, essa insatisfação se torna subjetiva quando não é possível comparar as alternativas do comprador ou do fornecedor. A alternativa da Bolívia ao Brasil é a Argentina, que, no entanto, gera uma sinalização de preço interna e, por conseguinte externa, ainda mais distorcida⁴², e o Chile, que prefere se jogar ao mar em busca de uma alternativa energética a ficar dependente do gás da Bolívia, por razões já explicitadas no Capítulo 3.

Por esse motivo mesmo talvez ainda não tenha havido uma quebra de contrato unilateral da Bolívia em relação ao gás exportado ao Brasil, porém, a questão do preço do gás transportado no Gasbol se tornou extremamente politizada. Assumindo o preço de Henry Hub como sua nova referência, o governo boliviano tentou elevar o preço do gás exportado isso foi interpretado no Brasil como uma tentativa de quebra unilateral dos contratos. Mesmo com o arrefecimento desta pressão, como sugere Pinto (2008), ainda não se pode considerar a questão resolvida e estabilizada, pois o preço do gás boliviano vendido para a Argentina encontra-se cerca de 1 US\$ por milhão de Btu mais caro do que aquele entregue ao Brasil, havendo, portanto, um cenário ainda propício a comportamentos oportunistas por parte do exportador.

⁴² Como já foi dito no Capítulo 3, a Argentina se encontra em uma séria crise no suprimento de gás, porém os preços internos encontram-se artificialmente rebaixados.

Dentre os contratos de venda de gás entre países no Cone Sul, nos casos em que foi possível ter informações, estes foram referenciados a preço dos combustíveis substitutos, como no caso do contrato entre Brasil e Bolívia e também entre a Argentina e Bolívia ou a preço do produto final do comprador, como no caso da venda de gás da Argentina para o Chile para fornecimento de gás para a Mentanex.

Em virtude disso, como pode ser visto no Gráfico 4.2, o preço do gás natural na América do Sul muitas vezes fica descolado do preço internacional, principalmente no mercado dos Estados Unidos, o qual é crescentemente assumido como um preço de referência para um hipotético mercado global do gás. Surge então desconforto da parte dos produtores, que tendem a transformar o debate em uma questão geopolítica, já que não há um sinal econômico da região e aceito por todos. Paradoxalmente, como ocorreu no Brasil e no Chile desde que as importações de gás foram iniciadas, houve intenções deliberadas de praticar preços de gás relativamente baixos, os quais fomentaram o consumo desse combustível e, portanto, uma integração mais robusta em relação aos volumes transacionados.

Gráfico 4.2– Comparação entre Preço GN Brasil, Chile e Estados Unidos

Fontes: Petrobras (2007), *Comission Nacional de Energia de Chile – CNE* (2007) e *Energy Information Administration* (2007)⁴³

A perspectiva de oferta de GNL, após anos de especulações e tentativas frustradas de projetos, através de dois países que confirmaram projetos para construção de terminais de regaseificação de GNL no Cone Sul: o Chile e o Brasil, cria um novo viés de preço que mudará a situação descrita anteriormente e vem ao encontro da modelo vivido pelos norte americanos e vislumbrado pelos europeus.

O Chile, com o projeto da BG Group (BG) de construção de um terminal com capacidade de 2,5 mil toneladas por ano e expectativa de início de operação no segundo trimestre de 2009, segundo informado no site da BG (2007)⁴⁴.

O Brasil, através da Petrobras, como já foi dito no Capítulo 3, está construindo dois terminais de regaseificação: um no sudeste e outro no nordeste: o terminal de regas do sudeste se localizará na baía da Guanabara, no Rio de Janeiro, com capacidade de vazão máxima de 14

⁴³ (i) O preço do gás no Chile refere-se ao preço médio CIF no mês de importação do gás da Argentina para utilização térmica. (ii) O preço do gás no Brasil refere-se ao preço de venda do gás boliviano, que representa o preço do gás QDCb importado da Bolívia CIF, menos do período de março de 2003 a junho de 2005, que o preço de venda esteve congelado, motivado pelo Plano de Massificação do Gás, da Petrobras. (iii) O preço nos Estados Unidos é a média mensal do Natural Gas Futures Contract 1 negociado na NYMEX

⁴⁴ <http://www.bg-group.com/international/chile_uruguay.htm> Disponível em 07 fev2008.

milhões de metros cúbicos por dia. O outro terminal será localizado em Pecém, no Ceará, e terá capacidade de vazão máxima de 6 milhões de metros cúbicos por dia.

O Uruguai mostrou pretensões de construir um terminal de GNL, que poderia atender a sua demanda interna, que é pequena, e complementar a demanda da Argentina, utilizando os dois gasodutos já instalados para isso. No entanto esse projeto encontra-se ainda em fase embrionária, não tendo nada que confirme sua execução.

Todos esses projetos, assim que estiverem operando, podem viabilizar uma nova oportunidade para a integração energética no Cone Sul, pois criarão um novo sinal de preço para o mercado. A presença do GNL poderá internalizar no mercado regional, antes isolado do mundo, as pressões de preço que existem nos mercados do hemisfério norte. Essa transformação de mercado embutirá aspectos positivos e negativos. O principal benefício é despolitizar a temática do preço do gás. Em diferentes momentos, produtores e consumidores deixarão de estar satisfeitos, mas deverão adaptar-se às dinâmicas do mercado. Essa é a realidade presente no mercado de petróleo, onde todos os agentes adaptam-se ao vai-e-vem do Brent ou do WTI.

Contudo, ao mesmo tempo, o Cone Sul estará internalizando em seu preço regional as fortes variações sazonais experimentadas nos países nórdicos, bem como muitas estratégias que estarão fora do controle dos agentes locais, por exemplo: o muito maior poder de compra dos consumidores; as decisões de estocagem de gás nos Estados Unidos ou na Holanda, que são determinantes nas variações de preço nos mercados norte-americano e europeu; e possíveis processos de cartelização que possam ocorrer, principalmente na Europa, nos moldes da OPEP.

Olhando por um outro ângulo, a integração energética também é necessária, principalmente quando existe a clara necessidade de se lançar este novo mercado de GNL, onde grandes potências são consumidores e que apesar de ser um mercado em formação, ainda está sujeito a pressões de cunho geopolítico, nesse caso, ser pequeno é desvantajoso e, ao contrário, a negociação em bloco, com uma atuação mais geopolítica, pode trazer vantagens econômicas para todos os países pertencentes ao Cone Sul.

Estabelecendo-se a nova referência de preço com o GNL é difícil não acreditar que a pressão boliviana por renegociação no preço com o Brasil se intensifique e se torne mais dura. Entretanto também é de se esperar que o Brasil, através da Petrobras que nos últimos vem atuando mais como um braço do governo, resista a essa nova investida, uma vez que parte do

gás consumido já está comprometida com o mercado a preços referenciados ao contrato atual. A renegociação com a Bolívia passa, necessariamente, por uma renegociação com todas as distribuidoras e, conseqüentemente, por renegociar com os consumidores finais, principalmente de São Paulo.

A Argentina, por sua vez, terá mais um forte motivo para alterar sua política de preço interno, se quiser aproveitar a oportunidade de suprir seu mercado interno com a nova fonte que surge, ou mesmo de receber gás da Bolívia, pois a pressão que já existe sobre o Brasil para alterar os preços de um contrato com nove anos e em plena utilização será muito maior sobre a Argentina, que possui um contrato com pouco mais de um ano de existência e que está ainda em início de operação.

Por outro lado, também é uma forma da do governo argentino destravar gradualmente uma lógica de preços domésticos depreciados que não é sustentável, pois inibe investimentos e produção doméstica, ao mesmo tempo em que induz maiores demandas e eternas crises de abastecimento. O novo sinal de preço aplicado ao gás importado legitimará as pressões dos produtores locais para que os preços domésticos também sejam gradualmente corrigidos.

5 – Conclusões

Esse trabalho iniciou com o objetivo de mostrar que a integração energética é cada vez mais necessária dentro do Cone Sul, e que os movimentos de países como Chile e Brasil em buscarem suprimento de gás fora através de GNL só reforça a idéia de integração.

Para isso, percorreu-se no Capítulo 2 os caminhos traçados por dois mercados de gás natural considerados os maiores e mais integrados no consumo de gás natural. Na América do Norte se viu a formação do mercado gigante feito por ações tipicamente geopolíticas nos Estados Unidos, que soube se integrar com um grande fornecedor, o Canadá, através de estímulos típicos de mercado aberto e da força de regulação, que atuou de forma rígida no transporte e liberando o consumidor e produtor para acharem o preço de equilíbrio. Foi visto também a formação da sinalização de preço através do *hubs*, necessários para dar sentido econômico em um mercado em princípio isolado, onde não existia sinalização externa.

Desse exemplo se pôde verificar as similaridades com o caso do Cone Sul, onde também houve estímulo geopolítico para a construção da infra-estrutura, porém governos instáveis e mais preocupados com a auto-suficiência dificultaram o processo de integração.

Já no caso europeu, foi possível observar um crescimento da indústria gasífera em um ambiente altamente geopolitizado, no meio de guerras, com a integração sendo feita através de acordos sub-regionais e que foram crescendo com adesões, sempre pensando na segurança energética, porém, diferentemente do caso do Cone Sul, sempre focando a região com um todo. Esta união foi necessária por saber que o suprimento estava nas mãos de atores que podem atuar como monopolistas, no caso a Argélia e principalmente a Rússia.

Ainda no caso europeu, o ambiente de união econômica facilitou os entendimentos de união energética, trazendo a facilidade necessária para criar regras comuns de comercialização e transporte do gás.

Após essa visita aos exemplos correlatos, o Capítulo 3 buscou entender os principais países do Cone Sul, suas complexidades na formação de suas indústrias gasíferas e arcabouços regulatórios. Foram descritos os caminhos tomados por governantes e a situação atual, com ênfase nas relações com as outras nações do Cone Sul.

Iniciou-se com a Argentina, o primeiro gigante energético do Cone Sul, que depois de uma série de percalços, está definhando devido a ações internas que sufocaram o poder de

reposição de suas reservas. A Argentina, que antes era olhada como exemplo de nação que soube driblar as dificuldades e tornar-se potência, virou um aviso a governantes que tomam ações sem pensar nas consequências de médio e longo prazo que podem causar, principalmente na indústria gasífera, em que o tempo de maturação dos projetos são de dez a vinte anos.

Logo após foi estudado o Chile, que procurou formar uma integração energética com a Argentina, para fugir do risco de depender do clima para gerar energia, e ficou pendurado em problemas da ordem política, aprendendo que o maior risco não é a natureza da fonte de energia, mas sim a falta de alternativa de suprimento. Sentimento comum no Brasil no caso da energia hidrelétrica e do gás boliviano.

No caso da Bolívia, foram estudados os acordos bilaterais de fornecimento de gás, primeiro com a Argentina, na década de 1970, depois com o Brasil, na década de 1990 e suas vertentes geopolíticas.

Também foi vista toda a instabilidade política ocorrida no início desta primeira década do séc. XXI, que culminou na eleição de Evo Morales, chefe de movimentos populares que subiu ao poder com promessas nacionalistas, forçando a uma mudança na regra da indústria petrolífera e gasífera dentro da Bolívia e na relação com países antes parceiros, como o Brasil. Foi visto também que esse movimento ocasionou a fuga de capital estrangeiro que poderá causar consequências do suprimento de gás já no curto prazo.

Finalmente, foi estudado o Brasil, país historicamente dependente da importação de energia, seja petróleo ou energia elétrica, mas que nunca deixou de procurar fazer esforço exploratório dentro de seu território, e vem sendo recompensada com um crescente aumento em suas reservas. Porém, em relação ao gás, possui vários problemas de cunho regulatório, principalmente depois que definiu aumentar a participação do gás na geração térmica, como complemento à geração hídrica. Nesse contexto, o Brasil deixou em segundo plano a relação externa⁴⁵, abrindo mão de exercer seu papel natural de líder regional na política energética do Cone Sul para investir no sonho da auto-suficiência gasífera. Esse movimento, além de arriscado, pode custar muito caro à sociedade como um todo.

Passou-se então para o Capítulo 4, onde foi constatado que um dos fatores que restringem o processo de integração é a inexistência de um sistema de preços que possa ser considerado justo e não influenciado por nenhum dos agentes operando no mercado. Da mesma forma, o

⁴⁵ Nesse caso, em termos energéticos.

sistema de integração gasífera da região não tem impedido que cada um dos países experimente restrições de suprimento, que rapidamente se transformam em sofrimento econômico, conduzindo, por sua vez, a uma politização exagerada dos temas relacionados à indústria do gás. Tal processo tem feito com que as variáveis geopolíticas adquiram uma dimensão superior aos interesses econômicos e comerciais, transformando-se em numerosas decisões de puro nacionalismo energético.

A construção e operação de terminais de regaseificação de GNL poderão trazer enormes contribuições tanto na construção de um sistema de preços regional, com sinais externos de preço, como em uma maior garantia de suprimento para os países importadores, os quais não mais se verão aprisionados por comportamentos mais ou menos oportunistas dos exportadores. O gás natural poderá readquirir sua credibilidade como o energético do futuro para a região.

Tal garantia depende de um arcabouço regulatório comum para toda região, passo que deve ser dado para que as vantagens de se ter um sinal externo de preço seja aproveitado sem distorções causadas por tarifas de transporte mal reguladas.

Por outro lado, assim como na Europa Continental, a construção de terminais de GNL no Brasil, Chile e, possivelmente, no Uruguai e mesmo na Argentina, também não poderá ser visto como uma panacéia. Os países do Cone Sul deverão aprender a negociar internamente, reconhecendo os interesses geopolíticos de cada um, mas jamais sinalizando a total perda de racionalidade econômica. Trata-se de uma indústria marcada por interesses oligopolistas, os quais, como na Europa Ocidental, deverão ser acomodados, inclusive pelo sistema regulatório.

Em particular, os países do Cone Sul deverão aprender a lidar com a Bolívia, que, em virtude de seu posicionamento geográfico e magnitude de suas reservas gasíferas, adquire o papel de *hub* supridor de gás para os outros países, mas tem como desejo de sua sociedade ver tal papel transformar-se igualmente em desenvolvimento social, econômico, político e tecnológico para sua população.

A importância do estabelecimento da nova lógica de preço permitirá reduzir o fator geopolítico que, como já foi dito, foi muito importante enquanto motor para a construção de uma infra-estrutura que possibilitaria a integração, mas passou a ser destrutiva quando criou conflitos por questões oportunistas de demandas e preço.

No mais, como já foi explicitada ao longo desse trabalho, essa nova lógica de preço só será completa com uma regulação por traz que permita que o sinal de preço seja passado de região por região, a partir dos terminais para os outros consumidores e também produtores. Para isso será necessário grande esforço dos governantes para que estabeleça uma regulação única para os países do Cone Sul, regulando o transporte, distribuição e fornecimento do gás em toda região. Essa regulação deverá ser pensada em algum fórum que tenha respaldo dos países, porém parece mais óbvio que seja através do Mercosul, com o Chile e Bolívia aderindo às regras de forma espontânea.

O GNL poderá trazer para os países do Cone Sul a possibilidade de integração energética e de reduzir investimentos em custos fixos, principalmente na construção de gasodutos. Os mercados se encontram perto da costa, com os terminais de regas instalados, serão supridos e ainda poderão utilizar a infra-estrutura existente, de modo a trabalhar de maneira otimizada, levando o gás para onde existe demanda, mais no interior do continente. Como exemplo, o terminal chileno poderá ser a porta de entrada para o suprimento adicional para Argentina, através de toda infra-estrutura existente entre os dois países.

Nesse sentido, utilizar diferentes fontes supridoras de gás, sejam elas terminais de regaseificação de GNL ou produção internas, de forma a otimizar, em termos de custo de produto e minimizando o uso de infra-estrutura, é a forma mais barata de integrar e garantir o suprimento energético ao menor custo. Aproveitando-se das oportunidades criadas nos mercados interno e externo.

Para isso será necessário repensar a indústria do gás natural no Cone Sul, nada novo, se visitarmos a história de outros mercados e percebemos que todos já se reestruturaram, e assim se integraram, e precisaremos aprender a fazer o jogo da geopolítica mundial, olhando para o Cone Sul como um bloco com interesses parecidos, que pode utilizar as riquezas internas junto com as oportunidades do mercado mundial, de forma a maximizar o bem estar de sua população, garantindo suprimento o mais barato possível, e guardando o escasso recurso desses países para setores mais necessários, como saúde e educação.

Para não ampliar em demasia o escopo do trabalho, não foi analisada a integração energética através da energia elétrica e do carvão, seria interessante analisar a partir desses dois pontos de vista, principalmente em relação ao carvão, utilizando a mesma lógica do GNL, visando a geração elétrica.

Também é importante deixar claro que as novas possibilidades exploratórias que se abriram recentemente no Brasil, no chamado pré-sal, e devem ser aguardadas, pois, dependendo da magnitude das novas reservas de gás, pode tornar os terminais de regas regaseificação de GNL ociosos e até mesmo transformar o Brasil de importador de gás a exportador líquido. Nesse caso, o trabalho aqui exposto deverá ser repensado, de forma a acomodar as mudanças estruturais descritas.

Enfim, a busca pela segurança energética, razão pela qual os países se fecham ao mundo exterior ou buscam a integração com vizinhos e parceiros, deve ser olhada com um novo foco, talvez com inspiração em Alhajji (2007) em sua definição para segurança energética: *“The steady availability of energy supplies in a way that ensures economic growth in both producing and consuming countries with the lowest social cost and the lowest price volatility”*.

REFERÊNCIAS

ADMUNDO.COM. **Licitación internacional para el gasoducto del noroeste Argentino.**

Disponível em: <

[http://www.adnmundo.com/contenidos/energia/gasoducto_noroeste_argentina_](http://www.adnmundo.com/contenidos/energia/gasoducto_noroeste_argentina_bolivia_fernandez_morales_e170108.html)

[bolivia_fernandez_morales_e170108.html](http://www.adnmundo.com/contenidos/energia/gasoducto_noroeste_argentina_bolivia_fernandez_morales_e170108.html)>. Acesso em: 01 fev. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Nota Técnica SCG no 017/03/SCG. regulação no mercado comum europeu para a indústria de gás natural: principais aspectos.** Rio de Janeiro: ANP, Junho de 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Gás natural e biocombustíveis. anuário estatístico 2007.** Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2007.asp>. Acesso em: 01 fev. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros.** Rio de Janeiro, 2001. (Séries ANP, n. 2)

ALHAJJI, A. F. **What Is Energy Security? Middle east economic survey**, Nova Delhi, v. 2, n.2., 2007.

ALMEIDA, E. L. F.; MACHADO, J. B.. **A Nova Integração Energética.** In: In: Daniel Chudnovsky; José María Fanelli. (Org.). **Desafío de integrarse para crecer: balance y perspectivas del MERCOSUR em su primera década.** Buenos Aires: Siglo Veintiuno de Argentina, 2001.

ARGENTINA. SECRETARIA DE ENERGIA DE ARGENTINA. **Balance Energético Nacional., 2007.** Disponível em: <<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2324>>. Acesso em: 06 fev.2008.

ARGENTINA. ENERGIA ARGENTINA S.A. **Contrato de compra y venta de gas natural entre energía argentina s.a. y yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos, out 2006.** Disponível em: < <http://www.enarsa.com.ar/noticia05.htm>>. Acesso em: 06 fev.2008.

ARGENTINA. SECRETARIA DE ENERGIA DE LA REPUBLICA DE ARGENTINA. Disponível em: <http://energia3.mecon.gov.ar/hidrocarburos/home_pet.php?idpagina=1608>. Acesso em: 04 fev.2008.

ARGENTINA. BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA. **Tipo de cambio de referencia comunicación "a" 3500 (mayorista) y tipo de cambio nominal promedio mensual (TCNPM)**. Disponível em: <<http://www.bcra.gov.ar/>>. Acesso em:04 fev.2008.

BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO. Disponível em: <<http://www.iadb.org/index.cfm?language=portuguese>> Acesso em: 05 dez.2007.

BP Statistical Review of World Energy, 2007. Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2007/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2007.xls>. Acesso em: 30 nov.2007.

CANADÁ. ALBERTA ENERGY – Departamento de Energia da Província de Alberta, Canadá. Disponível em <<http://www.energy.gov.ab.ca>> Acesso em: 30 nov2007.

BOLÍVIA redige nova carta no quartel. Jornal o Globo, Rio de Janeiro, p. 50, 24 de nov. 2007.

CLIENGENDAEL INTERNATIONAL ENERGY PROGRAMME. Natural gas supply for the EU in the short to medium term, 2004.

DE PAULA, E. (Org.). **Energía para el desarrollo de América del Sur**. São Paulo: Mackenzie, 2002.

DESHAZE P. Bolívia. In : WEINTRAUB S. *et al.* **Cooperação energética nas Américas: entraves e benefícios**. Rio de Janeiro:Elseiver, 2008.

DUBROVSKY, H. Argentina in. De PAULA, E. (Org.).**Energía para el desarrollo de América del Sur**. São Paulo:Mackenzie, 2002.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Disponível em: <<https://www.eia.doe.gov>>. Acesso em: 12 out. 2007.

ESTADOS UNIDOS DA AMERICA. CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY. **World Factbook**, 2007. Disponível em: <<https://www.cia.gov/redirects/factbookredirect.html>>. Acesso em: 10 dez. 2007.

FERNANDES, Eliana dos Santos Lima. **Mecanismo de regulação na indústria de gás natural**: o caso do gasoduto Brasil-Bolívia. São Paulo, 2000 . 181p. Tese (Doutorado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2000.

FIOROTTI CAMPOS, A., TOLMASQUIM, M. T., ALVEAL, A. Restructuring the oil segment in South America: public policy, private capital and energy integration. oil and gas science and technology. **Rev. IFP**, v.61, n.3, p.415-431, 2006.

FOSCO, C.; SAAVEDRA, E. **Mercados de gas natural**: análisis comparado de la experiencia Internacional, Ilades: Georgetown University ;Santiago: Universidad Alberto Hurtado, 2003

GONZALES, R., NEBRA, S., BAJAY, V., GALARZA, W. **Política Pública**: regulação e integração energética de gás natural na América do Sul. 2002.

GONZÁLEZ, M. I. Chile in. De PAULA, E. (Org.). **Energía para el desarrollo de América del Sur**. São Paulo: Mackenzie, 2002.

A Guerra do Gás. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 03 jan. 2008. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/ext/especial/extraonline/infograficos/bolivia/main.swf>> Acesso em: 03 jan. 2008.

INTERCONNECTOR (UK) LIMITED. **Background**: creating the interconnector. Disponível em: <<http://www.interconnector.com/company/Background.htm>>. Acesso em: 06 fev. 2008.
INTERNATIONAL MONETARY FUND. **World economic outlook database**, 2007.

JURIS, A. **Market development in the united kingdom's natural gas industry.**, Washington: World Bank, 1998.

JORNAL OFICIAL DAS COMUNIDADES EUROPÉIAS. nº 41, 21 jul., L 204, p.1, 1998. (Edição em Português) .

KRAUSE, G. e PINTO Jr., H. **Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: experiência internacional.** Rio de Janeiro: ANP, 1998. (Nota Técnico, n.3)

LANDAU G. Brasil. In: WEINTRAUB S. *et al.* **Cooperação Energética nas Américas: entraves e benefícios.** Rio de Janeiro: Elseiver, 2008.

LEITE, A.D. **A Energia do Brasil.** Rio de Janeiro: Campus, 2007.

MACAVOY, P. **The Natural gas market: sixty years of regulation and deregulation.** Yale: Univesity Press; Londres: New Haven, 2000

MAI, L. A. ; SANTOS, E. ; MELDONIAN, N. L. Integração energética no mercosul: a dimensão nuclear. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3 . São Paulo . **Anais.** São Paulo, SEESP/SBPE/USP/UNICAMP/COPEE-UFRJ, 1998. p.239-243

McKENZIE-BROWN, P., JAREMKO, G., FINCH, D. **The Grat oil age. detselig enterprises.** Canadá, 1993.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Compétitivité des activités pétrolières amont: perspectives d'évolution à long terme.** Paris:Editions Technip, 1997

MOUTINHO DOS SANTOS, E. *et al.* **Gás Natural: Estratégias para uma energia nova no Brasil.** São Paulo: Annablume, 2002.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. *et al.* **Gás natural: a construção de uma nova civilização.** **Estudos Avançados**, v.21,n.59, 2007.

ODELL, P. **Oil and gas: crises and controversies 1961-2000:global issues.** Brentwood: Multi-Science Publishing, 2001.v.1..

O'KEEFE M. Argentina In: WEINTRAUB S. *et al.* **Cooperação Energética nas Américas: entraves e benefícios.**Rio de Janeiro: Elseiver, 2008.

ORDOÑES, R. Petrobras vai investir US\$ 260 milhões na Bolívia. **O Globo on line**, Rio de Janeiro, 18 dez.2007. Disponível em : <
<http://oglobo.globo.com/economia/mat/2007/12/18/327669043.asp>>. Acesso em: 01 fev2008.

ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPLMENT. Member countries of OECD.Disponível em: <
http://www.oecd.org/countrieslist/0,3351,en_33873108_33844430_1_1_1_1_1,00.html>. Acesso em 06 fev.2008.

PEREIRA, Jesus Soares. Petróleo, energia elétrica, siderurgia: a luta pela emancipação; um depoimento de Jesus Soares Pereira sobre a política de Vargas. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1975.
Depoimento organizado por Heitor Medeiros Lima..

PERRY-CASTEÑA LIBRARY MAP COLLECTION. University of Texas, E.U.A. Disponível em: <<http://www.lib.utexas.edu/maps/>> . Acesso em: 12 dez. 2007.

PINTO, R. **Discute os possíveis cenários de preço do gás para distribuidoras, indústrias e termoelétricas.** Palestra realizada na Conferência do IIR sobre Mercado de Gás Natural, São Paulo, 30 de Janeiro de 2008.

PISTONESI, H. **Sistema eléctrico argentino:** los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma. Santiago de Chile: CEPAL, 2000.(Serie recursos naturales e infraestructura; n.10)

RUSSEL, J. **Geopolitics of natural gas.** Cambridge: Ballinger , 1983.

SANT`ANNA, M. S. **PLANGÁS**: plano de antecipação da produção de gás. Palestra realizada na 3ª Conferência Anual de Mercado de Gás, São Paulo, 30 jan2007.

SAUER, I. L. **Programa de massificação do uso do gás natural**. Palestra apresentada ao IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá, 26 de março de 2004.

SILVA, P.M **Modelo de transporte de rede com restrições de capacidade**: estudo de alternativas de na área de influência do gasoduto Bolívia-Brasil. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

STIGLITZ, Joseph E. El Rumbo de las reformas. hacia una nueva agenda para América Latina. **Revista de la CEPAL**, n.:80 , p. 7-40, ago. 2003.

WEINTRAUB S. *et al.* **Cooperação energética nas Américas**: entraves e benefícios. Rio de Janeiro: Elseiver, 2008.

UADETA, M. M *et al.* Cenário Atual do Gás Natural em São Paulo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS,3., 2004, Salvador. **Anais**. Rio de Janeiro: , IBP, 2004.

VAHIA DE ABREU, A. L. **The Convergence between the natural gas price**: Henry Hub and national balancing point. Palestra apresentada na 27th USAEE/IAEE North American Conference, Houston, 18 set2007.

VÉLEZ, J. A. **Condições econômicas e institucionais para a integração energética na América** do Sul. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.