

UFRRJ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
DESENVOLVIMENTO, AGRICULTURA E
SOCIEDADE**

TESE

**Risco regulatório e os impactos nas decisões de
investimento em gás natural no Cone Sul: Argentina, Brasil,
Bolívia e Chile**

Renata Leite Pinto do Nascimento

2006



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
DESENVOLVIMENTO, AGRICULTURA E SOCIEDADE**

**RISCO REGULATÓRIO E OS IMPACTOS NAS DECISÕES
DE INVESTIMENTO EM GÁS NATURAL NO CONE SUL:
ARGENTINA, BRASIL, BOLÍVIA E CHILE**

RENATA LEITE PINTO DO NASCIMENTO

Sob Orientação do Professora

Ana Célia Castro

Tese submetida como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Ciências**, no Curso de Pós-Graduação em Desenvolvimento, Agricultura e Sociedade, Área de Concentração Instituições, Mercados e Regulação

Rio de Janeiro, RJ

Março, 2006

UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE CIÊNCIAS HUMANAS E SOCIAIS
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO, AGRICULTURA
E SOCIEDADE

RENATA LEITE PINTO DO NASCIMENTO

Tese submetida ao Curso de Pós-Graduação em Desenvolvimento, Agricultura e Sociedade, área de Concentração em Instituições, Mercado e Regulação como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Ciências**.

TESE APROVADA EM 06/03/2006

Ana Célia Castro (Dra.)
Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
(Orientadora)

Helder Queiroz Pinto Junior (Dr.)
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Antonio Barros de Castro (Dr.)
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Paulo Roberto de Oliveira (Dr.)
Petróleo Brasileiro S.A.

Ronaldo Fiani (Dr.)
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Para Ricardo, por todo amor
carinho e dedicação.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é a conclusão de quatros anos de muitas mudanças na minha vida profissional e pessoal, dessa forma ele teve a ajuda de muitas pessoas que eu gostaria de agradecer:

Ao meu orientador, Professor Helder Queiroz Pinto Junior, que aceitou o desafio de me orientar, mesmo estando eu no meio do curso, sendo um interlocutor disposto a oferecer estímulos e, principalmente, ouvir com interesse e ânimo todas as questões, dúvidas e problemas que surgiam durante o processo de reflexão.

À Professora Ana Célia Castro que ao longo destes quatro anos me deu todo o suporte acadêmico e com seu jeito carinhoso e protetor de ser se tornou uma grande amiga.

Ao Professor Ronaldo Fiani pelas excelentes sugestões oferecidas durante e após o exame de qualificação.

A Petrobras, por propiciar minha permanência no Oxford Institute for Energy Studies, agradeço a oportunidade de crescimento profissional.

Aos meus colegas da Petrobras, que me apoiaram ao longo da elaboração da Tese, principalmente ao economista Eduardo Correia por ter me apresentado com toda a sua experiência e paciência esse novo mundo do planejamento energético.

Aos meus colegas da Fundação Konrad Adenauer, em especial ao Dr. Dieter Beneck que com sua generosidade acadêmica me propiciou diversas oportunidades de aprendizado.

À minha amiga Estela Neves, que tive a felicidade de conhecer e de conviver intensamente nos primeiros dois anos do curso, e que continuou me dando apoio, mesmo a distância, para continuar nesta empreitada.

Ao meu amigo Eriksom Teixeira Lima que me estimulou a começar o doutorado.

À minha família e amigos, por todo apoio, carinho e amor, especialmente à minha mãe, por suportar pacientemente uma filha distante da vida familiar por todo esse tempo.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	16
CAPÍTULO I – UMA VISÃO INSTITUCIONALISTA SOBRE RISCO REGULATÓRIO	19
1.1 Custos de transação e sua relação com a formulação de contratos ...	19
1.2 A intrínseca relação direito de propriedade, risco, regulação e risco regulatório	25
1.2.1 Uma breve descrição do conceito de regulação	27
1.2.2 Definição de risco regulatório e contratos através de uma visão institucionalista	30
CAPÍTULO II – UMA PANORÂMICA DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL	34
2.1 Conjuntura atual da indústria do gás natural	35
2.2 Perspectivas da indústria de gás natural 	42
2.3 Dilemas e desafios da penetração do gás natural nos países em desenvolvimento	49
CAPÍTULO III – O PERFIL ENERGÉTICO E REGULATÓRIO DA ARGENTINA, BRASIL, BOLÍVIA E CHILE: SEMELHANÇAS, DIFERENÇAS E ESPECIFICIDADES..	54
3.1 A estrutura energética e regulatória da Argentina	56
3.1.1 História do gás natural na Argentina.....	62
3.1.2 Causas e consequências dos riscos regulatórios.....	75
3.2 A estrutura energética e regulatória da Bolívia	65
3.2.1 Histórico do gás natural na Bolívia	66
3.2.2 Causas e consequências dos riscos regulatórios.....	70

3.3 A estrutura energética e regulatória do Brasil	72
3.3.1 História do gás natural no Brasil	73
3.3.2 Causas e consequências dos riscos regulatórios.....	96
3.4 A estrutura energética e regulatória do Chile	83
3.4.1 Histórico do gás natural do Chile.....	85
3.4.2 Causas e consequências dos riscos regulatórios	88
3.5 Indústria de gás natural no Cone Sul: semelhanças, diferenças e especificidades	90
3.5.1 Semelhanças e diferenças da indústria de gás nos países do Cone Su.....l	91
3.5.2 Especificidades da indústria de gás nos países do Cone Sul	94
 CAPÍTULO IV – UM MODELO TEÓRICO SOBRE DECISÕES DE INVESTIMENTO EM GÁS NATURAL NO CONE SUL.	 99
4.1 Análise do macroambiente macroeconômico e institucional através do modelo de determinação de investimento.....	100
4.2 Uma análise setorial através do modelo de análise de investimento em gás natural.....	105
4.2.1 Demanda potencial do gás natural	109
4.2.2 Análise da Oferta	113
4.2.3 Preço do gás natural.....	113
4.3 Modelo de análise de investimentos em gás natural no Cone Sul	114
 CONCLUSÃO	 119
 REFERÊNCIAS	 122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Responsabilidade Atual da Regulação do Gás Natural</i>	7
Figura 2 <i>Transporte Firme e Transporte Não Firme</i>	1
Figura 3 <i>Modelo de Determinação de Investimento – MDI</i>	7
Figura 4 <i>Modelo de análise de investimento em gás natural – MAIGN</i>	01
Figura 5 <i>Modelo de decisão de processo</i>	08
Figura 6 <i>Modelo de análise de investimentos em gás natural no Cone Sul</i>	16

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 <i>Demanda Mundial de Energia Primária</i>	5
Gráfico 2 <i>Evolução das reservas mundiais de gás natural</i>	6
Gráfico 3 <i>Produção de gás natural por região.....</i>	8
Gráfico 4 <i>Consumo de gás natural por região</i>	8
Gráfico 5 <i>Produção e consumo de gás natural por região – 2004</i>	9
Gráfico 6 <i>Consumo de gás natural para geração elétrica em percentual do consumo total – 2004</i>	0
Gráfico 7 <i>Matriz Energética Argentina.....</i>	5
Gráfico 8 <i>Mercado de gás natural na Argentina.....</i>	8
Gráfico 9 <i>Evolução da relação R/P na Argentina (1988 - 2002).....</i>	1
Gráfico 10 <i>Matriz Energética –1980-2002 - Produção, Consumo e Exportação de Energia Primária.....</i>	6
Gráfico 11 <i>Evolução das reservas de gás natural bolivianas 1997-2002.....</i>	7
Gráfico 12 <i>Mercado de gás natural na Bolívia.....</i>	9
Gráfico 13 <i>Gás Natural Consumo e Produção - 1980-2002.....</i>	9
Gráfico 14 <i>Produção primária de energia</i>	3
Gráfico 15 <i>Mercado de gás natural no Brasil.....</i>	5
Gráfico 16 <i>Distribuição do consumo de gás natural - ano 2004.....</i>	5
Gráfico 17 <i>Nível de Água dos Reservatórios e Evolução de Preços no MAE.....</i>	

	0
Gráfico 18 <i>Consumo e Produção de Energia Primária – Chile</i>	4
Gráfico 19 <i>Consumo primário de energia no Chile – 2003</i>	4
Gráfico 20 <i>Consumo e produção de gás natural – 1980/2002 – Restrições diárias às importações de GN argentino</i>	9
Gráfico 21 <i>Crescimento Econômico e Demanda de Energia</i>	0
Gráfico 22 <i>Crescimento anual do consumo de GN no mundo - 1981 / 2001</i>	1
Gráfico 23 <i>Participação da geração termelétrica a gás natural no total da geração....</i>	5

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1 <i>Distribuição por região das reservas mundiais de gás natural – 2004</i>	7
Mapa 2 <i>Maiores redes intra regionais de comércio de gás natural 2003-2030.....</i>	5
Mapa 3. <i>Malha de gasodutos da Argentina.....</i>	8
Mapa 4 <i>Rede de gasodutos da Bolívia</i>	8
Mapa 5 <i>Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil</i>	8
Mapa 6 <i>Capacidade Instalada de Geração</i>	6
Mapa 7 <i>Rede de gasodutos do Chile</i>	7
Mapa 8 <i>Projetos de gás do Cone-Sul</i>	3

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1	<i>Característica das transações</i>	22
Quadro 2	<i>Quatro problemas de risco</i>	26
Quadro 3	<i>Dependência da importação de gás natural das principais regiões consumidoras</i>	43
Quadro 4	<i>Ranking dos Países Proprietários de Reservas de Gás, Produção, Exportações e a Atratividade para Investidores</i>	47
Quadro 5	<i>Indústria do Gás Natural na Argentina antes e depois de 1992</i>	59
Quadro 6	<i>Exemplos recentes de quebras de contrato na Argentina</i>	64
Quadro 7	<i>Marcos relevantes na evolução do setor de gás natural no Brasil</i>	74
Quadro 8	<i>Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil</i>	79
Quadro 9	<i>Comparação dos mercados de gás natural dos países selecionados</i>	92
Quadro 10	<i>Estrutura regulatória das indústrias de gás natural e eletricidade no Cone Sul</i>	94
Quadro 11	<i>Quadro de Sinalização de Risco Regulatório</i>	151

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 <i>Estrutura da Geração de Energia Elétrica por tipo de combustível.....</i>	1
Tabela 2 <i>Demanda primária de gás natural.....</i>	1
Tabela 3 <i>Matriz Energética Argentina</i>	5
Tabela 4 <i>Forte Queda do Preço do Gás Natural.....</i>	0
Tabela 5 <i>Reservas provadas de Gás Natural na Argentina</i>	0

LISTA DE SIGLAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo
BEO – barril de óleo equivalente
BM³ – bilhões de metros cúbico
BTU – British thermal unit
CF – cubic feet (pés cúbicos)
E&P – exploração e produção
GASBOL – gasoduto Bolívia-Brasil
GNC – gás natural comprimido
GNL – gás natural liquefeito
GNV – gás natural veicular
GTL ou LSGN – gas to liquid ou líquido sintético de gás natural
HAB – habitantes
MAS – movimiento al Socialismo
MDI/CEPAL – Modelo de determinação de investimento da Economic Commission for Latin America and the Caribbean
SH – superintendência de hidrocarbonetos
STD – serviço de transporte de descolamento
STF – serviço de transporte firme
STNF – serviço de transporte não firme
TCF – trillions cubic feet (trilhões de pés cúbicos)
TEP – tonelada equivalente de petróleo
YPFB – Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos

RESUMO

NASCIMENTO, Renata Leite Pinto. **Risco regulatório e os impactos nas decisões de investimento em gás natural no Cone Sul:** Argentina, Brasil, Bolívia e Chile. Rio de Janeiro: UFRRJ, 2006. 179 p. Tese (Doutorado em Ciências)

Durante os anos noventa do século passado, as empresas transnacionais aumentaram os seus investimentos no Cone Sul, encorajadas por leis que incentivavam novos investimentos estrangeiros, privatizações, arranjos contratuais mais flexíveis, desregulamentação de alguns mercados e liberalização de preços. A perspectiva de reativação de crescimento de longo prazo da maioria das economias nos anos 1990 também ajudou a atrair investimentos. Juntos, estes elementos estimularam a participação e o reposicionamento das empresas transnacionais. A desregulamentação e as privatizações deram origem a um novo fenômeno microsetorial de integração energética através da integração dos setores de gás, eletricidade e derivados. As mudanças implementadas no período compreendido entre as décadas dos anos 1980 e 1990 não foram suficientes para uma solidificação das instituições, que se apresentam voláteis e instáveis, gerando grandes preocupações e perdas financeiras para os agentes econômicos que acreditaram e acreditam no potencial da região. Não obstante, os riscos regulatórios se mostraram muito presentes nos últimos anos. Dessa forma uma empresa que queira expandir os seus negócios em gás natural no Cone Sul, terá que, cada vez mais, conhecer os mercados e as incertezas regulatórias de cada um dos países, para que a sua tomada de decisão não se mostre inviável no longo prazo. Dessa forma, é importante que os agentes econômicos que atuam neste setor busquem ampliar o seu conhecimento e desenvolvam modelos de decisão de investimentos que levem em consideração as diversas variáveis do macroambiente e com especial atenção as variáveis regulatórias. Neste contexto esta tese tem como objetivo criar um arcabouço teórico e empírico mapeando as sensibilidades sobre risco regulatório que auxilie aos investidores e tomadores de decisão com relação a investimento em gás natural no Cone Sul. Para tal, partimos da análise dos impactos gerados pelo processo de mudança institucional do setor energético e os seus rebatimentos na indústria de gás natural. Avaliamos os impactos dessas mudanças no que diz respeito às decisões de investimento. Também procuramos apresentar a importância da regulação como um componente de decisão de investimentos dos agentes privados. O suporte teórico da tese é dado por uma visão institucionalista, que é totalmente aderente ao tema proposto. Trabalhamos com os denominados Novos Teóricos Institucionalistas, utilizamos os estudos dos novos institucionalistas sobre direito de propriedade, custos de transação, contratos, e a importância das instituições como forma de criar um ambiente com maior estabilidade de regras quando estes analisam a teoria do custo de transação e a importância dos contratos como forma de blindar as incertezas do ambiente de negócio.

Palavras chave: Gás natural – regulação – Cone Sul

ABSTRACT

NASCIMENTO, Renata Leite Pinto. **Regulatory risk and impacts on investment decisions in natural gas in the Southern Cone: Argentina, Brazil, Bolivia and Chile**. Rio de Janeiro: UFRRJ, 2006. 179 p. Thesis (Doctor of Science)

During the 1990's the transnational companies increased their investments in the South Cone, encouraged by laws that stimulated new foreign investments, privatizations, more flexible contractual arrangements, deregulation of some markets and prices liberalization. The reactivation of most economies in the 1990's also helped to attract investments, along with the perspective of long-term growth in the region. Together, these elements stimulated the participation and repositioning of the transnational companies. The deregulation and the privatizations caused a new microsectorial phenomenon of energy type integration through the integration of the gas, electricity and derivatives sectors.

The regulating risks have shown to be very present over the last years, so one company that wishes to expand its businesses in natural gas in the South Cone shall have to know more and more the markets and the regulating uncertainties of each one of the Countries, so that its decision making does not seem unfeasible in the long term. Therefore, it is important that the economic agents that act in this sector try to expand their knowledge and develop investment decision models that take into account the multiple variables of the macro-environment and with special attention, the regulating variables. In face of such conjuncture, we propose a analytical framework of investment decision that is capable of monitoring the macro-environment and the sectorial environment variables.

In that context, this article is aimed at creating a theoretical and empirical framework mapping the sensitivities about regulatory risk, which aids the investors in their decision process.

The thesis is divided into four chapters. The first chapter will define the theoretical bases the thesis; the second chapter presents the present conjuncture and future perspectives of the world's natural gas; the third part discusses the regulatory issue of the natural gas in Argentina, Brazil, Bolivia and Chile; and in the fourth part, we developed an analytical framework about investment decisions in natural gas in the Southern Cone.

Key words: Natural gas, regulation, Southern Cone

INTRODUÇÃO

Durante os anos 90 do século passado, as empresas transnacionais aumentaram os seus investimentos no Cone Sul, encorajadas por leis que incentivavam novos investimentos estrangeiros, privatizações, arranjos contratuais mais flexíveis, desregulamentação de alguns mercados e liberalização de preços. A perspectiva de reativação da maioria das economias no longo prazo, no decorrer dos citados anos 90, também ajudou a atrair investimentos. Juntos, estes elementos estimularam a participação e o reposicionamento das empresas transnacionais. A desregulamentação e as privatizações deram origem a um novo fenômeno microsetorial de integração energética dos setores de gás, de eletricidade e de derivados.

As empresas agora se confrontam com duas novas situações: instabilidades políticas e regulatórias observadas principalmente nos últimos anos (Argentina e Bolívia) e a consolidação de um novo arcabouço institucional gerado por novas reformas estruturais. Este novo arcabouço institucional gera um novo jogo de oportunidades e ameaças, tanto no ambiente macro como no ambiente setorial.

Na região do Cone Sul, a Argentina tem o setor de gás mais maduro, com campos bem desenvolvidos ao longo do país, conectado por uma rede de gasodutos que se estende a todos os principais centros urbanos. Com uma relação R/P (reserva produção) de 14 anos, essa rede recuou continuamente desde os anos 80 do século passado, quando era de aproximadamente 50 anos, tendo sido reduzida fortemente na última década, em consequência dos baixos investimentos em exploração, fato decorrente da crise econômica enfrentada pelo país, ocasião em que o Estado foi obrigado a intervir diretamente no setor através do congelamento do preço do gás e mudanças regulatórias não pactuadas com os investidores, trazendo grande apreensão aos investidores privados.

Na Bolívia, a grande infusão de capital privado no *upstream* trouxe uma onda de investimento em exploração e produção aumentando em sete vezes as reservas provadas nos últimos quatro anos. Pelo envolvimento do setor privado, a região também pôde atrair capital e tecnologia para empreender um grande número de investimentos e grandes gasodutos, algo que há alguns anos teria parecido impossível. Contudo, o novo quadro de instabilidade político-institucional já vem revertendo essa tendência observada no passado recente.

O Brasil vem aumentando a sua produção doméstica de gás natural rapidamente, em parte para acompanhar a crescente demanda e em parte para diminuir a sua dependência das importações bolivianas. Contudo, o setor de gás natural no Brasil apresenta dois grandes obstáculos para a sua maior dinamização, são eles: a) a falta de um marco regulatório para o setor de gás dificulta a entrada de novos *players* e maiores investimentos; b) existe também um fator de incerteza forte com relação à demanda de gás natural relacionada com a futura demanda de gás para o setor elétrico brasileiro, devido à incerteza regulatória na definição de qual será o *mix* termoelétricas a gás e hidroelétricas.

O Chile é o país que apresenta a situação mais delicada com relação a instabilidades regulatória e institucional da região. O país depende de uma solução externa para sua demanda de gás natural. Em consequência dessas incertezas regulatórias e institucionais, o país está buscando saídas caras como alternativas para a segurança de suprimento, como o desenvolvimento de infra-estrutura para importação de GNL ou a importação de gás de Camisea (Peru), outra opção estudada. Como o

gasoduto teria uma extensão longa, o projeto só pode ser viabilizado se a escala a ser transportada for elevada, maior que a demanda de gás chilena. A solução poderia ser o desenvolvimento de um anel energético que adicionaria as demandas do Brasil e da Argentina. Contudo, não se sabe se as reservas de gás peruanas serão suficientes para atender a esse volume.

Os riscos regulatórios se mostraram muito presentes nos últimos anos, dessa forma uma empresa que queira expandir os seus negócios em gás natural no Cone Sul, terá que, cada vez mais, conhecer os mercados e as incertezas regulatórias de cada um dos países, para que a sua tomada de decisão não se mostre inviável no longo prazo. Dessa forma, é importante que os agentes econômicos que atuam neste setor busquem ampliar o seu conhecimento e desenvolvam modelos de decisão de investimentos que levem em consideração as diversas variáveis do macroambiente e com especial atenção as variáveis regulatórias.

Dado este contexto esta tese tem como objetivo criar um arcabouço teórico e empírico mapeando as sensibilidades sobre risco regulatório que auxilie os investidores e tomadores de decisão com relação a investimento em gás natural no Cone Sul. Para tal, partimos da análise dos impactos gerados pelo processo de mudança institucional do setor energético e os seus rebatimentos na indústria de gás natural. Procurar-se-á avaliar aqui os impactos dessas mudanças no que diz respeito às decisões de investimento e, também apresentar a importância da regulação como um componente de decisão de investimentos dos agentes privados.

O suporte teórico da tese é dado por uma visão institucionalista totalmente aderente ao tema proposto. Trabalhou-se com os denominados Novos Teóricos Institucionalistas, quando estes analisam a teoria do custo de transação e a importância dos contratos como forma de blindar as incertezas do ambiente de negócio. Utilizou-se seus estudos sobre direito de propriedade, custos de transação, contratos e a importância das instituições como forma de criar um ambiente com maior estabilidade de regras.

A proposta da tese é a construção de uma definição específica do que se chama *risco regulatório* nos países do Cone Sul. Estes países são marcados por fortes incertezas macroeconômicas, institucionais e regulatórias, o que gera muitas incertezas no que diz respeito às decisões de investimento. Frente a essas incertezas, tentar-se-á trazer uma proposta de modelo teórico conceitual de cenarização e monitoração de riscos regulatórios que ajude as empresas nas suas decisões de investimento.

Devido ao grande número de pequenos países que compõem a região optou-se por estudar em profundidade Argentina, Bolívia, Brasil e Chile, uma vez que esses países são os mais representativos no Cone Sul com relação à oferta e demanda de gás natural, e também são os principais atores no que diz respeito a uma possível aliança energética na região.

A tese está estruturada da seguinte forma. No primeiro capítulo, irá se definir as bases teóricas que servirão de guia para o estudo. Trabalhar-se-á com a visão da teoria institucional sobre direito de propriedade e como ele afeta os custos de se transacionar em sociedade. Ao longo deste capítulo, os custos de transação, a utilização dos contratos como forma de minimizar estes custos e a sua interface com os riscos regulatórios serão descritos. O objetivo final do capítulo é a construção de um conceito de risco regulatório – para responder como e porque surgem os riscos regulatórios e de que modo eles afetam as decisões de investimentos dos agentes na indústria do gás natural.

O segundo capítulo tem como objetivo traçar a conjuntura atual e as perspectivas futuras de indústria do gás natural no mundo, aprofundando as dificuldades do desenvolvimento deste setor nos países em desenvolvimento. Serão analisados os contrastes das mudanças no perfil dos investimentos que em um primeiro momento -

chamado de “velho mundo” da indústria do gás natural - tinha uma forte presença do Estado e, num segundo momento, com nova dinâmica, transfere para o setor privado o papel de agente principal. Esta nova configuração é conhecida como “novo mundo” da indústria do gás natural.

No terceiro capítulo será apresentado detalhadamente o perfil energético e regulatório dos países do Cone Sul selecionados para estudo, Argentina, Bolívia, Brasil e Chile. Em um primeiro momento cada um dos países será tratado separadamente. Nesta análise se fará uma breve descrição da matriz energética e do histórico do gás natural. Em seguida a estrutura regulatória e os contextos de risco para os investidores serão traçados. Por último, fechando o capítulo, se fará uma abordagem global dos países comparando os aspectos regulatórios e a estrutura da indústria do gás natural.

No quarto capítulo serão apresentadas as bases teóricas que se utilizará para a construção do modelo de análise de investimento em gás natural no Cone Sul. O modelo proposto é separado em uma análise do macroambiente e na análise do ambiente setorial.

Na análise do macroambiente dividiu-se o modelo em dois níveis: um macroeconômico e outro institucional. Na análise macroeconômica estão presentes os fatores da conjuntura e cenários da economia internacional, a política macroeconômica do país, as reformas econômicas em curso e as enarizadas, os custos e preços relativos do país, a demanda agregada e o grau de incerteza ponderado pelos investidores. Para avaliar os impactos das mudanças institucionais na decisão de investimentos dos atores é necessário a elaboração de cenário que indique as possíveis mudanças institucionais e as em curso, a repercussão do processo de privatização, regulação, desregulamentação e estatização, os incentivos institucionais e a estrutura de mercado resultante das mudanças institucionais.

Na análise do ambiente setorial trabalhou-se com um modelo de balanço entre oferta e demanda. De um lado temos fatores que definem a demanda do energético por setor por ano e por região, a demanda potencial do gás natural será o resultado de uma política de preço em conjunto com a penetração do gás natural no mercado. No lado da oferta será considerada a oferta por região e por ano – ponderando a questão do custo da *commodity* mais o custo do transporte.

CAPÍTULO I

UMA VISÃO INSTITUCIONALISTA SOBRE RISCO REGULATÓRIO

Neste capítulo as bases teóricas que servirão de guia mestra para o estudo que se apresenta será definida. Trabalhar-se-á com a visão da teoria institucional sobre direitos de propriedade e como eles afetam os custos de se transacionar em sociedade, com o objetivo final de se construir um conceito de risco regulatório – para responder como e porque surgem os riscos regulatórios e como estes afetam as decisões de investimentos dos agentes no setor de gás natural. A definição de um conceito de risco regulatório que se aplique diretamente ao caso de gás natural ajudará ao longo do trabalho, pois estará se discutindo as variáveis analisadas por um investidor, quando este decide por fazer ou não um investimento de longo prazo, com alto grau de incerteza, comum nas decisões de investimento no setor de gás natural.

A seguir, se analisará, conforme foi dito, a questão dos custos de transacionar em sociedade e a importância dos contratos como forma de minimizar esses custos.

1.1 Custos de transação e sua relação com a formulação de contratos

O setor de gás natural devido às suas características de custos afundados muito altos, de longo prazo de retorno dos investimentos e de forte sensibilidade a riscos regulatórios necessita de um forte aparato contratual como forma de diminuir os custos de transação e comportamento oportunista.

O primeiro teórico a estudar as questões relacionadas aos custos de transação foi Ronald Coase que em seu artigo clássico de 1937 aborda dois pontos fundamentais para a evolução das questões sobre custos de transação: primeiro observa que não é a tecnologia, mas as transações e seus respectivos custos, que constituem o objeto central da análise dos custos; segundo, que a incerteza e, de maneira implícita, a racionalidade limitada¹ são os elementos-chave na análise dos custos de transação. Os custos de transação se converteram em fundamento teórico da economia de Coase porque sem eles seria difícil explicar muitos aspectos do funcionamento do sistema econômico, incluindo o surgimento da firma.

Para Coase, a firma teria como função economizar os custos de transação, o que se realizaria de duas maneiras: através do mecanismo de preços, que possibilitaria à empresa escolher os mais adequados em suas transações com o mercado, gerando “economia de custos de transação”; segundo, substituindo um contrato incompleto por vários contratos completos, uma vez que seria de se supor que contratos incompletos elevariam custos de negociação. Coase define as instituições como os meios mais lógicos para a redução de custos de transação em sociedade, definindo que as instituições seriam concebidas como resultado da necessidade de redução dos custos de transação presente nos diversos mercados.

Segundo os institucionalistas essa concepção da função das instituições acaba por produzir duas graves deficiências de abordagem: primeiro, não é capaz de explicar o surgimento das instituições, pois a mera função que esta última desempenha, ao

¹ É um princípio definido por Herbert Simon a partir do reconhecimento do limite da capacidade da mente humana em lidar com a formulação de problemas complexos face à realidade.

minimizar custos de transação, não é suficiente para justificar as suas origens; segundo, como se supõe que as instituições são criadas para cumprir esse papel de diminuição dos custos de transação, fica-se com a impressão de que aquelas que persistem e se desenvolvem são necessariamente as mais eficientes do ponto de vista de redução desses custos.²

Estes aspectos têm relação direta com os problemas contratuais que presidem as relações entre os agentes econômicos na indústria do gás natural.

A discussão sobre “teoria dos custos de transação” ganha espaço quando Williamson (1985) desenvolve a sua abordagem particular sobre os custos de transação partindo de conceitos e modelos observados na história econômica, especialmente a partir de análises dos estudos de Coase (1937) e Commons (1934).

Williamson (1991) centra a sua análise na racionalidade limitada, correlacionada ao oportunismo, e às falhas de mercado³, sendo as falhas de mercados oriundas dos dois primeiros pontos.

Na ótica da economia dos custos de transação, as instituições operam no nível do ambiente institucional, constituindo-se, portanto, em “regras do jogo”, que por sua vez, definem o contexto no qual a atividade econômica se faz presente. Segundo Williamson (1996), são os terrenos político, social e legal que governam as bases da produção, troca e distribuição. A perspectiva da economia dos custos de transação seria a terceira via para a conceituação de instituição, denominada de abordagem por tipo de contrato.

Para os novos institucionalistas como Williamson o conceito de custos de transação está associado ao conceito de “contrato”. A noção de “contrato” refere-se à forma geral por meio da qual as transações e interações ocorrem entre os indivíduos. Se as transações entre os indivíduos se dão sob a forma de contratos é porque esses mesmos indivíduos acabam por incorrerem em muitos custos para que uma negociação vantajosa para todos seja levada a cabo.

Estudar a questão dos custos de transação em sociedade tem uma aplicação direta para o caso do setor de gás natural, devido às características do mercado de gás: grande volume de investimento, custos afundados extremamente altos, necessidade de longo prazo para maturação dos investimentos, forte impacto de riscos exploratório e regulatório entre outros.

Essas características nos mostram a necessidade em se minimizar os custos de transação. Esses custos de transação poderiam ser resolvidos de duas formas. Uma primeira seria a de uma única empresa atuando verticalmente integrada em todos os setores desde a exploração, produção, transporte e distribuição até os consumidores finais de gás natural. Neste caso, essa empresa assumiria o risco do negócio, tendo lucro ou prejuízo conforme consiga colocar ou não seu produto junto ao consumidor final em condições competitivas. Uma segunda situação seria aquela em que os custos de transação se apresentam mais altos e se tem diversos agentes atuando na cadeia exploração, produção, transporte e distribuição. Aqui cada agente teria interesses e

² Contratos de fornecimento de gás natural podem ser classificados como incompletos no sentido de que não é possível que sejam estabelecidos de forma *ex-ante* e precisa todos os direitos e obrigações das partes envolvidas ao longo de todo o termo contratual devido ao seu longo prazo de duração. Dependendo do elo da cadeia de fornecimento ele vai de 5 a 20 anos, gerando incertezas relativas principalmente em relação a preço e demanda do produto. (SECURATO, CARVALHINHO FILHO & SYLBERSTAJN; 2002; p.3)

³ Para a economia clássica são consideradas falhas de mercados a existência de bens públicos; as falhas de competição que se reflete na existência de monopólios naturais; as externalidades; a existências de mercados incompletos e a ocorrência de desemprego e inflação.

obrigações de investimentos ao longo desta mesma cadeia produtiva. Neste caso, para que sejam mantidos os incentivos para a realização destes investimentos, as partes necessitam de contratos de longo prazo.

Nesta seção se exemplificará as vantagens de se ter contratos nesta cadeia produtiva específica de gás natural usando como exemplo o contrato *take-or-pay* – que é um tipo de contrato em que um produtor e/ou transportador que deseja vender a sua produção de gás deseja dividir o seu risco com o comprador, acordando que este comprador deverá comprar uma quantidade pré-fixada ao longo de um determinado tempo a um preço também acordado. Ao assinar um contrato do tipo *take-or-pay* as partes interessadas nesses contratos estão blindando-se de variações de preços de gás e garantindo o suprimento do produto (por parte do comprador) e das variações advindas da demanda (por parte do produtor). Independente da demanda o produtor esta garantindo a venda do seu produto.

Um contrato desta natureza tem como objetivo dar garantia para o comprador que o seu produto será entregue na quantidade acordada, e ao preço determinado previamente no período escolhido, dessa forma o comprador pode planejar o seu posicionamento no mercado, ou seja, ele sabe a que preço pode vender o produto e em que quantidade. Por parte do produtor ainda é mais importante esse tipo de contrato, pois para vender gás natural ele necessita de toda uma infra-estrutura tanto de exploração como de transporte que possui um custo fixo muito alto, e um longo tempo de maturação do projeto. Se este produtor não dispõe de uma segurança com relação à quantidade e ao preço que ele irá vender o seu produto os riscos ficam muito maiores, e ele terá que de alguma forma precificar esse risco ou adiar a decisão de investimentos.

Ao se assinar um contrato do tipo *take-or-pay* não quer dizer que as incertezas deixaram de existir, elas continuam presentes. Como o mercado projetado pode ser menor do que esperado, o preço dos energéticos concorrentes podem oscilar dificultando a precificação do gás para o consumidor final. O fato de haver um contrato neste setor estará apenas minimizando os riscos de comportamentos oportunistas dos agentes.

As premissas comportamentais que alicerçam a economia dos custos de transação, em que o homem da economia dos custos de transação é o "homem contratual", que não reúne as características comportamentais maximizadoras abstratas da concepção ortodoxa, mas tem feições muito mais próximas do "homem como ele é", do "homem como o conhecemos". A busca da auto-satisfação é exacerbada, a ponto de transformá-la em astúcia, motivadora de ações oportunistas. A satisfação é meramente uma manifestação do princípio da racionalidade restrita (Williamson, 1993).

Custos de transação são custos que os agentes enfrentam toda vez que recorrem ao mercado. De uma maneira mais formal, custos de transação são os custos de negociar, redigir e garantir o cumprimento de um contrato. Dessa forma, a unidade básica de análise quando se trata de custos de transação é o contrato. (FIANI, 2002, p. 269)

Segundo aspectos teóricos pode-se dividir os custos relativos ao fechamento de um contrato em custos diretos e indiretos. Os diretos, segundo Moraes (2001) compreende: a) a obtenção de um conjunto de informações necessárias para se avaliar a qualidade e a quantidade do que está sendo transacionado; b) a negociação entre as partes contratantes frente à busca da obtenção de um acordo sobre os termos do contrato; e c) a comunicação do conteúdo do contrato a todos os agentes relevantes. Os

custos ditos indiretos, de se contratar, Williamson chamou de “racionalidade limitada” e “comportamento oportunista”⁴, uma vez que um indivíduo ao firmar um contrato não tem a dimensão exata daquilo que está fazendo, tanto por falta de dados quanto por incapacidade cognitiva de computar e trabalhar todas as informações disponíveis. Por essa razão – dada a “racionalidade limitada” dos agentes – nenhum contrato acordado contém todas as especificidades necessárias para o seu perfeito cumprimento.

Também se pode dividir os custos de transação entre aqueles relativos ao período anterior ao fechamento de um contrato (*ex ante*) e aqueles que se referem ao transcorrer posterior à sua assinatura (*ex post*). Antes de acordar um contrato, os indivíduos devem coletar informações a respeito do que vai ser transacionado e de quem está envolvido nessa transação, negociar os termos e condições do contrato, redigi-lo e salvaguardá-lo em seus itens o desenrolar eficiente do acordo. Os custos de transação *ex post* são de grande importância, pois englobam: a) uma ação legal formal com respeito a disputas, e o estabelecimento e a operacionalização de procedimentos formais de controle; b) reavaliação do grau de adaptação dos termos e das condições correntes do contrato à ação dos contratantes, incluindo a possibilidade de renegociação do contrato; c) monitoramento do cumprimento das cláusulas contratuais; e do comprometimento das partes contratantes a permanecerem aderidas aos termos e às condições do acordo.

Também existe a possibilidade de ocorrer formas de oportunismos *ex-ante* e *ex-post* que podem afetar as negociações de um contrato⁵.

A literatura econômica reconhece duas formas de oportunismo: oportunismo *ex-ante*, isto é, antes da transação ocorrer, e oportunismo *ex-post*, ou seja, depois de realizada a transação. (FIANI, 2002, p. 271)

Outro ponto importante são as três dimensões da transação: a) a frequência com que ocorrem; b) o grau e o tipo de incerteza a que estão sujeitas; c) a especificidade dos ativos – considerada a locomotiva a qual a economia dos custos de transação deve muito o seu conteúdo de predição. (Williamson, 1985, p. 56)

Quadro 1

Característica das transações

Frequência do investimento	Não-específica	Mista	Específica
Ocasional	Governança de mercado	Governança trilateral	Governança trilateral
Recorrente	Governança de mercado	Governança bilateral ou contrato de relação	Organização interna (Firma)

Fonte: WILLIAMSON, 1986, p. 117.

⁴ O “comportamento oportunista” dos agentes advém, de um lado, dos efeitos da “racionalidade limitada” sobre a confecção dos contratos, e, de outro, do auto-interesse pelo qual se guiam.

⁵ A definição dos custos de transação *ex post* irá corroborar para a análise do conceito de riscos regulatórios.

Segundo Fiani (2002, p.277),

uma estrutura de governança defini-se como sendo o arcabouço institucional no qual a transação é realizada, isto é, o conjunto de instituições e tipos de agentes diretamente envolvidos na realização da transação e na garantia de sua execução.

A transação torna-se objeto de investigação porque, de uma maneira geral, ela implica em custos associados às tarefas de planejar, adaptar e monitorar.. Colocada nesses termos, as instituições econômicas do capitalismo têm como função principal, embora não exclusiva, a de reduzir os custos de transação.

Ao se observar os processo histórico de crescimento e desenvolvimento econômico das nações, percebe-se a existência de um *trade-off* entre economia de escala e especialização, de um lado, e custos de transação de outro. Essa análise é feita ao se comparar as relações econômicas de uma aldeia a de uma sociedade econômica moderna. Na primeira, os custos de transação são pequenos, pois as relações entre os indivíduos são pessoais, mas em compensação as economias de escala são pequenas devido ao tamanho e à pouca especialização deste tipo de economia. Enquanto, na segunda, se observa altos custos de transação, pois as relações são complexas e envolvem um número amplo de agentes, em compensação as economias de escala são maiores devido ao tipo de organização mais dinâmica e ao maior volume produzido..

Esse exemplo pode ser aplicado diretamente para o caso da indústria do gás natural. Muitas vezes um país possui grandes reservas de gás natural, mas não possui escala para desenvolvê-las sozinho. Dessa forma seria mais econômico se fizesse o desenvolvimento destas reservas de forma conjunta com outros países; para isso necessitaria de contratos mais complexos envolvendo realidades distintas, com maiores custos de transação. A conta que deverá ser feita é se esse empreendimento deverá ser realizado somente pelo país detentor das reservas ou através de uma parceria com um ou mais países, levando em consideração se os custos de transação são menores do que os demais custos de escala. Considera-se aqui que os riscos regulatórios estarão embutidos nos custos de transação.

Pode-se observar que o elemento dinâmico da teoria dos custos de transação corresponde às tensões permanentes entre a ganância da especialização das atividades econômicas e o incremento dos custos que surgem no processo de especialização. Este incremento dos custos de transação – custos de informação, custos de agenciamento, custos de evasão e oportunismo, custos derivados da incerteza, custo de medir a qualidade dos bens e da produção, custos da manutenção dos direitos de propriedade – redefinem as regra do jogo.

Em *Institutions, institutional change and economic performance*, de 1990⁶, North tem o intuito de explicar porque as sociedades têm desempenhos econômicos tão distintos entre si ao longo do tempo. Nesta empreitada, entender as relações entre as instituições e o desempenho econômico torna-se essencial para que North compreenda as especificidades da história econômica de cada sociedade. O autor entende as instituições como restrições que constroem a ação coletiva dos indivíduos, concebendo a estabilidade necessária para a manutenção e o desenvolvimento

⁶ A versão da obra por nós utilizada corresponde à tradução para o espanhol, publicada em 1993 pelo Fundo de Cultura Econômica do México.

econômico das sociedades. A existência de incerteza impossibilita ou dificulta enormemente a possibilidade de transações econômicas entre pessoas. Ao impedir que os agentes conheçam todo o seu rol de possibilidades de escolha de forma *ex ante*, esta se torna responsável por interrupção ou “mal funcionamento” das transações econômicas, fazendo com que os agentes sejam incapazes de atingir soluções ótimas a partir de suas decisões.

Ao longo dos seus estudos North cria uma metodologia de trabalho em que divide as instituições em formais (mais organizadas) e informais (culturalmente construídas). As instituições ditas formais constituiriam o conjunto de leis⁷, regras, regulamentações. As instituições informais seriam formas organizativas nascidas espontaneamente nas sociedades, tais como ideologias, convenções sociais, tabus, valores morais, tradições, costumes, entre outros.

Na compreensão de North, as instituições surgem para equalizar a incapacidade dos indivíduos em apreender e compreender o mundo que os cerca. A dificuldade em efetuar escolhas, dentro desta concepção, é introduzida pela questão dos custos de transação: se apresenta como uma resposta à dificuldade do indivíduo em entender o seu meio ambiente e sua impossibilidade de uma ação mais sistematizada com vista a dominá-lo. Segundo o autor, uma matriz institucional eficiente será aquela capaz de estimular um agente ou organização a investir em uma atividade individual que traga retornos sociais superiores a seus custos sociais. A chave para tal arranjo de sucesso está em estabelecer um sistema de propriedade bem definido e acompanhado de um aparato de *enforcement* eficaz.

Já Hodgson, como um velho institucionalista, tem um ponto de vista diferente com relação aos custos de transação:

fazem-se necessárias instituições poderosas para fazer valer direitos em um mundo de informação incompleta e imperfeita, elevados custos de transação, relações assimétricas poderosas e agentes com discernimento limitado. (HODGSON, 2001, p. 117)

Williamson compreende o ambiente institucional como o conjunto de regras fundamentais de caráter legal, social e político que estabelece a base para a produção, troca e distribuição. São exemplos as regras que regulam eleições, direito de propriedade e o direito contratual. Para ele são as instituições que orientam os processos de tomada de decisões, em um meio permeado por incerteza, racionalidade limitada e oportunismo, com vistas à redução dos custos de transação. (WILLIAMSON, 1993, p. 21)

Para os novos institucionalistas, a geração da ação coletiva e a estruturação de arranjos contratuais apropriados para minimizar custos de transação orientariam o comportamento e a definição das próprias instituições, considerando as instituições como redesenháveis, de forma a criar, não só condições para aprofundar a redução dos custos de transação, mas também motivar os agentes a agirem em interesse próprio e na direção da maximização da riqueza social.

As instituições políticas e econômicas são partes essenciais de uma matriz institucional efetiva. Os focos principais da literatura sobre instituições e custos de

⁷ Existe uma diferença conceitual entre lei e norma, onde lei é aparato repressivo institucionalizado e as normas são regras que surgem através de rotinas que são reprimidas pela sociedade.

transação enfatizam as instituições como soluções eficientes para problemas de organização em uma estrutura competitiva (WILLIAMSON, 1975; 1985).

1.2 A intrínseca relação entre direito de propriedade, regulação e risco regulatório

Para se analisar o conceito de risco e como ele afeta a definição dos direitos de propriedade e os riscos regulatórios, primeiro é preciso fazer uma breve qualificação do que se considera risco e a sua distinção de incerteza.

Segundo North (1991), a existência de incerteza impossibilita ou dificulta a realização de transações econômicas entre pessoas. Ao impedir que os agentes conheçam todo o rol de possibilidades de escolha de forma *ex ante*, esta se torna responsável por interrupção ou mal funcionamento das transações econômicas, fazendo com que os agentes sejam incapazes de atingir soluções ótimas a partir de suas decisões. Por incerteza, o autor define uma condição em que a pessoa não pode averiguar a probabilidade de um evento e então não pode chegar a um modo de assegurar-se contra uma ocorrência. Enquanto isso, o risco é mensurado, podendo ser quantificado, gerando uma opção de escolha. Apenas em situações caracterizadas como de risco as regularidades podem ser detectadas no comportamento humano; em situações caracterizadas como incertas, o método científico não pode ser aplicado.

Segundo o pensamento de Knight (2002), uma distinção é feita entre dois tipos de incertezas: um tipo fraco, que chama de “risco” e um tipo forte, que chama de “incerteza” propriamente dita. O risco se refere a distribuição de probabilidade baseada em uma classificação confiável de possíveis eventos. A incerteza se refere a eventos cuja distribuição de probabilidade não existe ou não é claramente definível pela carência de um critério confiável de classificação. Risco, usualmente, designa o “custo” de uma decisão errada. (VERCELLI, 1991, p. 76-78)

Segundo Lucas (1981), é razoável assumir uma incerteza simples (ou “risco”), apenas quando:

- a) o processo estocástico visualizado pelo tomador de decisões é estacionário; b) o processo persistiu tempo bastante a permitir ao tomador de decisões ajustar-se completamente a ele. (VERCELLI, 1991, p. 79)

Na tradição keynesiana a formação de expectativas tem um papel central, particularmente sobre o investimento. Como incerteza se refere ao desconhecimento radical do futuro, a formação de expectativas sobre eventos futuros é assim afetada de forma radical – especialmente as expectativas de longo prazo, essenciais para as decisões de investimentos.

Já Douglas & Wildavsky (1983, p. 5) caracterizam risco como um produto e uma função combinada do conhecimento do que se sabe sobre o futuro e o entendimento existente sobre as perspectivas desejadas. Esses autores classificam quatro problemas com relação a riscos de acordo com os caminhos a serem traçados frente ao grau de conhecimento dos eventos.

Quadro2

Quatro problemas de risco

	Há certeza sobre o conhecimento disponível	Há incerteza sobre o conhecimento disponível
Há consenso e conformidade sobre o que deve ser feito	I Problema: Técnico Solução: Cálculo	II Problema: Obtenção de informações Solução: Realização de pesquisa
Não há consenso, mas conflito em relação ao que precisa ser feito	III Problema: Desacordo sobre sua definição Solução: Coerção ou discussão para formar consensos	IV Problema: Geração de consensos mínimos e conhecimento Solução: Desconhecida

Fonte: DOUGLAS & WILDAVSKY, 1983, p. 5.

Ao aplicar o quadro de risco para o caso das decisões de investimento no setor de gás natural pode-se dizer que se os agentes se encontram nos quadrantes I, II e III tem-se uma definição do que deverá ser feito e uma certa clareza quanto à tomada de decisão.

No quadrante I a decisão sobre fazer ou não o investimento é relativamente fácil, o cenário é claro e não existem dúvidas sobre o que deve ser feito. Ou seja, se existe o conhecimento de todas as variáveis que afetam o negócio, existe a certeza de qual será a demanda e oferta futura de gás. Tem-se, então, um cenário claro e confiável dos preços e das questões regulatórias, as variáveis para avaliação dos custos do projeto estão claras e não há dúvidas com relação à tomada de decisão.

No quadrante II a situação não é tão confortável quanto no quadrante I, mas, como se trata de uma incerteza quanto às informações, a política necessária seria a busca de entendimentos mais precisos, pois duas questões são fundamentais no setor de gás natural, uma é o conhecimento com relação à demanda futura de gás a longo prazo e a outra diz respeito aos marcos regulatórios. Essas variáveis afetam fortemente a decisão de investimento e podem modificar o resultado financeiro de um projeto, por isso é importante fazer estudos mais aprofundados para se conhecer melhor os fatores que afetam as demandas futuras de gás natural por uma região ou mercado, e um conhecimento abrangente dos cenários possíveis no que diz respeito à questão regulatória, para que os tomadores de decisão tenham a considerar uma gama maior de informações quando for o momento de fazer ou não o investimento.

O quadrante III apresenta uma situação de indecisão de cunho gerencial, pois as informações são claras, o que deverá ser feito são maiores discussões sobre o projeto, para que as dúvidas dos tomadores de decisão sejam esclarecidas e estes decidam sobre o que fazer.

Dessa forma deve-se evitar que os processos de tomada de decisão encontrem-se no IV quadrante, onde há incerteza sobre o conhecimento disponível e não há consenso, mas, conflito em relação ao que precisa ser feito. Desta forma a solução é desconhecida, ou seja, de acordo com o objeto de estudo em questão, o agente econômico adia sua decisão de investimento, uma vez que para ele não é possível mensurar os riscos neste momento de tomada de decisão. Nos demais quadrantes existem soluções possíveis e os agentes podem quantificar os riscos que estão correndo e decidir por fazer ou não o investimento.

O objetivo do presente trabalho é traçar um modelo teórico em que os tomadores de decisão tenham um desenho claro das variáveis que afetam a sua tomada de decisão

no momento de fazer um investimento no setor de gás natural, ou seja, trabalhar no quadrante I ou III do quadro 2 supracitado.

1.2.1 Uma breve descrição do conceito de regulação

Uma vez definido o conceito de risco, procurar-se-á agora efetuar a qualificação de aspectos relacionados ao conceito de regulação, para se chegar ao conceito de risco regulatório.

Uma das primeiras formas de definição de regulação era baseada, em particular, na intervenção do Estado através do uso da lei. Os primeiros relatos do uso da lei como um regulador da vida econômica surgiu nos EUA, no final do século XIX.

What is typically meant by economic regulation in the United States began in the 1870s. Two important events took place around that time. First, a key Supreme Court decision provided the basis for the regulation of monopolies. Second, forces were building in the railroad industry that would result in its being the first major industry subject to economic regulation at the federal level.(VISCUSI; VERON & HARRINGTON, 1995, p. 311)

Segundo Pinto Jr. e Fiani (2001, p. 512),

Define-se regulação como qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos. Dessa forma, quando um agente regulador fixa uma tarifa para um determinado serviço, está restringindo a liberdade que uma empresa tem de estabelecer o preço pela sua atividade.

O caráter ambivalente da lei regulatória era analisado em termos de conflito de interesses dos negócios e daqueles vulneráveis aos danos criados. O debate era mais centrado no poder de diferentes grupos para ter seus interesses representados na lei. (HUTTER, 2001) “*O arcabouço jurídico-institucional norte-americano, apoiado nas tradições e com forte primado da jurisprudência para arbitragens dos conflitos entre diferentes agentes*”. (PINTO Jr. & FIANI, 2001, p. 531)

Nos anos 70 do século passado essa forma de regulação experimentou um aumento de popularidade e as sociedades industriais avançadas testemunharam uma proliferação de leis desenhadas para regular as atividades econômicas num amplo campo. Em contraste a essa idéia, cerca de dez anos depois, no final dos anos 80, ocorreu um crescimento da desilusão com a regulação estatal, em parte originada nas críticas às atuações das agências reguladoras e em parte pelo desmantelamento ou diminuição do poder interventivo do Estado.

Nos países do Cone Sul, as discussões sobre regulação passam a ter maiores repercussões na década iniciada em 1990, em conjunto com os processos de privatização dos setores de infra-estrutura. As privatizações na região possibilitaram o incremento da competição nos setores em que isso era possível. No entanto existiam os setores caracterizados como monopólios naturais⁸, nos quais a introdução da

⁸ Para Newbery (1999, p. 28) os monopólios naturais apresentam algumas características típicas: 1) economias de escala; 2) intensivas em capital; 3) incapacidade de armazenagem, com demanda flutuante;

competição não seria possível. Pode-se então perguntar o que pode ser feito nos setores em que a competição não pode ser prontamente introduzida.

Há duas possibilidades de resposta: a primeira é privatizar e regular as empresas para evitar os abusos no monopólio; o segundo é manter a propriedade no aparato do setor público.

Competition is difficult to sustain in government-owned utilities, and so there is a natural complementarity between privatization and competition. In that sense privatization seems to be a necessary but not sufficient step to achieving the benefits of competition.” (NEWBERY, 1999, p. 4)

A introdução da regulação se fez necessária para complementaridade do ambiente competitivo pós-privatização e as justificativas econômicas do porquê regular podem ser descritas pela existência dos seguintes eventos:

- Monopólios e monopólios naturais
- Lucros extraordinários
- Externalidades
- Informação imperfeita
- Continuidade e disponibilidade de serviço
- Comportamentos anticompetitivos e predatórios
- Bens públicos
- Poder de barganha desigual

Monopólios e Monopólios Naturais

Monopólio descreve a posição na qual o vendedor produz para toda a indústria ou mercado, e não existem bens substitutos. Já os monopólios naturais ocorrem quando existem custos marginais decrescentes, economias de escala e barreiras de entrada e saída.

A existência do monopólio natural faz com que o livre mercado não induza a alocação ótima dos recursos, exigindo uma atuação regulacionista do Estado.

Um efeito do monopólio é a transferência da renda dos consumidores para os produtores. Uma resposta para o monopólio é a indução à competição ou a criação de um ambiente empresarial conducente com a competição, quando isso for possível, quando não, a regulação é necessária.

Lucros Extraordinários

Como obrigar uma empresa que tem a possibilidade de “rendas ricardianas”⁹ ou lucro extraordinário a repartir parte do seu lucro com os consumidores? A regulação pode ser necessária para gerar a transferência para contribuintes ou permitir que consumidores, ou o público, se beneficiem de parte desses lucros inesperados.

Externalidades

4) especificidades locais gerando custos locais; 5) produção de bens essenciais para a comunidade e 6) envolvimento de relacionamento direto com os clientes, falaremos mais destes aspectos a seguir.

⁹ Retornos proporcionados pelos recursos acima dos custos de oportunidade.

Quando uma atividade econômica afeta partes que dela não participam, diz-se que há uma externalidade. Esta pode ser positiva ou negativa. Como exemplos pode-se citar a poluição ambiental como uma externalidade negativa de atividades industriais, já as instalações de redes de água e esgoto geram externalidades positivas sobre a saúde da população.

Uma outra razão para regular externalidades é quando o preço do produto não reflete o verdadeiro custo à sociedade de produzir aquele bem. A razão para regulamentação é eliminar o desperdício – e proteger a sociedade ou terceiros de sofrer as externalidades – compelindo a internalização dos custos indiretos.

Informações imperfeitas

Mercados competitivos só podem funcionar corretamente se os consumidores têm informação suficiente para avaliar os produtos competitivos. O mercado pode, porém, não produzir informação adequada e pode falhar por diversas razões:

- Informações podem ter um custo para serem produzidas;
- O produtor da informação, porém, pode não ser compensado através de outros que possam usar essa informação;
- O incentivo para produzir informação pode ser baixo;
- As informações produzidas podem não servir de ajuda para o consumidor¹⁰; e
- Finalmente, a conspiração no mercado, ou a competição insuficiente, pode reduzir o fluxo de informação abaixo dos níveis que os consumidores poderiam desejar.

A regulação, incentivando a informação mais extensivamente acessível, precisa e disponível pode proteger os consumidores contra insuficiências de informação, e as consequências disso podem encorajar a operações de mercados mais competitivas e saudáveis.

Continuidade e Disponibilidade de Serviço

Em algumas circunstâncias o mercado pode não prover os socialmente desejáveis níveis de continuidade e disponibilidade de serviço, devido a fatores como:

- Setores ou consumidores que apresentam demandas cíclicas;
- O fato de o produtor possuir a opção de prover só os atores mais lucrativos, não prestando o serviço aos atores que apresentam menores margens de lucro; e
- Os agrupamentos geograficamente mais dispersos de clientes, que encarecem o fornecimento dos serviços – principalmente quando esta se falando do setor de infra-estrutura.

Comportamentos Anticompetitivos e Predatórios

Podem existir efeitos indesejáveis no mercado porque empresas se comportam de forma não conducente à competição saudável. Estes são caracterizados como comportamentos anticompetitivo e predatório como os casos dos cartéis, mercados concentrados e práticas de dumping. Neste caso a função da regulação é sustentar a

¹⁰ O consumidor pode não ter a experiência necessária para processar os dados técnicos de forma útil de forma a otimizar as suas escolhas.

competição e proteger os consumidores da dominação de mercados predatórios, evitando esses comportamentos anticompetitivos.

Bens Públicos

As principais características dos bens públicos são a não rivalidade entre consumidores e a não possibilidade de geração de propriedade, o que dificulta a precificação destes produtos pelo livre mercado. Essas características geram problemas como a existência de caronas; dificuldade de precificação; podendo haver consumo excessivo sem se levar em conta os custos que são pagos, não de forma individual, mas de forma global por toda a sociedade.

Isto faz com que a regulação ou a produção direta pelo estado sejam as opções mais eficientes para a produção deste tipo de bens ou serviços.

Poder de Barganha Desigual

Uma condição prévia para uma distribuição eficiente ou justa de recursos em um mercado é que o poder de barganha deve ser igualitário. Se o poder de barganha for desigual, a regulação pode ser justificada para proteger os interesses de quem não o têm.

Neste sentido, entende-se a regulação como necessária para garantir o funcionamento dos setores regulados, coibir comportamento monopolista, zelar pela qualidade dos serviços prestado, impedir discriminações injustas e estimular a eficiência e progresso técnico. Nas visões de Pinto Jr. & Fiani (2001, p. 536) essas funções seriam bastante amplas como:

- 1) supervisionar o poder de mercado dos operadores e evitar práticas anticompetitivas;
- 2) organizar a entrada de novos operadores e promover a competição;
- 3) zelar pela implementação de um novo modo de organização industrial;
- 4) defender e interpretar as regras, arbitrando os eventuais conflitos entre atores;
- 5) complementar o processo de regulamentação;
- 6) estimular a eficiência e a inovação, estimulando a repartição dos ganhos de produtividade registrados na indústria com os consumidores;
- 7) zelar pelas condições de operação coordenada das redes; e
- 8) assegurar o cumprimento das missões de serviço público.

A análise da estrutura regulatória tem como objetivo enriquecer o debate acerca dos aspectos teóricos que deverão ser buscados em um marco regulatório que tenha como intenção minimizar os riscos regulatórios em função da necessidade de atração de investimentos privados.

1.2.2 Definição de risco regulatório e contratos através de uma visão institucionalista

Uma definição simplista sobre risco regulatório poderia ser estabelecida como as interferências das políticas governamentais no que tange ao ambiente regulatório impactando a rentabilidade de determinados ativos.

The principal regulatory risk that in the natural gas sector faces is that it will not be permitted to earn sufficient revenues to cover its legitimate costs, including a reasonable rate of return. (GUPTA; LAMECH; MAZHAR; WRIGHT, 2001,p. 5)

Contudo, pretende-se mostrar como e porque ocorrem riscos regulatórios. Dessa forma, um conceito de risco regulatório mais amplo será tratado e descrito a seguir.

A literatura sobre regulação e risco tem convergido de maneira paulatina, tornando o risco mais incorporado em alguns aspectos na literatura sobre regulação. A união do debate sobre risco e regulação tem como objetivo esclarecer como interagem as instituições nos processos regulatórios e, dessa forma, mostrar como um conceito de risco regulatório que esteja articulado com as questões do direito de propriedade e dos custos de transação impactam diretamente nas decisões de investimento dos agentes.

Como tratado anteriormente, através da análise da teoria dos custos de transação, o ambiente econômico se caracteriza por ser complexo e incerto, impossibilitando a previsão de eventos futuros à realização de uma transação.

Dessa forma, a tarefa regulatória se reveste de grande complexidade, tendo em vista as incertezas provenientes da imprevisibilidade do comportamento de variáveis macro e microeconômicas que podem vir a alterar o direito de propriedade e em consequência o interesse de atores privados em atuar em alguns setores da economia. Neste contexto, os contratos são fundamentais para minimização dos riscos regulatórios. Mesmo sabendo que os contratos são sempre incompletos, a existência de uma maturidade das instituições possibilita contratos mais blindados.

Estes aspectos se apresentam de forma decisiva no ambiente econômico da indústria de gás natural.

Os contratos são responsáveis pela efetiva realização dos investimentos e pleno surgimento do potencial das trocas através da redução nos custos associados a riscos futuros, sendo esta uma forma de coordenar as transações, provendo incentivos para os agentes atuarem de maneira coordenada na produção, o que permite planejamento de longo prazo, indispensável ao desenvolvimento das redes que demandam longo prazo para maturação dos investimentos. Neste sentido, a presença de um ambiente regulatório estável e coerente para todas as atividades da indústria de gás natural, em especial naquelas naturalmente monopólicas (transporte e distribuição), é de vital importância para o pleno e sadio desenvolvimento do mercado, na medida em que as regras vigentes afetam diretamente as condições contratuais. (LAUREANO, 2005, p. 2)

Uma das principais limitações com relação aos contratos de longo prazo no caso de setor de gás natural é com relação às inflexibilidades com relação à demanda e oferta do produto.

although contingent claims contracts permit adaptation to changing circumstances, contingent performance is costly to stipulate and even more difficult for courts to administer. To mitigate these hazards, parties will there for wish to choose contract terms that minimize the need for costly adjudication while maintaining incentives for appropriate adaptation. (MASTEN & CROCKER, 1985p. 1083)

Se os contratos apresentam tantos problemas como os descritos, por que se precisa deles? De fato os contratos apresentam problemas, mas eles têm principalmente duas funções: uma que é a de estabelecer uma divisão dos ganhos das partes envolvidas; e outra seria a de determinar os incentivos em vigor durante sua vigência.

É ainda importante observar que o crescimento da regulação está intrinsecamente relacionado ao risco. Mas a regulação não tem como objetivo erradicar o risco e sim gerenciá-lo. Governos são tipicamente levados a regular riscos para: (1) proteger os grupos vulneráveis da sociedade; (2) proteger o ambiente econômico e (3) garantir atração de investimentos¹¹.

O crescimento massivo do interesse das ciências sociais na questão do risco tem gerado uma variedade de abordagens e uma gama de diferentes focos de interesse, do individual ao cultural. Mas, os conceitos de risco analisados nas ciências sociais têm em comum o princípio de que as causas e conseqüências dos riscos são mediadas através de processos sociais. Então é percebido que cálculos técnicos, quantificáveis do risco não existem sozinhos no vácuo, mas sim, precisam ser interpretados. Decisões precisam ser tomadas levando em consideração quanto, e a que nível de imprevisibilidade os riscos são toleráveis. Os próprios *policy makers* têm utilizado técnicas de gerenciamento e avaliação de riscos na sua abordagem com relação à regulação. (HUTTER, 2001)

Assim, a regulação pode ser vista como uma resposta organizada aos problemas, desvios e, em particular, aos riscos na vida econômica. Isto está relacionado como a ordem econômica é mantida e como os riscos econômicos são gerenciados. Embora regulação possa ser, propriamente, importante na construção social de atividades tanto econômicas como legítimas, é importante ver a regulação como parte de um processo social maior, como parte do processo de “estruturação”, no qual a regulação estrutura relações e é parte do processo de ordenação.

De acordo com uma visão institucionalista, a situação de hoje molda as instituições de amanhã através de um processo seletivo e coercitivo, através da ação sobre a visão habitual do homem em relação às coisas. Dessa mesma forma ocorrem as mudanças nos marcos regulatório que se remodelam para organizar os riscos na vida econômica. “*Private investors will not invest in a business opportunity if they perceive regulatory risk to threaten the long-term viability of their investments.*” (GUPTA, LAMECH; MAZHAR; WRIGHT, 2001, p. 5)

Entendendo que as instituições são, ao mesmo tempo, o resultado e o esforço dos processos rotineiros de pensamentos que são compartilhados por um número de pessoas em uma dada sociedade, portanto ajudam a sustentar hábitos e ações de pensamentos, o uso de lei e normas para regular atividades econômicas, assim como a importância dada às mitigações de risco, tornou-se uma característica das sociedades modernas.

Neste sentido a definição de risco regulatório que se utilizará é a do risco associado a indefinições sobre as perspectivas e os rumos de mudanças ou constituições de marcos regulatórios relacionados a um dado setor e país. Ou seja, cada país e cada setor respondem de forma única às mudanças de marco regulatório; e os impactos sobre as decisões de investimentos são únicos, de país para país, de setor para setor.

Pode-se observar na maioria dos países – tanto desenvolvidos quanto em desenvolvimento – que passaram pelo processo de privatização e introdução de um modelo regulatório que, enquanto nos primeiros anos deste processo, a atenção principal estava voltada para o processo de transferência de ativos do setor público para o privado e no desenho dos contratos regulatórios, somente nos últimos anos observa-se uma maior preocupação com as questões relativas ao desenho das instituições regulatórias e os riscos que um marco regulatório mal definido podem gerar.

¹¹ Neste caso específico dos setores de infra-estrutura é essencial um ambiente regulatório com regras claras, servindo como incentivador de investimentos de longo prazo principalmente quando falamos de países em desenvolvimento que apresentam necessidade de grandes investimentos nos setores de infra-estrutura.

If regulatory institutions are not sufficiently strong to provide adequate credibility, then private ownership may be infeasible or too costly. The costs may take the form of a high rate of return required to reward investors for the high perceived regulatory risk, which may show up as high discount to fair asset value when the utilities are privatized, agreement or license. Privatization will only be socially profitable if the benefits of increased efficiency outweigh the extra cost of regulation”. (NEWBERY, 1999, p. 73)

As externalidades geradas por riscos regulatórios surgem quando não há confiança por parte dos agentes com relação aos retornos dos investimentos, uma vez que as expectativas – em particular as de longo prazo – estão impregnadas de incertezas fortes. Daí resulta uma imprevisibilidade radical dos eventos futuros, tornando essas expectativas de longo prazo especialmente sujeitas a erros sistemáticos, e os investimentos, nela apoiados, tornam-se potencialmente instáveis, uma vez que dependem do grau de confiança que os agentes privados depositam no marco regulatório. Desta forma, mesmo sabendo que o ambiente econômico envolve disputas, antagonismos, conflitos e incertezas, um desenho institucional cuidadoso pode mitigar os riscos regulatórios, garantir os direitos de propriedade dos agentes e contribuir para a promoção dos investimentos tanto do setor privado, quanto do próprio setor público. Este aspecto é particularmente relevante para setores de infra-estrutura devido à necessidade elevada de capital e ao longo tempo de maturação dos investimentos.

“O que se deve esperar nos setores de infra-estrutura é uma agenda de reformas institucionais que permita criar um regime de incentivos que, efetivamente, incremente o nível dos investimentos. Essa agenda sequencial deveria estar centrada na eliminação progressiva dos focos de incerteza: 1) definir o modo de organização da indústria com objetivo de suprir as barreiras institucionais e fixar os espaços de atuação dos capitais privados e públicos; 2) redefinir os mecanismos de regulação; e 3) analisar a questões dos direitos de propriedade” (PINTO Jr. & FIANI, 2001, p. 536).

Nesta ótica, a regulação é essencialmente sobre ordem – ordem na vida econômica e ordem na vida corporativa. É também, cada vez mais, sobre a coexistência e complementaridade das fontes de ordem pública e de ordem privada, o relacionamento entre os controles do Estado e do mercado e as relações entre as responsabilidades individual, corporativa e social. A necessidade de compreensão da relação entre regulação e gerenciamento de risco é particularmente importante, porque iluminam áreas cada vez maiores da vida econômica e social e, principalmente, porque estas são questões que influenciam o bem-estar diário de todos nós. (HUTTER, 2001, p. 321)

Dentro destas bases teóricas e conceituais que irá se desenvolver o trabalho que segue, analisando como foram constituídas a indústria de gás natural nos países do Cone Sul, e os dilemas e desafios que deverão ser enfrentados para que se consiga uma melhora na eficiência dos investimentos que precisam ser feitos neste setor nos próximos anos como forma de garantir um crescimento sustentável para os países da região.

CAPÍTULO II

UMA PANORÂMICA DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL

Historicamente o gás natural perdeu espaço para os combustíveis fósseis mais nobres. Segundo Santos (2002, p. 189)

... o gás natural sempre foi visto como o ‘patinho feio’ dos combustíveis fósseis. Empresas de petróleo, ao se depararem com o gás natural, expressavam claros sinais de decepção. O ‘primo pobre’ do petróleo sempre impôs dificuldades e custos adicionais para o seu transporte, armazenamento e distribuição, espantando os investidores.

Contudo essa visão vem mudando, hoje o gás natural pode ser considerado um energético essencial para um grande número de países. Mais de 70% das reservas provadas de gás são de jazidas de gás natural não associadas. Essa mudança de perfil das jazidas alteram a lógica de investimento do setor, enquanto o campo de gás associado era subsidiado pela exploração do óleo, o campo de gás não associado necessita encontrar a sua remuneração no próprio gás, ou seja, a sua produção somente será viabilizada caso haja um mercado que remunere os investimentos em toda a cadeia de produção, transporte e distribuição. Dessa forma, as empresas precisam conhecer melhor as perspectivas do mercado de gás e as incertezas inerentes ao negócio.

O gás natural sem dúvida alguma pode ser considerado como uma forma nobre de energia. Tem alto poder calorífico por unidade de massa; é encontrado na natureza praticamente pronto para o consumo, se comparado às outras fontes de energia; quando queimado produz baixos níveis de emissão de dióxido do carbono, óxidos de nitrogênio e particulados; seu transporte apesar de exigir grandes investimentos iniciais na construção de rede de dutos, é um dos mais seguros e confiáveis; permite redução da frequência na manutenção dos equipamentos que o consomem em comparação com outros combustíveis fósseis; não necessita de formações de estoque por parte do consumidor final; sua utilização é ampla e praticamente pode substituir qualquer tipo de combustível em qualquer aplicação.

A sua utilização pode se dar de quatro formas: como fluido de recuperação secundária, como selante em máquinas rotativas e como força motriz em turbo – compressores na indústria do Petróleo; como matéria prima o gás natural pode ser utilizado na indústria de fertilizantes, química, petroquímica e siderúrgica (como redutor do minério de ferro); como energia secundária o gás pode ser usado em setores residencial, comercial, público, agropecuário e industrial, principalmente em aquecimento direto ou calor de processo e finalmente como energia primária na geração de eletricidade em centrais termelétricas ou centrais de cogeração eletricidade/calor.

Apesar destas vantagens, a difusão da indústria de gás natural tem encontrado alguns empecilhos para seu crescimento. O maior deles está relacionado às especificidades tecnológicas da indústria de gás natural, que se traduzem em riscos diferenciados. O comércio de gás natural é marcadamente um negócio bilateral através de negociações entre ofertantes (produtores) e demandantes (consumidores) e até este ponto não existe nenhuma novidade nas negociações da indústria do gás natural. Contudo, a rigidez destes acordos é a principal marca diferenciadora deste tipo de indústria. Esta rigidez tem origem nos altos custos do investimento, associados a um uso dedicado.

In gas pipeline and LNG projects, this risk is particularly acute. Compared with coal and oil, gas production and export projects are more capital intensive, requiring greater earnings over operating costs for a longer period to recover the initial investment. The risk that gas buyers will not adhere to the full conditions of a contract is one aspect of the obsolescing bargain problem faced by investors in gas infrastructure projects. (HAYES & VICTOR, 2005, p. 32)

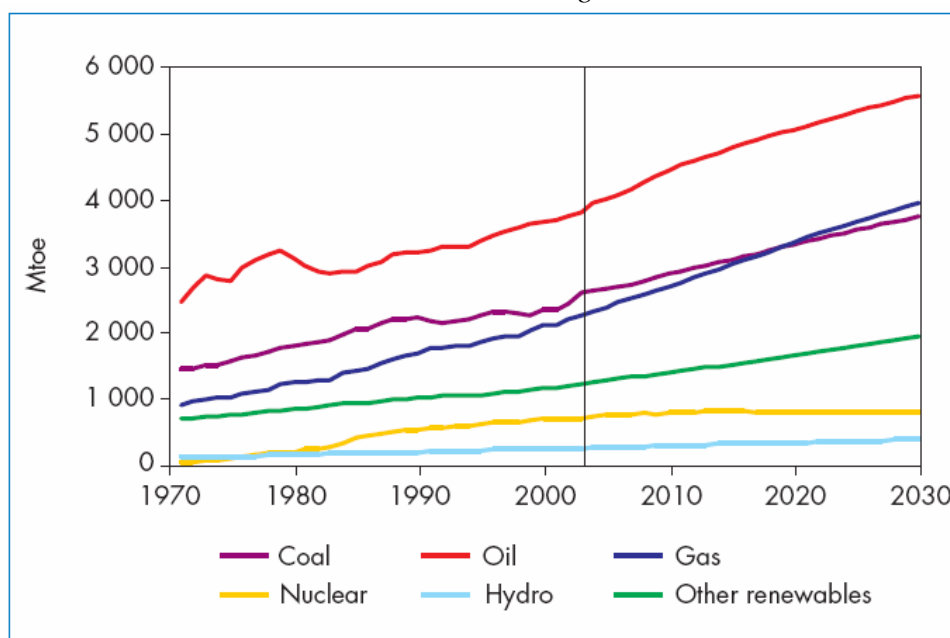
Dentro deste contexto, este capítulo tem como objetivo traçar a conjuntura atual e as perspectivas futuras de indústria do gás natural no mundo e as dificuldades do desenvolvimento deste setor nos países em desenvolvimento. A seguir serão analisadas as mudanças no perfil de investimento no setor, que em um primeiro momento tinha uma forte presença do Estado, o que se chama de “velho mundo” da indústria do gás natural. Essa situação será contrastada com a nova dinâmica da indústria do gás natural em que o setor privado é o agente principal, o denominado “novo mundo” dessa indústria.

2.1 Conjuntura atual da indústria do gás natural

Em função de sua abundância, de suas vantagens ambientais e de sua versatilidade de uso, o gás natural vem adquirido importância estratégica no mundo inteiro, por isso passa a ocupar cada vez mais um lugar de destaque na matriz energética mundial, inclusive superando o carvão vegetal no longo prazo, segundo a visão da Agência Internacional de Energia – IEA .

Gráfico 1

Demanda Mundial de Energia Primária

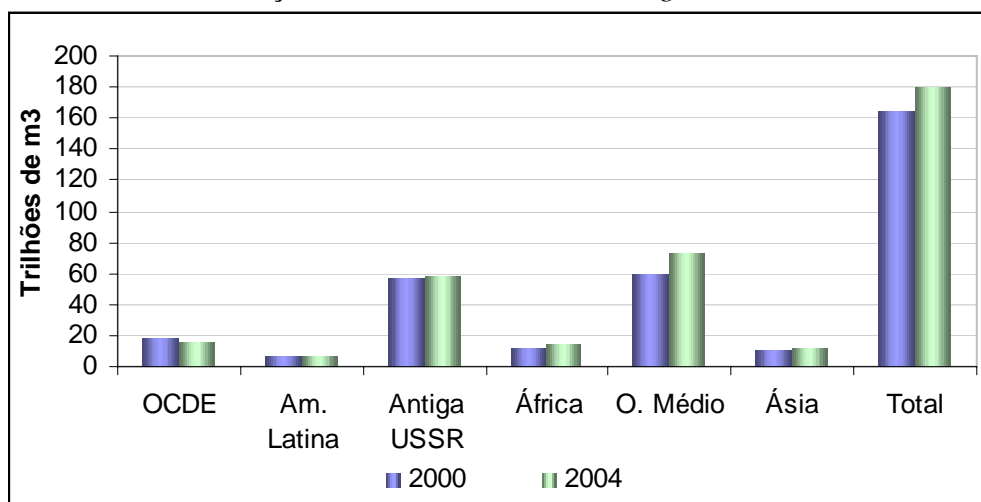


Fonte: IEA, 2005.

Acompanhando o crescimento da demanda de gás natural como energético pode-se observar um expressivo aumento das reservas provadas. No final do ano de 2004, as reservas provadas do mundo chegaram a 180,0 trilhões de m³. No período entre 2000 e

2004 tem-se um crescimento das reservas mundiais de 9,5%. O crescimento das reservas é o resultado de um maior esforço exploratório e da reavaliação das atividades em várias partes do mundo em função de avanços tecnológicos que possibilitaram um *upgraded* das reservas existentes.

Gráfico 2
Evolução das reservas mundiais de gás natural



Fonte: IEA, 2005.

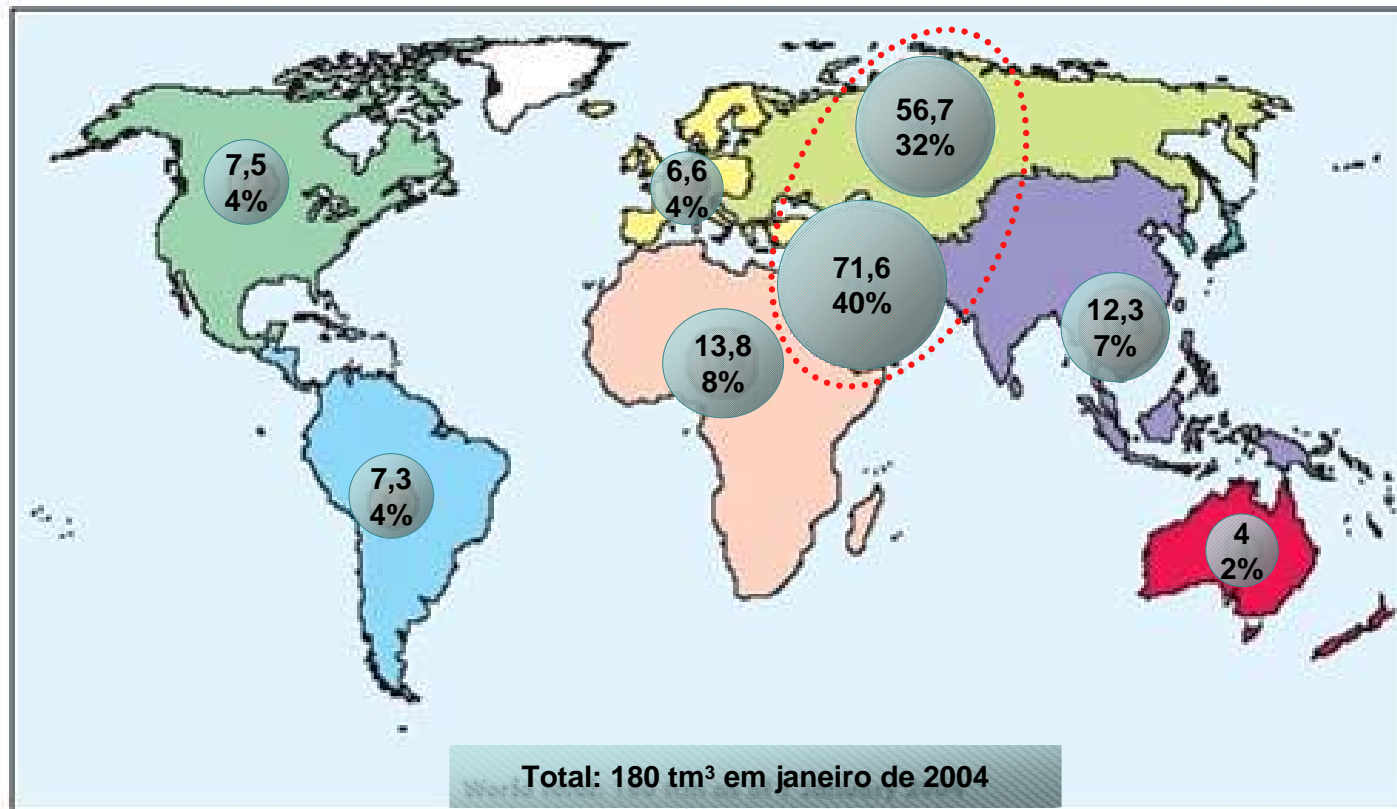
Entre 2000 e 2004, a maioria das regiões apresentou elevação das reservas provadas com exceção dos países da OCDE que reduziu suas reservas provadas em 13,4 – devido ao longo período de exploração das suas bacias – e da América Latina que também teve uma redução das suas reservas em 3,7% em consequência dos baixos investimentos em exploração na Argentina¹². Os maiores avanços de reservas provadas, em termos percentuais, estão no Oriente Médio que incrementou suas reservas em 24,2%, seguido da África que elevou em 20,1% no mesmo período, despontando no cenário mundial como um potencial *trader* de gás natural no mercado mundial¹³.

Com relação à localização das reservas, observa-se uma forte concentração no Oriente médio e nos países da antiga União Soviética que somados possuem 72% de todas as reservas mundiais, o que mostra uma dependência cada vez maior dos países da OCDE dessas regiões no longo prazo.

¹² No próximo capítulo explicaremos em detalhes as mudanças dos marcos regulatórios da Argentina que tiveram como consequência uma redução das reservas provadas de gás natural no país.

¹³ Os países produtores de gás natural da África exportam grande parte da sua produção, pois o mercado interno desses países são muito pouco desenvolvidos.

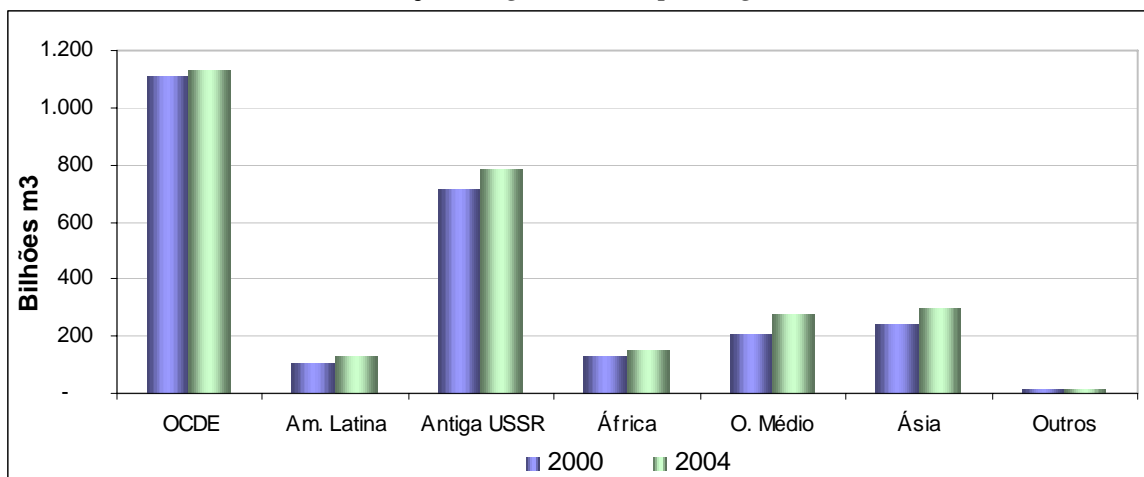
Mapa 1
Distribuição por região das reservas mundiais de gás natural – 2004



Fonte: IEA, 2005.

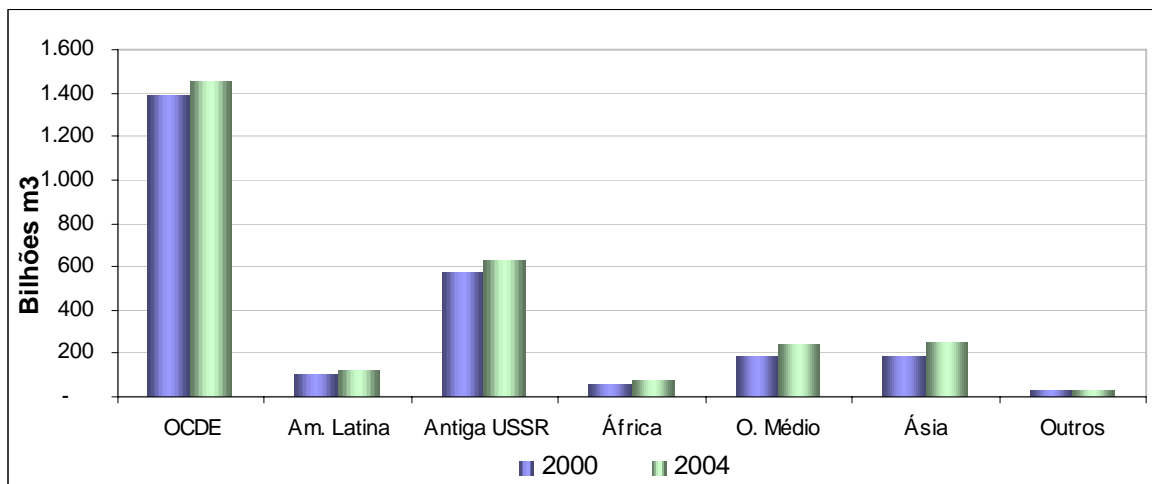
A produção mundial de gás natural cresceu 10,6% no período de 2000 a 2004 acompanhando a evolução do consumo que também cresceu no período 10,5%. Todas as regiões apresentam crescimento da produção de gás natural, contudo mais uma vez a região que apresenta proporcionalmente maior crescimento de produção foi o Oriente Médio, com 32%, seguido pela América Latina que apresentou crescimento de 26,45% no mesmo período.

Gráfico 3
Produção de gás natural por região



Fonte: IEA, 2005.

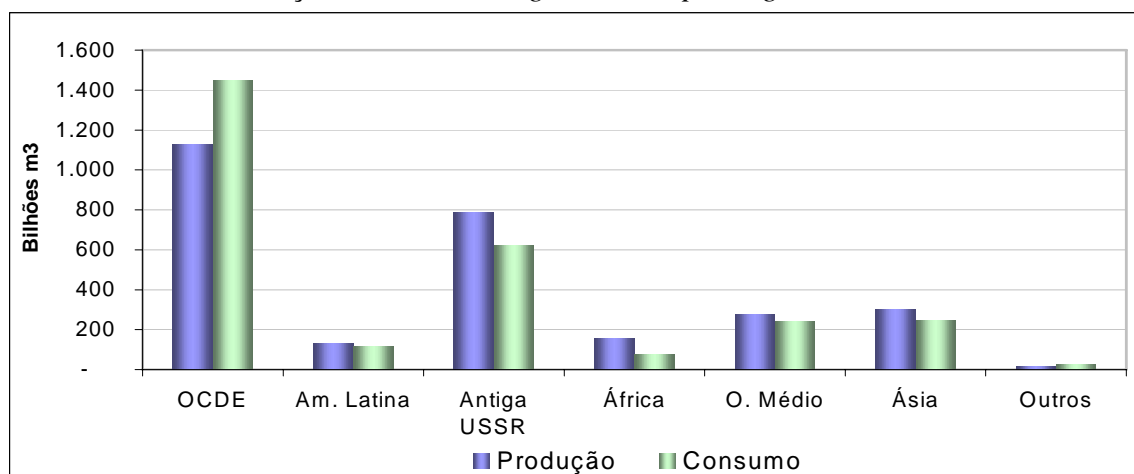
Gráfico 4
Consumo de gás natural por região



Fonte: IEA, 2005.

Os países da OCDE são os maiores produtores e consumidores de gás natural do mundo, contudo o crescimento do consumo é acompanhado pela redução das reservas, não gerando muitas alternativas para os países da região a não ser intensificar as importações no médio e longo prazo.

Gráfico 5
Produção e consumo de gás natural por região – 2004

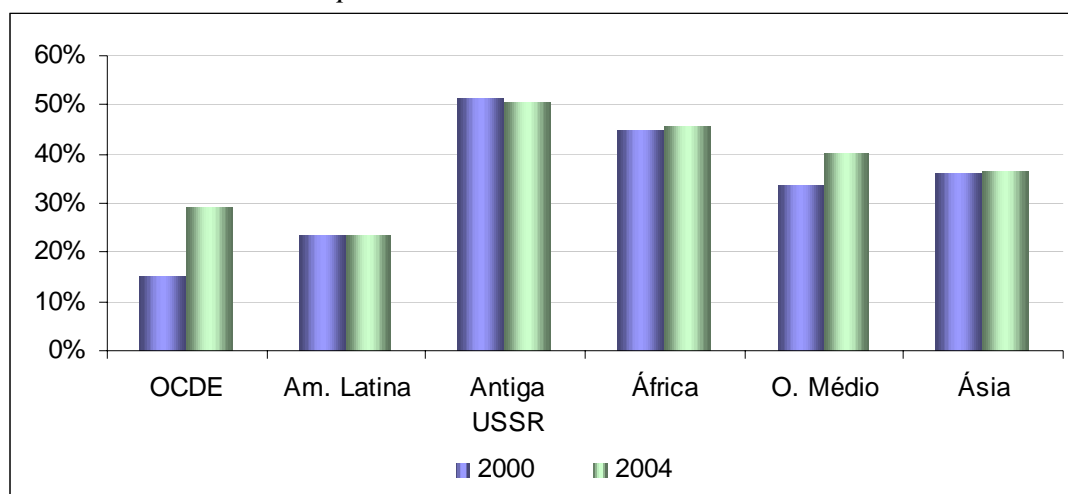


Fonte: IEA, 2005.

O consumo de gás natural no mundo também foi fortemente impulsionado pela sua melhor alocação na geração termelétrica. O gás natural se mostrou eficiente para a geração de energia, substituindo o carvão e o óleo combustível e reduzindo os impactos ambientais. Além da questão ambiental, as usinas à gás são construídas mais rapidamente que as hidrelétricas, e são mais baratas no que diz respeito à sua construção e operação se comparadas as a carvão, óleo ou nuclear. A introdução das turbinas à gás natural de ciclo combinado deram um ganho de competitividade ao gás natural frente aos demais combustíveis, a difusão desta nova tecnologia foi e será um grande dinamizador da demanda de gás nos próximos anos.

“Natural gas has inherent environmental advantages over the other fossil fuels, including lower capital costs and the construction lead-time of combined-cycle gas turbines (CCGTs) are lower than for other thermal power plants. These factors, together with their smaller economies of scale make gas-fired CCGTs particularly well-suited to competitive power markets. Electricity output from gas-fired stations will increase even more rapidly than gas inputs generation because of continuing improvements in the thermal efficiency of CCGTs.” (IEA, 2004, p. 132)

Gráfico 6
*Consumo de gás natural para geração elétrica em
percentual do consumo total - 2004*



Fonte: IEA, 2005.

Os países da OCDE são os que mais incrementaram os seus consumo de gás para geração termelétrica, até 2000 só 15% do consumo de gás era para a geração, já em 2004, 30% do consumo de gás eram destinados à geração termelétrica.

Tabela 1
Estrutura da Geração de Energia Elétrica por tipo de combustível (%)

	OCDE			Economia em transição			Países em desenvolvimento		
	2002	2030	2030/2002	2002	2030	2030/2002	2002	2030	2030/2002
Carvão	38	33	-13%	22	16	-27%	45	47	4%
Derivados	6	2	-67%	4	2	-50%	12	5	-58%
Gás	18	29	61%	37	54	46%	17	26	53%
Nuclear	23	15	-35%	18	11	-39%	2	3	50%
Hidro	13	11	-15%	19	15	-21%	23	16	-30%
Outros renováveis	3	10	233%	0	2	0	1	3	200%

Fonte: IEA, 2004.

De acordo com as estimativas da IEA, a geração elétrica à base de gás natural será a que mais crescerá nos próximos anos, capturando principalmente o mercado das hídricas e das plantas nucleares. Esse fato está relacionado com o tipo de investimento que vem sendo desenvolvido nos últimos anos e também, com relação às perspectivas futuras de investimento no setor. Como após os anos 90 do século passado houve uma forte privatização do setor elétrico no mundo, os projetos hidrelétricos e nucleares – que necessitam de um tempo maior de maturação e exigem um maior volume de capital para a sua construção – perdem espaço para a construção das térmicas a gás natural, pois os investidores privados dão um prêmio maior, para a redução do tempo de construção das plantas em consequência uma antecipação de retorno dos seus investimentos.

As plantas nucleares e as grandes hidrelétricas sempre tiveram o Estado como o seu principal financiador, que ao direcionar o planejamento energético de longo prazo, induzia a construção deste tipo de planta para a geração elétrica.

2.2 Perspectivas da indústria de gás natural

Segundo a Agência Internacional de Energia (2005) o consumo de gás natural continuará crescendo – uma média de 2,1% – chegando em 2030 a um consumo mundial de 4.789 bilhões de m³. A projeção para o consumo de gás natural o coloca em termos absolutos como o recurso energético primário que mais crescerá no período. Esse incremento do consumo de gás natural será dinamizado principalmente pelos mercados maduros como os países da OCDE da América do Norte, Europa e pelas economias em transição, também se espera um forte aumento da demanda de gás como suprimento para geração elétrica, como descrito anteriormente.

Tabela 2
Demanda primária de gás natural(bilhões de m³)

	2003	2010	2020	2030	2002-2030
OCDE América do Norte	775	848	964	1039	1,1%
OCDE Europa	520	539	691	778	1,5%
OCDE Pacífico	141	176	217	244	2,1%
<i>OCDE</i>	1436	1617	1872	2061	1,3%
Rússia	417	460	525	591	1,3%
<i>Economia em transição</i>	637	705	815	925	1,4%
China	39	60	106	152	5,1%
Índia	28	42	71	98	4,7%
Outros da Ásia	162	215	305	387	3,3%
América Latina	107	145	220	318	4,1%
África	74	107	165	232	4,3%
Oriente Médio	226	324	507	615	3,8%
<i>Países em desenvolvimento</i>	636	893	1374	1803	3,9%
Total	2709	3215	4061	4789	2,1%

Fonte: IEA, 2005.

Em termos de valores absolutos o crescimento do consumo será dinamizado principalmente pelos países da OCDE, segundo os dados da IEA (2005) em 2030 o consumo de gás natural dos países da OCDE chegará a 2.061 bilhões de m³. Apesar de

que em termos percentuais os países que mais aumentarão a sua demanda de gás natural são os países em desenvolvimento, principalmente China e Índia.

Se por um lado é esperado um forte crescimento do consumo, por outro lado observa-se uma saturação das reservas dos países da América do Norte e da Europa que dependerão cada vez mais da importação de gás de regiões muitas vezes distantes. Dessa forma, pode-se deduzir que existe uma tendência de mudança no que tange ao transporte de gás natural, uma vez que (1) as fontes de suprimento estão se distanciando das fontes de consumo – o transporte via gasoduto que fora largamente utilizado, passa a não ser mais economicamente viável devido ao aumento das distâncias a serem transportadas; (2) o barateamento e difusão das plantas de GNL (gás natural liquefeito) passa a se constituir numa forte alternativa para os países da OCDE que precisarão viabilizar no médio e longo prazo um aumento das suas importações de fontes cada vez mais distantes.

Quadro 3

Dependência da importação de gás natural das principais regiões consumidoras

	2002		2010		2020	
	Bm ³ *	%**	Bm ³ *	%**	Bm ³ *	%**
OCDE América do Norte	0	0	33	4	197	18
OCDE Europa	162	36	267	46	525	65
OCDE Ásia	98	98	130	97	183	94
China	0	0	9	15	42	27
Índia	0	0	10	23	44	40
União Européia	233	49	342	60	639	81

Fonte: IEA, 2005.

* Importação líquida

** Porcentagem de suprimento primário de gás natural

Como as cadeias de gás, que permitem conduzir o gás natural das áreas de produção para os mercados consumidores, são muito mais rígidas e caras do que as cadeias de petróleo, que tem forte liquidez, os sistemas de transporte e distribuição de gás (via gasoduto, GNL ou GTL) são muito custosos. Contudo, o aumento da dependência dos países desenvolvidos no que tange o consumo de gás natural – como garantia de suprimento – poderá viabilizar um forte aumento do mercado global de gás natural.

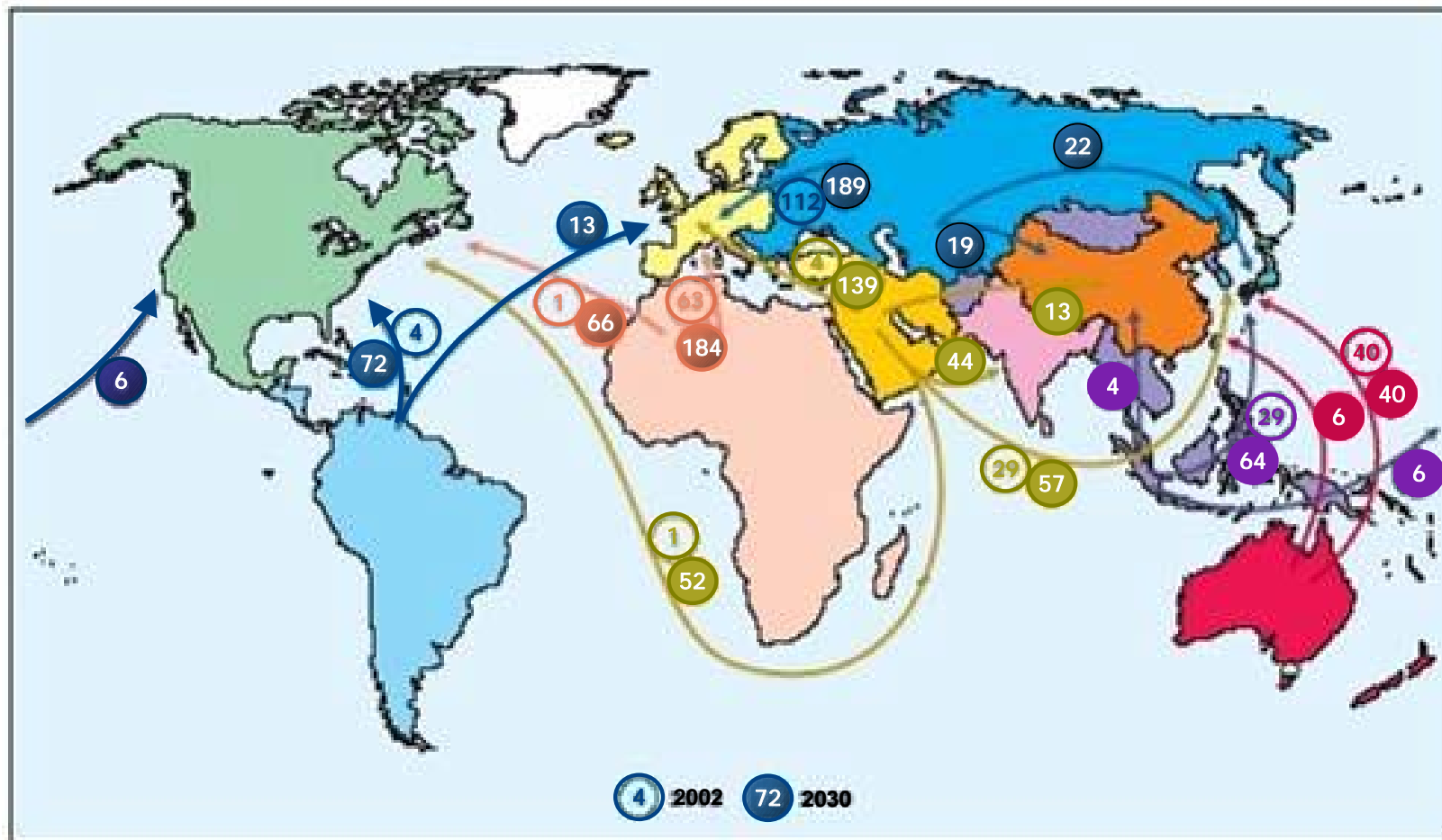
The regional outlook for gas production will depend largely on the proximity of reserves to markets, as well as on production costs. Despite substantial unit cost reduction in recent years, gas transportation remains very expensive, whether by pipeline or in the form of LNG, and usually represents most of the overall cost of gas delivered to consumers. Much of the world's gas resources are located far from the main centers of demand, so that only a small proportion can as yet be exploited profitably. (IEA, 2004, p. 136)

Os países que necessitam da importação de grandes volumes de gás natural como forma de garantir a segurança dos seus modelos energéticos sucumbem a uma maior dependência dos países exportadores. O que se podem chamar de “geopolítica de gás”¹⁴ não é simplesmente um jogo de soma zero, é um jogo em que a atuação dos governos sempre foi muito marcante. Hoje a presença mais forte é de investidores privados que decidem quais projetos de comércio de gás natural serão construídos e como os ganhos serão alocados. Nessa nova geopolítica do gás os riscos regulatórios são mensurados, e existe uma tentativa de amenizá-los através de contratos, mas que muitas vezes não são suficientes.

“Few analysts have explored the robustness of such projections in the real world where political and institutional factors exert strong influences on whether governments and private investors will be able to muster the capital for long-distance pipelines and other infrastructure projects that are essential to a gas vision.” (HAYE & VICTOR, 2005, p. 6)

¹⁴ O termo geopolítica que estamos aplicando é o conceito definido por Karl Haushofer, onde este define este conceito centrado nas sínteses da história, da economia, da política considerando a perspectiva espacial e territorial. C.f. Haggman (s.d.)

Mapa 2
 Maiores redes intra regionais de comércio de gás natural 2003-2030 (bm3)



Fonte: World Energy Outlook, 2005

O crescimento do mercado de gás natural no mundo irá demandar um grande volume de investimento. Segundo a IEA (2004) os investimentos globais para o suprimento de gás natural projetados para o período de 2003-2030¹⁵ seriam de US\$ 2,7 trilhões, cerca de US\$ 100 bilhões por ano, sendo que as atividades de exploração e produção absorveriam mais da metade do total de investimentos e infra-estrutura de *downstream* ficariam com o resto. Os maiores investidores na indústria do gás natural – os países que apresentam um maduro e dinâmico mercado e dessa forma precisam garantir a segurança dos suprimentos do energético – são os Estados Unidos e Canadá que respondem por 25% dos investimentos, seguido pelos demais países da OCDE. As regiões que mais atrairiam esses investimentos advindos dos países da OCDE são: Rússia, Região do Cáspio, Oriente Médio e África.

Alguns autores dividem as especificidades da negociação no comércio de gás natural em dois horizontes de tempo com relação a forma de negociação, em “velho mundo” e “novo mundo”. No velho mundo os Estados dominavam a economia e também a comercialização de gás natural, onde, inclusive a provisão de gás, era apoiado por acordos de Estado-para-Estado. Atualmente é mais comum se observar o chamado “novo mundo” de comércio de gás natural em que o papel das trocas estatais passa a ser ocupado pelas instituições de mercado que criam um contexto para empresas privadas correrem riscos e colherem recompensas sobre os investimentos em projetos ligados a indústria do gás natural. Neste novo mundo as incertezas são maiores e os riscos regulatórios também, porque na sua maioria os acordos são entre empresas ou entre empresas e Estados ou entre empresas estatais, onde os riscos regulatórios são bastante frequentes.

Um estudo desenvolvido por Haye & Victor (2005, p. 12) mostra a importância de marcos regulatórios e institucionais como forma de potencializar o uso do gás natural no mundo

This finding is hardly remarkable in the era of ‘globalization’, but it has immensely practical implications for how analysts assess the availability of gas resources. It appears that gas is enormously abundant in the world; our findings suggest, however, that politics and institutions are as important as potential gas volumes in creating a viable resource.

Para comprovar sua teoria, Haye & Victor (2005, p. 12) desenvolveram um *ranking* que pondera as variáveis que mais interessam os agentes privados, quando da sua decisão de investimentos para o desenvolvimento da indústria de gás natural, quais sejam, reservas, produção, exportação e o risco do investimento.

¹⁵ De acordo com as premissas dos cenários da IEA.

Quadro 4

Ranking dos Países Proprietários de Reservas de Gás, Produção, Exportações e a Atratividade para Investidores

	País	Reservas e Recursos de Gás Natural (Tm3)	Participação Mundial (%)	Indexação de Risco de investimento	Produção de Gás Natural	Exportação Total (Bm3)	Rank de exportação
1	Rússia	83,0	24,0	5,5	578,6	131,8	1
2	Iran	33,6	9,7	5,8	79,0	3,52	23
3	Arábia Saudita	32,4	9,4	7,2	61,0	-	NA
4	Estados Unidos	30,0	8,7	8,7	549,9	18,46	9
5	União dos Emirados Árabes	15,5	4,5	7,5	44,4	7,11	17
6	Turcomenistão	9,4	2,7	NA	55,1	4,92	20
7	Noruega	8,9	2,6	9,2	73,4	68,4	3
8	Iraque	8,7	2,5	NA	2,4	-	NA
9	Argélia	8,1	2,3	4,7	82,8	61,1	4
10	Venezuela	8,1	2,3	4,3	29,4	-	NA
11	Indonésia	8,1	2,3	4,3	72,6	39,4	6
12	Austrália	7,9	2,3	8,8	33,2	10,52	13
13	Qatar	6,4	1,8	7,5	30,8	19,2	8
14	Nigéria	6,3	1,8	2,8	19,2	11,8	12
15	Brasil	5,9	1,7	5,5	10,1	-	NA

Fonte: Haye & Victor (2005, p. 12)

* “Reserves and Resources” is the broadest measure of likely natural gas available in the country, which we obtain from the most recent comprehensive assessment by the United States Geological Survey’s World Energy Assessment (USGS 2000). The USGS Assessment did not report resources for the U.S. itself, which we draw from U.S. Energy Information Agency (reserves) and other USGS reports (reserve growth and resources). GIRI is computed from the scores from the November 2002 edition of the *International Country Risk Guide (ICRG)*, a well-known source of investment risk information for foreign investors (ICRG 2002). GIRI is a linear compilation of indices measuring government stability, investment profile, internal conflict, corruption, law and order, ethnic tensions, and bureaucratic quality. A high score of 10 denotes the best context for investment. Further detail on the GIRI calculation can be found in (Hayes & Victor 2004). Total exports are for calendar year 2003 (BP 2004).

Hoje os investidores não olham apenas para os volumes potenciais de reservas e produção de gás natural, são desenvolvidas curvas de custo de produção que combinam os custos econômicos de produção e exploração adicionados dos custos relacionados aos riscos regulatórios que refletem o ambiente extensamente variado de cada país que detêm as respectivas reservas e produção.

“Existe o risco de que modificações não previstas no arcabouço regulatório de um dos países envolvidos afetem o equilíbrio de contratos de longo prazo. É importante considerar que estamos falando não apenas de modificações no arcabouço regulatório da indústria de gás natural, mas também da regulação dos mercados energéticos que podem afetar a demanda por gás natural.” (ALMEIDA, 2003, p. 8)

Ainda, há pressão inexorável para maior participação privada na indústria do gás natural principalmente no *upstream*. As companhias estatais normalmente têm dificuldades de acesso a capital e tecnologia que são essenciais ao desenvolvimento dos recursos de gás natural mais remotos. Quase todos os maiores recursos de gás inexplorados no mundo ficam situados em países que, hoje, confrontam com este dilema de organização industrial. Por um lado, o domínio nacional das reservas e das exportações facilitam a captação sobre as rendas do negócio; por outro lado, o controle estatal e as elevadas participações do Estado na renda gerada pelo setor são um impedimento poderoso aos investidores privados, especialmente quando existem riscos regulatórios e políticos muito presentes.

Os agentes econômicos que atuam no setor energético – principalmente no setor petróleo – sempre foram acostumados a correrem riscos. Por que esses riscos são mais exacerbados quando falamos de gás natural? A resposta a essa pergunta está relacionada às especificidades do setor de gás, que é mais rígido e, além de todos os riscos exploratórios presentes nos setores de gás e de petróleo adiciona-se a incerteza com relação à demanda e ao risco regulatório que afeta principalmente a decisão de investimento na infra-estrutura – o que no caso do gás natural é mais caro e mais inflexível. Sem infra-estrutura de nada adianta os investimentos de exploração e produção. No caso do petróleo tem-se sempre a opção do estoque ou da exportação..

Oil and gas investors are no strangers to risk and are accustomed to operating where the state-provided safeguards against opportunism are few and even security protections are minimal. In these situations investors also employ their own private mechanisms to maintain returns over the life of the project. (HAYE & VICTOR, 2005, p. 39)

Um exame superficial da lista dos maiores detentores de reserva de gás natural no mundo sugere que as maiores potencialidades de recursos de gás natural estão em países que apresentam um forte risco para os investidores – as normas e regras não estão institucionalizadas e os governos são instáveis. Os Estados fazem um papel crítico provendo segurança e estabilidade e fixando o contexto institucional dentro do qual investimentos de trilhões de dólar operam.

The search for credible environments to invest explains, in part, why many of the largest gas resource holders have failed to become major gas producers and exporters. Whereas in oil there is a close relationship between the ranking of reserves and exports, in gas the

correlation is weaker. In part, this divergence reflects geography. The cheapest way to move gas is by pipeline, and thus proximity to large markets is a valuable asset. In part, however, we maintain that this looser relationship between resource potential and actual exports reflects variation in the contexts that explain where investors will actually risk capital to tap a resource. (HAYE & VICTOR, 2005, p. 13)

A maioria dos recursos de gás do mundo está em países onde a regras e as instituições legais que garantem o cumprimento dos acordos e contratos são frágeis ou inexistentes. Os projetos de exportação de gás requerem investimentos dedicados e com grande aporte de investimento na exportação e desenvolvimento de campos, plantas de liquefação e de regaseificação. Tais investimentos são intrinsecamente imóveis ou afundados, fazendo com que o investidor fique em uma posição fragilizada frente a mudanças das regras e normas ou mesmo do não cumprimentos dos contratos.

Because the investor with sunk capital in a project will be willing to operate at much lower earnings than those agreed to in the original contract, host governments may be tempted to raise effective tax rates or engage in other “squeezing” of the project knowing that the investor has few options but to continue to operate. (HAYE & VICTOR, 2005, p. 33)

No velho mundo, nas negociações relacionadas ao gás natural os contratos de longo prazo pareciam ser pedras angulares. Contudo, na realidade, esses contratos eram difíceis de serem contestados em tribunais como instrumentos legais. Eles eram instrumentos que serviam como uma certa garantia para a coordenação do capital, no lugar de instrumentos estritamente legais. No novo mundo onde os prazos dos contratos são menores e as condições de negociação são mais incertas, os agentes visualizam um maior risco regulatório e a importância de exequibilidade legal está crescendo. Neste novo mundo, os contratos passam a ter um valor legal e “moral” mais presente. Os investidores privados passam a assumir responsabilidades pela segurança dos suprimentos de gás natural e ao mesmo tempo buscam proteger os seus interesses financeiros.

2.3 Dilemas e desafios da penetração do gás natural nos países em desenvolvimento

No que diz respeito aos países em desenvolvimento, a indústria do gás natural pode apresentar alguns problemas conjunturais e estruturais que dificultam a sua penetração nestes mercados: a) estrutura de custo; b) políticas de uso do gás; c) o preço doméstico; d) mensuração do mercado; e) instabilidades econômicas; f) associação exploratória do gás e do petróleo; e g) riscos regulatórios.

Estrutura de custo

Um dos principais obstáculos para o desenvolvimento da indústria do gás natural nos países em desenvolvimento está relacionado à estrutura de custo da indústria, pois necessita-se de um grande investimento em gasodutos e sistemas de distribuição antes do uso do energético. Pode-se comparar a infra-estrutura necessária para a indústria do

gás natural com os setores de água e energia elétrica que são característicos pela necessidade de grande escala que justifique o investimento. É muito difícil investir em pequena escala no setor de gás, uma vez que geralmente a demanda inicial do energético é pequena, implicando na necessidade de se planejar demandas futuras para a viabilização do investimento. Este obstáculo é intrínseco ao dilema da construção do mercado de gás natural, que é o dilema da oferta e da demanda, ou seja, se não existe a demanda de gás não vale à pena construir a infra-estrutura, contudo se não constrói-se a infra-estrutura não existe demanda de gás.

Without the infrastructure there is no gas to use, but it is hard to justify the large investment in infrastructure when there is little historical use from which to project demand. (...) The difficult balance between competition and demand/infrastructure development is a typical problem in infant industries, particularly in less developed countries. (JULIUS & MASHAYEKHI, 1990, p. 4)

Políticas de uso do gás

Em consequência das reformas estruturais implementadas nos países em desenvolvimento após os anos 90 do século passado, muitos dos Estados nacionais perderam a sua capacidade de fazer política energética integrada, dessa forma não existe uma política clara do espaço do gás natural na matriz energética desses países e, muito menos, estudos sobre o melhor uso para esse energético. Ou seja, qual é o melhor uso para o gás natural para um país como o Brasil? Deve-se utilizar o gás prioritariamente como matéria prima em plantas petroquímicas, ou para a geração elétrica? Não existe uma política energética que faça estudo dos ganhos reais para o país, no que diz respeito a sua matriz energética.

Preço doméstico

Outro importante obstáculo é a política de preço, pois devido à dificuldade no seu transporte, o gás natural teve uma tendência de primeiro se desenvolver aonde havia reservas, pois o transporte à longa distância encarecia em demasia o energético que por sua entrada tardia nos mercados dos países em desenvolvimento sempre teve o seu preço comparado aos demais energéticos que deveria substituir, criando um teto máximo para o preço do gás natural que muitas vezes não é suficiente para financiar a infra-estrutura necessária.

Mensuração do mercado

A mensuração do mercado é extremamente difícil. Em primeiro lugar, existe uma dificuldade de cenarização com relação ao crescimento econômico dos países em desenvolvimento. Uma forte tendência com relação ao crescimento econômico de um país é o primeiro imputo para a mensuração da demanda de qualquer energético. A forte instabilidade econômica que leva esses países a históricos de crescimento de stop and go, existem anos em que o crescimento econômico é muito forte, impulsionando a demanda de gás natural, e existem anos que o crescimento econômico é medíocre fazendo com que boa parte da infra-estrutura construída fique ociosa. Esse tipo de incerteza faz com que os investimentos sejam adiados na espera de um cenário mais robusto de crescimento econômico que muitas vezes não ocorre.

Instabilidades econômicas

A instabilidade econômica não só afeta a demanda de gás natural como também gera incertezas com relação à condução das políticas cambiais. Os investidores privados

têm forte preocupação com relação aos seus retornos financeiros contabilizados em moedas estrangeiras, dessa forma grandes desvalorizações das moedas nacionais (onde o investimento está sendo realizado) podem prejudicar os fluxos futuros dos investimentos.

Associação exploratória do gás e do petróleo

A associação exploratória do gás e do petróleo faz com que na maioria das vezes os países em desenvolvimento priorizem a exploração e produção do óleo, deixando a exploração e produção do gás em segundo plano, pois a necessidade de infra-estrutura para a exportação e o consumo interno é cara e muitos dos países não têm interesse em desenvolvê-las.

Riscos regulatórios

Todos os obstáculos descritos anteriormente são orquestrados por questões regulatórias: a demanda será uma resposta às políticas de preço e às ampliações no que diz respeito a gasodutos, e estes estarão sendo direcionados por questões regulatórias. A indústria de distribuição de gás natural se caracteriza, na sua maioria, por ser uma indústria de rede com perfil de monopólio natural. Ela é fortemente regulada, principalmente a parte de transporte, como é característico de uma indústria de rede.

Uma política regulatória de controle de preços, seja via congelamento ou reajustes abaixo dos preços de custo, pode acarretar grandes incertezas com relação à decisão de investimentos. O caso específico de congelamento de preços pode ser observado na Argentina recentemente. Outros aspectos de mudanças regulatórias que podem afetar fortemente as decisões de investimento são as mudanças nas questões tributárias (*royalties* e impostos) na cadeia de produção de gás natural, situação também observada recentemente tanto na Argentina como na Bolívia. Um outro forte risco regulatório do setor diz respeito às concessões de exploração e aos direitos de propriedade das reservas e dutos de transporte e distribuição, que nesse caso geram incerteza quanto às decisões de investimento, uma vez que os agentes sabem que necessitam de um longo prazo para o retorno dos seus investimentos.

Se os agentes sabem que existem riscos regulatórios no que diz respeito aos prazos de concessão e direito de propriedade, não são estimulados a fazer um investimento que tem prazo de maturação médio de 20 anos. Se o investidor sabe que tem um forte risco de perder a propriedade de seus ativos a um prazo inferior a esse – seja ela totalmente ou parcialmente – esse investidor fica receoso de fazer o investimento. Estes casos podem ser observados nas mudanças regulatórias que estão sendo atualmente debatidas tanto no Brasil e quanto na Bolívia.

Com relação à política de uso do gás, pode-se identificar que para uma grande parte dos países em desenvolvimento com disponibilidade de recursos em gás natural, os setores elétricos e industriais representam os maiores usuários potenciais. O uso do gás natural para geração elétrica pode prover benefícios significantes para ambos os setores. O uso do gás natural para geração elétrica pode ajudar na contenção dos custos da elevação dos combustíveis e possíveis escassezes de energia, uma vez que o gás provê uma fonte rápida e econômica de energia. Em muitos países em desenvolvimento onde a demanda industrial e residencial são limitadas, o setor elétrico pode prover este mercado inicial gerando a escala necessária para viabilização da infra-estrutura do gás natural. Contudo é importante respeitar as especificidades do setor elétrico de cada país levando em consideração o mix energético da geração.

This netback value is a function both of the inherited plant mix (hydro, oil-fired, gas turbine, etc.) and of optimal future mixes of plants and fuels. The optimal future mix will itself depend on the capital costs of new plants, the costs of converting inherited plants to burn natural gas, the quantities of gas available, estimates of the future prices of gas and other fuels, and assumptions about rates of growth of demand and the discount rate. (JULIUS & MASHAYEKHI, 1990, p. 93)

Muitas vezes os países até dispõem de um setor industrial maduro, contudo muitas vezes esse setor não tem recursos para financiar os equipamentos necessários para a conversão dos seus equipamentos para o consumo de gás natural.

Outros problemas no desenvolvimento da indústria de gás natural em países em desenvolvimento são (1) a necessidade de planejamento de longo prazo com planos detalhados e, simultaneamente, (2) o fato de ser esta uma indústria de capital intensivo, que necessita de grandes recursos financeiros para investimento, recursos esses que a maioria dos países em desenvolvimento tem dificuldade de obter, pois os gastos com infra-estrutura são reduzidos. Acrescenta-se a isso, as instabilidades institucionais (econômicas, políticas e regulatórias) ocorridas, ficando mais difícil atrair investimentos privados.

A construção de uma indústria gasífera, territorialmente dispersa e diversificada, é cara e envolve grande quantidade de capital de longo prazo para investimentos de longa maturação. Esses investimentos são ainda mais complexos na realidade dos países emergentes, pois, não havendo uma cultura do gás, não se pode prever ou garantir que os consumidores migrarão para o uso do gás. Assim, os riscos comerciais dos investimentos aumentam e o custo do capital torna-se ainda mais proibitivo. (SANTOS, 2002, p. 234)

A condução das políticas domésticas também podem limitar a habilidade de governos para atrair investimentos de longo prazo de maturação para os países, e os investidores muitas vezes olham para o passado para traçar perspectivas futuras com relação à condução da política interna, países que apresentam instabilidades políticas fortes têm tido dificuldades de atrair investimentos privados.

Investors in gas supply projects are keenly aware of the motivations and opportunities for host country governments to shirk contracts. All else equal, they prefer to operate in states that can most credibly signal their commitment to uphold original bargains. The most obvious way a government signals its ability to sustain a commitment is through its own past actions, thereby establishing a reputation for being a stable and investment-friendly environment. Where these conditions do not exist investors demand higher rates of return and payback schedules that weight near-term payments over heavily discounted future streams. (HAYE & VICTOR, 2005, p. 34)

Mudanças radicais nos governos podem conduzir a trocas abruptas na política, revoluções e golpes de governos usam a bandeira da questão de “protegendo o interesse nacional” em que as empresas estrangeiras estão “se aproveitando dos recursos nacionais” para mudar as políticas de tributação e direito de propriedade – pode se citar vários exemplos em que isso ocorreu e continuam ocorrendo, os mais marcantes foram os da Argélia e do Irã no início dos anos 1970, e na Bolívia em 2003 (que ainda está em processo). Os recursos naturais de petróleo e gás natural são vistos como uma herança

nacional, e assim pode ser o foco de intensa retórica política, utilizada muitas vezes com um cunho fortemente nacionalista, principalmente em países pouco desenvolvidos que convivem com grandes desigualdades sociais.

CAPÍTULO III

O PERFIL ENERGÉTICO E REGULATÓRIO DA ARGENTINA, BRASIL, BOLÍVIA E CHILE: SEMELHANÇAS, DIFERENÇAS E ESPECIFICIDADES

As estruturas organizacionais da indústria de gás natural são distintas ao redor do mundo. Em alguns países as empresas atuam verticalmente integradas em toda a cadeia, e em outros as empresas atuam em cada parte da cadeia – produção, transmissão, distribuição e provisão. Em uns países, as autoridades públicas (federal, estadual ou municipal) são as proprietárias das empresas, em outros, a propriedade é prioritariamente ou exclusivamente privada. As diferenças no que diz respeito à estrutura da indústria do gás natural resultam de uma conjunção de variáveis, sejam elas, a história do país, o papel do Estado no setor energético, a maturidade da indústria, as reservas, a produção, a exportação, para citar algumas. Neste capítulo se apresentará exatamente as diferentes conjunções de fatores que constituíram a indústria do gás natural em cada um dos países selecionados no estudo.

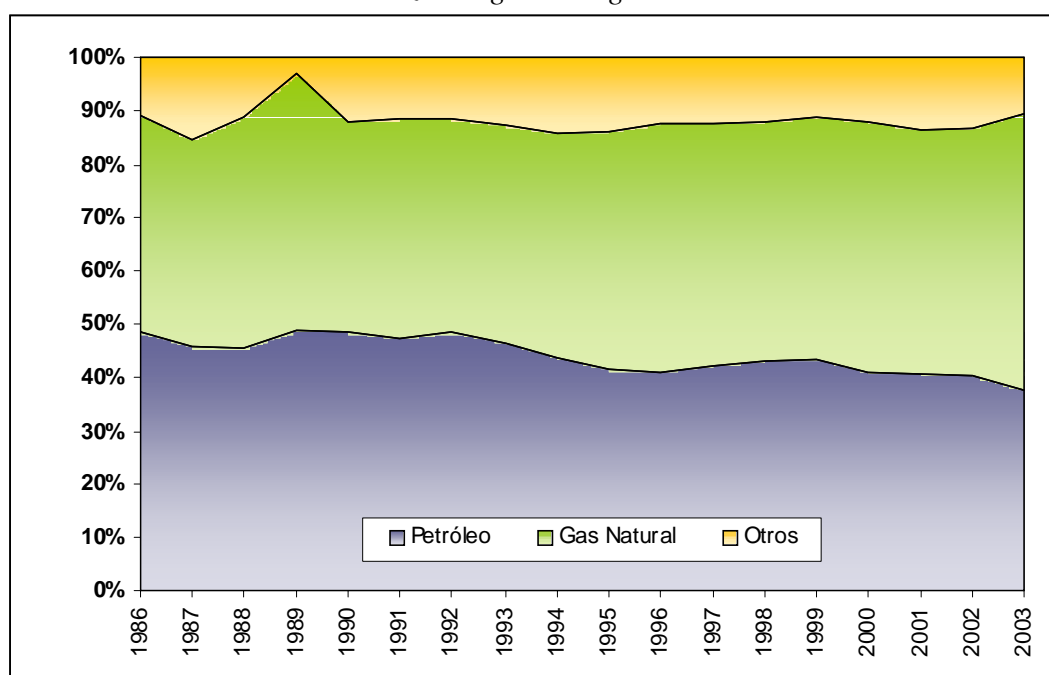
Historicamente, no Cone Sul, o setor energético era considerado um setor estratégico com forte presença do Estado através das empresas estatais que em sua grande maioria era verticalmente integrada. Contudo, com a crise econômica vivida durante a década de 1980, os Estados perderam sua capacidade de manter os investimentos no setor. Em decorrência desse fato, foram realizadas as reformas estruturais que seguiram uma lógica de privatização e regulação orientados por uma política maior de reforma do papel dos Estados e mudança das estruturas organizacionais, em que o principal objetivo era a atração de investimentos privados para os países, que sobretudo poderiam melhorar os seus sistemas de infra-estrutura.

Neste contexto, este capítulo tem como objetivo fazer uma análise das reformas estruturais do setor de gás natural dos países do Cone Sul selecionados – Argentina, Bolívia, Brasil e Chile – ao longo dos anos 1990. Mostrar-se-á que cada um destes países apresentou trajetórias distintas no desenho regulatório e na forma de reestruturação de seu setor de gás natural. Para que este objetivo seja atingido será feita uma descrição sistematizada da indústria do gás natural em cada um dos países através de um histórico, seguido de uma análise das causas e consequências dos riscos regulatórios e por fim uma comparação entre as semelhanças, diferenças e especificidades da referida indústria.

3.1 A estrutura energética e regulatória da Argentina

A matriz energética da Argentina é composta predominantemente por gás natural com 52,0%, seguida de petróleo com 37,6% e outros com 10,4%.

Gráfico 7
Matriz Energética Argentina



Fonte: Planeamiento y Control de Gestión
Gerencia de Estudios Económicos e Inteligencia Competitiva - Pesa

Ao se comparar a composição da matriz no período de 1986 a 2003 se observa um persistente crescimento do uso do gás natural em paralelo a uma perda de participação do petróleo na matriz energética. O crescimento da participação do gás natural é explicado em boa medida pela maior utilização deste energético para geração elétrica e automotivo.¹⁶

Tabela 3
Matriz Energética Argentina

	1986	2003
Petróleo	48,4%	37,6%
Gás	40,8%	52,0%
Otros	10,8%	10,4%

Fonte: Planeamiento y Control de Gestión
Gerencia de Estudios Económicos e Inteligencia Competitiva - Pessa

A Argentina foi um dos países pioneiros no Cone Sul na implementação das reformas estruturais nas indústrias energéticas alterando radicalmente o arcabouço regulatório e transformando o papel do Estado no setor.

Antes da crise energética enfrentada pelo país a partir de 2003, a experiência da reforma Argentina era apontada como referência para os países da região. Na sequência deste capítulo os motivos que levaram a essa mudança de percepção serão abordados.

¹⁶ A Argentina é o país que apresenta a maior frota mundial de carros convertidos para o uso do gás natural, esse fenômeno foi gerado pelo congelamento dos preços do gás que acabaram por estimular as conversões.

3.1.1 História do gás natural na Argentina

O gás de petróleo foi introduzido na Argentina no período que compreende os anos 1850 e 1870, para iluminar as ruas de Buenos Aires. Sua exitosa introdução impulsionou rapidamente a instalação de redes de distribuição de gás para uso doméstico, comercial e industrial. As primeiras companhias privadas, “Gas de Alumbrado”, “Gas Argentino” e “Gas de Buenos Aires” foram responsáveis pela construção das redes de distribuição junto com uma forte promoção do combustível, criando assim um poderoso e crescente mercado consumidor. Para conduzir o processo de maturação da indústria de gás foi criada a empresa *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* – YPF em 1930.

O gás –em forma de GLP– começou a aparecer na década de 40, recebendo a denominação de “super gás” por seu conteúdo calorífico superior. A novidade gerou rapidamente um forte aumento pela demanda do combustível. Até então, só havia disponível o GLP, como um subproduto da refinaria, o gás natural deveria chegar aos centros de consumo como forma de substituição dessa demanda por GLP. Essa necessidade se traduziu na construção dos primeiros gasodutos de larga distancia. Uma das primeiras regiões a ser abastecida foi Sierra Barrosa, na província de Neuquén. A empresa estatal “Gas del Estado” foi criada na década de 40 para manejar a transmissão e distribuição de gás. Construiu-se um sistema de grandes dutos para unir os centros de produção de Neuquén com os centros de consumo de Buenos Aires, Córdoba, Rosário e outras províncias. Na década de 50, as declinantes reservas de gás de Neuquén vieram a ser reforçadas com a produção de gás proveniente da região de Campo Durán, na província de Salta. Esta nova descoberta da YPF em seu processo de busca de petróleo impulsionou a construção do Gasoduto do Norte nesta mesma década. Não obstante, o crescimento da demanda rapidamente superou a oferta e as reservas da região de Campo Durán se esgotaram em menos de 10 anos criando assim um déficit crítico deste vital combustível. Esta situação levou a YPF a empreender programas que apontavam especificamente para necessidade de novas descobertas de gás natural, no passado a prioridade era para a descoberta de petróleo, sendo a descoberta de campos de gás um subproduto dos esforços exploratórios do petróleo.

Em meados da década de 60, antes que a nova atividade exploratória da YPF alcançasse os primeiros resultados, foram descobertas grandes reservas de gás na região do Rio Grande de Santa Cruz, Bolívia. Nesse momento, o Gasoduto do Norte se encontrava praticamente inativo, de maneira que teria sentido construir um gasoduto que fosse desde Rio Grande até Campo Durán, com conexão ao sistema de dutos do norte argentino para sustentar o abastecimento de Buenos Aires e de outros centros de consumo. Dessa forma, se firmou um contrato por 20 anos com a Bolívia e o gasoduto foi posto em serviço no começo da década de 70.

Até esse momento, as reservas de gás da Argentina eram consideradas marginais e o aporte das reservas de gás bolivianas eram cruciais. Contudo, a situação mudou com o descobrimento, por parte de YPF, do campo gigante de Loma La Lata na província de Neuquén. Esta descoberta ocorreu poucos anos depois do início da operação do gasoduto do Norte, dessa forma não fazia mais sentido importar um grande volume de gás natural da Bolívia, se existia gás disponível na própria Argentina. A Argentina negociou, então, uma redução do volume importado como forma de viabilizar a produção das suas reservas. Essa negociação foi considerada uma das primeiras quebras de contratos da indústria do gás natural na região.

A Argentina forçou a renegociação de entregas contraídas do gasoduto de YABOG (Yacimientos Bolivian Golfo)¹⁷, reduzindo volumes e preços do gás comprado da Bolívia (1987). Como resultado o contrato foi renegociado e o gasoduto passou a ser operado abaixo de sua capacidade gerando problemas para os operadores.

No início da década de 1990, o governo argentino decidiu privatizar a YPF e a empresa Gas del Estado. Para tal, contratou consultores externos independentes para realizar uma auditoria e uma certificação das reservas de petróleo e gás ao nível nacional. A privatização das grandes empresas estatais de petróleo e gás criou uma expectativa positiva e exitosa, gerando um clima positivo e novos incentivos para que as companhias privadas empreendessem na exploração volumes adicionais de gás natural. Colaborando com este clima favorável, as companhias de energia privadas e as centrais térmicas compunham um cenário de grande dimensão do crescimento da demanda de gás natural. Como consequência, grandes reservas de gás foram descobertas na região de Cuenca del Noroeste. Este esforço exploratório se sustentou perante um conhecimento de que existia um mercado de gás natural por descobrir. Uma vez que a demanda argentina estava crescendo e também havia oportunidades de exportar gás para o Chile e para o Brasil, essa demanda crescente estaria disposta a pagar por um gás com custos adicionais maiores. O que se passa a descrever agora são algumas modificações das expectativas expostas anteriormente.

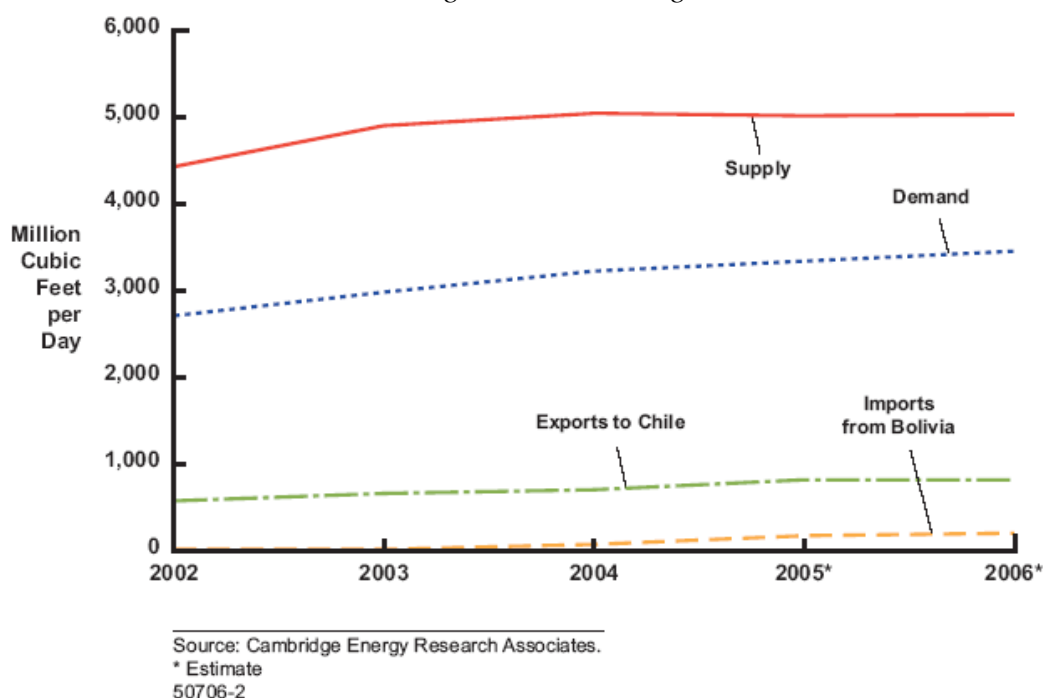
Contexto atual

Devido ao histórico argentino, o país possui hoje a terceira maior reserva de gás natural da América Latina, com cerca de 21,6 trilhões de pés cúbicos (Tcf), sendo também um dos maiores produtores da região. As exportações de gás, em 2004, foram de 688 MMcfd, representando um aumento de 10,4% em relação ao ano anterior.¹⁸ Deste total, cerca de 92% destina-se ao Chile e 6% ao Brasil. Desde 2001, o percentual das exportações de gás tem se mantido relativamente constante entre 12 e 14% da produção. As importações de gás da Bolívia voltaram a ocorrer em 2004, por conta da crise de energia, quando se firmaram acordos de comércio até 2006.

¹⁷ Gasoduto de 541km, 24polegada, 6mcm/d tronco, conectando um terminal para o Sul do Rio Grande para Yacuiba e Campo Durán.

¹⁸ De acordo com a CERA: “Argentina’s Natural Gas Supply” de abril de 2005.

Gráfico 8
Mercado de gás natural na Argentina



A distribuição do total consumido é a seguinte: setor industrial 34%, usinas 30%, residencial 21%, GNV 9% e outros 6%.

A distribuição de gás na Argentina é dominada pelas empresas: MetroGas SA, Gas Natural Ban SA, Camuzzi Gás, Pampeana SA e Camuzzi Gas del Sur SA. O sistema de transmissão é controlado por duas empresas: a Transportadora de Gas del Sur (TGS) e a Transportadora de Gas del Norte (TGN). A TGS, que é uma *joint venture* da Petrobras Energia e da Enron, constitui a maior rede de dutos da América do Sul, com 60% de participação de mercado. A TGS opera o duto de San Martín com capacidade de 1,02 MMcfd e liga o sudeste do país com Buenos Aires.

As reformas estruturais do setor de gás natural seguiram as principais recomendações do Banco Mundial: separação estrutural dos segmentos da cadeia produtiva; regulação das atividades de transporte e distribuição através de órgãos reguladores independentes (ENARGAS); instituição do livre acesso; estabelecimento de grandes consumidores livres (*by pass* físico e comercial); e privatização.

Na Argentina, as empresas estatais Gas Del Estado e YPF foram privatizadas. A Gas Del Estado deu origem a nove empresas privadas de distribuição e duas de transporte. E a YPF, à companhia Repsol-YPF, após a compra da empresa argentina pela espanhola Repsol.

Quadro 5

Indústria do Gás Natural na Argentina antes e depois de 1992

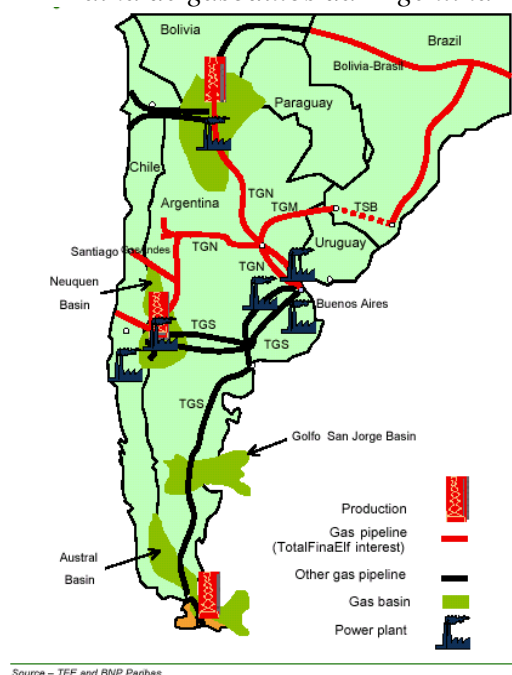
	Antes de 1992	Depois de 1992
Produção	YPF	Produtores
Transporte	GdE	TGN + TGS
Distribuição	GdE	9 companhias de distribuição
Autoridade Regulatória	Secretaria de Energia	Secretaria de Energia + Enargas

Fonte: HONORÉ, 2004.

O país possui uma rede bastante madura de transporte e distribuição de gás se comparado aos outros países da região.

Mapa 3

Malha de gasodutos da Argentina



A crise macroeconômica enfrentada pelo país, em 2002, levou o governo argentino a congelar as tarifas de transporte e os preços do gás natural em pesos (“pesificação” das tarifas), o que fez com que os preços do gás, em dólares, fossem reduzidos a um terço de seu valor anterior à crise.

Tabela 4*Forte Queda do Preço do Gás Natural*

Preço US\$/MBtu	2001	2004
Cuenca Norte	1,2	0,4
Cuenca Neuquina	1,3	0,45
City Gate Buenos Aires	2,1	0,7
Cuenca Golfo San Jorge	1,1	0,36
Cuenca Austral	0,95	0,32

Fonte: *Petrobras Energia*

Após a “pesificação” das tarifas de gás, as empresas produtoras não encontram mais incentivos para investir na busca de novas reservas e no aumento de produção. Esse fenômeno retrata um dos pontos salientados neste trabalho com relação aos riscos regulatórios em países em desenvolvimento, ou seja, as instabilidades da política cambial afetam a perspectiva do retorno dos investimentos.

Esse fato histórico mostra como os investidores estão atentos às mudanças regulatórias. Frente a riscos regulatórios, os investidores postergam suas decisões de investimento, ou seja, frente a um ambiente de incerteza forte preferem adiar suas decisões de investimento para um momento em que este cenário se mostre mais claro. No caso argentino os agentes pararam de investir em exploração depreciando as reservas existentes.

O problema para a Argentina, é que, tendo em vista o longo período de exploração das bacias e o ritmo decrescente de novas descobertas, os investimentos em E&P deveriam ser intensificados e não reduzidos. Isto vem gerando preocupações com a possibilidade de déficit de oferta frente ao crescente consumo de gás natural no país.

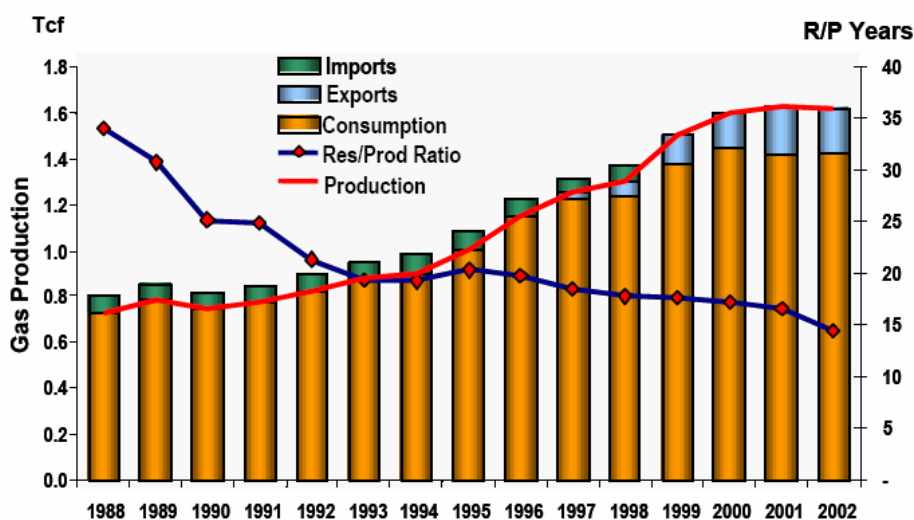
Tabela 5*Reservas provadas de Gás Natural na Argentina**(mil de milhões de m³)*

Ano	Reservas Provasdas	Produção	Incremento Líquido de Reservas Provasdas
1998	686,6	38,7	---
1999	748,1	42,4	104,0
2000	777,6	44,9	74,3
2001	763,5	45,9	31,8
2002	663,4	45,8	- 54,3
2003	612,4	50,6	- 0,3

Fonte: *Petrobras Energia.*

O governo argentino, no inverno de 2005, enfrentou maiores problemas que os já enfrentados em 2004 e reeditou, com critérios mais rigorosos, um programa para estimular os consumidores a economizar gás.

Gráfico 9
Evolução da relação R/P na Argentina (1988 - 2002)



Fonte: Secretaria de Energia da Argentina, 2003.

De acordo com uma resolução publicada no dia 11 de abril de 2005 no “Diário Oficial”, aqueles que mais gastavam, incluindo os clientes comerciais, seriam punidos com multas, caso ultrapassassem em 90% a marca de consumo de 2003. Consumidores que estavam na faixa intermediária de uso do fluido seriam premiados com créditos se gastassem até 95% do gás que utilizaram em 2003, e só seriam punidos se usassem 105% ou mais. Os clientes de consumo mais baixo receberiam descontos se consumissem menos do que em 2003, ficando isentos de punição, caso excedessem este limite.

A resolução começou a vigorar em 15 de abril e foi aplicada até 30 de setembro de 2005. Essa resolução também indicava que as regras poderiam ser mudadas a critério da Secretaria de Energia.

Além da escassez das *commodities* existe também restrição no que diz respeito ao transporte. Essa restrição no inverno é gerida com a utilização de óleo combustível nas plantas de geração duais e com a substituição do gás natural na indústria. Nos últimos anos, o fator de utilização dos gasodutos tem sido elevado mesmo no verão. A utilização de óleo combustível e diesel na geração foi intensificada, tornando o abastecimento elétrico mais custoso. Ainda assim, a exportação de gás tem sido interrompida em períodos críticos, criando problemas diplomáticos com o Chile.

A recomposição dos preços do gás é o ponto principal da agenda atual da indústria de gás natural da Argentina. Com a recuperação econômica, o governo negociou um acordo com produtores para recuperar o preço do gás. O governo argentino vem negociando com os atores da indústria a retomada gradual dos preços do gás natural e das tarifas dos serviços de transporte e distribuição (além da queda da relação R/P, outro gargalo para o crescimento do mercado argentino de gás é a já totalmente ocupada capacidade de transporte), de forma a permitir novos investimentos sem onerar demasiadamente o consumidor em um momento de recuperação da crise econômica.

O tratamento é diferenciado conforme a classe de consumidores. Para os consumidores protegidos, que podem escolher seus fornecedores, a transição para a liberalização dos preços foi de maio de 2004 a julho de 2005. Findo o período de

transição, esses consumidores foram obrigados a adquirir gás diretamente no mercado eletrônico (spot), que foi criado para coordenar o funcionamento físico e comercial do sistema de gás, ou através de contratos de 36 meses ao valor da paridade de exportação (US\$ 1,40 – 1,60/MMBTU), que foram promovidos pela resolução 752/05 da Secretaria de Energia.

Como a concentração no mercado de gás é elevada, foram instituídas regras para simular a competição. O mercado eletrônico conta com tetos de preço e leilões abertos. Além da *commodity*, direitos de transporte e direitos de contratos firmes são comercializados no mercado eletrônico. Para os consumidores não protegidos (residências e comércio), a transição é mais longa. Somente em dezembro de 2006, os preços estarão recuperados. O governo realizou um estudo de custos de cada bacia para guiar os preços.

Avaliando que as empresas de transporte não tinham condição de fazer frente às necessidades de investimento, o governo instituiu fundos com designação específica e empréstimos ponte. Uma instituição financeira realiza o financiamento de curto prazo que é ressarcido com base em bônus remunerados pelas tarifas.

Os problemas com o abastecimento de gás afetam o suprimento de energia elétrica. O país depende de usinas alimentadas com gás para gerar quase 55% da energia elétrica que consome. Para amenizar o problema, em 2004 o governo importou óleo combustível para ser usado como combustível alternativo nas usinas, comprou eletricidade do Brasil e chegou a reduzir a tensão elétrica. Algumas empresas sofreram corte, e contratos de exportação de gás firmados na década passada com o Chile tiveram de ser violados, prejudicando o abastecimento e a geração elétrica no país vizinho.

Mudanças serão necessárias no setor que se encontra frente a uma paralisação dos investimentos, tanto em exploração quanto na expansão da capacidade de transporte, essenciais para a garantia de suprimento do mercado nacional no futuro próximo.

Essas políticas de governo são paliativas e emergenciais, no longo prazo o governo terá que convencer os investidores que está buscando mecanismos para garantir os retornos dos investimentos do setor, caso contrário os investimentos continuarão retraídos.

3.1.2 Causas e consequências dos riscos regulatórios

Devido a uma série de fatores, mas principalmente às mudanças macroeconômicas e regulatórias, as empresas que operam na Argentina vêm enfrentando uma série de dificuldades que decorreram não apenas da longa agonia econômica de 1999 a 2002, período em que o PIB caiu mais de 18%. Além desta retração do mercado interno, as empresas foram em seguida penalizadas com o aumento dos impostos sobre o setor e com a “pesificação” e congelamento da tarifas dos serviços de luz, água e gás em níveis muito abaixo do preço internacional. Estes preços vêm, por um lado, estimulando uma demanda artificialmente alta¹⁹ e por outro reduzindo os incentivos para que as empresas invistam em infra-estrutura, exploração e produção de gás.

¹⁹ Em janeiro de 2005, a demanda de gás foi recorde, chegando a 43 mm de m³.

Este é um exemplo de como instabilidades e mudanças no ambiente macroeconômicos geram riscos regulatórios. conforme se definiu no capítulo I, as externalidades geradas por riscos regulatórios surgem quando não há confiança por parte dos agentes com relação aos retornos dos investimentos. A imprevisibilidade radical dos eventos futuros, que tornam as expectativas de longo prazo sujeitas a incertezas sistemáticas, faz com que os investimentos tornem-se potencialmente instáveis, uma vez que dependem do grau de confiança que os agentes privados depositam no marco regulatório.

Caso decidam fazer os investimentos mesmo em um ambiente de forte incerteza os investidores irão pedir taxas de descontos maiores, as taxas de desconto estarão diretamente relacionadas com os riscos regulatórios esperados, ou seja, quanto maior o risco regulatório esperado maior será a taxa de desconto pedida pelo investidor. Chegando a um extremo que se a incerteza regulatória for de tal tamanho inviabiliza a quantificação da taxa de desconto necessária para cobrir o risco. Esse é o caso recente da Argentina. Os reguladores na Argentina não foram capazes de gerar um macroambiente minimamente confiável para que os investidores tivessem parâmetros para cenarização dos riscos dos projetos em produção e exploração e transporte de gás natural no país. Não sendo possível quantificar os riscos era inviável calcular as taxas de descontos necessárias para os investimentos. Frente a esse cenário os investidores simplesmente pararam de investir.

Também persistem os baixos níveis de água nos reservatórios, com conseqüente impacto de diminuição da produção das hidrelétricas. Esta escassez de energia foi apenas parcialmente resolvida com o aumento das importações de óleo combustível da Venezuela e de energia elétrica do Brasil. Outro agravante diz respeito à capacidade de transporte de gás do sistema, que é insuficiente, especialmente em um país em que o gás representa 52% da matriz energética.

O crescimento econômico dos últimos anos (8,8% em 2003 e 9,0% em 2004) ainda torna mais grave o desequilíbrio perverso entre oferta e demanda. As empresas queixam-se de que as regras não são estáveis e não investem porque não têm retorno, enquanto que o governo, de sua parte, não tem recursos para bancar integralmente as necessidades do sistema. Esse fenômeno está totalmente relacionado com a baixa confiança dos investidores nas instituições que regulam o setor de gás natural na Argentina, os investidores estão reticentes de fazer investimentos, pois existe muito risco nos retornos dos seus investimentos.

Essa conjunção de fatores deflagrou uma crise em 2004, cujas medidas adotadas pelo governo foram²⁰: a) redução das exportações de gás para o Chile; b) início das importações de gás da Bolívia; c) desenvolvimento de estudos acerca de um possível racionamento de energia; d) criação de uma empresa pública, a Enarsa, como instrumento de atuação do governo no setor; e) incentivos para aumentar os investimentos em *downstream*. Além disso, parece haver planos para reduzir a diferença entre os preços internos e internacionais de energia. Em setembro de 2004, o governo determinou um aumento dos preços de referência, que servem para calcular os custos de energia dos grandes consumidores industriais, aliviando a pressão financeira sobre as geradoras de energia. Conseqüentemente, os preços foram reajustados para os grandes consumidores, mas foram preservados, pelo menos por enquanto, os residenciais. Esta

20 Essas são as principais medidas do Plano Nacional de Energia 2004-08, de maio de 2004.

resolução sinaliza que a solução do problema virá, pelo menos em parte, com investimentos do setor privado.

A criação da empresa Enarsa foi aprovada pelo senado no dia 20 outubro de 2004, e o Presidente Nestor Kirchner assinou a lei criando a companhia no dia 2 novembro de 2004. A composição acionária da Enarsa ficou estipulada como sendo 53% do Estado, 12% das províncias, e 35% de investidores privados.

Argentina's economic recovery, the government was forced to design a plan addressing gas shortages and energy generation problems. After a decade of privatisation and liberalisation, we see Argentina going back to state intervention and ownership in the energy sector. (HONORÉ, 2004, p. 22)

A situação do setor energético argentino permanece instável e as tensões entre as empresas privadas e o governo vêm se intensificando.

The NEP marked a turning point in the Argentine gas industry: realignment of gas prices, new rules regarding exports, back to state intervention, and so on. There are great opportunities for the country to attract huge investments in its gas sector in the coming years, and companies are showing an interest in the future of Argentine gas. However, considering the huge investments needed and the long-time payback in the gas sector, the companies are particularly sensitive to risks, and investments will only be made when the appropriate conditions and regulations are in place... The new role of the state should also be disclosed to the private companies, with the government giving a clear sign that foreign investments are welcome and safe in Argentina. (HONORÉ, 2004, p. 30-34)

O que se gostaria de mostrar nesta parte do terceiro capítulo são os vários episódios que levaram o governo argentino a quebrar contratos previamente estabelecidos, são eles:

Quadro 6

Exemplos recentes de quebras de contrato na Argentina

Tipo de atuação na indústria	Exemplos
Fornecedores	<p>GasAndes – 2004 – política administrativa argentina força uma redução em provisão de gás natural para o Chile. Resultado: Argentina interpreta sua redução em exportações como permissível calcada na cláusula de <i>força maior</i>, em que primeiro deveria abastecer o seu mercado interno para depois abastecer o mercado externo; Chile é obrigado a usar outros combustíveis, fazendo conversões de suas térmicas para bicomcombustíveis, encarecendo o custo da geração elétrica do país.</p> <p>“Pesificação” das tarifas – 2002 –o governo congelou os preços do gás natural em pesos, fazendo com que após à “maxi desvalorização” da moeda (Peso), os preços do gás natural em dólares, fossem reduzidos a um terço de seu valor anterior à crise. Resultado: as empresas param de investir em exploração, reduzindo drasticamente as reservas, entre 2001 e 2003 a redução das reservas na Argentina foram de 20%.</p>

Usuários	YABOG 1987 – A Argentina força renegociação de entregas contraídas do gasoduto de YABOG, enquanto reduzindo volumes e preços do gás comprado da Bolívia (1987). Resultado: contrato é renegociado e gasoduto passa a ser operado abaixo de sua capacidade gerando problemas para os operadores.
-----------------	---

Fonte: HAYE & VICTOR, 2005, p. 19

A crise energética na Argentina é um dos exemplos que sinaliza a difícil situação que se encontra o setor energético dos países do Cone Sul pós-reformas estruturais. Os governos se vêem pressionados (por questões populista, ou como forma de manter a estabilidade econômica) por garantir modicidade tarifária para os energéticos, mas não sabem como fazer isso sem afastar investimentos. Por outro lado, as empresas que tinham uma forte expectativa em grandes lucros não viram isso acontecer e estão cada vez mais reticentes com relação a novos investimentos, ou seja, querem um arcabouço regulatório mais robusto, que minimize os riscos, antes de se lançarem em novos projetos.

Esse relato da história recente da Argentina é interessante para mostrar como os investidores privados estão muito atentos aos riscos regulatórios, e ao mesmo tempo são bastante reticentes nas suas decisões de investimento frente a esses riscos.

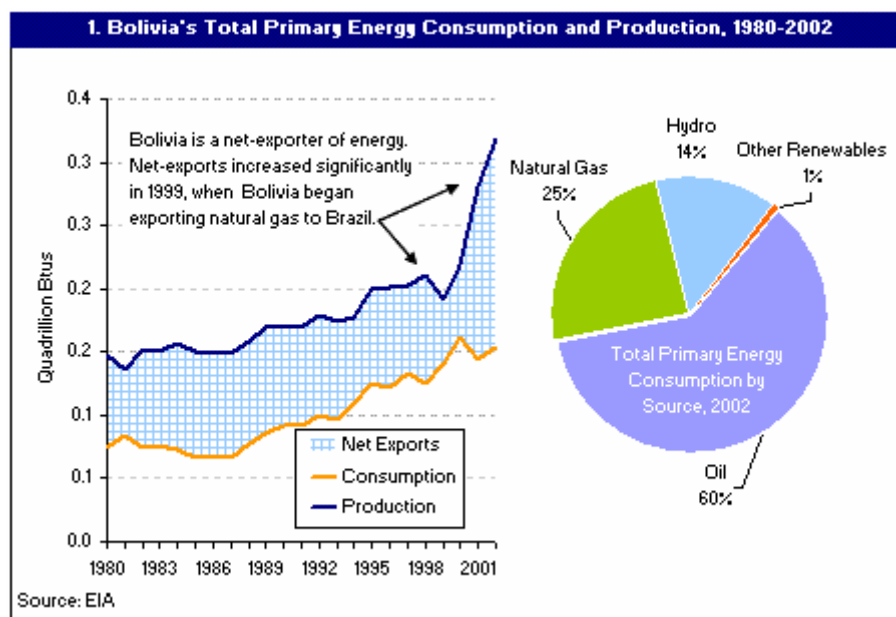
3.2 A estrutura energética e regulatória da Bolívia

O consumo aparente de energia na Bolívia é pequeno não só pela diminuta população, como também pelo seu baixo nível de renda. A demanda *per capita* se constitui na menor da América do Sul – 2,1 boe/hab/ano. No entanto, a demanda energética tem aumentado firmemente, com taxa de crescimento anual média de 3,1%, de 1980 a 2002.

Em 2002, o óleo representava 60% do consumo total de energia primária. O gás natural aparece com a segunda maior participação, ou seja, 25% do consumo total. A geração hidrelétrica e outros energéticos renováveis completam a matriz de energia do país, com 15%. Com relação à geração elétrica do país, 40% é proveniente do gás natural.

A Bolívia é um dos poucos países auto-suficientes em energia na América do Sul, embora ainda importe determinados derivados de petróleo para abastecer seu mercado doméstico. O gráfico seguinte ilustra a composição de seu consumo de energia primária.

Gráfico 10
Matriz Energética –1980-2002
Produção, Consumo e Exportação de Energia Primária



Durante a maior parte da sua história, a Bolívia sofreu grandes instabilidades política e econômica. Apesar de conseguir a estabilidade econômica, a instabilidade política ainda persiste e essa, por sua vez, atinge a estabilidade regulatória do país.

3.2.1 Histórico do gás natural na Bolívia

A Bolívia produz gás desde 1960, mas a produção aumentou nitidamente no início dos anos 1970, quando começou exportar gás para a Argentina. As exportações bolivianas para a Argentina começaram em 1972 e foi facilitada pela grande descoberta do campo de gás na região do Rio Grande de Santa Cruz, em um período em que a Argentina precisava suprir o seu mercado de gás que estava em plena expansão. Para azar da Bolívia, pouco tempo depois foram descobertas enormes reservas na Argentina (como relatado anteriormente), e a demanda argentina para o gás boliviano foi fortemente reduzida, fazendo com que os investimentos bolivianos ficassem subutilizados.

As reformas no setor de energia boliviano começaram em 1994 com a “Lei de Capitalização” que criou o arcabouço legal para a privatização parcial de cinco companhias nacionais entre as quais a *Yacimientos Petrolíferos Bolivianos de Fiscales – YPFB*.

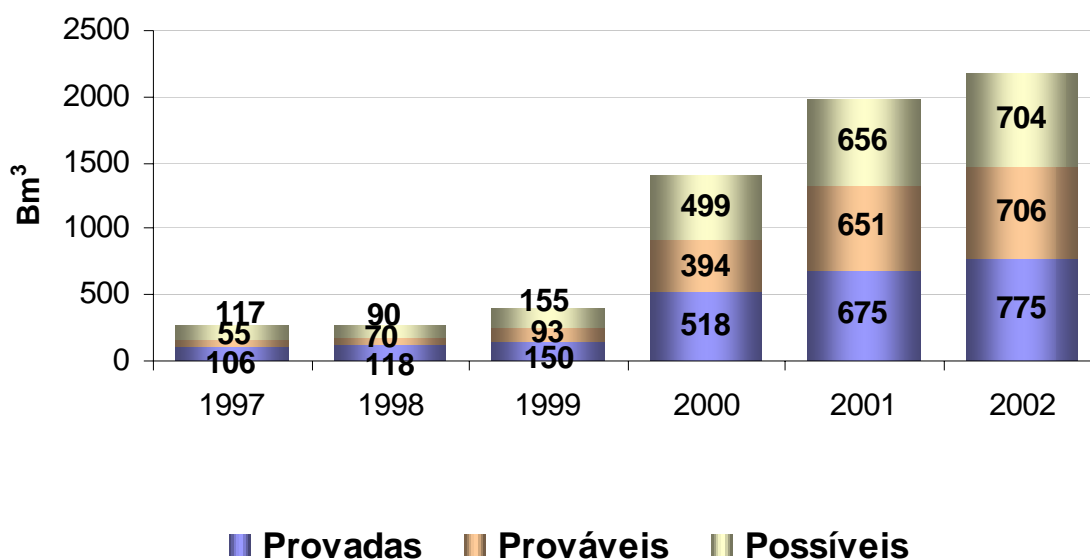
O primeiro passo da reforma foi à reorganização do setor separando a YPFB em várias unidades empresariais independentes: duas unidades de *upstream*, uma unidade de transporte, duas companhias de refino e uma companhia de marketing. A capitalização do *upstream* e do transporte aconteceram entre 1996 e 1997. Com isso, o papel do Estado no setor boliviano de gás ficou reduzido à coleta de impostos e contribuições, além da concessão dos direitos de lavra.

Hoje, toda a produção de gás natural está nas mãos de companhias privadas, que assinaram contratos de risco com a YFPB. O governo também começou a privatizar as redes de distribuição de gás natural do país e encorajar investidores privados para

construir sistemas adicionais de distribuição, mas o processo não seguiu a diante, em consequência da instabilidade regulatória. Atualmente existem quatro companhias de distribuição privadas, mas os ativos de distribuição ainda são da YPFB. Dessa forma, o setor de energia da Bolívia é caracterizado por várias companhias de capital misto, controladas por acionistas privados.

A abertura do setor de energia do país para investimento privado em 1994 e a perspectiva de exportação de gás para o Brasil pelo gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) atraiu muitas grandes companhias regionais e internacionais para o setor de E&P na Bolívia. Como consequência desses esforços de exploração agressivos conduziram à descoberta de vários grandes campos de gás no país.

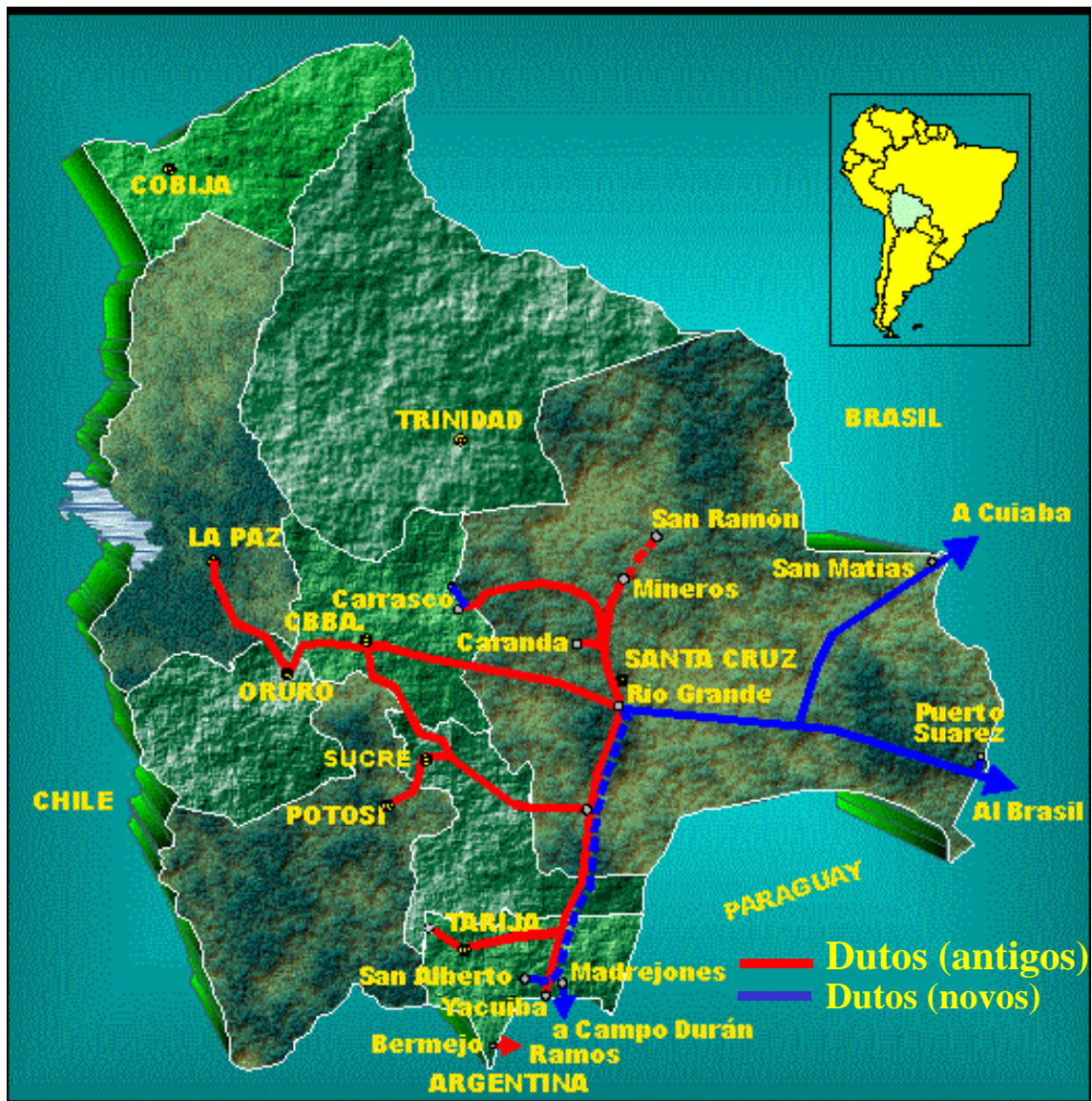
Gráfico 11
Evolução das reservas de gás natural bolivianas
1997-2002



Fonte: IEA, 2003.

Essas descobertas fizeram com que a Bolívia passasse a deter a segunda maior reserva de gás natural da América do Sul, só ficando atrás da Venezuela. A Bolívia tem quatro grandes campos de gás natural, cada um com mais de 5 tcf (142 bm^3) de reservas, que estão definidas como campos “gigantes” através de normas internacionais: San Alberto, San Antonio, o Itaú e Margarita. Além disso, a Bolívia tem a maior reserva de gás natural não associado do continente e está posicionada estrategicamente no meio de três grandes potenciais consumidores de gás (Argentina, Brasil e Chile). O posicionamento das reservas da Bolívia são um grande facilitador para a construção de novos gasodutos, como se pode observar no mapa a seguir.

Mapa 4
Rede de gasodutos da Bolívia

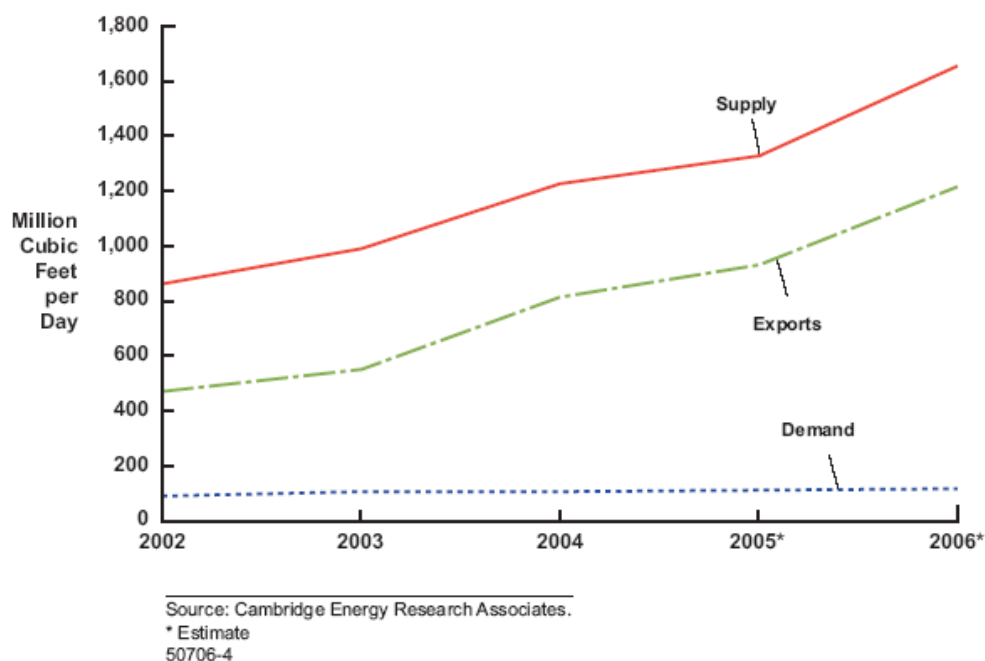


Fonte: Petrobras, 2005.

As autoridades bolivianas que inicialmente temiam que o país não tivesse reservas suficientes para suprir as exportações contratadas com Brasil, agora trabalham com uma grande margem de excedente de gás natural.

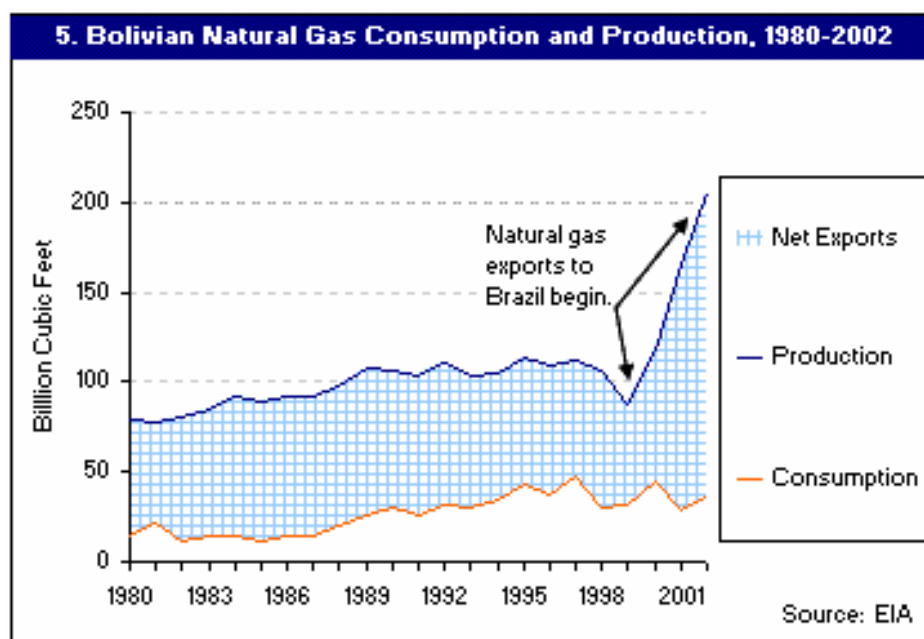
Como o mercado interno de gás natural na Bolívia é pequeno, esse excedente não pode ser facilmente absorvido pelo mercado interno, dessa forma o governo vem se esforçando para promover o consumo interno do gás natural.

Gráfico 12
Mercado de gás natural da Bolívia



Em 1990, o gás natural respondia por somente 3% da energia primária total do país. Já em 2002, sua participação se elevou para 25%. Isso tem feito avançar a produção de gás, com especial destaque para o impulso dado pelas exportações para o Brasil, conforme ilustrado no gráfico seguinte.

Gráfico 13
Gás Natural Consumo e Produção - 1980-2002



O governo também vem estudando a hipótese de trazer para a Bolívia plantas de conversão de gás para líquidos (Gas to Liquids – GTL), em acordo com os detentores

dessa tecnologia. Estuda, também, a instalação de uma rede com 230 mil conexões residenciais de gás natural, com data de operação prevista para 2007. Promove, ainda, a conversão de 80 mil veículos para GNV.

Como é esperado um déficit de gás natural nos Estados Unidos em consequência do esgotamento das reservas do Canadá, a Bolívia estava também disposta a negociar a construção de uma planta de GNL para exportar gás para os Estados Unidos. A princípio essa planta seria negociada com o Chile, na tentativa da Bolívia reaver a sua saída para o mar perdida na Guerra do Pacífico em 1884. Contudo, essa negociação não foi adiante por dois fortes motivos, o Chile não mostrou interesse em negociar a devolução da saída para o mar à Bolívia, e por outro lado o povo boliviano se mostrou muito reticente com relação a qualquer tipo de negociação com os chilenos, ocorrendo fortes revoltas populares e uma forte instabilidade política que levou a renúncia do presidente em 2004 e o ressurgimento da instabilidade política e regulatória no país.

3.2.2 Causas e consequências dos riscos regulatórios

A instituição responsável pela regulamentação dos setores de petróleo e gás natural no país é a Superintendência de Hidrocarburos (SH). O SH é uma entre cinco agências independentes que o governo criou para regular os setores privatizados com as reformas de 1994. Estas cinco agências estavam relacionadas aos setores de: hidrocarboneto, eletricidade, água, telecomunicações e transporte, fazendo parte do Sistema Regulador Setorial – SIRESE. Estas agências foram criadas como instituições autônomas financiadas por impostos das companhias que operam nos respectivos setores. O SIRESE funciona como “regulador das agências reguladoras”, controlando, supervisionando e coordenando a ação das cinco agências.

O sistema regulatório de hidrocarbonetos está segmentado em *upstream* e *downstream*. O Ministério dos Hidrocarbonetos define a diretriz política para operações *upstream* e inspeciona o seu cumprimento. A Superintendência de Hidrocarbonetos é responsável pelo setor de *downstream*.

Os preços dos hidrocarbonetos domésticos são fixados pelo governo, enquanto os preços para exportação são ditados pelo mercado e, no caso do gás natural, por fórmulas contratuais influenciadas pelos preços do petróleo e do óleo combustível no mercado externo.

As atividades de transporte de gás natural são concedidas em caráter não exclusivo, por áreas geográficas. A Superintendência de Hidrocarbonetos tem autoridade para definir e licitar novas concessões. As concessões de distribuição de gás, exclusivas para cada região, são concedidas após aprovação dos governos locais, onde se dará a distribuição.

Com a instabilidade política causada pelo projeto de exportação de gás natural via GNL pelo Chile, houve toda uma discussão sobre quem teria direito as rendas do setor de hidrocarbonetos, essa discussão levou a aprovação de uma Nova Lei de Hidrocarbonetos no país.

A nova “Lei de Hidrocarbonetos” promulgada no dia 17 de maio de 2005, teve forte inspiração no projeto de lei apoiado pelo *Movimiento al Socialismo Bolivia* – MAS que acabou por derrotar o projeto do ex-presidente Carlos Mesa²¹. Ela substitui a legislação de 1996 que havia entregado o controle dos hidrocarbonetos a 20 empresas petrolíferas da Europa, Ásia, EUA, Brasil e Argentina, em troca de 16% de impostos e

²¹ Presidente da Bolívia no período da aprovação da Nova Lei de Hidrocarburos.

18% de royalties. O novo projeto reestipulava os tributos dos hidrocarbonetos em que os impostos foram elevados de 16% para 32% e os royalties foram mantidos em 18%.

Além das mudanças no que diz respeito aos tributos outros pontos que geram grandes riscos regulatórios estão relacionados ao direito de propriedade, *"YPFB, a nombre y en representación del Estado, detendrá la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país"*.

A regulamentação para o desenho, construção e operação da rede de dutos estabelece que este se aplicará a todas as atividades de transporte de hidrocarburos por dutos. O desenho, construção, operação e abandono de dutos deverão seguir as regras e as normas específicas e aprovadas pela Superintendência de Hidrocarburos. A Superintendência de Hidrocarburos aprovará qualquer desenho, especificação, programa de manutenção, manual de operação e planos para desativação ou reativação de um duto. A Superintendencia de Hidrocarburos aprova as tarifas de transporte de acordo com os seguintes princípios:

a) assegurar um custo mais baixos para os usuários, mantendo a seguridade e a continuidade dos serviços – modicidade tarifária;

b) permitir ao concessionário cobrar taxas que cubram os custos dos gastos operativos, as depreciações, custos financeiros e impostos e obter uma taxa de retorno adequada e razoável;

c) incentivar os concessionários para que melhorem sua eficiência operacional.

Sendo atribuição da Superintendencia de Hidrocarburos: outorgar concessões, vigiar o cumprimento das obrigações e direito dos concessionários; proteger os direitos dos consumidores, carregadores, concessionários e produtores; assegurar que as atividades cumpram com as disposições antimonopólio e de defesa da concorrência; assegurar o livre acesso não discriminado aos dutos; assegurar a aplicação do princípio de não exclusividade em uma concessão; promover a eficiência e a continuidade do serviço; regular a atividade de transporte de hidrocarburos de acordo com a Lei; aprovar e/ou fixar as tarifas de transporte e publicá-las; aprovar as trocas nos controles de concessão; aplicar as penalidades pertinentes; declarar a expiração e a revocatória das concessões; determinar os aspectos de qualidade, técnicos, econômicos e operativos para a aplicação do princípio de livre acesso; realizar auditorias externas técnicas, econômicas e financeiras dos concessionários.

Segundo a Lei Hidrocarbonetos de junho 2005, a YPFB poderá realizar todas as atividades da cadeia, passa existir uma obrigatoriedade de autorização para exportação, e ainda passa a ser a única importadora (podendo celebrar associações). Fica determinada a criação de uma "Planificação da Política Petroleira" e um "Comitê de Produção e Demanda", ou seja, segundo a nova regulamentação o governo poderá determinar: O que produzir? Como produzir? e Para quem produzir?

O que se pode observar com essa nova regulamentação do setor de petróleo e gás natural do país é que o governo está voltando atrás no processo de reforma do setor celebrado em 1994, ou seja, o Estado está tentando retomar as rédeas dos setores de hidrocarbonetos no país, contudo com um viés bastante populista, que por sua vez sinaliza para os investidores privados quebras de contrato e maiores riscos regulatórios.

Para o estudo que ora se apresenta, é importante entender quais são as consequências deste processo. Essas mudanças geram um ambiente de forte incerteza quanto aos marcos regulatórios do país, aliado a um aumento dos tributos para 50% sobre a produção de hidrocarbonetos. Dessa forma já se observa uma queda nos investimentos do setor mais dinâmico da economia, ceifando empregos e emperrando o desenvolvimento do país. O investimento externo na exploração de gás natural resultou, desde 1997, em um aumento nas reservas de gás de 819%. Entretanto, sem um marco

regulatório estável que encoraje novos investimentos é cada vez mais incerto se a Bolívia poderá realizar o potencial oferecido pelo gás e usá-lo como plataforma para escapar de sua atual condição de ser um dos países mais pobres da América Latina. No final das contas, “o tiro” dos nacionalistas poderá “sair pela culatra”, já que seu ideário poderá acabar indo de encontro aos próprios e legítimos interesses do povo boliviano.

Mudanças radicais de governo podem conduzir a trocas abruptas na política, como revoluções e golpes que usam a bandeira da questão de “protegendo o interesse nacional”, ou defendendo que a empresas estrangeiras estão “se aproveitando dos recursos nacionais” para mudar as políticas de tributação e direito de propriedade do setor de hidrocarbonetos –há vários exemplos em que fenômenos como esse ocorreram. Os mais marcantes foram os da Argélia e do Irã, no início dos anos 1970s, e o da Bolívia em 2003 (no qual o desfecho ainda está em processo). Os recursos naturais de petróleo e gás natural são vistos como uma herança nacional, e assim pode ser o foco de intensa retórica política, utilizado muitas vezes com um cunho fortemente nacionalista, principalmente em países pouco desenvolvidos que convivem com grandes desigualdades sociais.

A condução das políticas domésticas também podem limitar a habilidade dos governos para atrair investimentos de longo prazo de maturação para os países, e os investidores muitas vezes olham para o passado para traçar perspectivas futuras com relação a condução da política interna, países que apresentam instabilidades políticas fortes têm tido dificuldades de atrair investimentos privados.

No caso da Bolívia o maior problema para os investidores é a instabilidade política que acaba se revertendo em risco regulatório, pois os políticos usam a retórica dos “nossos recursos”, “nossa riqueza” e fazem mudanças nas regulamentações do setor, afastando investimento.

3.3 A estrutura energética e regulatória do Brasil

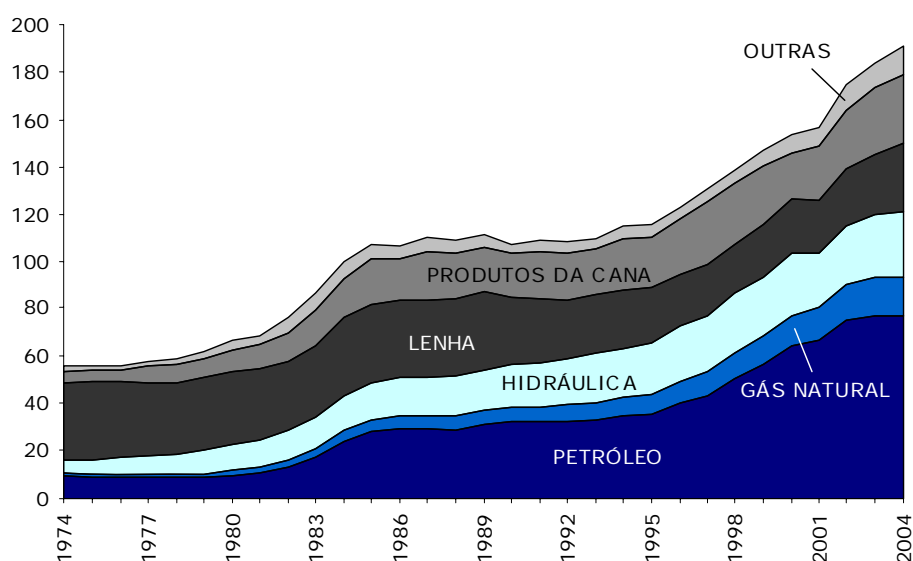
O Brasil é atualmente o décimo primeiro consumidor mundial de energia e o primeiro consumidor da América do Sul, superando amplamente outros países da região, tais como Venezuela e Argentina. Durante o ano de 2004, a demanda brasileira de energia representou 190,4 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep).²²

Embora no contexto mundial seja um importante consumidor de energia, o Brasil canaliza uma alta proporção de sua demanda energética por meio de fontes renováveis, principalmente por conta do parque gerador de eletricidade, baseado fundamentalmente em hidrelétricas. A escolha pela construção de grandes hidrelétricas se deu em função da disponibilidade nacional de potenciais hídricos e da não disponibilidade de petróleo e gás natural em território nacional à época da realização dos investimentos. Essa especificidade dos recursos energéticos brasileiros resulta no baixo consumo de gás natural, que em 2004, representou apenas 8,85% da matriz energética primária brasileira.

²² Dados do Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional, 2005 (dados de 2004).

Gráfico 14

PRODUÇÃO PRIMÁRIA DE ENERGIA (10⁶ tep)



Fonte: BEN, 2005.

3.3.1 História do gás natural no Brasil

A história do gás natural no Brasil é recente. Até o início da década de 1980 o gás natural não representava uma importante fonte energética para o Brasil – devido à preponderância de reserva hídrica, da não necessidade de aquecimento residencial e da baixa disponibilidade do energético.

O gás natural não se apresentava nem como fonte disponível em abundância nem como fonte competitiva ao longo de toda a década de 80 e início da década de 90. Não obstante a possibilidade de utilização deste energético no setor industrial, substituindo óleos pesados ou eletricidade, há pouco espaço para seu uso em setores que, em outros países, foram fundamentais para a expansão desta indústria, como a calefação. (ANP, 2004, p. 17)

Quadro 7

Marcos relevantes na evolução do setor de gás natural no Brasil

1953	Lei 2004 – Monopólio de Petróleo: Petrobras
1960	Criação do Ministério de Minas e Energia
1991	Carta de Intenções sobre Integração Energética entre Brasil e Bolívia (Petrobras, YPFB e Ministério de Hidrocarbonetos e Mineração da Bolívia)
1993	Contrato de Compra e Venda de Gás entre a Petrobras e a YPFB
1995	Emenda Constitucional N°09/95 – Fim do monopólio legal da Petrobras
1996	Protocolo de Intenções entre Brasil e Argentina sobre Integração em Questões Energéticas
1997	Lei N° 9.478 - Criação da ANP e do CNPE. Aprovação do financiamento, por parte de organismos multilaterais de crédito, do projeto do gasoduto Bolívia – Brasil
1999	Assinatura de contratos de transporte e início de operação comercial no Gasbol <i>Memorandum</i> de Entendimento relativo aos Intercâmbios Gasíferos entre os Estados do Mercosul

Fonte: ANP, 2004.

A construção do Gasoduto Bolívia – Brasil (Gasbol) representou um novo estágio para a indústria de gás, contudo foi um processo complexo. A construção do gasoduto foi formalizada através da "Carta de Intenção sobre o Processo de Integração Energética entre a Bolívia e o Brasil". Esta Carta, na qual o Brasil manifestava sua intenção de comprar e vender o gás boliviano foi assinada em novembro de 1991, entre a Petrobras e a YPFB, com a participação do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia²³, começando em 1999 a sua operacionalização.

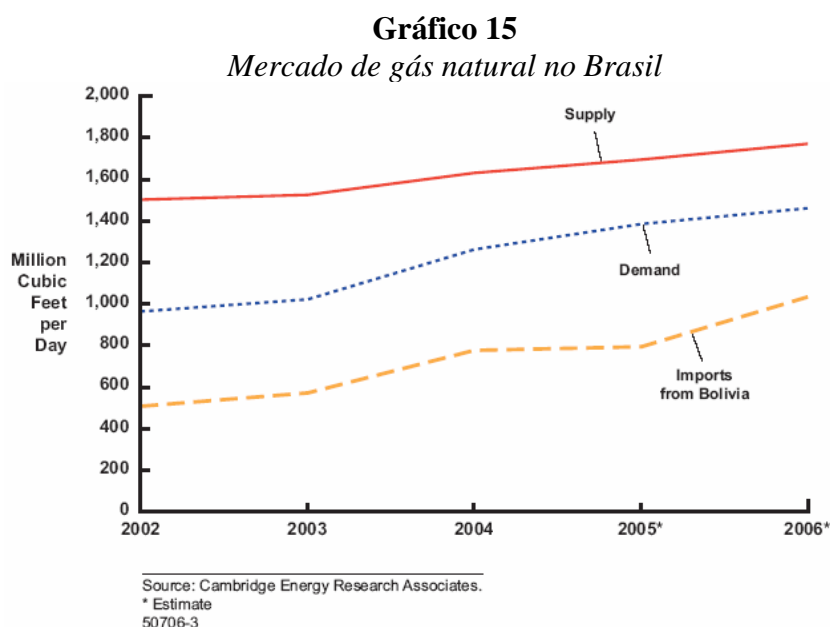
O processo de negociação e operacionalização do Gasbol foi bastante conturbada, por um conjunto de fatores.

Market soundings had indicated a lack of capacity for long-term commercial funding. Commercial debt would be high-cost with short maturities (eight to ten years) because of perceived Brazilian country risk, **regulatory risk** and supply risks resulting in debt-service difficulties and a final cost for the gas that could severely limit successful market penetration. (...) Petrobras bears most of the project risks on both sides of the border. The biggest risk lies in the market in Brazil. Although the ultimate risk lies with the distribution companies, it is Petrobras that is obliged to pay YPFB for the gas and the

²³ O objetivo principal da construção do gasoduto foi atender a demandas políticas que defendiam uma mudança na composição da matriz energética brasileira, contribuindo para o aumento de consumo do gás natural. Entre as possíveis alternativas de importação analisadas pela Petrobras, o gás natural boliviano mostrou-se a mais viável: abundância nas reservas do país, alto poder de queima do gás e proximidade com o Brasil. O projeto para a colaboração energética entre Brasil e Bolívia já existia no papel desde a década de 30, mas começou a tornar-se realidade em 1992, quando a Petrobras assumiu a responsabilidade de viabilizar o gasoduto. O gasoduto contou com um grupo de agentes financiadores: BNDES/FINAME – US\$ 245 milhões; Corporación Andina de Fomento – US\$ 80 milhões; Agência de Fomento e Exportação – US\$ 159 milhões; Vendas Antecipadas de Serviços – US\$ 302 milhões; Aporte de Acionistas – US\$ 310 milhões; BIRD – US\$ 130 milhões; Banco Europeu de Investimento – US\$ 60 milhões; BID – US\$ 240 milhões. (Fonte: www.tbg.com.br)

transportation companies for their transport services. Moreover, through its turnkey construction contract, Petrobras took the construction risk on the Bolivian side. (IEA, 2003, p. 157)

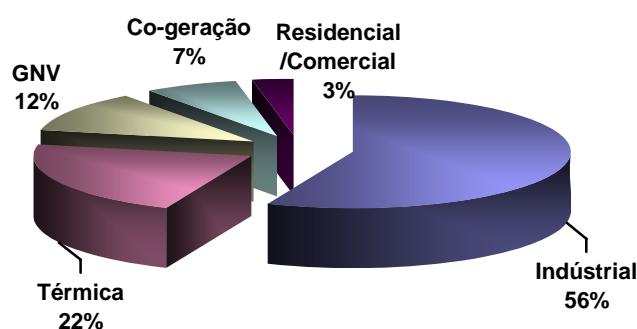
O consumo de gás natural ainda é pequeno comparado com os demais países da região (Argentina e Chile), o que gera um encarecimento da sua distribuição e o baixo interesse por sua comercialização.



Fonte: Cambridge Energy Research Associates, 2005b.

Os setores que mais utilizam o gás são o industrial e o de geração de energia através das térmicas – este setor teve um grande impulso com o racionamento de 2001, em que o gás natural se mostrou um bom e rápido²⁴ substituto para a geração de energia elétrica.

Gráfico 16
Distribuição do consumo de gás natural - ano 2004



Fonte: Petrobras

²⁴ A construção das termoeletricas demandam de 1,5 a 3 anos para sua construção enquanto as hidrelétricas necessitam de 5 a 7 anos.

As reformas estruturais que traziam no seu bojo os processos de privatização de vários setores, inclusive o setor energético, chegaram no Brasil bem depois dos principais países da América do Sul. A implantação das reformas surge no governo Fernando Collor em 1990, quando foi criado o Programa Nacional de Desestatização (PND), cujos principais objetivos eram: a reordenação da posição estratégica do Estado na economia; o saneamento do setor público; o fortalecimento do mercado de capitais, através do acréscimo da oferta de valores mobiliários; e a modernização do parque industrial do país. Contudo, com o *impeachment* do presidente Fernando Collor, o processo de reforma do Estado brasileiro seria retomando somente em 1994.

O perfil do papel do Estado brasileiro começa a ser redesenhado de fato quando da elaboração do Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado, conduzido pelo então Ministro da Reforma do Estado, Luiz Carlos Bresser Pereira, ocasião em que demonstra que a reestruturação do Estado brasileiro é uma necessidade, dentro da lógica do governo em questão. Observando que a reforma do aparelho do Estado não poderia ser concebida fora da perspectiva de redefinição do papel do Estado, tornava-se necessário a definição de um modelo conceitual, que distinguisse os segmentos fundamentais característicos da ação do Estado. A reforma do Estado deveria ser entendida dentro do contexto da redefinição do Estado, que deixaria de ser o responsável direto pelo desenvolvimento econômico e social pela via da produção de bens e serviços, para se fortalecer na função de promotor e regulador desse desenvolvimento.

No debate a cerca da reestruturação do Estado da década de 1990, a questão da privatização toma grande impulso e o setor petróleo é ponto de pauta. Contudo, o processo de privatização deste setor no Brasil não era trivial, pois ele estava regulamentado na constituição de 1988 e existiam monopólios legais e domínio nacional, dessa forma para realizar a privatização e a abertura do setor era necessário fazer uma emenda constitucional para haver a liberalização da propriedade dos ativos.

O resultado deste debate é o fim do monopólio do petróleo e a regulamentação do setor petrolífero no Brasil, datada pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Sendo esta lei a responsável pelo fim do monopólio do petróleo no Brasil e a criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP. Após a aprovação da Lei, o governo federal vendeu 30% das ações da Petrobras, contudo a mudança da Lei não permitia a privatização da Petrobras²⁵, devendo o Estado manter o controle acionário da empresa.
26

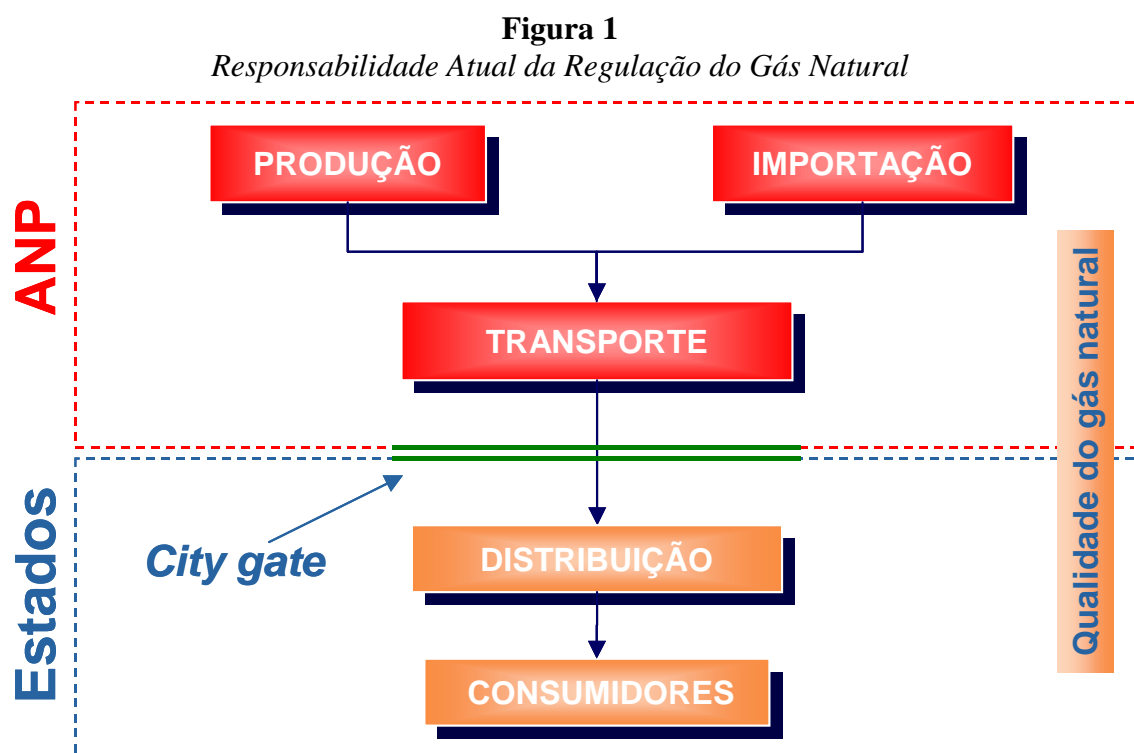
Como se verá com mais detalhes, a reforma dos anos 1990 estava muito preocupada com a questão do setor petróleo, o setor de gás natural era de diminuta importância e dessa forma não foi criado um arcabouço institucional e legal que garantisse investimentos no setor.

As duas principais Leis relacionadas à indústria brasileira de gás natural são a Constituição Federal e a Lei do Petróleo. A Emenda Constitucional nº. 5, de 15 de agosto de 1995, estabelece que os estados da federação têm o direito de explorar os serviços locais de gás canalizado. O Artigo 8º. da Lei do Petróleo estabelece que a ANP “*terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis*”.

²⁵ A manutenção da empresa como estatal foi amplamente defendida no Congresso como pela população de forma mais ampla.

²⁶ Atualmente o governo federal detém 55,7% do total de ações com direito a voto e 32,5% do total de capital da empresa.

Neste sentido a regulação da indústria brasileira de gás natural se encontra sob responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual²⁷ (como se pode ver na Figura 1).



Fonte: ANP (www.anp.gov.br)

A função da ANP com relação ao setor de gás tem como objetivo a utilização eficiente da infra-estrutura existente, a eliminação de barreiras à entrada, como o tratamento não discriminatório a novos entrantes, a manutenção de incentivos a investimentos em infra-estrutura e ampliação de capacidade instalada através do incentivo a construção de novos gasodutos.

Como se pode observar no Mapa 5 e no Quadro 8 que o transporte de gás no Brasil ainda cobre uma parcela muito pequena do país.

²⁷ Esse recorte de responsabilidades regulatória causa muitos conflitos de competência, até porque são poucas as agências Estaduais que tem uma estrutura capaz de exercer com efetividade o papel de agência de regulação.

Mapa 5
Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil



Fonte: Petrobras

Quadro 8

Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil

Gasoduto	Extensão ¹ (km)	Capacidade ² MM m ³ /dia	Transportador	Controle Acionário ³
Malha Sudeste	1.453	43,8	Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	TNS: 100% Petrobras NTS: Mitsui & Co,Ltd. (40%), Itochu Corporation (30%), Mitsubishi Corporation (30%) NTN: idem NTS TRANSPETRO: 100% Petrobras
Malha Nordeste	1.886	21,6		
Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	2.583	30,08	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG)	Gaspetro: 51% BBPP Holding: 29% Transredes: 12% Enron: 4% Shell: 4%
Gasoduto Lateral Cuiabá	267	2,8	Gasocidente do Mato Grosso (GASMAT)	Enron: 50% Shell: 50%
Gasoduto Jruaiana-Porto Alegre	Trecho I: 25 Trecho II: 565 (em construção) Trecho III: 25	9,2	Transportadora Sul Brasileira de Gás (TSB)	Repsol YPF: 15% TotalFinaElf: 25% TECGAS: 15% IPIRANGA: 20% GASPETRO: 25%

(¹) As extensões atinentes às Malhas Sudeste e Nordeste, indicadas na tabela, referem-se à soma da quilometragem dos dutos existentes e dos projetos de expansão, quais sejam, Gasodutos Campinas – Rio (Sudeste) e GASFOR II (Nordeste).

(²) As capacidades de transporte das Malhas Sudeste e Nordeste, apontadas na tabela, referem-se àquelas contratadas pela PETROBRAS, até 2024, constantes dos Contratos firmados entre a estatal petrolífera e o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste.

(³) No que tange à participação acionária da TBG, vale esclarecer que a BBPP Holdings é formada pela British Gas, El Paso Energy e BHP, cada qual detendo 1/3 das ações da mesma. Já a Transredes tem como seus acionistas os Fundos de Pensão Bolivianos (50%), a Enron (25%) e a Shell (25%).

3.3.2 Causas e consequências dos riscos regulatórios

A dificuldade no aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira se dá principalmente pela existência de quatro grandes barreiras: uma primeira é o preço do gás, que em parte (o gás boliviano) é precificado em dólar, fazendo com que este insumo tenha o seu preço muito volátil e no caso do gás nacional não é transparente a composição do preço; a segunda está relacionada ao peso do setor hidrelétrico na geração de energia, tornando a geração de energia através do gás apenas um recurso alternativo, para quando existem problemas nos reservatórios; e a terceira é a falta de um marco regulatório específico para o setor e por último não existe uma política energética para a otimização do uso do gás natural.

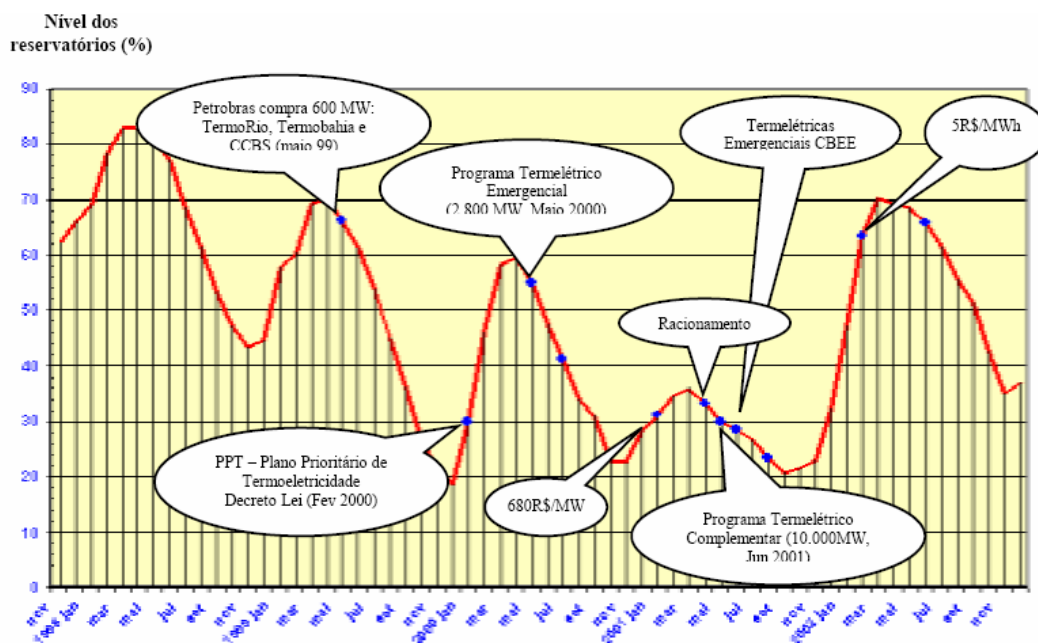
Com relação à segunda barreira que vem a ser o peso da geração hidrelétrica no setor elétrico brasileiro, é preciso lembrar que a intensificação do uso do gás natural no final dos anos 1990 foram fortemente contaminados por uma visão excessivamente otimista acerca do crescimento da demanda impulsionado pela geração térmica. Sendo assim, a evolução desta indústria ficou fortemente dependente do programa de geração térmica, o qual seria o grande demandante do energético, constituindo, assim, o principal motor para expansão da rede de transporte. Segundo Almeida e Iooty (2004, p. 6)

as regras do mercado de geração termelétrica não permitem um planejamento adequado da cadeia de gás natural. Vale lembrar que a disponibilidade de gás para as térmicas requer investimentos de longo-prazo de maturação nos segmentos de upstream e transporte. A constatação da escassez de gás em função do provável aumento do despacho das térmicas tem gerado uma nuvem de incerteza para os outros segmentos de demanda de gás natural.

Ou seja, uma vez que a disponibilidade do gás natural tem que ficar a mercê do despacho térmico que depende das incertezas pluviométricas do setor de geração de energia hidrelétrica no Brasil, essa política acaba por desincentivar o consumo de gás por outros setores, uma vez que a oferta do energético já está comprometida com o setor térmico.

Gráfico 17

Nível de Água dos Reservatórios e Evolução de Preços no MAE



Fonte: Ministério de Minas e Energia (www.mme.gov.br)

Sendo a utilização do gás como insumo para geração de energia, uma das fontes mais dinamizadoras para o setor, enquanto não existir uma política na direção do uso deste insumo dificilmente ele será representativo e atrativo (em termos financeiros, porque não terá escala) como uma alternativa energética para o país. Segundo Araújo (2002), enquanto existe um estímulo a investimentos hidrelétricos, na medida em que se garante remuneração dos mesmos, no setor térmico não existe nenhum tipo de garantia de remuneração dos investimentos, inibindo assim os investimentos, principalmente nas redes de distribuição de gás. (ARAÚJO, 2002, p. 9).

O processo competitivo depende em grande parte da aquisição do insumo de gás natural, que representa uma parcela significativa dos custos de geração. (...). Neste sentido, seria desejável que a produção fosse dispersa, e que existisse uma rede de transporte pouco concentrada. O aspecto mais relevante para a competição no mercado de gás é a maturidade da rede. Uma rede madura e densa possui

numerosas interconexões, o que reduz a interdependência entre os agentes ao permitir que o gerador seja atendido por outro fornecedor. Contudo, esta certamente não é a situação brasileira” (ARAÚJO, 2002, p. 50).

O terceiro ponto de estrangulamento de uma maior penetração do gás natural na matriz energética brasileira está correlacionada com a inexistência de um marco regulador para o setor. Por muito tempo o debate sobre a questão regulatória do gás natural no Brasil perpassava somente sobre o tema do livre acesso.

Desde a criação da Lei do Petróleo existe um amplo debate acerca do transporte de gás natural e da questão do livre acesso. No caso do Brasil a discussão sobre o transporte de gás natural é de grande importância, pois como se descreveu anteriormente o país não apresenta uma rede madura de transporte de gás natural, principalmente se for levado em consideração a dimensão territorial do Brasil. O país é considerado infante no que diz respeito ao consumo deste energético, e a forma de desenvolver a indústria de gás natural no país passa imprescindivelmente por um maior investimento em infra-estrutura de transporte. A falta de uma regulamentação para os investimentos de transporte afetam diretamente as decisões de investimentos nos outros elos da cadeia, pois se não existe uma regulamentação para transporte não existe estímulos para o investimento em E&P ou importação e tão pouco em distribuição.

A grande diferença entre os elos da cadeia de gás natural é que, enquanto os setores de E&P e distribuição podem ser constituídos por setores concorrenciais, o setor de transporte é um típico monopólio natural. E exatamente no segmento do transporte, o coração da rede, escoamento do produto, que residem as maiores dificuldades para o efetivo desenvolvimento do mercado competitivo, como ilustra a figura a seguir.

Figura 2
Estrutura simplificada da cadeia de gás natural



O debate acerca da regulamentação sobre o transporte de gás natural no Brasil é marcado por várias etapas, a primeira com a Portaria da ANP 169/98, que vigorou de 1998 a 2001, quando foi revogada dando início a um amplo debate que dura até hoje acerca do tema. Durante esse período existia um vazio regulatório, ou seja, não existia um marco regulatório para a questão transporte. Hoje, está tramitando um Projeto de Lei no Senado nº 226, de 2005, que não trata apenas da questão do transporte, é um projeto mais amplo que foi chamado de Lei do gás. Este projeto dispõe sobre a importação, exportação, processamento, transporte, armazenagem, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural, além de outros temas como Gás Natural Liquefeito – GNL e Gás Natural Comprimido – GNC, esse projeto de lei não tem perspectivas de ser aprovado no curto prazo o que gera a forte incerteza regulatória para os investidores do setor.

Ciente que o prazo de aprovação do projeto de Lei nº. 226, de 2005, é totalmente incerto, a ANP vêm editando resoluções para regulamentar o setor de forma pontual nas questões regulatórias mais críticas, como a do transporte. No ano de 2005 foram

editadas as Resoluções da ANP nº. 27, 28 e 29, de 14.10.2005, que regulamentam o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao transportador; regulamenta a cessão de capacidade contratada de transporte dutoviário de gás natural e estabelece os critérios para cálculo de tarifas de transporte dutoviário de gás natural, respectivamente.

Como o mercado brasileiro é um mercado em consolidação, não existe um mercado maduro de consumo de gás natural, o agente econômico que construir a infraestrutura de transporte gás natural estará ao mesmo tempo consolidando uma demanda potencial. Esse é o pano de fundo da discussão sobre o livre acesso e o tempo de uso exclusivo dos dutos de transporte. Até a resolução nº. 27 da ANP, não existia uma definição quanto ao tempo de uso exclusivo de uso dos dutos de transporte, fixado por esta resolução em seis anos. Outra questão que dificultava a regulamentação do setor de gás natural e que é muito questionada pelos agentes do setor é o poder da Petrobras que inibiria a entrada de outros agentes.

As causas de riscos regulatórios não são conseqüências simplesmente de mudanças no marcos regulatórios, os riscos regulatórios surgem na ocorrência de incertezas quanto aos rumos destas mudanças, a falta de arcabouço regulatório gera incertezas quanto aos rumos da estrutura regulatória. Lembrando o quadro 2 definido por Douglas & Wildavsky (1983:5), em que no IV quadrante o agente econômico adia sua decisão de investimento porque para ele não é possível mensurar os riscos neste momento de tomada de decisão. Esse é um dos principais problemas do setor de gás natural no Brasil. A falta de regra gera os riscos regulatórios, uma vez que os contratos firmados estão sujeitos a mudanças bruscas que afetam a rentabilidade dos investimentos, frente a esse grau de incerteza os agentes adiam a sua decisão de investimento.

Com as instabilidades do setor de petróleo e gás no Brasil o que se vê atualmente é uma diversificada gama de contratos e possibilidades para o fluxo financeiro do gás. Para fazer com que o gás saia do produtor/importador e chegue até o consumidor final, não há mais apenas um, mas inúmeros arranjos contratuais e financeiros possíveis. O caminho físico do gás continua a ser o mesmo de antes, mas hoje ele pode mudar de propriedade inúmeras vezes antes de chegar ao consumidor final.

Dessa forma, a tarefa de regular e de investir no setor de gás natural se tornou extremamente complexa. Por um lado o regulador tem que lidar com uma variedade enorme de contratos, agentes e comportamentos estratégicos, por outro lado o investidor também não dispõe de um marco regulatório para balizar a sua tomada de decisão.

Pode se observar que continuam a existir uma série de desafios para uma maior penetração do gás natural no Brasil:

- • Criar um ambiente favorável ao investimento privado, considerando a incapacidade do Estado em realizar os investimentos necessários para o desenvolvimento do setor;
- Alterar a estrutura de refino de petróleo para aproveitar a produção de cortes leves (cujo valor agregado é maior) e evitar o excedente de combustíveis pesados²⁸;
- Tornar viável a termoeletricidade com gás natural operando de forma complementar à hidroeletricidade;
- Corrigir distorções nos preços de combustíveis substitutos;

²⁸ Se você tem um excedente de derivados de óleos pesados eles disputam mercado diretamente com o gás natural, muitas vezes, com preços mais competitivos.

- Criar um marco regulatório apropriado para a indústria que permitisse desenvolver a infra-estrutura necessária, objetivando atender aos interesses do consumidor final. (ANP, 2004, p. 18)

Para se falar sobre regulação no mercado de gás no Brasil primeiro é necessário um marco regulador, porque sem esse ponto de partida serão poucas as empresas dispostas a apostarem no escuro, ou seja, estarão correndo altos riscos nas suas decisões de investimento, uma vez que no momento não existe regra nesse jogo.

O caso brasileiro é diferente dos analisados anteriormente – Argentina e Bolívia. No Brasil não existe um viés nacionalista conduzindo a política energética no setor de gás natural, no caso brasileiro o que existe é a ausência de regras, e a utilização da estatal do governo, Petrobras, para garantir os investimentos no setor. Como o governo não consegue garantir um macroambiente com baixo risco regulatório, capaz de atrair investimentos privados para o setor de gás natural, ele utiliza a sua empresa estatal para garantir esses investimentos, tornando o setor cada vez mais concentrado. Por outro lado, alguns autores já defendem que a dificuldade de atração de investimentos principalmente em transporte de gás natural seria desmotivada não só pela falta de regras, mas também (ou principalmente) pelo poder que a Petrobras exerce no setor. Segundo a ANP (2001b, p. 178)

o maior desafio da ANP é o estabelecimento de regras que garantam a consolidação de um ambiente de livre concorrência que redefina as relações entre a Petrobras e suas subsidiárias, de forma a evitar prática anti-competitiva.

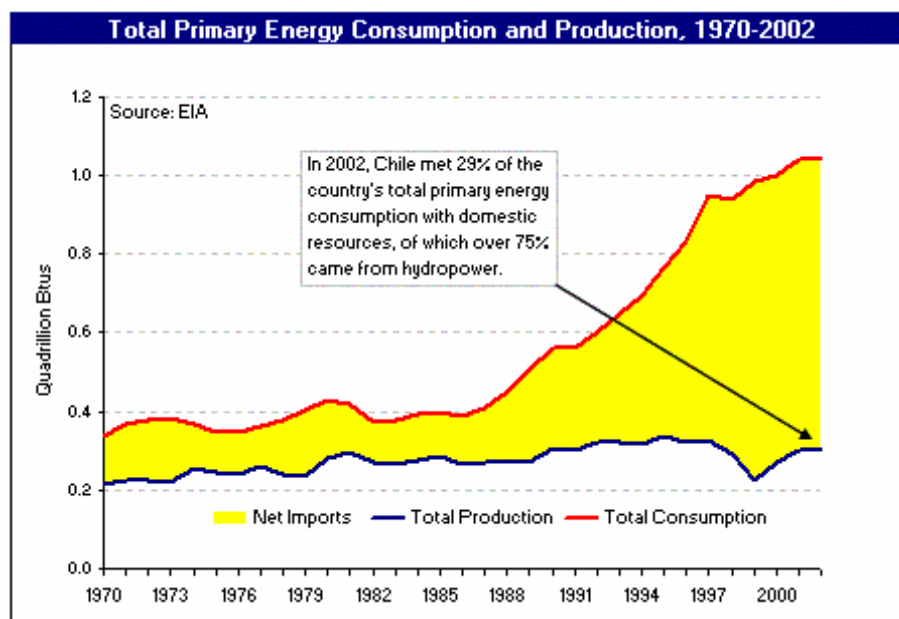
3.4 A estrutura energética e regulatória do Chile

O setor energético chileno tem estrutura empresarial majoritariamente privada, contudo a produção de petróleo e gás natural são exclusivos da Empresa Nacional del Petróleo – ENAP, podendo esta desenvolver *joint ventures* com outras empresas. As decisões de política energética são de responsabilidade compartilhada entre a Comissão Nacional da Energia (*Comisión Nacional de Energía – CNE*), o Ministério(?) da Economia e Energia (*Ministro de Economía y Energía – MEE*), e a Superintendência de Eletricidade e de Combustíveis (*Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC*).

O Chile adotou a política de poupar seus poucos recursos energéticos não renováveis. Entre 1970 e meados dos anos 1980, o país supriu seu consumo a partir de fontes domésticas, responsáveis por quase 70% de todo o seu requisito de energia primária. Evidencia-se no Gráfico 18 também que, na década dos 1990, a economia do Chile experimentou rápida expansão econômica, acelerando o crescimento de sua demanda de energia e também sua dependência energética em relação às importações.

Gráfico 18

Consumo e Produção de Energia Primária – Chile

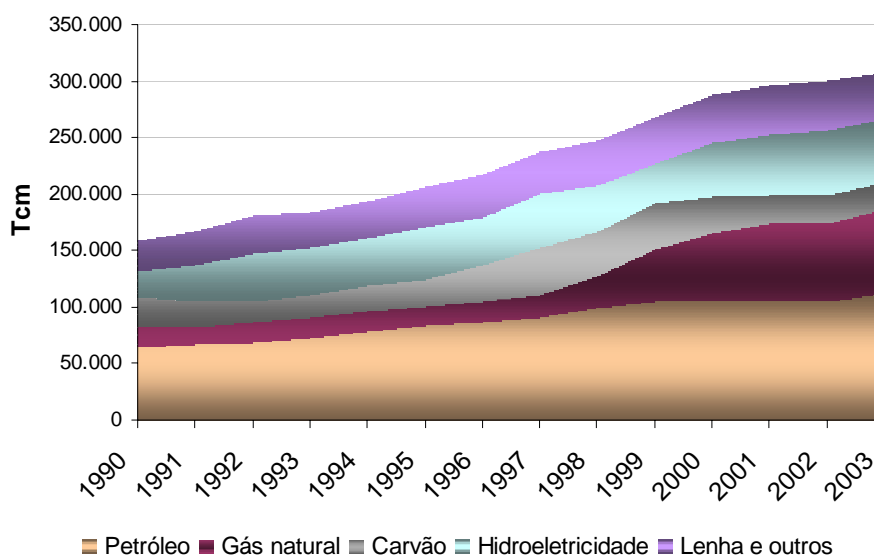


Fonte: EIA/DOE

A demanda de energia primária total cresceu ao ritmo anual de 4,8% entre 1992 e 2002, enquanto que a produção interna total de energia caiu 0,5% ao ano, no mesmo período. Em 2002, o Chile atendeu com produção interna apenas 29% do seu requisito de energia primária, sendo que 75% desta produção com hidroeletricidade. O Chile tem uma forte dependência de petróleo como energia primária respondendo por 36% de sua demanda e vem aumentando a sua dependência de gás natural correspondendo a 24% no que diz respeito à demanda de energia primária.

Gráfico 19

Consumo primário de energia no Chile – 2003



Fonte: CNE, (www.cne.cl).

3.4.1 Histórico do gás natural

O Chile é considerado a experiência mais bem sucedida de aplicação das políticas econômicas da Escola Neoliberal na América Latina, ombreando-se com a Austrália e a Nova Zelândia o lugar de maior prestígio junto aos técnicos do FMI e do Banco Mundial, como campeões de seriedade e perseverança na aplicação de suas receitas para reforma das instituições econômico-financeiras. Contudo, apesar de defender ao máximo a bandeira liberal, os setores tidos como estratégicos para o país, como os de produção hidrocarbonetos e cobre, foram mantidos sobre controle estatal.

As reservas de gás natural chilenas são bastante limitadas, avaliadas em 3,5 trilhões de Tcf, em janeiro de 2004. A produção de gás natural no Chile é baixa e declinante: em 2002, foram produzidos 41,7 bilhões de Bcf, equivalente a 1,2 bilhões de m³ de gás natural (19% do consumo nacional atual), marcando o quarto ano consecutivo de estagnação da produção.

Inversamente, o consumo teve crescimento exponencial na década passada – saindo de 1,7 bilhões de m³, em 1993, e passando à 6,4 bilhões de m³ em 2002, representando uma taxa de crescimento anual de 14%.

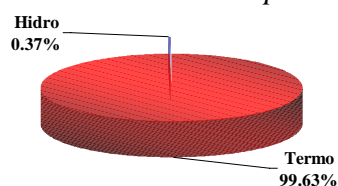
Entre 1970 e 1996, o gás natural respondeu, em média, por cerca de 13% do requisito de energia total do país. No início dos anos 1990, entretanto, a aceleração do crescimento da demanda de energia, as preocupações ambientais e considerações sobre a segurança do suprimento, em particular quanto à suscetibilidade da hidroeletricidade às secas, levaram o governo chileno a revisar sua política energética, incentivando o uso do gás natural.

Em 1997, o Chile iniciou as importações de gás natural da Argentina, através de novos gasodutos. Desde então, a participação do gás natural na matriz de consumo de energia do Chile aumentou substancialmente, alcançando 23% do requisito total de energia primária em 2002.

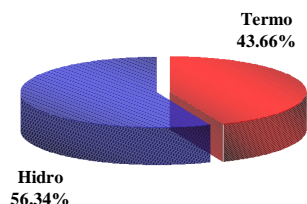
No dia 25 de março de 2004, o governo da Argentina editou a Resolução n^o 265, que determinou restrições às exportações de gás natural ao Chile, visando preservar as reservas nacionais para uso doméstico. Entre abril e junho de 2004, as limitações diárias às exportações ao Chile flutuaram entre 20 e 47% dos volumes contratados, dependendo da demanda doméstica argentina. Em junho de 2004, após semanas de negociações, a Argentina concordou em reduzir o nível máximo de corte a 1,7 milhões de m³/dia, ao invés dos 12 milhões de m³/dia observados em maio de 2004.

O impacto desses cortes no Chile foi mais sentido no Sistema de geração e transmissão do Norte do país — conhecido como SING e não interligado com o chamado Sistema Central — visto que 58% da capacidade de geração de eletricidade da região utiliza o gás natural argentino. As regiões central e sul ficaram relativamente imunes aos cortes. As termelétricas a gás natural da região norte, particularmente aquelas que não são bicomustíveis, foram forçadas a comprar a eletricidade de terceiros para cumprir suas obrigações contratuais com seus clientes. Aquelas plantas que têm possibilidade de “queimar” outros combustíveis também foram afetadas pelos cortes do suprimento de gás importado, visto que foram obrigadas a comprar combustíveis alternativos (óleo combustível, diesel e carvão) a preços mais elevados.

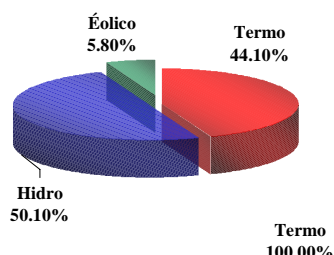
Mapa 6
Capacidade Instalada de Geração



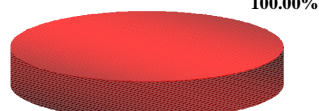
SING: 3.633,3 MW



SIC: 7.186,9 MW



AYSEN: 39,1 MW



MAGALLANES: 78,4 MW



Total País: 11.561,4 MW

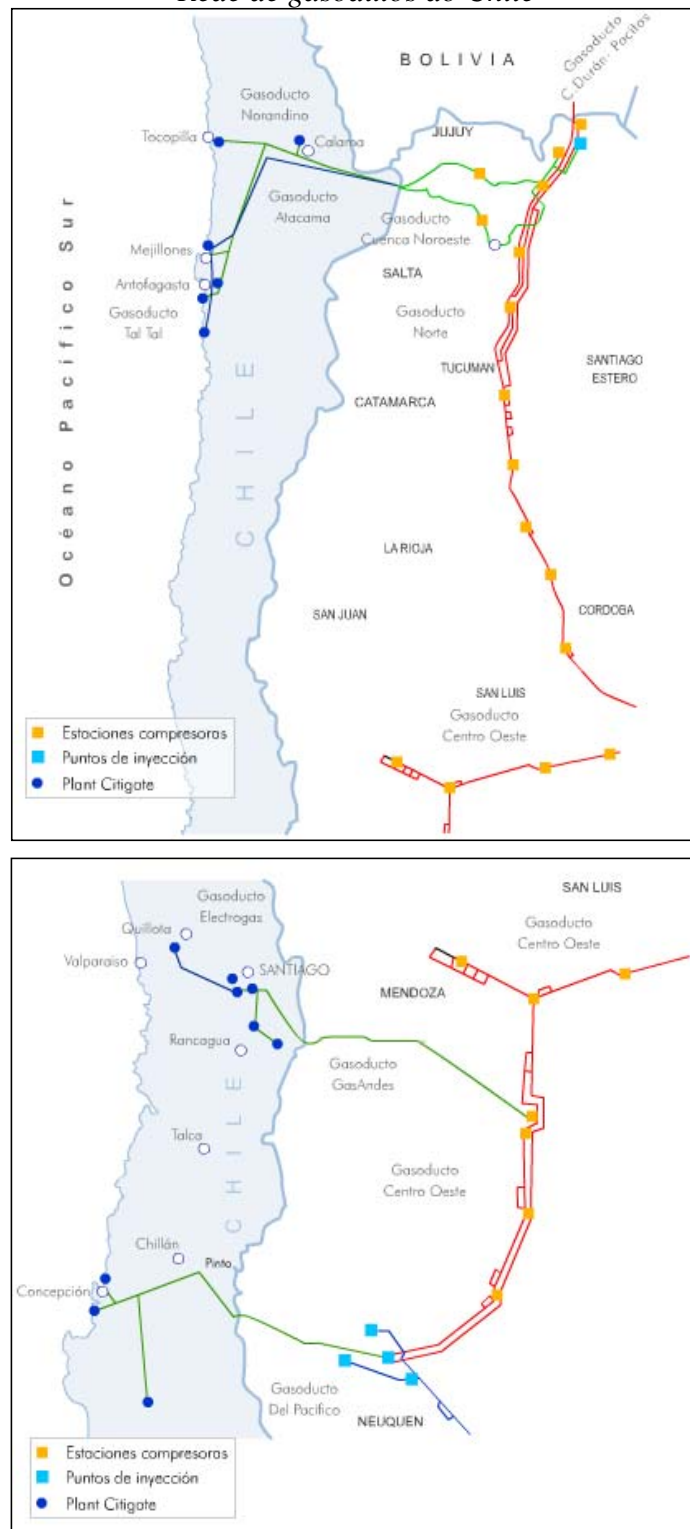
Fonte: CNE, (www.cne.cl).

No curto e médio prazos, permanecem incertas as chances da Argentina cumprir com suas obrigações contratuais com o Chile no tocante ao suprimento de gás natural.

O Chile conta com cinco empresas de distribuição de gás, sendo duas em Valparaíso, uma em Santiago, uma em Concepción e uma em Magallanes. Conta, ainda, com sete gasodutos, todos construídos entre 1996 e 1999, conectando o país com a Argentina:

- 1 Região Sul: Tierra del Fuego (Methanex); EL Cóndor-Poseción e Patagonia;
- 2 Região Central: Gasoducto del Pacífico e GasAndes;
- 3 Região Norte: GasAtacama e Norandino;

Mapa 7
Rede de gasodutos do Chile



Fonte: CNE, (www.cne.cl).

No segundo semestre de 2005, a ENAP lançou licitação para a construção de planta de regaseificação de GNL em Quintero, no Chile central. As capacidades iniciais de regaseificação foram estimadas em 3 milhões de m³/d. A intenção deste projeto é de diversificar as fontes de gás natural importado.

Este projeto é prioritário e está no foco central das atenções do governo e da sociedade, como saída para a crise criada pelos cortes no fornecimento de gás argentino. Este projeto será também o equacionamento da problemática energética em que se encontra o Chile, com escassez de gás. Embora seus vizinhos ao norte e nordeste tenham boas reservas deste energético, mas não permitam viabilizar as compras chilenas de gás natural — por razões políticas, Bolívia, e por impasses na implantação do projeto Camisea, o Peru..

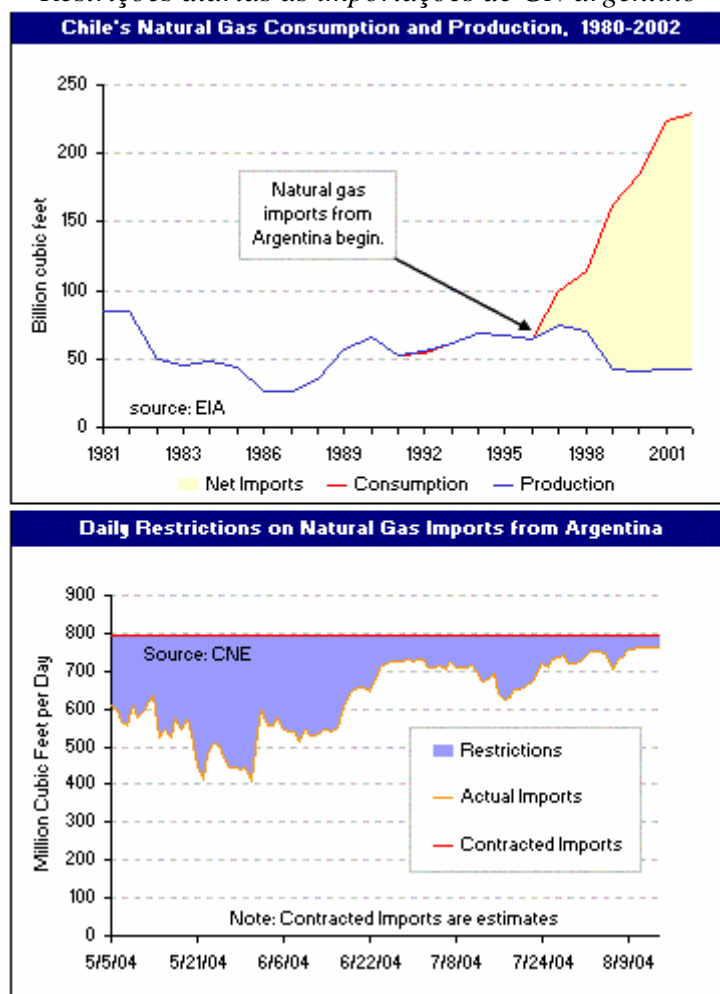
As iniciativas voltadas para a construção de terminal de liquefação do gás natural boliviano no norte do Chile, visando exportar GNL para os Estados Unidos e México, foram abandonadas, pelo menos temporariamente, em função da crise política desencadeada por sua discussão naquele país.

3.4.2 Causas e conseqüências dos riscos regulatórios

Abastecer seu mercado interno crescentemente com energia importada gerou, para o Chile, particularmente no que concerne ao gás natural, vulnerabilidades que já se manifestaram de forma traumática no ano passado e que se reproduzem no ano em curso, e devem ser mantidas nos próximos anos (uma vez que a planta de GNL licitada necessita de pelo menos três anos para entrar em funcionamento). Em abril de 2004, a Argentina restringiu exportações de gás natural ao Chile, com cortes que alcançaram em alguns momentos quase 50% dos volumes contratados, como se pode inferir nos gráficos seguintes.

Gráfico 20

Consumo e produção de gás natural – 1980/2002
Restrições diárias às importações de GN argentino



Fonte: EIA/DOE

A produção de termelétrica foi a mais afetada pelas restrições no suprimento de gás argentino, com algumas unidades tendo de paralisar temporariamente suas atividades. Mas outros setores manufatureiros, que haviam adaptado suas instalações para a queima de gás em lugar de derivados de petróleo também tiveram prejuízos significativos.

Em função disso, o Chile se viu forçado a reconsiderar sua política energética, promovendo a diversificação de fontes de energia primária e flexibilização do parque de geração atual de eletricidade. Algumas mudanças incluem novos incentivos para viabilizar a construção de unidade para regaseificação de GNL a ser importado, bem como para estimular investimentos que permitam a geração de energia com mais de um combustível (bicomustível).

O Poder Executivo encaminhou ao Parlamento, no dia 11 de março de 2005, *Nova Lei Sector Elétrico proyecto nº 4201*, que incentiva a adoção de outros vetores energéticos, permitindo o repasse de seus custos, provavelmente mais altos que os de gás natural, para as tarifas de eletricidade.

Dos quatro países a situação chilena em termos regulatórios é a mais favorável, o país possui regras claras e estáveis para o setor, contudo existe um grande problema, o país não dispõe de reservas e tem problemas políticos e diplomáticos com o seu vizinho

Bolívia, que é o que apresenta as maiores e mais acessíveis reservas de gás natural. Dessa forma a situação do país é a mais delicada, no sentido que o país está totalmente vulnerável aos riscos regulatórios da Argentina e a da Bolívia, e no curto prazo não há o que fazer. Para o longo prazo, o governo chileno já está negociando saídas energéticas como GNL e a possibilidade de trazer gás do Peru (Camisea), que de uma forma ou de outra irão tornar mais caras a energia no país.

3.5 Indústria de gás natural no Cone Sul: semelhanças, diferenças e especificidades

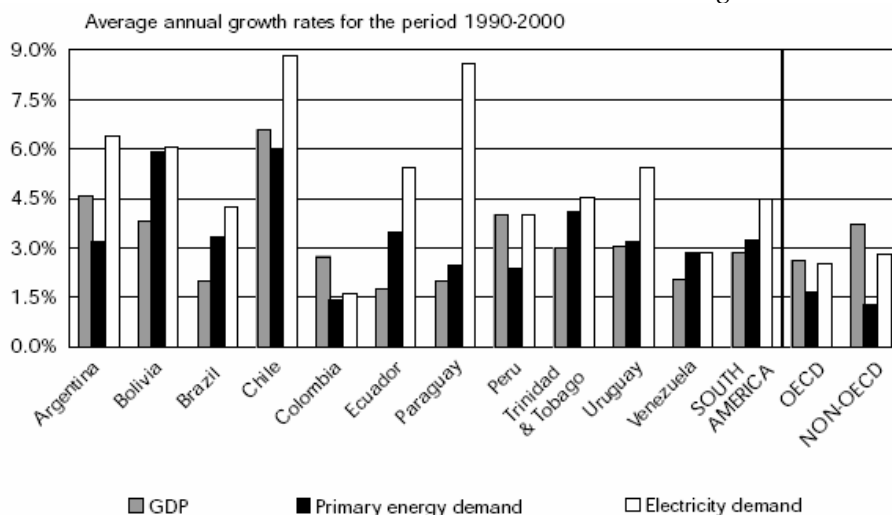
Após fazer uma análise de cada um dos países selecionados, analisar-se-á a região como um todo, comparando os estágios da indústria do gás natural e dos marcos regulatórios de cada um dos países, também mostrar-se-á como o direcionamento macroeconômico levou esses países a conformações distintas no que diz respeito aos marcos regulatórios do setor de gás natural.

Recentemente o Cone Sul emergiu como um dos mercados que mais crescem no que diz respeito ao gás natural, atraindo significantes investimentos em exploração e produção, plantas de processamento de gás, gasodutos e geração elétrica a gás natural.

As reformas estruturais e os esforços para estabilidade macroeconômica ajudaram os países da região a recuperar credibilidade dos investidores ao longo dos anos 1990. De mãos dadas com uma pequena recuperação do crescimento econômico ocorreu um aumento rápido na demanda de energia regional. Sendo que na maioria desses países, a demanda de energia cresceu mais rapidamente que o PIB. Apesar da recente instabilidade política e econômica de vários países da região, continua crescendo ainda fortemente a demanda de energia, mantendo a tendência de crescimento da demanda de energia até mesmo em anos de retração econômica.

Gráfico 21

Crescimento Econômico e Demanda de Energia

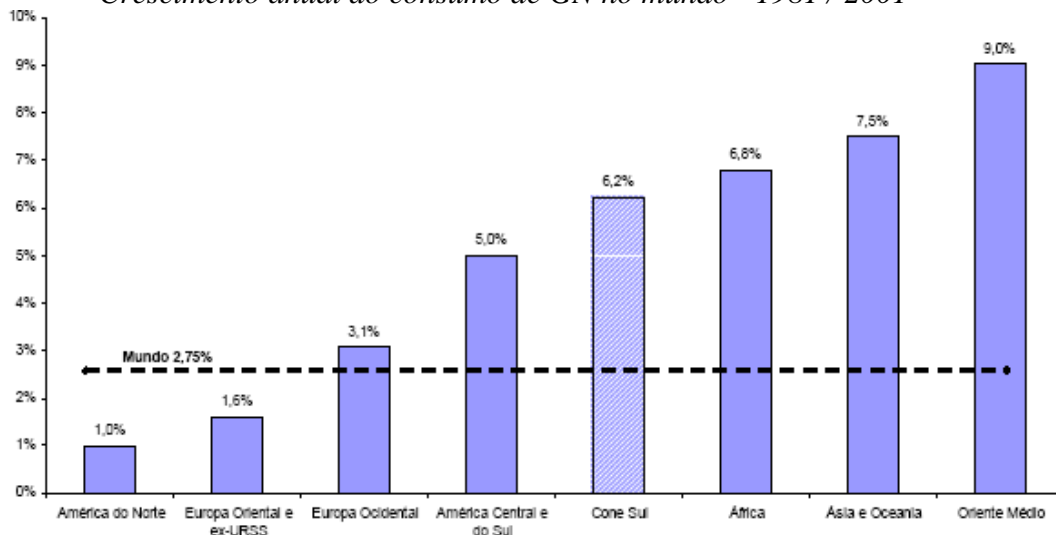


Claramente, há um potencial significativo para o aumento da produção, consumo e comercialização de gás no Cone do Sul. A demanda de energia regional está

crescendo acima da taxa média mundial, e como consequência a de gás natural também²⁹.

Gráfico 22

Crescimento anual do consumo de GN no mundo - 1981 / 2001



Fonte: EIA/DOE, 2003.

O Cone Sul, apresentou-se como uma região muito atraente para o investimento privado, graças a democratização e ao processo de liberalização econômica que abriu ao investimento privado vários setores previamente reservados exclusivamente para o investimento estatal.

A reforma do setor de gás natural no Cone do Sul fazia parte de uma reforma mais abrangente que foram as reformas do setor de energia. De certa forma, o Chile e a Argentina estavam à vanguarda das reformas liberalizantes e neste contexto as reformas do setor elétrico já durante as décadas de 1980s e início da 1990s, gerando um efeito multiplicador para os demais países da região.

3.5.1 Semelhanças e diferenças da indústria de gás nos países do Cone Sul

A Argentina tem o setor de gás mais maduro na região, com campos bem-desenvolvidos ao longo do país conectado por uma rede de gasodutos extensa a todos os principais centros urbanos. Tem uma relação de reserva produção (R/P) de 14 anos, a relação de R/P argentina recuou continuamente desde os 1980s quando era de aproximadamente 50 anos. Essa relação reduziu-se fortemente nos últimos anos em consequência dos baixos investimentos em exploração, por sua vez decorrente da crise econômica enfrentada pelo país nos últimos anos, quando então o Estado foi obrigado a intervir diretamente no setor através do congelamento do preço do gás e mudanças

²⁹ É importante termos em conta que nos países do Cone Sul o consumo de gás natural é relativamente pequeno comparado com as demais regiões, esse e um energético em maturação na região que só começou a se desenvolver mais fortemente nos últimos anos. Ou seja, há uma grande taxa de crescimento sobre uma base bastante baixa, se comparada com as a América do Norte e com a Europa, o único país da região que tem uma indústria de gás natural mais desenvolvida é a Argentina.

regulatórias não pactuadas com os investidores, trazendo grande apreensão aos investidores privados, fenômeno este discutido anteriormente em detalhes.

Na Bolívia, a grande infusão de capital privado no *upstream* trouxe uma onda de investimento em exploração e produção que produziu um aumento em sete vezes das reservas provadas, nos últimos quatro anos. Pelo envolvimento do setor privado, a região também pôde atrair capital e tecnologia para empreender um grande número de investimentos e grandes gasodutos, coisa que há alguns anos atrás teria parecido impossível, contudo o novo quadro de instabilidade política e institucional vem revertendo essa tendência.

O Brasil está aumentando a sua produção doméstica rapidamente, em parte para acompanhar a crescente demanda de gás e em parte para diminuir a sua dependência das importações bolivianas que passam por questões regulatórias duvidosas. No caso do Brasil, a falta de um marco regulatório para o setor de gás dificulta a entrada de novos *players*, concentrando cada vez mais o setor sob o comando da Petrobras. No Brasil existe também um fator de incerteza forte com relação à demanda relacionada com a futura demanda de gás do setor elétrico brasileiro. Isso se dá devido a incerteza regulatória na definição de qual será o *mix* termo elétrica a gás e hidroelétricas.

O Chile é o que apresenta a situação mais delicada com relação a instabilidades regulatória e institucional da região. O país depende de uma solução externa para sua demanda de gás natural. Em consequência dessas incertezas regulatórias e institucionais, o país está buscando saídas caras como alternativas para a segurança de suprimento. Uma opção seria o desenvolvimento de infra-estrutura para importação de GNL; outra opção estudada seria a importação de gás de Camisea (Peru), mas como o gasoduto teria uma extensão longa, o projeto só pode ser viabilizado se a escala a ser transportada for elevada, maior que a demanda de gás chilena. A solução poderia ser o desenvolvimento do anel energético que adicionaria as demandas do Brasil e da Argentina. Contudo, não se sabe se as reservas de gás peruanas são suficientes para atender a esse volume.

Como apresentado anteriormente o estágio de maturação da indústria de gás natural nos países são muito distintos, o quadro 9 faz uma rápida comparação desses estágios.

Quadro 9

*Comparação dos mercados de gás natural dos países selecionados
(dados de 2004)*

País	Reservas (Tm3)	Produção (Bm3)	R/P	Consumo (Bm3)	Exportação (Bm3)
Argentina	605	42.730	14	39.500	8.045
Bolívia	757	7.638	99	1.171	6.768
Brasil	255	11.886	21	19.972	inexistente
Chile	45	1.113	40*	8.368	inexistente

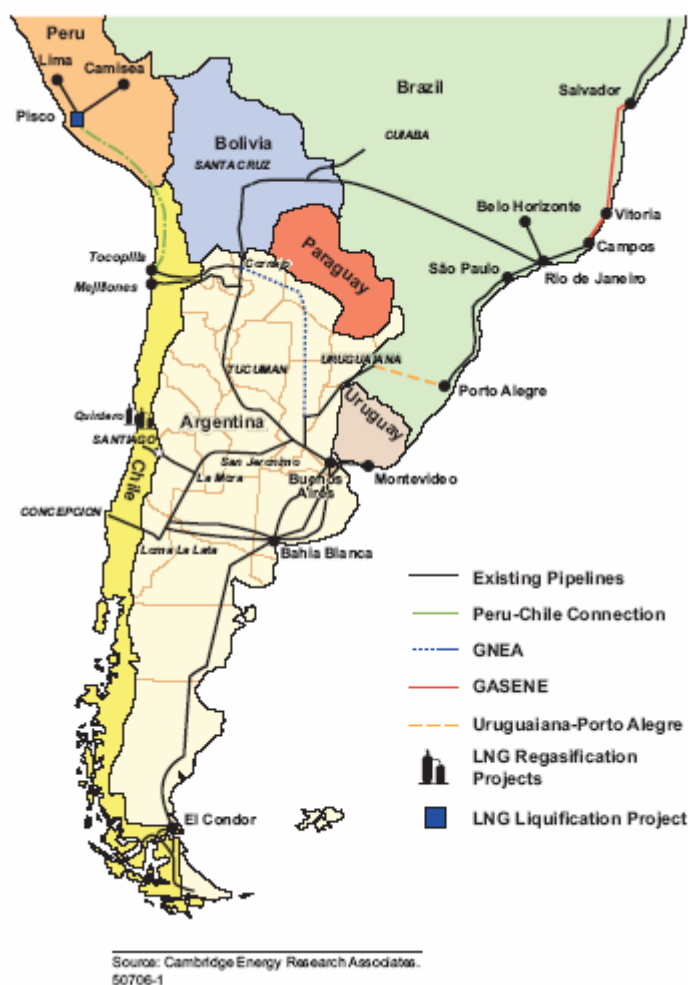
Fonte: IEA, 2005.

* A relação R/P no Chile apesar de alta é de pouca importância pois é majorada por uma produção que representa apenas 13% do consumo do país.

A análise de cada um dos países nos mostrou a grande diferença entre os estágios da indústria do gás natural no que diz respeito às reservas, à produção, ao consumo e à maturidade institucional e regulatória. Contudo, esses diferenciais geram

um grande potencial de integração dos mercados, por outro lado o descompasso entre os estágios de maturidade regulatória e institucionais dificultam essa integração, não é por acaso que existem uma serie de projetos de integração energética na região sendo estudados e analisados pelas empresas – conforme pode ser visto no mapa 8 –, muitas vezes apenas esperando um cenário regulatório mais favorável para as decisões de investimento.

Mapa 8
Projetos de gás no Cone Sul



Além dos diferenciais no que tange a maturidade da indústria de gás natural, os estágios regulatórios também são bastante distintos, o quadro 10 faz uma comparação dos estágios regulatórios dos países por variáveis. Este quadro nos mostra com clareza os diferentes estágios de cada um dos países, enquanto a Argentina e o Chile apresentam uma certa maturidade regulatória, Brasil e Bolívia ainda precisam aperfeiçoar seus instrumentos regulatórios.

Quadro 10
*Estrutura regulatória das indústrias de gás natural
e eletricidade no Cone Sul*

	Argentina	Bolívia	Brasil	Chile
Privatização do setor de gás natural	Total	Praticamente Completo	Parcial	Total
Privatização no setor elétrico	Total	Completo	Parcial	Total
Liberalização no Upstream	Sim	Sim	Sim	Não
Open-access no transporte de gás natural por gasodutos	Sim	Não operacional	Não operacional	Sim
Open-access na distribuição de gás natural	Sim	Não	Não	Sim
By pass na distribuição	Sim	Não	Não	Sim
Mercado spot no setor de gás natural	Sim	Não	Não	Não (mas usa a como referencia a Argentina)
Nível de maturidade da indústria de gás natural	Alto	Baixo	Baixo	Baixo
Nível de liberalização na indústria de eletricidade no setor de gás	Alto	Alto	Baixo	Alto
Nível de convergência entre o setor elétrico e o de gás natural	Alto	Incipiente	Incipiente	Alto

Fonte: ALMEIDA e TREBAT, 2003, p. 601.

O Cone Sul é uma das regiões do mundo mais promissoras para o desenvolvimento de gás natural, contudo, precisa cumprir a promessa de desenvolver uma ambiente regulatório estável para de fato ganhar a confiança dos investidores. Demonstrou-se ao longo deste capítulo que a região apresenta fortes incertezas regulatórias e institucionais em diversos aspectos que são requisitos chaves para a decisão de investimento.

El buen funcionamiento de los nexos entre cada segmento de la cadena del gas – producción, transporte, distribución y comercialización –, facilita la creación de mercados, sobre todo de aquellos que para su desarrollo necesitan del tendido de una infraestructura específica. Si las regulaciones generan conflictos permanentes sobre la utilización de la infraestructura, si el precio de su utilización no refleja los costos relevantes que impone la demanda en diferentes momentos del tiempo, y si se esperan cambios importantes en materia de regulación y modelo de regulación, es fácil advertir que la posibilidad de destruir mercados es más alta que la de construir nuevos mercados que converjan en un único mercado del gas. (GARCÍA, 2003, p. 42).

3.5.2 Especificidades da indústria de gás nos países do Cone Sul

Uma grande barreira com relação à penetração do gás natural nos países do Cone Sul está relacionada ao custo do gás nestes países, em função de sua difusão tardia, com dificuldades na construção do sistema de transporte, faz com que esse produto passe a disputar o mercado energético com outras fontes de energia já estabelecidas no mercado. Nesse sentido, o gás natural encontra dificuldades para desenvolver mercados

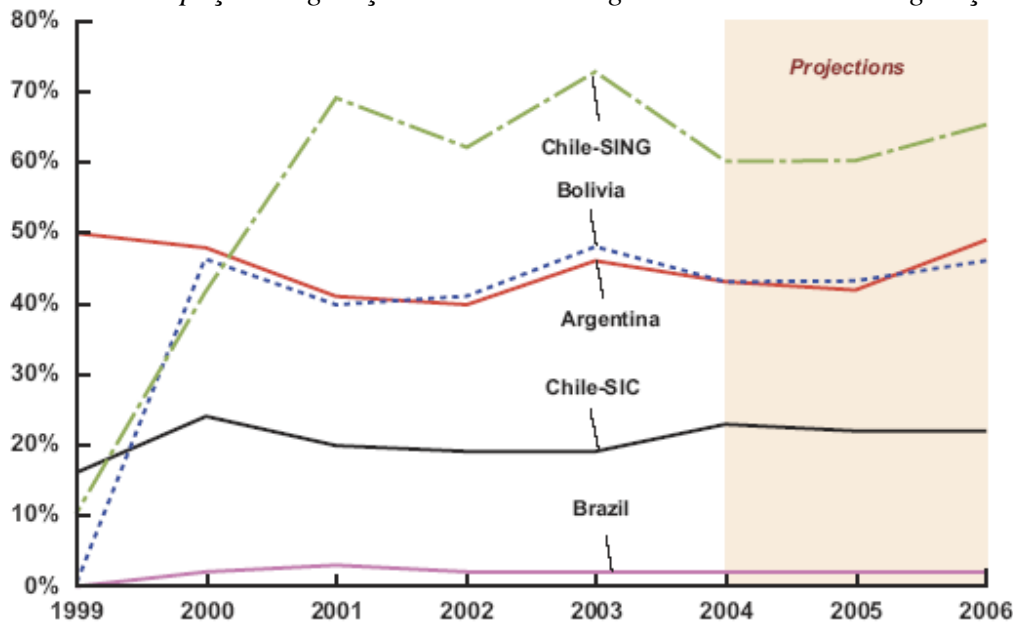
exclusivos, ficando submetidos a uma forte pressão da concorrência. Logo, o preço do gás natural será dado pelo preço dos combustíveis concorrentes, e a política de precificação do gás natural não pode ignorar seu valor de mercado, sob pena de inviabilizar sua difusão. (ALMEIDA, 2003, p. 247).

Essas dificuldades de precificação do gás natural também são debatidas por Newbery (1999, p. 343) “*Gas production properly ought to include a resource rent that is site specific, heavily dependent on the market into which the gas is sold, and thus its costs are to compute*”. Segundo Newbery, para se criar a competitividade no mercado de gás é necessário que os consumidores tenham acesso a um número representativo de fornecedores para que de fato haja competição.

Outro forte fator de desenvolvimento da indústria do gás natural nos países é a sua correlação com a geração elétrica. Nos quatro países estudados essa correlação é muito distinta, enquanto na Argentina, Bolívia e Chile essa correlação é bastante elevada – em torno de 50% da geração elétrica é suprida por gás natural, no Brasil a geração elétrica a base de gás natural é insignificante.

Gráfico 23

Participação da geração termelétrica a gás natural no total da geração



Source: Cambridge Energy Research Associates.

O desenvolvimento de mercados de gás natural é um processo longo e desafiador que requer uma política energética e de gás natural, um ambiente institucional confiável, marcos regulatórios e fiscais transparentes e estáveis.

Because of their need for high up-front investment, long lead times and because of their high specificity, gas projects are particularly sensitive to risk, as risk increases financing costs. Sound economic policies and financial stability will reduce the country risk. Clear, transparent and predictable legislation and regulation will also contribute to reassuring investors and financing institutions. Separating responsibilities for policy making, regulation and – if applicable – dealing with state companies is key to improving

transparency and reducing the arbitrariness of decision-making, ensuring a level playing field for all participants. (...) A clear, unambiguous and stable legal framework is a pre-requisite for attracting investment in the gas sector, as it helps to create a more stable investment and operating environment, reducing uncertainty and investment risk, and consequently lowering the cost of capital. Furthermore, codifying the roles and responsibilities of different players in the industry reduces conflicts of interest. (IEA, 2003, p. 20; 71)

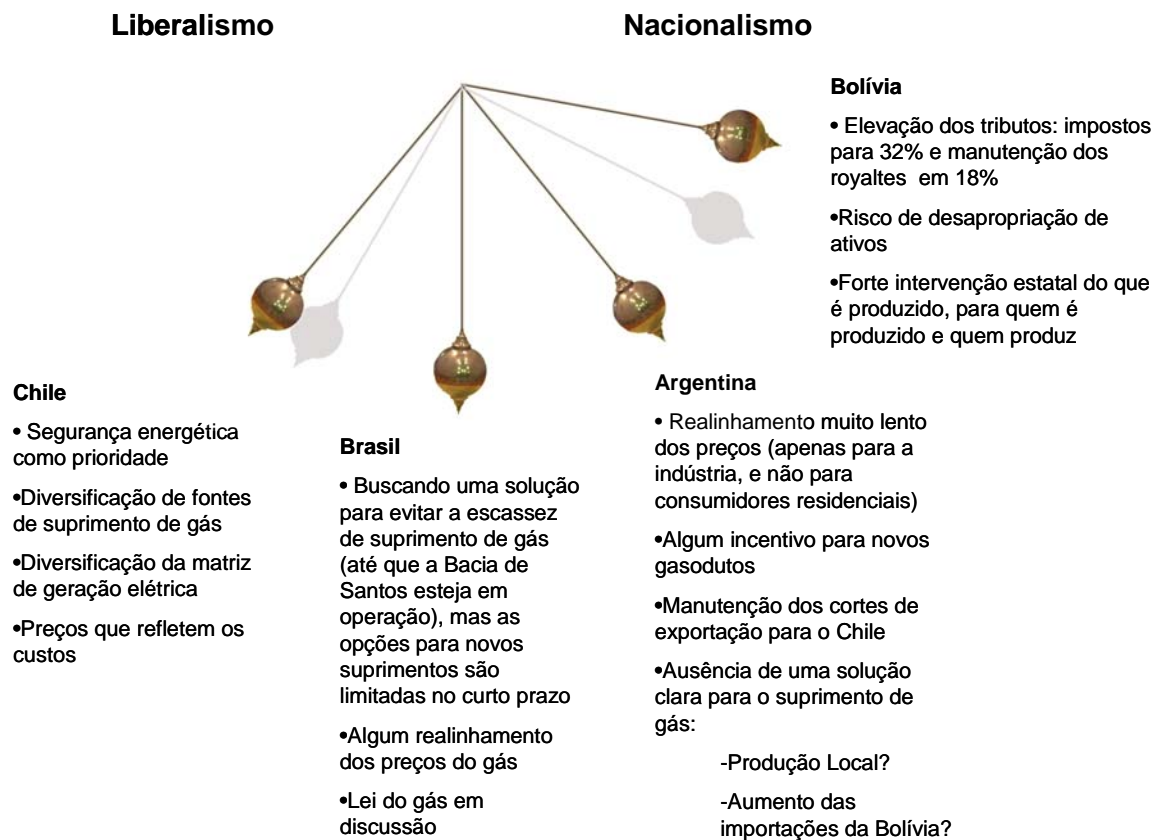
Os riscos regulatórios na região se mostraram muito presentes nos últimos anos, em consequência das mudanças políticas e econômicas que afetam diretamente os marcos regulatórios em países em que as bases institucionais no que diz respeito aos marcos regulatórios não estão fortemente enraizadas na sociedade. Segundo Williamson (1993) o ambiente institucional é formado por um conjunto de regras fundamentais de caráter legal, social, e político que estabelecem a base para a produção, troca e distribuição. São exemplos as regras que regulam eleições, direito de propriedade e o direito contratual. Para este autor são as instituições que orientam os processos de tomada de decisões, em um meio permeado por incerteza, racionalidade limitada e oportunismo, com vistas à redução dos custos de transação.

No caso da indústria de gás natural, se o direito de propriedade e o direito contratual não são institucionalmente garantidos, estes processos irão gerar riscos regulatórios e as empresas que decidirem investir irão de alguma forma contabilizar nas taxas de retorno dos seus investimentos as possíveis quebras de contratos e possíveis perdas de ativos geradas por um macroambiente instável. Em um caso extremo em que essas empresas avaliem que os riscos regulatórios estejam em um patamar de forte incerteza poderão adiar as suas decisões de investimento.

A figura 3 ilustra como o direcionamento político pode influenciar condutas em um macroambiente distinto. Pode-se observar nos países do Cone Sul estudados dois principais vieses; um mais liberal ou outro mais nacionalista, observa-se também que a dinâmica do viés político levará a desenhos regulatórios distintos.

Ao longo desse estudo demonstrou-se que a forma como são implementadas as reformas estruturais dos países repercutem de maneira diferenciada na tomada de decisão dos investidores. As interferências de governo mais liberais, em geral, possibilitam situações em que a cenarização para as decisões de investimentos são mais claras e estáveis, uma vez que há interesse pela manutenção das regras contratuais. Por outro lado, interferências nacionalistas, devido às reivindicações sobre uma melhor repartição da renda do setor de gás natural, ou pelo impacto que um reajuste de preços do gás pode gerar para a sociedade, fazem com que esses governos, com o objetivo de melhorar a situação de seus cidadãos, tenham ações políticas que venham quebrar ou modificar radicalmente contratos previamente acordados. Esse tipo de política tende a gerar cenários com maiores incidências de riscos regulatórios.

Figura 3
*As diferentes orientações governamentais no Cone Sul e
as consequências para os riscos regulatórios*



Fonte: Cambridge Energy Research Associates, 2005b, com adaptações.

Ao longo deste capítulo buscou-se demonstrar que as empresas que queiram expandir os seus negócios em gás natural no Cone Sul terão que, cada vez mais, conhecer os mercados e as incertezas regulatórias de cada um dos países, para que a sua tomada de decisão não se mostre inviável no longo prazo. Essa especificidade dos investimentos em gás natural foi também analisada por Almeida & Trebat (2003, p. 601)

Investments in the natural gas industry face important risks associated with the specificities of the natural gas industry: i) a great deal of interdependence among agents throughout the productive chain; ii) presence of sunk costs; iii) strong inter-fuel competition in the end-market. Cross-border gas trade projects imply greater economic risk than domestic projects. Uncertainties associated with international transactions are more important because the number of parameters subject to change increases (**regulatory risk, exchange rate risk, market risk and political risk**). (ALMEIDA & TREBAT, 2003, p. 601)

Dessa forma é importante que os agentes econômicos que atuam neste setor busquem ampliar o seu conhecimento e desenvolvam modelos de decisão de investimentos que levem em consideração as variáveis regulatórias, modelo este que será desenvolvido no próximo capítulo.

CAPÍTULO IV

UM MODELO TEÓRICO SOBRE DECISÕES DE INVESTIMENTO EM GÁS NATURAL NO CONE SUL

Neste capítulo será apresentado um modelo teórico sobre decisões de investimento na indústria do gás natural para os países do Cone Sul, bem como as justificativas para a criação desse modelo e as variáveis que o compõem.

Para fazer esse tipo de análise de tomada de decisão em investimentos de longo prazo de maturação, como é o caso do setor de gás natural, que envolve alto grau de incerteza e risco, existem vários tipos de modelos usualmente utilizados. Entre as diferentes abordagens tem-se o uso de técnicas de simulação estocástica, como o Método de Monte Carlo; e a análise de decisão utilizando árvores de decisão e de probabilidades; análise de sensibilidade. Estes modelos, entretanto, são muito genéricos e fazem uma análise de risco de investimento sem levar em consideração as especificidades setoriais, macroeconômicas e institucionais. Incorporar estes dois últimos aspectos é fundamental para o trabalho que segue, porque no caso da indústria de gás natural além dos riscos comuns de exploração e produção, risco de reservatórios, geológico, de cronograma, de mercado, ainda deve ser levada em consideração a questão dos riscos regulatórios, que são importantes quando existe a irreversibilidade dos investimentos.

Muitos especialistas em modelos econômicos apontam as variáveis de investimento como sendo as de grande dificuldade de modelagem “...*the most crucial problems in development theory and policy: that of investment choices.*” (HIRSCHMAN, 1958, p. 76).

Nesse sentido, propõe-se aqui um modelo de decisão de investimento mais abrangente que pondere as especificidades macroeconômicas, institucionais e setoriais. Para tal, serão considerados fundamentos teóricos de dois modelos para a decisão de investimentos: um que irá ajudar na estruturação das variáveis do macroambiente que compõe a análise da macroeconomia e do ambiente institucional, o Modelo de Determinação de Investimento (MDI) desenvolvidos por Mognillansky & Bielschowsky (2001); e outro setorial, desenvolvido especificamente para investimento no setor de gás natural na Indonésia, mas que se aplica para os países em desenvolvimento em geral, o Modelo de Análise de Investimento em Gás Natural – MAIGN de Groenendaal (1998).

O diferencial do trabalho proposto consiste no desenvolvimento de um modelo de decisão de investimento que faça uma análise detalhada das variáveis macroeconômicas, institucionais e setoriais. Em geral, os modelos de decisão de investimento se detêm na análise do ambiente setorial, contudo no caso do setor de gás natural em países em desenvolvimento, como é o caso dos países do Cone Sul, esse tipo mais simples de análise de investimento não tem se mostrado suficiente para um diagnóstico mais preciso sobre as decisões de investimento na região.

Na maioria dos países do Cone Sul, durante a década de 90 do século passado, a economia evoluiu de um sistema de economia fechada altamente regulada, com forte intervenção estatal, para um sistema caracterizado por ser bastante aberto, acompanhando por um processo de privatização e desregulamentação. Atualmente já se observa uma gradual retomada da intervenção estatal nos setores energéticos. Nesse contexto, o modelo ora proposto tem como objetivo cenarizar as mudanças macroeconômicas, institucionais e regulatórias e analisar os impactos dessas mudanças no que diz respeito à decisão de investimentos no setor de gás natural.

4.1 Análise do macroambiente macroeconômico e institucional através do modelo de determinação de investimento

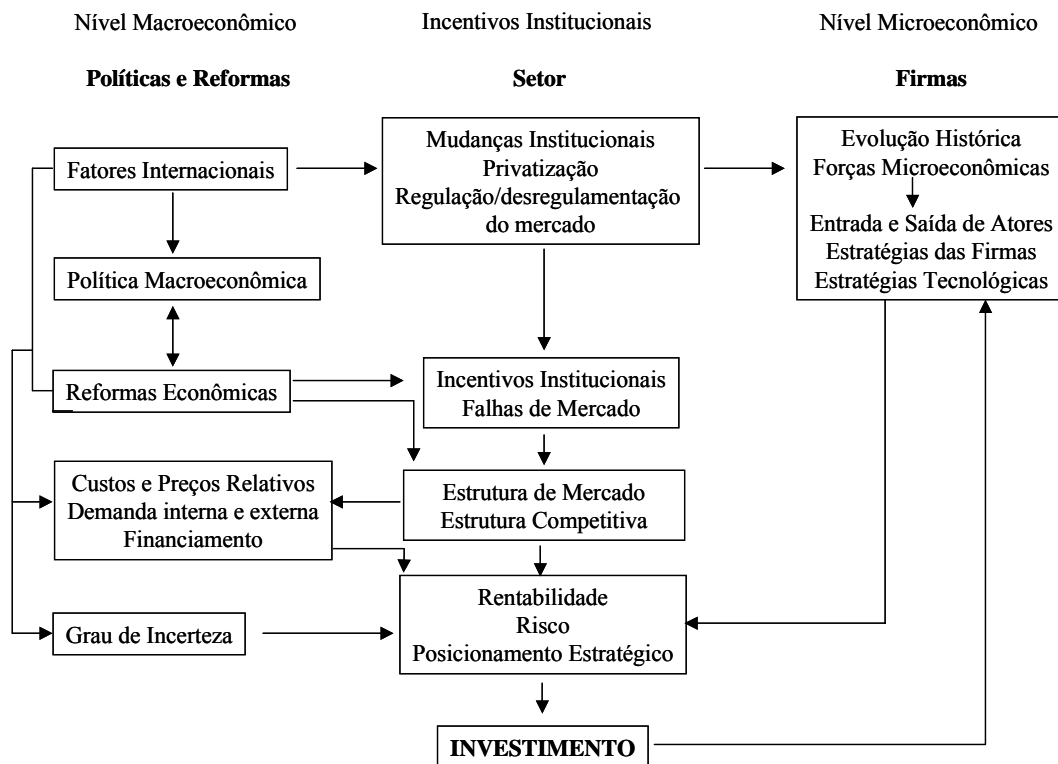
O Modelo de Determinação de Investimento (MDI) foi desenvolvido com o intuito de analisar as mudanças dos marcos institucionais que ocorreram na América Latina na década que se inicia em 1990 e os seus impactos nas decisões de investimentos na região. Este modelo mostra que a resposta para a decisão de investimento de uma empresa é muito complexa e não poderia ser representado por uma única equação, ainda mais, considerando que essas empresas atuam em um macroambiente que apresenta fortes mudanças macroeconômicas e institucionais.

O MDI trabalha com três dimensões de análise: o macroeconômico, o microeconômico e o setorial. As unidades principais de análise do modelo são *Reformas Estruturais e Políticas*, *Setores de Atividade Econômica* e *Empresas*. Este recorte é utilizado para dar conta do complexo macroambiente e ambiente setorial que cerca qualquer tomada de decisão de uma empresa.

Na realidade, é como se o MDI estivesse lidando com um sistema de equações simultâneas com uma interação entre os vários tipos de empresas, as estratégias empresariais dos vários grupos que compõem o sistema e o contexto institucional no qual eles estão operando, como também, a política macroeconômica, as novas regras do jogo advindas das reformas e as características das variáveis do ambiente internacional.

Estes elementos têm maior ou menor papel, dependendo de qual setor está sendo analisado, no caso em questão trabalha-se com o setor de gás natural, que é um setor muito sensível a mudanças institucionais. No modelo analisado, as expectativas estão constantemente mudando, e está dependente da evolução do processo que não é linear nem unidirecional.

Figura 4
Modelo de Determinação de Investimento – MDI



Fonte: MOGUILLANSKY & BIELSCHOWSKY, 2001, p. 19.

No modelo MDI deve-se considerar as seguintes premissas:

- i) Demanda, preços relativos, custos e financiamento não são variáveis exógenas, mas são afetadas por fatores relacionados a mudanças institucionais, macroeconômicas, políticas e mudanças no contexto internacional;
- ii) Certas firmas são afetadas pelas condições macroeconômicas, através de reformas, e por mudanças no contexto internacional. O grau de instabilidade e volatilidade dos preços, grau de confiança nas novas regras e o impacto de crises financeiras internacionais na confiança dos investidores estrangeiros, todos estes aspectos, determinam o *timing* das decisões de investimento;
- iii) O comportamento dentro de cada setor é afetado através de fatores macroeconômicos e pelo posicionamento específico de cada setor frente às mudanças institucionais, como privatizações, regulamentação ou desregulamentação de mercados;
- iv) Estas mudanças setoriais alteram o grau existente de competição do mercado, que por sua vez, afeta a estrutura e organização da indústria. A maneira pela qual as privatizações acontecem determina o quão competitivo pode se tornar um mercado. O grau de competitividade do setor está diretamente relacionado com o poder de mercado frente à estrutura regulatória. No caso da indústria de gás natural, esta foi afetada pelo processo de privatização, uma vez que essa mudança institucional permitiu a entrada de novas empresas no setor na maioria dos países do Cone Sul.
- v) Em função da heterogeneidade entre as empresas que enfrentam estas mudanças, não há como criar uma função única para cada setor; são necessárias várias funções com o objetivo de gerar um equilíbrio entre os custos, os riscos e os benefícios esperados. A resposta de uma determinada empresa depende diretamente de suas

competências microeconômicas e de sua história; algumas empresas ganham e outras perdem neste processo de mudanças. As estratégias empresariais respondem e afetam o grau de competição que existe em um mercado;

vi) A equação entre lucro, risco e exigências de posicionamento estratégico de uma empresa determina o momento no qual o investimento é de fato realizado.

Moguillansky & Bielschowsky (2001) observaram que as reformas estruturais realizadas ao longo dos anos 1990 na América Latina geraram um novo macroambiente para as decisões de investimento.

The infrastructure reform process began with the privatization of public utilities. It was followed by changes in industrial organization and market structure, together with the implementation of new rules of the game, new legislation and new supervisory and regulatory bodies. The participation of private firms and the new institutional environment transformed the logic of investment decisions. (...) Institutional changes are thus a necessary element for investment, but they are not sufficient in and of themselves. The institutional reform in these sectors concentrated on guaranteeing higher profits for foreign investment. These changes altered market structure and allowed for new firms and new business strategies, which affected investment. (MOGUILLANSKY & BIELSCHOWSKY, 2001, p. 21)

Segundo Moguillansky & Bielschowsky (2001) as reformas estruturais se replicam nas decisões de investimentos em três fases: uma primeira de declínio de investimentos, uma segunda de aumento de investimentos em modernização e uma terceira de consolidação do novo modelo.

A primeira fase, em que os investimentos são declinantes, é caracterizada pelo forte impacto de fatores transitórios e isso desencoraja investimento. Os autores identificam dois destes fatores.

- Precaução em tomada de decisão: dado a incerteza criada pelas mudanças institucionais e políticas empreendidas para conter as instabilidades macroeconômicas, o período imediatamente seguinte às reformas é marcado por uma grande precaução por parte dos tomadores de decisão. Dessa forma as empresas tendem a investigar o ambiente econômico e político, a sustentabilidade das reformas, as tendências dos preços relativos e o comportamento dos competidores internos e externos.
- Racionalização da produção: antes de investir, as empresas tendem a racionalizar suas operações – através de medidas tais quais, redução da mão-de-obra e introdução de novas técnicas de administração – como um movimento defensivo inicial para lidar com a abertura do mercado e as importações. Isto é particularmente verdade no setor industrial, mas também em outros setores de produção que são abertos à competição (por exemplo, energia e infra-estrutura). Esse fenômeno ocorreu nos setores privatizados que apresentaram um rápido aumento de produtividade, algumas vezes com a piora dos serviços prestados e na maioria das vezes com um grande número de demissões.

A segunda fase é caracterizada pelo aumento dos investimentos em modernização, nesta fase os investimentos são principalmente estimulados por fatores transitórios:

- Corte de custos via modernização: reflete a necessidade de atualizar seus equipamentos e maquinarias como forma de aumentar sua capacidade de sobrevivência dentro de um mercado mais competitivo. Este é um esforço defensivo unido à abertura da economia e ao aparecimento de novos atores no mesmo setor.
- Reorientação para exportações: liberalização de mercado e novos preços relativos criando um estímulo especial para investimento em setores de exportação em alguns países.
- Reposicionamento estratégico de empresas transnacionais: a abertura de novos mercados conduzindo a um aumento do papel das empresas transnacionais que são capazes de tirar proveito das economias de escala, através do potencial aparecimento de novos mercados em novos países. Além disso, perspectivas de lucros maiores advindos especialmente de setores que passaram por processos de privatização.
- Investimentos requeridos pelos contratos de privatização: este fenômeno aconteceu nos países que impuseram nos contratos de privatização cláusulas de obrigatoriedade de expansão ou novos investimentos das empresas privatizadas.

Após a implementação das reformas estruturais, em um primeiro momento, estes fatores temporários tendem prover um estímulo ao investimento. Contudo, para a manutenção destes investimentos, as empresas devem ter em vista a consolidação de um contexto macroeconômico com menos incerteza, uma tendência clara para estabilidade dos preços, estabilidade dos marcos regulatórios, crescimento mais robusto e sustentável da demanda, como consequência dos crescimentos econômicos sustentáveis, aumento do uso da capacidade instalada, ou seja, um menor grau de instabilidade das diversas variáveis que afetam a rentabilidade dos projetos de investimentos no longo prazo.

A terceira fase é definida como a fase de consolidação do novo modelo, na qual os incentivos temporários para investimento desapareceram, e os elementos introduzidos durante o período de transição já são determinantes fundamentais de investimento. A nova estrutura institucional amadureceu, e o investimento depende agora de fatores reconhecidos como determinantes em ciclos econômicos de crescimentos contínuos. Contudo, no que tange aos países aqui estudados, somente o Chile pode ser considerado como tendo atingido este estágio de consolidação dos investimentos. Os demais países da região, ainda apresentam uma situação de instabilidade, caracterizados pelos seguintes fatores:

- Grande vulnerabilidade: a globalização financeira e o fato de que as economias destes países não têm nenhuma proteção contra a volatilidade de fluxos de capital internacionais. A fragilidade do sistema financeiro regional cria uma atmosfera de vulnerabilidade. Estes fatores não criam um contexto macroeconômico favorável ao investimento em ampliação de capacidade produtiva, ainda mais quando este investimento é irreversível.
- Lucros mais baixos e riscos mais altos: antes da instabilidade macroeconômica que resultou da crise da dívida dos anos 1980, os investimentos em bens *tradable* apresentavam grande lucratividade – embora em muitos casos, graças a uma economia fechada que protegia as empresas de um ambiente menos competitivo. Dessa forma existia um ambiente microeconômico com menos incerteza e com custos de capital

negativos em termos reais. Com as reformas estruturais, abre-se a economia destes países e passa a existir um novo ambiente institucional sem proteção, com uma maior concorrência e com maiores riscos. As empresas nacionais respondem a essa transformação concentrando seus investimentos em setores que apresentam lucros maiores.

- Menor investimento público em infra-estrutura: historicamente, o setor público vinha investido em serviços básicos para criar externalidades positivas. A privatização destes setores foi acompanhada por maiores demandas de rentabilidade, a incorporação de custos de risco e uma certa aversão com relação às incertezas macro e microeconômicas. Se o Estado não intervir para contrabalançar estes fatores, não há nenhuma razão para esperar maiores investimentos que no passado, especialmente nos setores de energia (eletricidade, petróleo e gás natural), infra-estrutura, água e serviço de saúde pública.
- Novas estratégias de negócio das empresas: depois de abandonar a região ao longo dos anos 1970, os investimentos estrangeiros voltaram nos anos 1990, atraídos pela estabilização das economias latino-americanas e pela liberalização e desregulamentação dos mercados. A pergunta que surge é se este movimento sustentará um novo ciclo de investimento em novos setores e novas áreas de negócio. Os últimos anos antecipam um não a essa resposta, os investimentos em infra-estrutura já estão bastante arrefecidos na região, a nova pergunta é, será que eles voltarão com a volúpia dos anos 1990?

Também se deve analisar separadamente o desempenho dos diferentes setores no período de mudanças estruturais e institucionais dos anos 1990 nos diferentes países do Cone Sul. Pode-se classificar os setores como altamente dinâmico, moderadamente dinâmico e não dinâmicos.

Como a dinâmica dos investimentos se apresenta em cada um dos setores pode ser explicada por fatores específicos. Certos aspectos institucionais se uniram a mudanças dos aspectos legais e dos marcos regulatórios de acordo com as realidades de cada mercado, tornando a questão dos investimentos particularmente importante. Muitos destes aspectos eram apenas temporários, porém, estavam associados com um número de elementos como: incentivos para investimentos estrangeiros, investimentos em modernização, reposicionamentos estratégicos das empresas transnacionais, investimentos em expansão acordada previamente nos contratos de privatização, especificidades de mudanças institucionais e investimentos estimulados pela integração regional.

Todos estes elementos juntos contribuíram para melhorar o comportamento dos investimentos o que caracterizou a segunda fase da transição de um novo modelo institucional. Porém, não é possível determinar como cada setor, individualmente, evoluirá uma vez que as novas instituições são fortificadas e os incentivos transitórios desaparecem.

Os principais fatores que determinam o comportamento dos investimentos industriais podem ser classificados analiticamente como: a) elementos de estratégias empresariais; b) forças e fraquezas microeconômicas; e c) forças e fraquezas macroeconômicas. Estes fatores são associados com fenômenos que em alguns casos serão temporários e em outros permanentes.

Os fatores que motivam estratégia empresarial incluem a reorientação da produção para mercados externos; o reposicionamento estratégico por parte das

empresas transnacionais que seguem a introdução das reformas; e o uso de novas máquinas e equipamentos para elevar a competitividade. Estes elementos são todos transitórios, mas eram particularmente importantes nesses países onde a indústria entrou na segunda fase do processo de transição durante os citados anos 90.

O impacto de forças e fraquezas microeconômicas se refere principalmente ao grau de penetração das importações e a capacidade que as empresas têm para se defender da abertura dos mercados – geralmente um fator transitório que depois desaparece com a reestruturação industrial.

Finalmente, os fatores associados ao contexto macroeconômico são os elementos que têm influência permanente nas decisões de investimento e nas taxas de retornos dos investimentos feitos, como: variações na demanda, estabilidade macroeconômica, variações no custo de capital, taxa de câmbio e taxas de juro real.

Apesar de sua riqueza de elementos na análise do macroambiente macroeconômico e institucional, as variáveis ponderadas pelo MDI não são suficientes para a análise de investimento em gás natural no Cone Sul. Uma vez que esse modelo não foi criado com a especificidade da análise do setor de gás natural, ele se mostra incompleto para esse tipo de análise. Contudo, ele dará o suporte teórico para a análise do macroambiente do modelo que se apresentará a diante.

4.2 Uma análise setorial através do modelo de análise de investimento em gás natural

Para a modelagem setorial em gás natural em países em desenvolvimento se utilizará o modelo estudado por Groenendaal (1998), como anunciado anteriormente.

Para se fazer uma boa avaliação de projetos no setor de gás natural são necessárias algumas observações. Primeiro, saber se o financiador do projeto está interessado somente em retornos financeiros ou ele é também um *policy maker* e se a linha mestra da análise de projetos deve ser dada por avaliações financeiras e econômicas.

Contudo, esse não é um ponto de consenso, muitos autores defendem que os investimentos com fins de bens públicos ou semi-públicos também deve estar atento para as questões relacionadas com incertezas no que tange as decisões de investimento.

The implications of uncertainty for public investment decisions remains controversial. The essence of the controversy is as follows. It is widely accepted that individuals are not indifferent to uncertainty and will not, in general, value assets with uncertain returns at their expected values. Depending upon an individual's initial asset holdings and utility function, he will value an asset at more or less than its expected value. Therefore, in private capital markets, investors do not choose investments to maximize the present value of expected returns, but to maximize adjusted for risk. The issue is whether it is appropriate to discount public investment in the same way as private investments. (ARROW & LIND, 1970, p. 364)

Na avaliação dos investimentos em infra-estrutura em gás natural alguns aspectos devem ser considerados:

- Viabilidade financeira: o projeto apresenta-se rentável?
- Viabilidade econômica: o projeto apresenta efeitos positivos sobre a economia?

- Demanda de gás natural: é necessário a elaboração de cenários para a demanda de gás natural no total do período avaliado.
- Política de preço do energético: a política de preço está bem formulada, considerando as demandas futuras e os preços dos energéticos alternativos?
- Reserva de gás: é necessária a avaliação atualizada das reservas de gás natural, como os custos de extração de novos reservatórios se isso for necessário.
- Crescimento econômico: é necessária a construção de cenários de crescimentos econômicos de longo prazo, para que possa ser construída a curva de demanda de longo prazo de energia.
- Identificação das oportunidades de investimentos no sistema de transporte de gás: feita a análise de demanda de gás e a prospecção das reservas é necessário identificar as áreas mais rentáveis para novos investimentos, para se ter uma clareza dos custos de transporte que é parte expressiva dos custos finais deste energético.
- Implicações ambientais: qual é o ganho ambiental do projeto de gás avaliado?
- Riscos regulatórios: é necessário uma cenarização no que diz respeito aos riscos regulatórios envolvidos no projeto.

Esses aspectos deverão ser considerados nos processos de elaboração e negociação dos contratos no setor. Ao trabalhar com cenários para o crescimento econômico o tomador de decisão tem como cenarizar as possíveis demandas dos energéticos e, como consequência a demanda de gás natural. A importância da elaboração de cenários para a demanda de gás natural deve-se ao fato de que é através desta que os tomadores de decisão do projeto saberão, entre outros motivos, em que condições deverão negociar as cláusulas de *take or pay* ou *ship or pay* dos contratos.

Esse mesmo raciocínio vale para os contratos de reajuste de preços, deve-se saber as condições de preço do energético, por exemplo, se importo gás natural o contrato deve prever algum tipo de *hedge* cambial que proteja o investimento de possíveis desvalorizações da moeda.

Ao cenarizar mudanças regulatórias que modifiquem os pagamentos de royalties ou impostos, essas possíveis variações deverão fazer parte dos instrumentos contratuais, para que no futuro este investimento não se inviabilize ou passe a dar prejuízo. Essas normas são válidas para a análise de um macroambiente onde são respeitados os contratos, porém o que o corre muitas vezes – como se observa nos países estudados – são quebras de contratos, o que é mais difícil de ser cenarizado ou previsto através das técnicas de avaliação de projetos.

O que normalmente se faz para testar um projeto em um macroambiente mais hostil é uma análise de sensibilidade, análise de risco ou os chamados testes de robustez, através da superestimação de algumas variáveis que afetem a rentabilidade do projeto. Podem ser usadas para teste de robustez nos projetos de gás natural, variáveis como redução da demanda para níveis abaixo das cenarizadas, elevação dos tributos como royalties e impostos acima dos previsíveis, uma forte desvalorização cambial para casos em que o gás natural é importado. As variáveis de robustez irão depender das especificidades de cada projeto, é recomendado que a variável a ser testada seja de grande impacto no que diz respeito ao retorno do projeto.

Análise de sensibilidade nos mostra o quão robusta e flexível é a proposta de investimento no que diz respeito a diferentes suposições e parâmetros. Esta análise não

se pretende como uma assertiva, mas ela deve ser utilizada para indicar os riscos do projeto.

As análises determinísticas de projeto utilizam estimativas pontuais para as variáveis em estudo, sem levar em conta as incertezas envolvidas nas estimativas e os seus conseqüentes impactos sobre os indicadores econômicos. Embora a taxa de desconto deva considerar essa incerteza, os estudos determinísticos não explicitam a variedade de eventos que pode ocasionar mudanças nos valores das variáveis de entrada, resultando em alterações, na rentabilidade dos projetos. A fim de conhecer a importância das variáveis consideradas na avaliação do projeto, a análise de sensibilidade permite avaliar o impacto da variação isolada de uma variável no fluxo de caixa do projeto. Possibilita, assim, verificar a magnitude da influência de uma determinada variável sobre os indicadores econômicos, provendo uma informação adicional à análise do projeto.

Os projetos de longo prazo em infra-estrutura de gás natural normalmente são o resultados de um investimento feito em diferentes fases ao longo do tempo, usando como base a perspectivas de desenvolvimentos futuros de mercados e reservas. A análise de sensibilidade, conseqüentemente não deve apenas mostrar se o plano de investimento é robusto no que diz respeito aos parâmetros usados inicialmente, ela deve ser utilizada para mostrar os efeitos das mudanças nos parâmetros utilizados (preço da energia, crescimento econômico, crescimento da demanda, entre outros) ao longo da execução e acompanhamento do projeto.

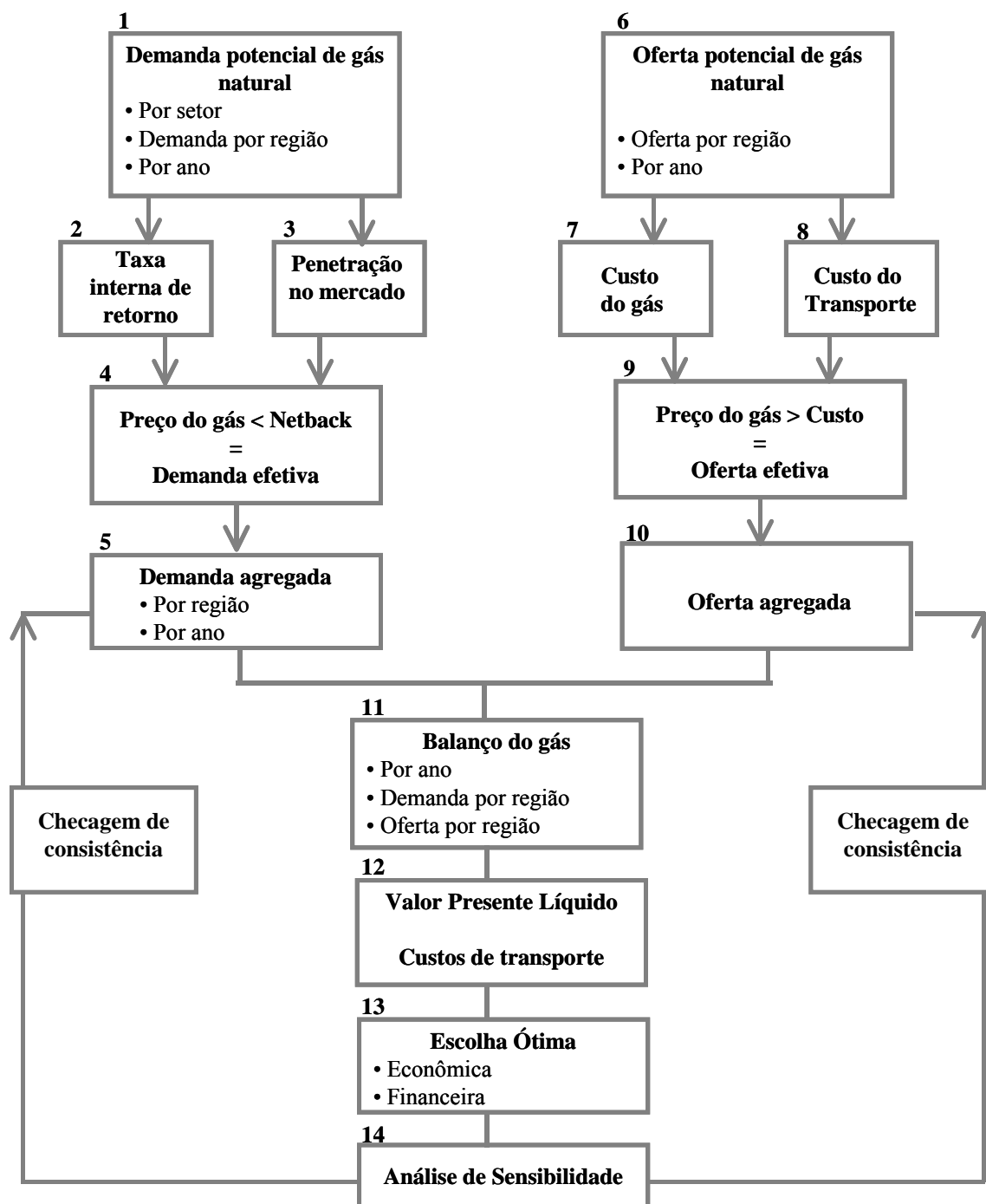
Análise de cenários e análise de sensibilidade são metodologias muito próximas, ambas trabalham com probabilidades de mudanças nas variáveis chaves para um evento. A diferença é que quando se trabalha com cenários é necessário uma coerência entre os eventos, enquanto que para a análise de sensibilidade isso não é necessário.

Técnicas de cenários quando utilizadas para auxiliar decisões ligadas ao planejamento devem constituir conjuntos coerentes e plausíveis de acontecimentos. São desenvolvidos com o objetivo de ajudar o planejador a lidar com a incerteza; compreendendo-a e estruturando-a em um número limitado de alternativas de futuro mais prováveis e quantitativamente distintas.

Segundo Groenendaal (1998) um estudo sobre avaliação de projetos em infra-estrutura energética deve ser estruturado tendo como base quatro metodologias de análise: a) O desenvolvimento de uma engenharia metodológica para a construção de uma previsão de longo prazo na demanda do setor de gás natural; b) determinação de uma política de preço que reflita o preço correto do gás natural no *mix* de combustíveis disponíveis no país; c) o uso de análise de sensibilidade como suporte de decisão do planejamento da análise de investimento; e d) construção de uma ferramenta que subsidie as decisões de investimento de longo prazo.

Groendaal (1988) desenvolveu o modelo exposto na figura 5 apresentado a seguir:

Figura 5
Modelo de análise de investimento em gás natural – MAIGN



Fonte: GROENENDAAL, 1998, p. 13

O modelo proposto por Groenendaal (1988) parte do balanço entre oferta e demanda de gás natural. O objetivo deste tipo de análise tem como foco evitar por um lado investimentos superestimados, fazendo com que as empresas trabalhem com grandes capacidades ociosas, e por outro subinvestimentos, que gerem a falta do energético. Esse tipo de análise busca evitar a subtilização da infra-estrutura de toda a cadeia produtiva do setor de gás natural (E&P, transporte e distribuição), ou

desalinhamentos ao longo da cadeia que possam gerar uma demanda não atendida, por isso que nesse tipo de estudo a projeção da demanda potencial de gás natural é a peça chave da modelagem.

Uma empresa só começará a produzir gás natural, na medida que tiver um mercado para colocar esse gás, dessa forma, deverá ser feita uma quantificação detalhada de quando irão necessitar deste gás, em que período de tempo, em que quantidade, em qual região. Como são projetos de longo prazo de maturação é importante um cenário de demanda de longo prazo (10-20 anos) para que o *timing* de entrada dos projetos de E&P, transporte e distribuição estejam de acordo com a necessidade do mercado. Se o *timing* dos projetos estiverem desalinhado com a dinâmica da demanda, poderá haver investimentos ociosos ou a falta de gás natural para suprir a demanda.

Além deste desalinhamento entre oferta e demanda, de uma forma mais geral também existe a ocorrência de descasamento de cronograma dentro da própria indústria de gás natural, entre produção, transporte e distribuição. A existência de um reservatório de gás natural pronto para produzir, poderá ser inviabilizado, se não houver infraestrutura de dutos para escoar a produção, obrigando a empresa detentora destes reservatórios parar a produção. Esse tipo de problema também pode acontecer entre transporte e distribuição, a empresa de distribuição constrói a infra-estrutura de transporte, mas não tem acesso a molécula de gás natural, porque a empresa de transporte não fez os investimentos necessários. As conjugações de conflitos de interesses na indústria do gás natural são infinitas. Pode-se fazer uma comparação da indústria de gás natural com um quebra cabeça, em que, se uma peça é colocada no lugar errado na hora errada, fica difícil fechar o jogo e todos acabam perdendo. Esse tipo de dependências entre os elos da cadeia produtiva é usual na indústria de infra-estrutura.

A coordenação fica mais difícil e são maiores os custos de transação, quando se está em um universo em que o mais comum é a existência de diferentes empresas, atuando nos diversos elos da cadeia (E&P, transporte e distribuição). Nesse sentido como forma de reduzir os custos de transação, é importante estabelecer os instrumentos contratuais, como apresentados ao longo do primeiro capítulo.

Após essa primeira abordagem conceitual dos objetivos e justificativas do MAIGN- Modelo de Análise de Investimento em Gás Natural, a seguir será analisada a estrutura de funcionamento deste modelo através da análise das principais variáveis que o compõe.

4.2.1 Demanda potencial de gás natural

Política energética e políticas macroeconômicas são fortemente interconectadas. Por um lado, é necessário um vultoso volume de investimento no setor de infra-estrutura energética e a escassez de energia pode vir a restringir o crescimento econômico dos países, por outro lado, se um país dispõe de farta infra-estrutura e suprimentos energéticos isso aumenta sua vantagem competitiva.

Para se chegar a uma estimativa de demanda de energia para uma economia ou para um setor de uma economia existem duas abordagens: a abordagem econométrica e a abordagem descritiva. No modelo descrito por Groenendaal (1998) foi utilizada a abordagem descritiva que tem como princípio a mensuração da quantidade de energia utilizada na produção, considerando a intensidade energética a razão entre o total da energia utilizada e o produto interno bruto (PIB).

Neste sentido, é necessário mais do que um planejamento no nível macro, é necessário uma avaliação de prospecção de longo prazo de todos os setores industriais, das mudanças tecnológicas que podem afetar a eficiência energética em um determinado recorte espacial da demanda de gás natural, uma vez que este setor de infra-estrutura tem uma rede física que deve ser construída para atender a essa demanda esperada.

Os fatores que afetam a demanda de gás natural são: o crescimento econômico que impulsiona o crescimento industrial e o preço do gás natural. O consumidor avalia o preço do gás natural em função da agregação de valor dada ao gás em comparação com o preço dos demais combustíveis. Como essas variáveis são essências na definição da demanda de gás natural, será estudada com mais atenção.

Para conhecer a demanda do país, deve-se responder a seguinte pergunta: como obter uma estimativa razoável da demanda futura de gás natural, mapeando os setores industriais, veicular, residenciais e térmicos, em certa localização geográfica, quando este gás não está disponível no momento da análise?

A previsão de demanda de longo-prazo do gás natural deverá ser baseada na previsão de longo prazo do crescimento da economia. Dentro do estudo de crescimento da economia é preciso analisar como esse crescimento se dará pelos setores da economia (agricultura, indústria e serviços), e qual o comportamento regional deste crescimento (devido à problemática locacional do gás).

Com relação à questão do crescimento setorial é preciso analisar o crescimento por setores industriais. Existem setores industriais que são consumidores potenciais de gás, e se esses setores tiverem uma dinâmica maior ou menor de crescimento nas previsões de longo prazo eles criarão possibilidades de crescimento do mercado de gás de forma diferente.

Com relação à distribuição geográfica da demanda de gás natural, ela é necessária por dois principais aspectos: qual o tamanho e localização da rede de distribuição capaz de atender a demanda potencial presente e futura de gás natural; e qual é o tamanho do investimento necessário em distribuição para atender a futura demanda de gás natural.

Setor Industrial

Baseado na análise de processos de produção individuais, pode-se determinar qual parte da energia útil utilizará gás natural, dada uma política de preço dos energéticos. Deve-se distinguir dois tipos de tomadores de decisão, os que irão converter (plantas já instaladas) e a escolha por combustível do novo investidor. Ou seja, existem duas fases da penetração do gás na matriz industrial de um país ou de uma região, que devem ser ponderados em separado para a obtenção da demanda de gás natural: a primeira fase é a conversão do gás substituindo outros energéticos, em que o gás gera vantagens competitivas para o consumidor. Essa conversão é baseada em avaliações microeconômicas dos consumidores de forma individual. A tomada de decisão está baseada no período necessário para o retorno do investimento feito para a mudança de suprimento e a agregação de valor ponderado pelo consumidor. A segunda fase diz respeito a novos investimentos. Em contraste com a fase anterior, a previsão de demanda de novos investimentos é composta de uma maior gama e maior complexidade de variáveis, devido ao grande horizonte de tempo a ser analisado.

A avaliação da viabilidade econômica de uma conversão é dada pelo valor de *netback*, que consiste no valor máximo que o consumidor está disposto a pagar pelo gás. Este valor deverá ser sempre menor do que o valor de mercado do gás para que o investimento seja viável. Uma medida para avaliação de conversão de uma planta é dado pelo valor presente líquido (VLP) de conversão que pode ser expresso por

$$VLP_t = \sum_{k=t}^{T-t} \frac{-I_k^g + (O_k^f - O_k^g) + (P_k^f D_t^f - P_k^g D_t^g)}{(1+i)^{k-t}} \quad (1)$$

Onde:

$T-t$ é o tempo de vida do investimento;

I^g é o investimento necessário para a conversão para gás natural;

O^f e O^g são os custos operacionais e de manutenção para o combustível atual e o gás respectivamente;

P^f e P^g são os preços para ambos os combustíveis;

D^f é a quantidade necessária de combustível atual para a produção;

D^g é a quantidade de gás necessária para substituir D^f .

O valor de *netback* para a conversão para gás natural quando o processo de produção é baseado no combustível f é representado por $NBc_t^{f,g}$. Ele pode ser obtido alterando o preço do gás natural na fórmula (1) até que se obtenha $VPL_t = 0$. Mantendo-se todas as outras variáveis constantes.

Com relação aos novos investimentos, são necessários estudos aprofundados sobre os setores energointensivos que, ao mesmo tempo, são grandes consumidores de gás natural.³⁰ É necessário fazer uma projeção de como esses setores se comportarão no longo prazo – como se dará o aumento da produção destes setores –, para avaliar a futura demanda de gás.

Existem setores industriais que são potenciais demandantes de gás, são eles: cimento, fertilizante, químico, cerâmica, vidro, aço, neste sentido esses setores devem ser analisados com mais atenção uma vez que o seu comportamento no longo prazo pode afetar fortemente a demanda de gás natural.

Considera-se que no setor industrial a energia pode ser usada com diversos propósitos: a) para transporte interno e externo; b) como matéria-prima; c) mercado cativo de energia; e d) para o processo de produção.

É importante obter algumas informações através de pesquisas de campo, para saber a disposição dos consumidores industriais em consumir gás natural ou converter suas plantas, qual o custo de investimentos em novas plantas por diferentes tipos de energéticos e o custo de conversão para o gás das plantas já existentes.

De posse dessas informações poderá se ter um cenário mais concreto de qual será a demanda de gás natural no longo prazo. Entretanto, essa projeção de demanda terá que considerar a questão do preço do gás natural ponderada pela política de preço dos demais energéticos.

Demanda veicular, residencial e do setor elétrico

A demanda de gás natural veicular nos países estudados vem crescendo bastante. A Argentina possui o maior percentual de frota convertida do mundo, o Brasil já possui 1.035.348 veículos convertido para gás natural. Com esse panorama é importante uma análise em separado para a demanda automotiva na agregação total da demanda. Como a tecnologia para veículos pesados (caminhão e ônibus) ainda é pouco desenvolvida nos países do Cone Sul, a modelagem teórica para a demanda veicular será desenvolvida exclusivamente para veículos leves.

³⁰ Alguns setores que são energointensivos não são potenciais consumidores de gás natural, por isso é importante que o setor apresente as duas condições, ser grande consumidor de energia, e a preferência para o energético consumido seja o gás natural.

A projeção da demanda automotiva parte de uma análise de projeção de frota, que será gerada a partir do PIB e da distribuição da renda, das curvas de sucateamento e reposição por veículos novos. Depois de consolidada a frota, é projetada a curva de rodagem dos automóveis. Com uma frota potencial gerada, por ano e grau de eficiência dos motores, e com a curva de rodagem é feita uma projeção de demanda potencial do energético. Com essa demanda potencial, através de um modelo de competitividade de preços e sensibilidades quanto a prêmios pelo uso do gás, é feita a projeção de como essa frota irá se comportar quanto ao consumo dos diversos derivados, biocombustíveis e gás natural, em cada mercado.

O rendimento do gás natural nos motores é de aproximadamente 70% do rendimento dos demais combustíveis. Além da questão do preço, o rendimento por tipo de energético também deverá ser considerado. Outro ponto importante no consumo automotivo é o custo de conversão do veículo, os carros comercializados nos quatro países não são vendidos com os kits para o consumo de gás, obrigando aos consumidores a arcar com a conversão. Dessa forma, o consumidor só irá optar por fazer a conversão de seu carro se o diferencial de preços entre o derivado e o gás natural for de tal monta que pague o preço da conversão em um horizonte de tempo relativamente curto (1 ou 2 anos).

Da mesma forma que ocorre no setor industrial, as conversões são baseadas em avaliações microeconômicas dos consumidores de forma individual. Essa tomada de decisão está baseada no período necessário para o retorno do investimento feito para a mudança de suprimento e na agregação de valor ponderado pelo consumidor. A disponibilidade de fazer a conversão estará diretamente relacionada com a curva de rodagem do veículo: ou existe um forte diferencial de preço entre os derivados e o gás natural, que pague o custo da conversão; ou o consumidor tem um consumo muito alto, e mesmo que o diferencial seja pequeno, ele irá conseguir pagar o custo da conversão em um horizonte curto de tempo.

Dessa forma tem-se a demanda de gás natural para o setor veicular para compor a demanda potencial de gás natural.

A demanda do setor residencial é relativamente pequena comparada com as demais demandas. Ela será projetada de acordo com as previsões do crescimento populacional, do PIB, da distribuição de renda das famílias e com a eficiência dos fogões, e terá uma correlação direta com a oferta, ou seja, com a disponibilidade de ramificações de gás natural analisando os energéticos substitutos³¹.

A demanda do setor elétrico é extremamente complexa e distinta para cada país, de acordo com suas respectivas matrizes e políticas energéticas. Devido ao grau de complexidade deste tipo de previsão, os países possuem organizações governamentais que têm por função fazer projeções de demanda de energia elétrica de longo prazo. No caso da Argentina quem tem a função de fazer esse tipo de previsão é a Secretaria de Energia, na Bolívia é o Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, no Brasil é a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e no Chile é a Comision Nacional de Energia – CNE que são responsáveis por esse tipo de projeções.

³¹ O GLP e a lenha são os substitutos mais comuns no consumo de gás natural residencial.

4.2.2 Análise da oferta

Como no caso da demanda, a oferta de gás natural deverá ser ponderada por região e por ano.

A oferta de gás natural será uma resposta da demanda, ou seja, os investidores irão fazer investimentos em exploração de gás somente após ter algum tipo de indicação que existe uma demanda potencial. O mesmo ocorre no caso dos investimentos de transporte – para a construção de um gasoduto, recomenda-se a assinatura de contratos de *ship or pay* antes, como forma de garantir o retorno do investimento.

A oferta de gás natural deverá ser o somatório dos custos da commodities e o custo do transporte.

É preciso lembrar que a oferta de gás natural reage a sinais de preços, principalmente em regiões mais maduras, mas mesmo a flexibilidade da oferta está limitada no curto prazo pela infra-estrutura. Isto é, se a economia é fortemente dependente deste derivado, está disposta a pagar um preço maior para viabilizar a oferta deste energético, contudo existe um tempo mínimo para a viabilização da infra-estrutura, o Chile ilustra esse tipo de caso.

4.2.3 Preço do gás natural

Segundo Groenendaal (1998), a política de preço dos energéticos deve ter quatro objetivos: a) eficiência econômica dos preços; b) promoção da equidade social; c) estimular uma mobilização eficiente dos recursos tanto financeiro como fiscal; e d) estimular a utilização dos recursos de forma a otimizar a conservação ambiental.

A política de preço do gás natural deve ter como base um balanço entre oferta e demanda. Contudo, por uma série de fatores o preço do gás natural não é facilmente determinado:

- a) O gás natural não é um perfeito substituto de outros energético;
- b) Devido às suas características físicas, o gás natural necessita de altos custos de transporte (para reduzir riscos de se trabalhar com grandes capacidades ociosas nos dutos, o que implica em altos custos de investimento, os investimentos na cadeia de gás natural necessitam de contratos de longo prazo entre ofertantes e demandantes);
- c) O gás natural não é um energético renovável (por isso seus custos de esgotamento de uso devem ser considerados, a chamada renda de Hotelling “*This cost results from the fact that extraction today result in the use of a more expensive alternative in the future*” (GROENENDAAL, 1998, p. 59);
- d) As empresas de energia têm um forte poder de barganha na discussão dos usos/preços do gás natural;
- e) Devido ao ponto anterior citado, existe um conflito sempre presente entre consumidores e produtores e outros agentes, que geralmente é intermediado pelo governo/regulador. Neste sentido, muitas vezes o preço do gás natural reflete o poder destes diferentes grupos de interesses e não exatamente o preço “econômico” do energético.

Uma política “correta”³² de preços induz a hábitos de consumos corretos de gás natural. Um conhecimento realista da política de preços de gás dão sustentação a projeções robustas de demanda e de oferta de gás natural.

Conforme proposto pelo MAIGN, depois de feito o balanço entre a demanda agregada e a oferta agregada de gás natural, ponderando o valor presente líquido do projeto e os custos de transporte, a análise de sensibilidade, a financeira e a econômica, a metodologia responde às necessidades de definições para uma decisão de investimento. Contudo, acredita-se que uma análise somente setorial é simplista, em consequência das especificidades do setor de gás natural nos países em desenvolvimento, onde os arranjos institucionais e macroeconômicos geram grandes impactos no retorno deste tipo de investimento.

Se por um lado o MDI não cria parâmetros para a análise de investimento, no caso específico do setor de gás natural, o MAIGN não considera os aspectos dos macroambientes macroeconômicos e institucionais, que são elementos muito caros aos tomadores de decisão quando estão estudando investimentos em gás natural em países em desenvolvimento.

4.3 Modelo de análise de investimentos em gás natural no Cone Sul

O modelo que se pretende desenvolver visa dar suporte à análise de investimentos no setor de gás natural nos países do Cone Sul, suprimindo as lacunas abordadas anteriormente. Para isso se fará uma adaptação dos modelos apresentados utilizando as premissas desenvolvidas no Modelo de Determinação de Investimento – MDI e no Modelo de Análise de Investimento em Gás Natural – MAIGN, ajustando-os para a realidade dos países estudados e o setor de gás natural, criando um modelo denominado de Modelo de Análise de Investimento em Gás Natural no Cone Sul – MAIGN/CS.

Os projetos relacionados ao setor de gás natural necessitam de uma maior avaliação dos seus riscos regulatórios pela imobilização dos ativos envolvidos neste tipo de projeto. Pretende-se expor com esse trabalho uma metodologia de avaliação de decisão de investimento que pondere a questão do risco regulatório, frente a decisões de investimento na cadeia de gás natural no Cone Sul. Considera-se importante um modelo regionalizado, uma vez que a questão do mercado é um fator de grande importância na decisão de investimentos na cadeia de gás natural. Diferente de outros setores em que pode haver a exportação da produção para outros mercados, no setor analisado essa flexibilidade é mais difícil.

O modelo proposto está dividido em dois recortes de análise, um que monitora as variáveis do macroambiente e outra que monitora o ambiente setorial. Esta divisão para a decisão de investimento é amplamente utilizada pelos teóricos de estratégias competitivas como Porter (1991), Mintzberg, (2002) e Ansoff (1986).

A análise do macroambiente é dividida em dois níveis: um macroeconômico e outro institucional. Na análise macroeconômica estão presentes as variáveis da economia internacional, da política macroeconômica do país, das reformas econômicas, do crescimento econômico e o grau de incerteza do macroambiente.

O ponto de partida da análise macroeconômica é a construção de cenários que sinalize os fatores internacionais, para o estudo em questão de gás natural é importante

³² Chamamos aqui de política “correta” do preço do gás, uma política que de fato expresse os custos totais deste energético, sem considerar os subsídios por pressões de governo, nem majoração de preços por poder monopolista por parte dos ofertantes.

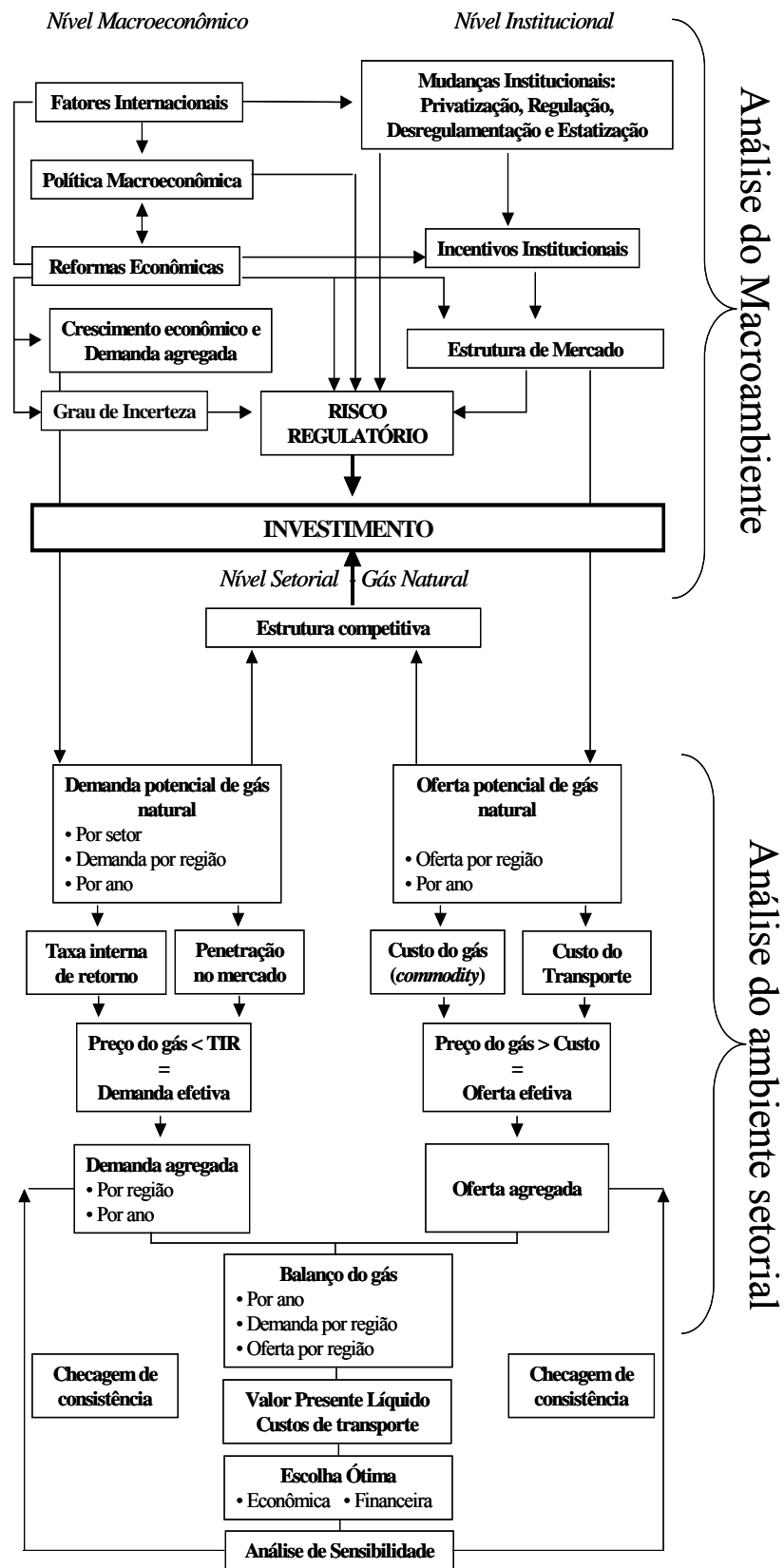
buscar variáveis que afetem os preços dos energéticos (principalmente as tendências do preço do petróleo que é o principal concorrente do gás natural). O segundo impute importante para decisão de investimento é a cenarização do crescimento econômico mundial e da decisão de investimento do país que está sendo estudada. O crescimento econômico mundial é uma variável importante com relação à demanda de energia, que afeta os preços dos energéticos concorrentes do gás natural. A elaboração de cenário para o crescimento econômico do país dará a sensibilidade para a demanda de energia e por conseguinte a demanda de gás natural.

É importante a elaboração de cenários com relação às reformas econômicas, pois elas podem afetar a relação cambial do país que influencia diretamente o tempo de retorno do investimento. A construção de cenários para a dinâmica da política econômica do país sinaliza se haverá uma política mais nacionalista com relação à política de preços dos energéticos e, por conseguinte, algum tipo de risco regulatório com relação a intervenções governamentais no que diz respeito a política de preços do gás natural. A dinâmica da política econômica também é um forte sinalizador para possíveis mudanças da estrutura tributária do setor de hidrocarbonetos. Dependendo do cenário político e das reformas econômicas implementadas se pode ter um cenário com maior ou menor risco regulatório.

Para avaliar os impactos das mudanças institucionais na decisão de investimentos dos atores é necessária a elaboração de cenário que indique as possíveis mudanças institucionais e aquelas em curso; a repercussão do processo de privatização, regulação, desregulamentação e estatização; a maturidade das instituições; a estrutura de mercado resultante das mudanças institucionais. Como resultado das variáveis do nível macroeconômico com as variáveis que surgem das mudanças institucionais tem-se a variável de risco regulatório e o posicionamento estratégico factível frente ao novo desenho macroeconômico e institucional. A análise do macroambiente é um *impute* para a decisão do investimento, contudo sozinha ela é insuficiente. Faz-se necessário agora uma análise do setor de gás natural.

Figura 6

Modelo de análise de investimentos em gás natural no Cone Sul



Na análise do ambiente setorial considera-se o modelo desenvolvido por Groenendaal (1998), em que este trabalha com um mercado de balanço entre oferta e demanda, acrescentando uma análise da estrutura competitiva da indústria de gás natural no país ou região. Essa estrutura de oferta e demanda terá como resultado a estrutura competitiva do setor de gás natural. É totalmente diferente fazer uma decisão de investimento em um país onde a cadeia produtiva de gás natural está verticalmente integrada por uma única empresa. Fazer uma análise de investimento de um país onde este setor encontra-se desverticalizados e existem diversas empresas atuando no setor é totalmente diferente. A concentração do mercado é por si só uma barreira a novos entrantes³³.

Para a consolidação do balanço entre oferta e demanda de gás natural, tem-se fatores que definem a demanda do energético por setor (industrial, residencial, veicular, geração elétrica), por ano e por região (devido à necessidade da logística de transporte e o seu preço final ser diferente dependendo da região aonde este gás será entregue). A demanda potencial do gás natural será o resultado de uma política de preço em conjunto com a penetração do gás natural no mercado. Essa política de preço por parte do demandante será calculada uma vez que o preço do gás seja menor que o preço de *netback*. O *netback* é o valor máximo que o consumidor está disposto a pagar pelo gás natural, seja para conversão ou para novos investimentos, sendo realizado diferentes cálculos para esses consumidores.

Conforme demonstrado, a demanda deverá ser analisada em cima de dois recortes para o caso industrial, uma para as novas plantas industriais e outra para as plantas industriais existentes, uma vez que esta deverá analisar o custo da conversão para se tornar um demandante efetivo.

No lado da oferta será considerada a oferta por região e por ano, ponderando-se a questão do custo da *commodity* mais o custo do transporte. O preço do gás terá que ser maior do que os seus custos e igual a oferta efetiva que nos dará a oferta agregada.

O Modelo de análise de investimentos em gás natural no Cone Sul foi desenvolvido como forma de auxiliar os tomadores de decisão das empresas de petróleo que tenham interesse em investir no setor de gás natural (nos setores de E&P, transporte e distribuição) nos países do Cone Sul. Como demonstrou-se ao longo do capítulo terceiro, os países estudados passaram por diferentes processos de reestruturação regulatória e das suas indústrias de gás natural. Os países também são muitos distintos no que diz respeito aos estágios regulatórios e a maturidade da indústria de gás natural. Cada país apresenta riscos regulatórios e macroeconômicos distintos, em seus diferentes períodos, como também distintas dinâmicas na indústria do gás natural, com riscos e oportunidades. Contudo o modelo desenvolvido pode ser utilizado para os quatro países e também para países em desenvolvimento que apresentam instabilidades macroeconômicas e institucionais similares aos países estudados.

Quase todas as empresas trabalham com modelos setoriais para decisões de investimentos em gás natural (seja em E&P, transporte ou distribuição), isso não se constitui em diferencial no trabalho apresentado. O diferencial está no fato desta tese considerar a inclusão da análise do macroambiente para as decisões de investimento. Afirma-se aqui que uma análise robusta, que capte as variáveis do macroambiente e do

³³ Segundo Porter (2001) as barreiras a entrada seria definida por 7 principais fatores: concentração do mercado, economia de escala, diferenciação do produto, necessidade de capital, custo de mudança, acesso aos canais de distribuição e desvantagens de custo independentes de escala.

ambiente setorial, será capaz de mapear de forma mais realista os riscos e as oportunidades de investimento neste setor.

Esse tipo de metodologia de análise de investimento tem maior justificativa para países em desenvolvimento que apresentam um macroambiente mais instável, como os dos países descrito ao longo da tese. Os países do Cone Sul estudados apresentam distintos comportamentos e conformações na sua indústria de gás natural, contudo o modelo por sugerido pode ser aplicado em todos os países analisados, pois cada país apresenta comportamentos distintos para as variáveis de análise do macroambiente, de acordo com as especificidades históricas e institucionais. As afirmações são alinhadas com a teoria institucionalista, que defende a ideia de que cada país tem aspectos únicos devido às conformações históricas e institucionais e essa conjunção de fatores é dinâmica fazendo com que o macroambiente de análise de investimentos também seja distinto e evolutivo.

CONCLUSÃO

Nos anos 70 do século passado, nos países do Cone Sul, os setores de petróleo e gás eram de propriedade predominantemente estatal e os Estados tinham uma política de defender os recursos naturais estrategicamente importantes. No final da década seguinte, nos anos 80, e no início dos anos 90, a falta de recursos públicos para investir nos setores de desenvolvimento, exploração e produção, transporte e distribuição gerou uma tendência oposta. Foram introduzidos incentivos para investimento estrangeiro, como parte das mudanças estruturais do papel do Estado nestes setores. Esses incentivos foram criados a partir das mudanças que podem ser resumidos em alguns pontos: a) incentivo aos investimentos estrangeiros de uma forma geral; b) mudanças na legislação e no regime de concessões do setor de hidrocarbonetos; c) mudanças no regime tributário dos hidrocarbonetos e d) privatização, desregulamentação e abertura dos segmentos da produção, exploração, refino e distribuição dos setores de petróleo e gás natural.

Nos início dos anos 1990, a maioria dos países produtores de hidrocarboneto da região mudaram os seus contratos com relação à produção de petróleo e gás natural. As mudanças contratuais tinham como objetivo facilitar a participação de capital estrangeiro na produção de petróleo e gás natural, prazos mais longos para exploração e, com relação à sísmica, alguns países eliminaram a obrigação de perfurar poços exploratórios, ajudando a reduzir consideravelmente o custo de exploração³⁴.

Alguns países flexibilizaram muito o arcabouço legal do setor de petróleo e gás natural no início da década iniciada em 1990, com o objetivo de atrair investimentos. Tal grau de incentivos para os investidores do setor se mostraram insustentáveis no longo prazo. As demandas sociais também cresceram neste período, reivindicando uma melhoria na distribuição das rendas geradas pelo setor de petróleo e gás natural, ou frente a momentos de forte instabilidade macroeconômica era insustentável pedir uma cota maior de sacrifício da população reajustando tarifas de serviços públicos³⁵. Como resultado, se observa hoje, um novo processo de mudanças das estruturas regulatórias dos países da região, como forma de ajustar esses conflitos de interesses.

A tese mostra que, apesar das mudanças implementadas nos países do Cone Sul, o macroambiente da região continua apresentando um alto grau de incerteza macroeconômica e institucional. Essas mudanças não contribuíram com a redução do risco regulatório, no que diz respeito às mudanças macroeconômicas e institucionais que não foram capazes de garantir uma estabilidade das instituições na condução da ordem econômica, corporativa e o relacionamento entre os controles do Estado e do mercado. As mudanças implementadas ao longo dos anos 1980 e 1990 não foram suficientes para uma solidificação das instituições, que se apresentam voláteis e instáveis, gerando grande preocupações e perdas financeiras para os agentes econômicos que acreditaram e acreditam no potencial da região.

As empresas agora se confrontam com duas novas situações: instabilidades políticas e regulatórias observadas principalmente nos últimos dois anos e a consolidação de um novo arcabouço institucional gerado por novas reformas estruturais.

³⁴ Claro que no longo prazo isso traz efeitos negativos, como a redução de relação reserva produção observada em alguns países como no caso da Argentina.

³⁵ Os casos relatados são exemplificados pelo recente histórico da Bolívia e da Argentina, respectivamente.

Este novo arcabouço institucional gera um novo jogo de oportunidades e ameaças tanto no ambiente macro como no ambiente setorial.

O trabalho parte do pressuposto que os projetos de investimentos em gás natural apresentam um risco específico, que são gerados através das mudanças nos marcos regulatórios, nesse sentido é importante que as empresas que investem nesse segmento passem a incorporar nas suas metodologias de análise de decisão de investimento variáveis sobre o impacto das mudanças nos marcos regulatórios no retorno de seus investimentos.

Dessa forma, o modelo de análise de investimento em gás no Cone Sul foi construído com o objetivo de mapear as incertezas do ambiente de negócio relacionada ao gás natural e, como consequência, dar suporte técnico às decisões de investimento para as empresas que atuam neste setor na região.

Para fazer uma aplicação das variáveis necessária para definição de risco regulatório abordada ao longo da tese criou-se um quadro de sinalização sobre as variáveis que geram riscos regulatórios e o comportamento desta variável por país, conforme pode ser visto a seguir.

Quadro 11
Quadro de Sinalização de Risco Regulatório

País	Estrutura de Custo	Política de uso	Preço doméstico	Mensuração do mercado	Estabilidade cambial	Associação exploratória do gás e do petróleo	Estabilidade política	Risco Regulatório
Argentina	+	+	+	+	+	+	+	Médio
Bolívia	–	–	–	–	+	+	–	Alto
Brasil	–	–	–	–	+	–	+	Médio
Chile	+	+	+	+	+	desprezível	+	Baixo

Descrições das variáveis de ponderação:

- 1 Quando a **estrutura de custo** + significa que já existe uma madura rede de infra-estrutura de gás natural no país; quando – é porque o país precisa de muito investimento.
- 2 Quando existe uma **política para de uso** do gás natural ele é +; quando essa política é inexistente ou não explicita ela é negativa.
- 3 Quando existe regulamentação para o **preço doméstico** do gás natural ele é +; quando não ele é –.
- 4 Quando é fácil a mensuração de demanda de gás natural a mensuração do mercado é +; quando é difícil é –.
- 5 Quando existe uma **estabilidade cambial** é +; quando não existe –.
- 6 Quando existe uma **estabilidade política** é +; quando não existe –.
- 7 Quando a **associação exploratória do gás e do petróleo** é grande –; quando é pequena +.

O quadro de sinalização funciona da seguinte forma, quanto maior o número de sinais negativos, maiores os riscos regulatórios e maiores são as dificuldades para as decisões de investimento. Essa avaliação é dinâmica e esse painel de sinalização de risco regulatório pode mudar de acordo com as mudanças dos marcos regulatórios dos países.

O Brasil e a Argentina apresentam médio grau de risco regulatório, mas por questões distintas em cada um dos países.

O Chile apresenta baixo risco regulatório para o investimento em gás natural, mas em compensação não tem reservas atrativas para o investimento.

A Bolívia que apresenta um grande volume de reservas é hoje o que apresenta as maiores incertezas regulatórias para a decisão de investimento.

Na tese ora apresentada, observa-se que as reformas estruturais não foram suficientes para produzir um ambiente estável para os investimentos de longo prazo de maturação, que poderiam produzir níveis de crescimento mais elevados e estáveis, fazendo com que esses países saíssem do seu histórico recente de *stop and go*. Dessa forma, acredita-se que as incertezas com relação a investimentos de longo prazo na região irão persistir as reformas estruturais desenvolvida pelos países. As empresas que tem a intenção de fazer novos investimentos na região necessita de mecanismos de monitoração no que diz respeito às análises dos custos implícitos das mudanças de regras regulatórias/institucionais.

As empresas ao fazerem um investimento analisam as “regras do jogo”, se as instituições dos países em questão, não são capazes de criar “regras do jogo” estáveis, as empresas vão quantificar essas incertezas nas suas tomadas de decisão, e dependendo do grau de incerteza as empresas decidirão se farão ou não seus investimentos, e qual o custo destas incertezas em cada projeto considerando as possibilidades das mudanças institucionais e regulatórias de cada país. Na maioria das vezes, as empresas se blindam das incertezas regulatórias e institucionais através de contratos, mas na maioria das vezes os contratos se mostram incompletos frente às incertezas do macroambiente.

O objetivo principal deste trabalho foi à criação de uma metodologia de cenarização de riscos regulatórios no Cone Sul para a decisão de investimentos em gás natural. As empresas que obtiverem a melhor relação entre rentabilidade e risco em seus processos de decisão de investimento estarão claramente melhor posicionadas no ambiente competitivo da região. Nesse aspecto, uma melhor avaliação da variável regulatória é de crucial importância para mitigar os riscos e ponderá-los em relação à rentabilidade do setor.

REFERÊNCIAS

- ABRUCIO, F. L. & COSTA, V. M. (1999), Reforma do Estado e o contexto federativo brasileiro. *Série Pesquisas n.º 12*, 1999. São Paulo, Fundação Konrad Adenauer.
- ABRUCIO, F. L. & PÓ, M. V. (2002), *Trajetórias da literatura sobre reforma do Estado (1995-2002): transformações e desafios para a pesquisa em administração pública*. Relatório de pesquisa, ENAP, Brasília.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO – ANP (1998a), *Anuário estatístico da indústria brasileira do petróleo 1990-1997*. Rio de Janeiro: ANP.
- _____ (1998b), *Portaria n.º 169 de 26/11/98*. Rio de Janeiro: ANP
- _____ (1998c), *Portaria n.º 108 de 28/06/00*. Rio de Janeiro: ANP
- _____ (2000), *Nota explicativa da Nova Portaria de Livre Acesso a Dutos de Transporte de Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP
- _____ (2001a), *Nota Técnica n.º 001/01/SCG/PROGE*. Rio de Janeiro: ANP
- _____ (2001b), *Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros*. Rio de Janeiro: ANP
- _____ (2003), *Regulação de monopólios e mercados: questões básicas*. Rio de Janeiro, mimeo.
- _____ (2004), *A Indústria de Gás Natural no Brasil: Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP
- ALMEIDA, E. L. F. & TREBAT, N. (2003), Drivers and barriers to cross-border gas trade in the Southern Cone. *Coloquio internacional: Energía reformas institucionais y desarrollo en América Latina*. México: Université PMF de Grenoble.
- ALMEIDA, E. L. F. (2003), Fatores indutores e barreiras para o comércio de gás natural no Cone Sul. In: *Revista Análise Econômica*, Ano 21, n.º. 39, março, 2003.
- ANSOFF, H. I. (1986), *Corporate Strategy*. Londres: Pan Macmillan.
- ARAÚJO, J. L. R. H. (Coord.) (2002), *Comparação entre MAE, PJM E Nord Pool*, Relatório Final. Rio de Janeiro.
- BAILEY, M.; AMBROSIO, M. & EATON, C. (2001), Energy market consolidation and convergence: seams issues revisited. *The Electricity Journal*, December 2001.
- BALANÇO DA REFORMA DO ESTADO NO BRASIL: *A Nova Gestão Pública*, Brasília, 6 a 8 de agosto de 2002. Brasília: MP, SEGES, 2002. 294 p. Disponível em: www.gestaopublica.gov.br

BALDWIN, R. & CAVE, M. (1999) *Understanding regulation: theory, strategy, and practice*. New York, Oxford University Press.

BALDWIN, R.; HUTTER, B. & ROTHSTEIN, H. (2001) *The government of risk: understanding risk regulation regimes*. London School of Economic and Political Science.

BANCO MUNDIAL. (1997), *Relatório sobre o desenvolvimento mundial 1997: o Estado num mundo em transformação*. Washington, Banco Mundial.

BARROS DE CASTRO, A. (1993), *Renegade Development: rise and demise of State led development in Brazil*. In: SMITH, W. (Org.) *Democracy, markets and structural reforms in Latin America*.

BARROS DE CASTRO, A. e SOUZA, F. E. P. (1996), *A economia brasileira em marcha forçada*. Rio de Janeiro, Paz e Terra.

BARROS, S. R. (2003), *Diplomacia do petróleo – a integração através da energia*. In: *Brasil na arquitetura comercial global*. Rio de Janeiro, Fundação Konrad Adenauer.

BARTON, B. (1999), *Risk and promise in energy market liberalization: consumer choice in buying electricity*. *Applied Energy* 64(1999) 275-288. Disponível em: www.elsevier.com/locate/apenergy

BERG, S. (2000), *Developments in best-practice regulation: principles, processes and performance*. *The Electricity Journal*, July 2000.

BOAS, M. V. V. (2004), *Integração gasífera no cone sul: uma análise das motivações dos diferentes agentes envolvidos*. *Tese de mestrado*, COPPE/UFRJ.

BOLLE, p. R. (1996), *Regulamentação da indústria do petróleo*. Rio de Janeiro: FVG. (Dissertação de mestrado).

BRANDÃO, A. S. P.; FARIA, L. V. & SCHYMURA, L. G. (1996), *A nova regulamentação da indústria de petróleo no Brasil: uma proposta de política*. In: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getulio Vargas (orgs.). *A nova regulamentação da indústria de petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro.

BRESSER PEREIRA, L. C. (1998), *Sociedade civil: sua democratização e a reforma do Estado*. Disponível em: www.bresserpereira.org.br

_____. *New public management reform: now in the latin america, and yet*. Disponível em: www.bresserpereira.org.br

CABALLERO, R. J. & PINDYCK, S. R. (1996), *Uncertainty, investment, and industry evolution*. *International Economic Review*, vol. 37, nº 3 (Aug., 1996), 641-662.

CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIETES, (2005a), *Argentina's natural gas supply: the crisis deepens*. Private report.

- CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIETES, (2005b), *Integration versus deintegration: Southern Cone energy markets at a crossroads*. Southern Cone Energy Watch: agosto de 2005.
- CAMPODÓNICO, H. (1998), *La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina*. Santiago do Chile: Cepal.
- CASTOR, B. V.; BRESSER PEREIRA, L. C. & LOUREIRO, M. R. (2001), *Burocracia e reforma do Estado*. Cadernos Adenauer, Ano II, 2001, nº. 03. São Paulo: Fundação Konrad Adenauer.
- CHANG, H. (2002), Breaking the mould: an institutionalist political economy alternative to the neo-liberal-theory of the market and the state forthcoming. *Cambridge Journal of Economics*.
- _____ (1997), The economics and politics of regulation. *Cambridge Journal of Economics*, 1997, 21, 7003-728.
- CHANG, H & ROWTHOM R. (1995), *The role of the State in economic change*. Oxford University Press, 1995.
- CHANG, H. & EVANS, p. (2000), *The role of institutions in economic change*. Paper presented at conference on “The Other Canon and Economic Development”, Oslo Norway, August 14-15th, 2000, p. 23-46.
- CHIRINKO, R. S. (1993), Business fixed investment spending: modeling strategies, empirical results, and policy implications. *Journal of Economic Literature*, vol. XXXI (December 1993), pp 1875-1911.
- CLARK, p. K. (1979), *Investment in the 1970s: theory, performance and prediction*. *Brookings papers on economic activity*, 1:1979, Stanford University.
- CONCEIÇÃO, O. A. C. (2003), *Instituições, crescimento e mudança na ótica institucionalista*. Porto Alegre, Fundação de Economia e Estatística Siegfried Emanuel Heuser, 2001 (Teses FEE ; n. 1).
- CRIPPS, M. W. (1997), Bargaining and the timing of investment. *International Economic Review*, vol. 38, nº 3 (Aug., 1997), 527-546.
- CRUZ, S. C. V. (2003) Teoria e história: notas crítica sobre o tema da mudança institucional em Douglas North. *Revista de economia política*, v. 23, n. 2(90), abril-junho, 2003 p. 106-122.
- DOUGLAS, M. & WILDAVSKY, A. (1983) *Risk and Culture*, Berkeley, University of California Press.
- ENARGAS. Disponível em: <http://www.enargas.gov.ar/Main.htm>
- FARINA, E. & SCHEMBRI, A. (1990), Desregulamentação: a experiência norte-americana. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, v. 20, n. 2. Rio de Janeiro: IPEA. (p. 325-352)

FIANI, R. (2002), Teoria dos custos de transação. In: KUPFER, D. e HASENCLEVER, L. *Economia Industrial*. Rio de Janeiro, Campus.

_____ (2003), A natureza multidimensional dos direitos de propriedade e os custos de transação. *Economia de Sociedade*, Campinas, v. 12, n. 2.

_____ (2003), Estado e economia no institucionalismo de Douglas North. *Revista de economia política*, v. 23, n. 2(90), abril-junho, 2003 p. 135-149.

_____ (2003), *Governance problems in the Brazilian energy sector*. Research paper number 3. Centre for Brazilian Studies, University of Oxford.

FINON, D. (2003), *Las aportaciones de la economía de las instituciones a la definición de nuevos marcos regulatorios*. In: *Energía reformas institucionales y desarrollo em América Latina*, México.

FIORI, J. L. (1993), Reforma ou sucata: o dilema estratégico do setor público brasileiro. In: *Nova Economia*, v. 3, n.1, set. 1993. Belo Horizonte, UFMG.

FRANICEVITCH A. (2002), *Lessons learned by the Argentine gas industry during the 2002 financial crisis*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Disponível em: <http://www.iapg.org.ar/iapg/>

GALA, p. (2003), A teoria institucional de Douglas North. *Revista de economia política*, v. 23, n. 2(90), abril-junho, 2003 p. 89-105.

García, R. Las reservas de gas de la Argentina *Petrotecnia*, junio, 2003, p. 40-46.

GIAMBIAGI, F. e ALÉM, A. C. (1999), O Estado Regulador. In: *Finanças públicas: teoria e prática no Brasil*. Rio de Janeiro, Campus.

GOURVISH, T. (2001), *Business history and risk*. London School of Economic and Political Science, Center for analysis of risk regulation, Discussion paper n. 12, December.

GRAY, H. M. (1953), Critical commentary on “the natural gas industry: an economic appraisal of public policy”. *Land Economics*, vol. 29, nº 2 (May, 1953), 181-184.

GROENENDAAL, W. J. H. V. (1998), *The economic appraisal of natural gas projects*. Oxford Institute for Energy Studies: Oxford University Press.

GUPTA, p. ; LAMECH, R.; MAZHAR, R. & WRIGHT, J. (2002), Mitigating regulatory risk for distribution privatization – the World Bank partial risk guarantee. Energy & Mining Sector Board, discussion paper series, paper n. 5, November.

HAGGMAN, B. (s.d.), *Geopolitics, the United States, the Eurasian transcontinental bloc, and China*. <http://www.algonet.se/~jman/bertil/geous.html> Acesso em 24/05/2006.

HARRISON, J. L. (1970), *The economics of regulation: principles and Institutions* (v. 1: Economics Principles). New York, John Wiley & Sons.

HAYES, Mark H. & VICTOR, David G. (2005) Politics, Markets and the Shift to Gas: Insights from the Seven Historical Case Studies. Program on Energy and Sustainable Development At the Center for Environmental Science and Policy. *Working Paper #35*, February 2005.

HELLER, T. C. & VICTOR, D. G. (2004), *A political economy of electric power market restructuring: introduction to issues and expectations*. Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, Working Paper #1 Revised, May 2004.

HIRSCHMAN, A. O. (1958), *The strategy of economic development*. Connecticut: Yale University Press.

HODGSON, G. (1988), *Economics and institutions: a manifesto for a modern institutional economics*. Cambridge and Philadelphia: Polity Press and University of Pennsylvania Press.

_____ (1990), *Evolution and institutions: on evolutionary economics and the evolution of economics* (Cheltenham: Edward Elgar).

_____ (1998), The approach of institutional economics. *Journal of Economic Literature*, 36 (1), March, p. 166-192.

_____ (2001), *The hidden persuaders: institutions and individuals in economic theory*. Unpublished mimeo, University of Hertfordshire.

_____ (2001a), A evolução das instituições: uma agenda para pesquisa teórica futura. *Econômica*, v. 3, n. 1, p. 97-125, Junho 2001.

_____ (2001b), *The hidden persuader: institutions and individual in economic theory*. Version of 07 February, 2001.

HONORÉ, A. (2004), *Argentina: 2004 Gas Crisis*. Oxford Institute for Energy Studies, NG 7, November.

HOOD, C.; ROTHSTEIN, H. & BALDWIN, R. (2001), *The government of risk: understanding risk regulation regimes*. New York, Oxford University Press.

HUSAR, J. & MAIHOLD, G. (2005), Gás natural: matéria contenciosa na América Latina. In: *Cadernos Adenauer*, ano 6, nº 4, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2002), *Flexibility in natural gas supply and demand*. Paris: IEA.

_____ (2003), *South American gas: daring to tap the bounty*.

_____ (2004a), *Security of gas supply in open markets: LNG and power at a turning point*. Paris: IEA.

_____ (2004b). *World energy outlook*. Paris: IEA.

_____ (2005), *Natural gas information*. Paris: IEA Statistics.

- JULIUS, D. & MASHAYEKHI, A. (1990), *The economics of natural gas: pricing, planning and policy*. Oxford Institute for Energy Studies: Oxford University Press.
- KENNETH, J. & LIND, R. C. (1970), Uncertainty and the evaluation of public investment decisions. *The American Economic Review*, vol. 60, n° 3 (Jun, 1970), 364-378.
- KERSTENETZKY, J. (2001), Em comentário a “evolução de instituições: uma agenda par pesquisa teórica futura”, de Geoffrey Hodgson. *Econômica*, v. 3, n. 1, p. 127-134, Junho 2001.
- KLEIN, M. & GRAY, p. (1999), *Competition in network industries – where and how to introduce it*. In: *WORLD BANK*. The private sectors in infrastructure, Washington.
- KNIGHT, F. H. (2002) *Risk, Uncertainty and Profit*. Beard Books.
- LEI DE CRIAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. n°. 9.478, de 6 de agosto de 1997.
- LIMA, E. T. & PASIN, J. A. B. (1999), Regulação no Brasil: colocando a competitividade nos trilhos. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, dez.
- LODOLA, G. (2004), Neopopulismo e compensações aos perdedores da mudança econômica na América Latina. In: *Cadernos Adenauer*, ano 4, n° 2, 2004.
- MASTEN, S. E. & CROCKER, K. J. (1985), Efficient adaptation in long-term contract: take-or-pay provision for natural gas. *The American Economic Review*, vol. 75, n° 5, (Dec., 1985) 1083-1093.
- MAYER, C. (2001), *The design of regulation institutions*. In: Conference on “competition and regulation: the energy sectors in Brazil and UK/EU. University of Oxford Center for Brazilian Studies Conference.
- MINISTÉRIO DA ADMINISTRAÇÃO FEDERAL E REFORMA DO ESTADO – MARE (1995), *Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado*. Brasília: Presidência da República, Imprensa Nacional. Disponível em: www.mare.gov.br
- MINTZBERG, H. (1976), The structure of the unstructured decision processes. *Administrative Science Quarterly*.
- MINTZBERG, H., LAMPEL, J. B., QUINN, J. B. & GHOSHAL, S. (2002), *The Strategy Process*. Prentice Hall.
- MOGUILLANSKY, G. e BIELSCHOWSKY, R. (2001), *Investment and economic reform in Latin America*. Santiago, Chile, Libros de la CEPAL, 63.
- MORAN, T. H. (2001), *International political risk management: exploring new frontiers*. Washington: The World Bank Group.
- MORAN, T. H. (2004), *International political risk management: the brave new world*. Washington: The world bank group.

- MULHERIN, J. H. (1986), Complexity in long-term contracts: an analysis of natural gas contractual provisions. *Journal of Law, Economics, & Organization*, vol. 2, n° 1 (Spring, 1986), 105-117.
- NEWBERY, D. M. (1999), *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. Massachusetts Institute of Technology.
- NORTH, D. (1991), Institutions, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5, n. 1, winter, 1991. p. 97-112.
- _____ (1993), *Instituciones, cambio institucional y desempeño económico*. México, Fondo de Cultura Económica.
- _____ (1994), *Economic performance through time*. The American economic review, v. 84, n. 3, June 1994.
- NUNES, E. (1998), Reforma administrativa, reforma regulatória: a nova face da relação Estado economia no Brasil. Trabalho apresentado no XXII Encontro Anual da Anpocs.
- OLIVEIRA, A. (2003), The political economy of the Brazilian power industry reform. *Working Paper n° 2*, Stanford University, February.
- _____ (2005), Segurança energética no Cone Sul. In: *Cadernos Adenauer*, ano 6, n° 4, 2005.
- PEGRUM, D. F. (1953), The natural gas industry: an economic appraisal of public policy. *Land Economics*, vol. 29, n° 2 (May, 1953), 168-181.
- PESSALI, H. F. (1998), *Teoria dos custos de transação: uma avaliação à luz de diferentes correntes do pensamento econômico*. Universidade Federal do Paraná (Dissertação de mestrado).
- PETROBRAS (2003), *Manual de análise empresarial de projetos de investimento*. Gerência de Análise e Acompanhamento de Projetos de Investimento Estratégia & Desempenho Empresarial.
- _____ (2004), *Sistemática de aprovação, acompanhamento e reavaliação de projetos de investimento no sistema Petrobras*. Gerência de Análise e Acompanhamento de Projetos de Investimento Estratégia & Desempenho Empresarial.
- _____ (2005), *Formación de Escenarios: Ambiente Interno & Externo*. Gerencia de Estudios Económicos & Inteligencia Competitiva (Reunión de trabajo en vista de Revisión Estratégica 2005). Documento interno da Petrobras.
- PETROTECNIA. (2004), *La situación de la exploración en la Argentina*, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, February. Disponível em: <http://www.iapg.org.ar/iapg/>
- PINDYCK, R. S. & CABALLERO, R. J. Uncertainty, investment, and industry evolution. *International Economic Review*, vol. 37, n° 3, August 1996, 641-662.

PINTO Jr., H. (2001), *Papel das agências reguladoras: notas sobre o I Fórum Mundial de regulação energia*. In: Regulação, Série ANP, n. 1, 2001.

_____ (2002), *Institutional designs and regulatory reforms in the energy industries: an international comparative analysis and lessons for Brazil*. Research paper number 1, Centre for Brazilian Studies University of Oxford, June 2002.

_____ (2003), *Institutional designs and regulatory reforms in the energy industries*. In: *Energía reformas institucionales y desarrollo em América Latina*, México.

PINTO Jr., H. Q. & FIANI, R. (2002), Regulação econômica. In: KUPFER, D. e HASENCLEVER, L. *Economia Industrial*. Rio de Janeiro, Campus.

PINTO JR., H. Q. & KRAUSE, G. G. (1998), *A Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural – Especificidades do Caso Brasileiro*. Nota Técnica nº 004. Local: ANP.

PIRES, J. C. L. & GOLDSTEIN. A. (2001), Agências reguladoras brasileiras: avaliação e Desafios. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 8, n. 16, p. 3-42, dez. 2001

PIRES, J. C. L. & PICCININI, M. S. (1999), A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. In: GIAMBIAGI, F. e MOREIRA, M.M. (orgs.). *A Economia Brasileira nos anos 90*. Rio de Janeiro: BNDES.

PIRES, J. C. L. (1999), Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor energético brasileiro: as experiências na ANEEL e da ANP. *Ensaio BNDES*, nº 11. Rio de Janeiro.

PIRES, J. C. L. (1999), Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e telecomunicações. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1999. (Tese de Doutorado)

PONDÉ, J. L. (2001), *O conceito de instituição e as controvérsias entre teorias institucionalistas*. (mimeo)

PORTER, M. E. (1991), *Estratégia Competitiva*. Rio de Janeiro: Campus.

POSSAS, M. (2001), *Regulação de mercado e concorrência: uma introdução*. Rio de Janeiro: FGV. (mimeo)

POSSAS, M.; PONDÉ, J. e FAGUNDES, J. (1997), Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual, In: *Infra-estrutura: perspectivas de reorganização*. Rio de Janeiro: IPEA.

QUAGLINO, M. & DIAS, J. L. M. (1993), *A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras*. Rio de Janeiro: FGV.

REZENDE, F. (2001), *Finanças públicas*. São Paulo, Atlas.

RIGOLON, F. J. Z. (1997), Regulação da infra-estrutura: a experiência recente do Brasil. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 4, n. 7, junho.

- ROCHA, B. M. (1999), *Regulação de infra-estrutura da concorrência: proposta de articulação*. Secretária de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda.
- SANTANA, A. (2002), O processo de agencificação: pressupostos do modelo brasileiro e balanço da experiência. In: *Balanço da reforma do Estado no Brasil: a nova gestão pública*, Brasília, 6 a 8 de agosto de 2002. Brasília: MP, SEGES. 294 p. Disponível em: www.gestaopublica.gov.br
- SANTOS, E. M. (2003), Natural gas pipeline regulation in Brazil: difficult balance between competition and market development. *Coloquio internacional: Energía reformas institucionais y desarrollo en América Latina*. México: Université PMF de Grenoble.
- SANTOS, E. M.; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D. & FAGÁ, M. T. W. (2002), Gás natural: estratégia para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume.
- SCHIRM, S. A. (1999), Mercados globais a margem de ação do Estado. *Série Paper*, nº.36, Ano 1999. São Paulo, Fundação Konrad Adenauer.
- SCHMIDT, C.; CORAZZA, G. & MIRANDA, L. (Org.) (2003), *A energia elétrica em debate: a experiência brasileira e internacional de regulação*. Porto Alegre: UFRGS.
- SCOTT, E. M. & CROCKER, K. J. (1985), Efficient adaptation I long-term contracts: take-or-pay provisions for natural gas. *The American Economic Review*, vol. 75, nº 5 (Dec., 1985), 1083-1093.
- SECURATO, J. R., JCARVALHINHO FILHO, J. C. L. & ZYLBERSTAJN, D. (2002) Avaliação de contratos incompletos de longo prazo sobre ativos específicos – caso: industrial de gás natural brasileira. *Série de Working Paper USP*, nº.02/012. São Paulo: USP.
- SEILER, H. (2002), *Harmonised risk based regulation – a legal viewpoint*. Safety Science 40(2002) 31-49. Disponível em: www.elsevier.com/locate/ssci
- STIGLER, G. T. (1975), *The citizen and the state: essays on regulation*. Chicago: The University of Press.
- TRAINE, M. (2004), Neopopulismo: o estilo político da pós modernidade. In: *Cadernos Adenauer*, ano 5, nº 2, 2004.
- ULYSSEÁ, G. L. (2001), *A introdução do livre acesso na indústria brasileira de gás natural*. Monografia. Rio de Janeiro: IE/UFRJ.
- VELASCOS J. R. (1997), Economia política das políticas públicas: as privatizações e a reforma do Estado. *Textos para discussão*, Rio de Janeiro, BNDES, n. 55.
- VERCELLI, A. (1991), Uncertainty, predictability and flexibility. In: *Methodological foundations of macroeconomics*.
- VISCUSI, W.; VERNON, J. & HARRINGTON, J. (1992), *Economics of Regulation and Antitrust*. Massachusetts, D. C. Heath and Company.

WILLETT, R. E. (2003). Electric e natural gas business: understanding it. Houston: Financial Communications Company.

WILLIAMSON J. (1990), What Washington Means by Policy Reform. Speeches, Testimony, *Papers, Institute for International Economics*, Washington D.C., April.

WILLIAMSON, O. E. (1985), *The economic institutions of capitalism*. Collier Macmillan Publisher. The Free Press. New York.

_____ (1991a), *Mercados y hierarquias: su análisis y sus implicaciones anti-trust*. México: Fondo de Cultura.

_____ (1991b), *Comparative economic organization: the analysis of discrete structural alternatives*. *Administrative Science Quarterly*, v. 36, p. 269-296.

_____ (1993), Transaction cost economics and organization theory. *Industrial and Corporate Change*, v. 2, n. 2, p. 107-156.

_____ (1994), Visible and invisible governance. *The American Economic Review*, v. 84, n. 2, p. 323-326, may.

_____ (1995), Hierarquies, markets and power in the economy: an economic perspective. *Industrial and Corporate Change*, v. 4, n. 1, p. 21-49.

WORLD BANK (1999), Infrastructure concessions, in formations flows, and regulatory risk. *Public policy for the private sector*, n. 203, December 1999.