

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

A REGULAMENTAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS  
NATURAL NO BRASIL E OS IMPACTOS PARA O  
DESENVOLVIMENTO DO SETOR

MARIA AUGUSTA COLNAGO TELES  
MATRÍCULA N.º: 103002735

ORIENTADOR: PROF. RONALDO FIANI

SETEMBRO 2005

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

# **A REGULAMENTAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL E OS IMPACTOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO SETOR**

MARIA AUGUSTA COLNAGO TELES

Dissertação submetida ao corpo docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Grau de Mestre.

Aprovada por:

---

Prof. Ronaldo Fiani

---

Prof. João Lizardo R. Hermes de Araújo

---

Prof. Ramón Vicente García Fernández

---

Prof. João Luiz S. P. de Souza Ponde

---

Prof. Ronaldo Goulart Bicalho

Rio de Janeiro

Setembro 2005

**Aos meus pais, José Augusto e Regina**

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer à minha família pelo incentivo que foi essencial para a realização deste trabalho, como também para o meu desenvolvimento.

Ao Felipe pela compreensão que foi determinante para o término da dissertação.

Ao professor Ronaldo Fiani pelas orientações e sugestões muito úteis para análise da indústria do gás natural.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para que este trabalho fosse realizado.

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

## RESUMO

A presente dissertação analisa o modelo de organização institucional implementado na indústria nascente de gás natural no Brasil na década de noventa. O objetivo é discutir de que maneira os modelos de organização institucional, analisados por Oliver Williamson, podem afetar os custos de transação na indústria nascente de gás natural e, por conseguinte, o volume de investimento aplicado neste setor.

Tendo também como base as idéias de Oliver Williamson, serão examinadas as indústrias nascentes de gás natural de dois países sul-americanos selecionados, que obtiveram crescimento significativo, mediante a reestruturação do aparato institucional adotada nesta indústria, a partir da década de noventa: Chile e Colômbia. Este exame é extremamente importante, pois permite que se faça um contraponto com os resultados pouco satisfatórios advindos da reforma da indústria nascente de gás natural do Brasil na década de noventa. Nesse sentido, serão apontados os fatores que dificultam o desenvolvimento da indústria nascente de gás natural do país e as possíveis alternativas institucionais para que seja promovido o crescimento desta indústria.

## **ABSTRACT**

The present dissertation analyzes the model of institutional organization implemented in the natural gas rising industry in Brazil in the decade of ninety. The objective is to argue how the models of institutional organization, analyzed by Oliver Williamson, can affect the transactions costs in the natural gas rising industry and, therefore, the volume of investment applied in this sector.

Having as base the ideas of Oliver Williamson, it will be examined the natural gas rising industries of two South American countries chosen, who had gotten significant growth by means of the reorganization of the institutional apparatus adopted in this industry, from the decade of ninety: Chile and Colombia. This examination is extremely important, because it allows making a counterpoint with the little satisfactory results happened of the reform of the natural gas rising industry of Brazil in the decade of ninety. In this direction, the factors that make difficult the development of the natural gas rising industry of the country and the possible alternatives so that it effectively has the growth of this industry will be pointed.

# ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>9</b>
<b>CAPÍTULO I – OS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL</b>	<b>13</b>
1.1 – INTRODUÇÃO	13
1.2 – O PAPEL DAS ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA NA DEFINIÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO	15
1.3 – A INDÚSTRIA DE REDE E OS CUSTOS DE TRANSAÇÃO	31
1.4 – A CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL	40
<b>CAPÍTULO II – O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA AMÉRICA DO SUL: OS CASOS DO CHILE E DA COLÔMBIA</b>	<b>48</b>
2.1 – INTRODUÇÃO	48
2.2 – A REFORMA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO CHILE NA DÉCADA DE NOVENTA	49
2.3 – A REFORMA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA COLÔMBIA NA DÉCADA DE NOVENTA	73
<b>CAPÍTULO III – A ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E AS FALHAS DA REGULAMENTAÇÃO NA ATIVIDADE DE TRANSPORTE</b>	<b>95</b>
3.2 – A EVOLUÇÃO RECENTE DO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL	96
3.3 – OS EFEITOS NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL COM A INTRODUÇÃO DA LEI DO PETRÓLEO	110
3.3.1 – <i>As políticas de desenvolvimento adotadas na indústria de gás natural após a promulgação da Lei 9.478 (Lei do Petróleo)</i>	110
3.3.2 – <i>As transformações na indústria de gás natural do Brasil</i>	118
3.4 – AS DIFICULDADES DE DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	129
3.5 – CONCLUSÃO	134
<b>CONCLUSÃO</b>	<b>136</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>144</b>

## INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil era um subproduto da indústria de petróleo até a década de oitenta. Como grande parte do gás natural encontrado no país era associada ao petróleo, sua produção era ditada pela produção do petróleo. No entanto, a partir da década de noventa, a indústria de gás natural no Brasil passou a ser considerada fundamental para a diversificação da matriz energética do país. Com a descoberta de reservas de gás natural na Bacia de Campos no final da década de setenta, o Estado brasileiro passou a elaborar estratégias, almejando maior participação do gás natural na matriz energética do país. Na verdade, o Estado brasileiro pretendia reduzir a dependência energética do petróleo e da hidreletricidade, mediante o fomento do crescimento da indústria de gás natural.

Tendo em vista tal desenvolvimento, foi promovida uma profunda reforma institucional nesta indústria. A indústria de gás natural, que inicialmente era composta por apenas uma empresa integrada verticalmente, no caso a Petrobras, sofreu grandes mudanças: eliminaram-se as barreiras institucionais à entrada de novos agentes ao mercado, abrindo a indústria de gás natural ao processo de concorrência e separando-se as atividades nela envolvidas.

Além disso, foi criada a Agência Nacional do Petróleo (ANP) como órgão regulador da indústria de petróleo e de gás natural. Os objetivos da ANP seriam basicamente o estímulo aos investimentos, notadamente na infra-estrutura da indústria de petróleo e gás natural, a promoção da entrada de agentes privados, a proteção dos consumidores contra as práticas anti-concorrenciais e o estímulo da eficiência econômica em todas as atividades da indústria.

Esperava-se que estas transformações resultassem no desenvolvimento da indústria nascente de gás natural e, por conseguinte, na realização da meta estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia (MME): aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira para 12%, até o ano 2010 (KRAUSE; PINTO JR, 1998, p.6). De maneira geral, a reforma institucional na indústria de gás natural tinha como propósito

introduzir pressões competitivas no mercado, ampliar a infra-estrutura da indústria, além de induzir maior participação do gás natural na matriz energética.

Todavia, a reforma na indústria de gás nacional não gerou, até o momento, investimentos significativos na indústria de gás natural, em especial na atividade de transporte, nem tampouco o aumento da concorrência. Será notado que as principais razões para esse fato foram: a estrutura organizacional aplicada na indústria de gás natural, a inconsistência das metas a serem alcançadas pela ANP – ampliação da infra-estrutura da indústria de gás natural e introdução da competição – e a indefinição de questões institucionais centrais para a eficácia da regulação da indústria de gás natural. Tais fatores aumentaram os custos de transação, o que, por sua vez, resultou no aumento dos riscos incorridos, por parte dos agentes que investissem no setor.

Em particular, com relação à estrutura organizacional instituída pelo Estado brasileiro na década de noventa, esta estrutura provocou um aumento de risco na percepção dos agentes econômicos. Pelo fato da indústria de gás natural estar na fase inicial de desenvolvimento, as incertezas quanto à sua consolidação na matriz energética do país são elevadas. Sendo assim, é importante a constituição de uma estrutura organizacional capaz de mitigar seus riscos inerentes para que essa indústria se estabeleça. Será observado que a estrutura de governança adotada pelo Estado brasileiro – quebra do monopólio e separação das atividades envolvidas na indústria de gás natural – não obteve êxito quanto ao desenvolvimento desta indústria.

Em síntese, não foi levado em conta que, para que haja indução ao crescimento da indústria de gás natural, é preciso constituir uma estrutura de governança conveniente às particularidades dessa indústria, a fim de que os custos de transação sejam minimizados. Dada a redução dos custos de transação, os investimentos serão realizados e, conseqüentemente, a produção do gás natural será incrementada. Desta forma, pode-se dizer que o crescimento de um setor da economia é promovido, essencialmente, pela definição de uma estrutura de governança adequada às especificidades de um determinado setor.

No tocante à inconsistência das metas definidas pelo Estado brasileiro, será notado que o alcance, tanto da ampliação da rede de gasodutos quanto da introdução da competição, é difícil de ser cumprido. Em outras palavras, as premissas que fundamentam o aparato institucional da indústria de gás natural são de difícil compatibilização, em virtude da indústria de gás natural do país ser caracterizada como uma indústria de rede na fase infante de desenvolvimento.

Desse modo, esta dissertação visa discutir de que forma diferentes regras e instituições podem afetar os custos de transação na indústria de gás natural e, conseqüentemente, os investimentos e a utilização da capacidade instalada. Cabe ressaltar que se pretende enfatizar os problemas relativos ao transporte de gás natural, visto que essa atividade faz a ligação da oferta com a demanda o que, por sua vez, o torna um elemento central para o crescimento sustentável desta indústria.

Com esse objetivo, esta dissertação será dividida em três capítulos, além da Conclusão. O Capítulo I apresentará a abordagem teórica do estudo, fundamentada no conceito de custos de transação, a partir da obra de Oliver Williamson. No segundo momento, será conceituada e especificada a particularidade de uma indústria de rede, assim como os determinantes que propiciam a formação de um modelo de organização industrial caracterizado pelo monopólio natural e pela integração vertical. No terceiro momento, será analisada a indústria de gás natural, considerada uma indústria de rede, destacando suas características econômicas e técnicas.

O Capítulo II consistirá na discussão das reformas relativas à indústria de gás natural, durante a década de noventa, aplicadas por Chile e Colômbia. A partir dessa discussão, será possível observar que embora tais países sul-americanos tenham obtido resultados positivos quanto o desenvolvimento da indústria de gás natural na década de noventa, as estratégias e as políticas implementadas foram distintas. A escolha de Chile e Colômbia é justificada pelo fato de que os dois países obtiverem resultados positivos na ampliação da participação do gás natural na matriz energética.

Em seguida, no Capítulo III, será enfocada a indústria de gás natural brasileira, distinguindo as políticas de incentivo adotadas para esta indústria, desde a década de noventa até momentos atuais. Será destacada, principalmente, a regulação do transporte de gás natural na década de noventa. Também neste capítulo, serão apontados os fatores que impedem o desenvolvimento da atividade de transporte do gás natural e as possíveis alternativas para o aparato institucional da indústria, objetivando seu crescimento.

Por fim, a Conclusão resumirá os principais resultados obtidos nesta dissertação.

# CAPÍTULO I – OS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## 1.1 – Introdução

Neste capítulo, serão apresentadas as idéias de Oliver Williamson, com a finalidade de examinar as questões referentes aos custos de transação. Essa abordagem foi escolhida para dar suporte teórico à dissertação, uma vez que Williamson elaborou e desenvolveu conceitos que não foram considerados pela teoria neoclássica, tais como os custos de transação e o papel das instituições para o funcionamento da economia. Estas idéias serão aplicadas para o caso da indústria de gás natural, pois será avaliado em que medida a indústria de gás natural enfrenta dificuldades para se consolidar no Brasil, pela inadequação da estrutura de governança nela instituída.

À luz das particularidades da indústria de gás natural, será observado que os custos de transação são significativos nas indústrias de rede. Sendo assim, a coordenação das transações referentes à indústria é uma tarefa custosa de ser assegurada, já que suas atividades – mesmo que operem independentemente – apresentam vínculos significativos. Além disso, como o grau de especificidade dos ativos envolvidos na indústria de rede é extremamente elevado, os custos de transação tornam-se mais acentuados. Dito de outra maneira, os custos de monitorar e de fiscalizar o cumprimento dos contratos são elevados quando os ativos neles envolvidos são específicos, visto que dificilmente haverá possibilidade de substituição de uma das partes do contrato nas relações econômicas.

Cabe frisar que tais questões são agravadas quando a indústria de gás natural está na fase inicial de desenvolvimento, dado que o volume de investimentos em ativos específicos exigidos para o seu crescimento é elevado e a incerteza quanto ao comportamento da demanda é significativa. Nesse sentido, os riscos do descumprimento do contrato são elevados, isto é, as chances da ameaça de *hold-up* se concretizar são altas, em função basicamente do estágio inicial de desenvolvimento em que a indústria de rede se encontra. Na fase infante, as incertezas quanto à concretização das previsões dos agentes, ao retorno

do investimento e ao cumprimento do acordo são maiores. Ademais, a indústria de rede nascente precisa de uma coordenação eficiente de todas as suas atividades, já que a demanda ainda não está estável e não pode ser prevista com segurança. Isto significa que a demanda ainda não apresenta regularidade, tornando custosa a tarefa de sincronizá-la com a oferta.

Dito isto, é verificada a necessidade de formação de uma estrutura de governança, numa indústria de rede nascente, que minimize tais problemas, mediante uma melhor coordenação das transações na indústria de rede e de criação de salvaguardas quanto ao cumprimento do contrato. Dessa forma, passa a ser possível a redução dos custos de monitorar e de fiscalizar o cumprimento dos contratos, indispensável para promover crescimento da indústria de rede.

O capítulo tem como propósito mostrar a importância da estrutura de governança, dado que a opção por uma estrutura pode reduzir os custos de transação, incentivando, assim, investimentos e, por conseguinte, o crescimento da indústria de gás natural. Adicionalmente, este capítulo tem como objetivo indicar as alternativas de estrutura de governança, descritas por Williamson, que podem servir para o desenvolvimento da indústria de gás natural e apontar a estrutura de governança mais adequada às especificidades desta indústria.

Para tanto, na primeira seção serão estudadas as idéias de Oliver Williamson relativas aos custos de transação. Além disso, serão analisados os modelos de organização institucional, salientando a importância das características das transações na constituição de determinadas estruturas organizacionais. Na seção subsequente, serão examinadas as especificidades da indústria de rede e as condições que favorecem suas diferentes estruturas organizacionais e de governança.

Na última seção, serão apontadas as características centrais, notadamente econômicas e técnicas, concernentes à indústria de gás natural. Será observado que a indústria de gás natural é um caso específico da indústria de rede, uma vez que aquela atende a todos os requisitos desta. Diante disto, serão recomendadas estruturas de

governança ideais para a indústria de gás natural, em duas situações: na fase infante e na fase madura de desenvolvimento.

## **1.2 – O papel das estruturas de governança na definição dos custos de transação**

A suposição inicial do enfoque teórico de Oliver Williamson sobre os custos de transação é que o problema da organização da economia é relacionado a contratos incompletos. Os contratos, instrumentos que regulam as relações econômicas, estabelecendo obrigações e compromissos entre os participantes, na maioria dos casos são incompletos, já que não conseguem contemplar todas as alternativas e/ou situações futuras que podem surgir (LANGLOIS, 1995, p.9).

Dado que os contratos serão frequentemente incompletos e que o sistema produtivo “*consiste num tecido de arranjos contratuais que regulam as interações entre os agentes econômicos*” (PONDÉ, 1994, p. 11), a obtenção, a elaboração e a coordenação de todos estes arranjos contratuais, visando garantir o cumprimento das promessas estabelecidas nos contratos e organizar as transações realizadas no mercado, tornam-se tarefas custosas de serem realizadas.

Nesse contexto, verifica-se a presença dos custos de transação. Os custos de transação decorrem da busca e da compreensão das informações necessárias para tomada de decisão de forma correta, da elaboração de contratos para atender a uma transação específica e da fiscalização do cumprimento dos compromissos firmados (WILLIAMSON, 2003, p. 16). Sob tal aspecto, os custos de transação podem ser vistos como aqueles não diretamente relacionados à atividade produtiva em si, e sim, relacionados às formas pelas quais as transações econômicas são processadas e coordenadas, isto é, como os agentes se relacionam nas suas transações econômicas.

Os custos de transação surgem na economia em dois momentos: antes e depois da efetuação da transação. Os custos de transação antes da realização da transação são incorridos quando os agentes estão negociando o contrato e elaborando suas cláusulas. Já os

custos de transação após a efetivação da transação surgem quando os agentes econômicos estão monitorando o cumprimento dos acordos e ajustando as regras para eventos que não foram contempladas no contrato, mas são importantes para a continuidade das transações (WILLIAMSON, 1985, p.19).

É importante ressaltar que existe uma forte influência entre esses dois tipos de custos: caso os custos de transação *ex-ante* sejam elevados devido às dificuldades em obter informações necessárias e em assimilá-las para a elaboração do contrato, os custos *ex-post* também deverão ser elevados. Como os contratos firmados serão incompletos nas situações em que os custos de transação *ex-ante* forem demasiadamente elevados, os custos provenientes da monitoração e do ajustamento dos contratos serão elevados, em função da inexistência de salvaguardas capazes de limitar as ações dos agentes envolvidos (WILLIAMSON, 1985, p.20).

Na compreensão de Williamson, os custos de transação derivam de duas hipóteses comportamentais dos agentes econômicos: a racionalidade limitada e o oportunismo. A racionalidade limitada é caracterizada como a limitação da capacidade dos indivíduos em adquirir, armazenar e processar as informações, tanto para a tomada de decisão, quanto para antecipar todas as contingências futuras (DAHL; MATSON, 1998, p. 391).

Esta limitação, de acordo com Simon, é advinda de restrições neurofisiológicas em adquirir e absorver as informações obtidas, como também de limitações de linguagem no sentido de transmitir as informações adquiridas com presteza e clareza (SIMON, 1979, p. 499-501). Mesmo que os agentes tenham como meta a maximização de sua satisfação, dificilmente esta será alcançada, devido à racionalidade limitada.

À hipótese de racionalidade limitada é adicionado um pressuposto – a incerteza definida como a dificuldade em definir e em distinguir as probabilidades associadas aos diferentes estados de natureza que podem afetar a transação (FIANI, 2002, p. 270). Na realidade, a incerteza reforça as limitações dos agentes econômicos, oriundas da racionalidade limitada, na medida em que os agentes não conseguem prever com total exatidão o cenário futuro e, conseqüentemente, tomar a decisão mais acertada, a fim de

maximizar sua satisfação. De acordo com Fiani (2002),

A existência de incerteza, por outro lado, mesmo que seja no sentido convencional de risco, combinada com racionalidade limitada, dificulta definir e distinguir as probabilidades associadas aos diferentes estados da natureza que podem afetar a transação (FIANI, 2002, p. 270).

O segundo pressuposto, que deve ser acrescido à hipótese de racionalidade limitada, é a complexidade. Com o crescimento da divisão do trabalho, o número de transações entre os agentes cresceu acentuadamente. Isso significa que as transações deixaram de ser uma atividade eventual (somente em caso de produção excedente) e, tornaram-se, na verdade, uma atividade indispensável para todos os indivíduos, gerando maior complexidade e impessoalidade nas inter-relações entre os agentes (NORTH; THOMAS, 1973).

Desta maneira, o contrato envolvido nas transações pode ser bastante complexo, podendo conter diversas salvaguardas que garantam a realização da transação conforme as cláusulas acordadas no contrato. Pelo fato dos agentes serem limitados racionalmente, os contratos serão incompletos numa situação de complexidade, visto que tais agentes terão dificuldade em relacionar todos os eventos futuros e salvaguardas num determinado contrato.

Segundo Fiani (2002),

Ambientes simples, mesmo com racionalidade limitada, não oferecem dificuldades, porque as restrições de racionalidade dos agentes não são atingidas. Em ambientes complexos, a descrição da árvore de decisões pode se tornar extremamente custosa, impedindo os agentes de especificar antecipadamente o que deveria ser feito a cada circunstância (FIANI, 2002, p. 270).

Em síntese, a presença de incerteza e complexidade é condição imprescindível para que a racionalidade limitada se converta num problema para a transação, pois mesmo que o agente seja racionalmente limitado, em situações de certeza ou de não-complexidade, não teria dificuldades em tomar as decisões adequadas. Se os agentes conseguissem antever todas as eventualidades possíveis e atribuir uma distribuição de probabilidades aos eventos,

os agentes sempre poderiam tomar a decisão mais apropriada, dada a probabilidade de um evento (WILLIAMSON, 2005).

Adicionalmente, outra premissa comportamental associada ao conceito de custos de transação é a presença do oportunismo. Entende-se por oportunismo, conforme Fiani (2002),

(...) a transmissão de informação seletiva, distorcida e promessas 'autodesacreditadas' (*self-disbelieved*) sobre o comportamento futuro do próprio agente, isto é, o agente em questão estabelece compromissos que ele mesmo sabe, a priori, que não irá cumprir (FIANI, 2002, p. 270).

O oportunismo advém do pressuposto de que os agentes tendem a buscar o máximo de benefícios para o seu próprio interesse (WILLIAMSON, 1975, p. 6). Dito de outra maneira, o oportunismo está diretamente ligado à questão da busca dos agentes econômicos, acima de tudo, em atender os seus próprios interesses, mesmo que isto envolva a manipulação de informação (LANGLOIS, 1995, p. 8).

A adoção do comportamento oportunista por parte dos agentes é facilitada devido à existência de assimetria de informação. Especificamente, a assimetria de informação permite que os agentes ocultem importantes informações de seus parceiros, visando obter vantagens na concretização da transação. De acordo com Williamson (2003), "*the principal ramification of opportunism is that incomplete contracts that experience unanticipated disturbances are subject to strategic deceits and maladaptive breakdowns*" (WILLIAMSON, 2003, p.21).

Portanto, estas hipóteses - racionalidade limitada e oportunismo - implicam na dificuldade de tomada de decisão mais adequada, já que existem obstáculos em obter as informações necessárias e assimilá-las corretamente para a elaboração do contrato. Desta maneira, considerando que os agentes econômicos são limitados racionalmente, enfrentam ambientes com complexidade e incerteza e possuem comportamento oportunista, a tarefa de processar, associar e repassar todas estas informações para a elaboração de um contrato torna-se algumas vezes extremamente difícil (DOSI; EGIDI, 1991, p. 146).

Pode-se concluir que as características comportamentais podem tornar as transações algo bastante complexo de ser coordenado apenas pelo mercado e de ser contemplado plenamente num contrato (WILLIAMSON, 2002, p. 7).

Williamson considera que, nos casos onde custos de transação elevados estão presentes, faz-se imprescindível a criação de um mecanismo com a finalidade de melhor coordenar as transações. Em determinadas situações, torna-se fundamental a presença das *firmas*, com o propósito de coordenar as transações, nelas englobando as operações essenciais para fabricação de um determinado produto e/ou serviço. Em decorrência, haveria uma redução na necessidade de buscar o mercado, bem como de elaborar contratos com salvaguardas. Por sua vez, os custos de transação seriam minimizados, o que promoveria, por conseguinte, um aumento de eficiência econômica (WILLIAMSON, 1998, p. 75).

A firma é considerada, neste contexto, um instrumento que substitui, em diversos casos, o mecanismo de mercado na sua função de alocar os fatores de produção e organizar e coordenar as inúmeras transações realizadas na economia (FOSS, 1998, p. 18). Utilizando as firmas para coordenar a economia como uma opção ao uso do mercado, os custos de transação seriam reduzidos, uma vez que os custos de se utilizar o mercado para adquirir informações e para negociar os contratos poderiam ser minimizados ou eliminados (FOSS, 1998, p. 21).

O peso dos custos de transação, segundo Williamson, pode variar em decorrência de três dimensões: a frequência, a incerteza das transações e as especificidades dos ativos. Isto significa que a necessidade da presença de firmas, que coordenem todas as transações essenciais para a fabricação de um determinado produto e/ou serviço, depende da intensidade com que essas três dimensões se encontram numa determinada transação econômica.

A primeira dimensão, a frequência, está associada ao número de vezes em que os agentes realizam determinado tipo de transação. Quanto maior for a repetição de um determinado tipo de transação, maior será a necessidade da criação de uma instituição com

o intuito de reduzir o custo associado à elaboração de mecanismos de coordenação. Além disso, deve-se considerar que “*quanto maior o grau em que as transações forem recorrentes, maior a possibilidade de cobrir os custos derivados da constituição de um arcabouço institucional específico para a transação*” (FIANI, 2002, p. 278), já que o custo fixo unitário diminui com o aumento no número de transações.

Já a segunda dimensão, a incerteza, quando combinada com a racionalidade limitada, faz com que os agentes não tenham meios de antecipar as contingências futuras e de se garantir contra possíveis ações oportunistas (DAHL; MATSON, 1998, p. 390). Desta forma, quanto maior a incerteza em relação às transações entre os agentes econômicos, maior a necessidade de constituir um mecanismo que faça com que os riscos sejam reduzidos frente eventos imprevisos. Por sua vez, os riscos são reduzidos quando o arcabouço institucional garante - por meio de incentivos, regras e sanções - que as transações sejam efetuadas conforme o acordado entre os agentes.

Por fim, a terceira dimensão crucial para Williamson é a existência de ativos específicos. Entende-se por especificidade de ativos a característica daqueles ativos que dificilmente podem encontrar emprego em outras atividades, sem que com isso haja perdas significativas no seu valor. A presença de especificidades dos ativos faz com que seja reduzida a possibilidade de substituição de uma das partes na relação econômica, uma vez que dificilmente há competição, aumentando, em decorrência, o risco de manipulação oportunista.

Devido aos maiores riscos de manipulação oportunista do contrato, os custos de transação *ex-post* - os custos em monitorar o cumprimento do contrato - também serão maiores (WILLIAMSON, 1985, p. 29-31). Nesse contexto, a implantação de um mecanismo que monitore as transações se torna essencial, porque este terá de criar salvaguardas que assegurem a realização das transações, conforme o previsto pelos agentes, reduzindo, assim, tanto o surgimento de atitudes oportunistas como os custos de transação.

A especificidade dos ativos, por sua vez, pode derivar de seis fatores: especificidade de localização, especificidade física, especificidade de capital humano, especificidade da

marca, especificidades de ativos dedicados e especificidade temporal (WILLIAMSON, 1991, p. 113).

A especificidade de localização surge quando os custos de transporte e estocagem são elevados. Assim, todo o processo de produção deve estar localizado numa área territorial restrita (FARINA; AZEVEDO; PICCHETTI, 1997). A segunda fonte de especificidade, a especificidade física, é originada quando: *“when one or both parties to the transaction make investments in equipment and machinery that involve design characteristics specific to the transaction which have lower values in alternatives uses”* (JOSKOW, 2003, p. 15). A terceira fonte de especificidade, a especificidade de capital humano, é proveniente essencialmente do processo de aprendizado (PONDÉ, 2000, p. 111), pois na medida em que o empregado acumula conhecimento, seu trabalho torna-se mais eficiente.

A quarta fonte de especificidade dos ativos é a especificidade da marca. Esta especificidade ocorre pela dificuldade em substituir perfeitamente uma determinada marca por outra. A razão disto decorre do fato de que cada marca detém atributos peculiares, difíceis de serem transferidos a uma outra marca (WILLIAMSON, 1991, p. 114). A quinta fonte de especificidade é a dos ativos dedicados, pois estes ativos têm desenho específico para as necessidades de um determinado agente (FIANI, 2002, p. 281). Por fim, a sexta fonte de especificidade, a especificidade temporal, *“which is akin to technological nonseparability and can be thought of as a type of site specificity in which timely responsiveness by on-site human assets is vital”* (WILLIAMSON, 1991, p. 113-114).

Apesar da variedade de fontes de especificidades de ativos, todas essas resultam numa dependência maior entre os agentes que estão envolvidos na transação. Em outras palavras, *“although asset specificity can take a variety of forms, the common consequence is this: a condition of bilateral dependency builds up as asset specificity deepens”* (WILLIAMSON, 1991, p. 115). Tal dependência, oriunda da especificidade dos ativos, decorre da dificuldade de um determinado agente substituir o seu parceiro na relação econômica, como já foi mencionado anteriormente. Conseqüentemente, a maior dependência aumenta o risco de manipulação oportunista de contrato por uma das partes, e

assim, “*this fundamental impact of bilateral dependency then suggests the following prediction: in order to circumvent opportunism, the more specific assets are, the stronger is the incentive to integrate*” (MÉNARD, 1996, p. 286).

O risco do surgimento de atitudes oportunistas é decorrente de que, dadas as especificidades dos ativos, as chances de obter *quase-renda* são relevantes. Na verdade, *quase-rendas* – definidas como “*the difference between the value of all the assets (both specific and not specific) in the present use, and the value of all the assets for another producer*”<sup>1</sup> (ALCHIAN; KLEIN; CRAWFORD, 1978, p. 299) – podem-se tornar um instrumento de barganha para um determinado agente, pois este sabe de antemão que existe um número muito pequeno de agentes habilitados no mercado para substituí-lo na transação. Por exemplo, uma vez realizado o investimento, o comprador da produção do ativo específico pode tentar pagar apenas o custo operacional e o custo de oportunidade, expropriando toda a *quase-renda* daquele investimento no ativo específico. Uma forma de tentar extrair *quase-rendas* é por meio da ameaça de *hold-up*.

Uma definição de ameaça de *hold-up* é apresentada a seguir:

The general business problem in which each party to a contract worries about being forced to accept disadvantageous terms later, after it has sunk an investment, or worries that its may be devalued by the actions of others, is called *hold-up* problem. The party that is forced to accept a worsening of the effective terms of the relationship once it has sunk an investment has been held up (MILGROM; ROBERTS, 1992, p. 136).

Assim, a ameaça de *hold-up* é um risco que o agente incorre ao transacionar um ativo específico, pois o seu parceiro pode tentar - pelo fato de não existir um número grande de agentes habilitados no mercado para substituí-lo na transação - expropriar toda a *quase-renda* do investimento no ativo específico.

Williamson desenvolve, em seguida, uma análise da relação entre os tipos de transação e as estruturas de governança. Em geral, determinada estrutura de governança é

---

<sup>1</sup> Seja  $y$  a receita da produção do ativo, a variável  $c$  o custo operacional e a variável  $t$  o custo de oportunidade. A *quase-renda* ( $q$ ) é definida como  $q = y - c - t$  (ALCHIAN; KLEIN; CRAWFORD, 1978, p. 299).

recomendada com o intuito de atender às exigências dos agentes, oriundas das particularidades de uma determinada transação, para que se concretize a transação. Na realidade, uma estrutura de governança mais adequada reduz as chances do surgimento de *hold-up*.

Dessa maneira, pode-se dizer que para cada tipo de transação, é recomendada uma estrutura de governança diferente. Normalmente, quanto maiores forem os custos de transação envolvidos numa determinada relação econômica, maior a necessidade em se criar uma estrutura de governança mais específica para esta transação. Em outras palavras, quanto maior o custo de transação, maior a necessidade em desenvolver mecanismos de coordenação de transações, com a finalidade de complementar ou até mesmo substituir o funcionamento do sistema de preços.

Williamson acredita que a criação de mecanismos de coordenação, em casos onde os custos de transação são elevados, aumenta a garantia da efetivação das transações em conformidade às cláusulas contratuais. O resultado final obtido seria a redução da incerteza em relação ao cumprimento do contrato e, por conseguinte, o aumento de estímulo oferecido aos agentes para investir. Assim, pode-se distinguir três tipos de governança, cada uma mais adequada a uma determinada transação: governança de mercado, hierarquia e forma híbrida.

O mercado é adequado como mecanismo de coordenação quando são transacionados ativos não específicos. Isto significa que o sistema de preços apenas é um mecanismo suficiente para garantir a concretização de transações, quando os ativos transacionados forem não-específicos. Uma vez que estes ativos sejam de uso geral, o agente pode realizar sua transação com diversos parceiros, reduzindo assim a incerteza envolvida na transação (WILLIAMSON, 1996, p. 106).

No outro extremo, a hierarquia é mais apropriada quando os ativos transacionados são muito específicos, porque a possibilidade de um agente transacionar tal ativo com diversos parceiros é pequena e, assim, a competição não é capaz de inibir comportamentos oportunistas. Há de se considerar ainda que, quando as transações envolvem ativos

específicos, as dificuldades em discriminar todas as especificidades da transação, bem como os riscos de descumprimento ou de rompimento do contrato serão maiores. Assim, a hierarquia tem como objetivo reduzir significativamente ou eliminar os custos de negociação, elaboração e fiscalização dos contratos, reduzindo então as atitudes oportunistas por parte dos agentes (WILLIAMSON, 1975, p. 86).

Portanto, quando os custos de transação são consideráveis, é recomendável a criação da hierarquia, pois o agente reduziria drasticamente os custos em elaborar e em fiscalizar a execução do contrato. A minimização dos custos de transação seria alcançada pela redução da necessidade de ir ao mercado para produzir determinada mercadoria e, por conseguinte, das chances de surgimento de atitudes oportunistas (WILLIAMSON, 1975, p. 84).

Como mencionado por Alchian, Klein e Crawford (1978),

As assets become more specific and more appropriable quasi rents are created (and therefore the possible gains from opportunistic behavior increases), the costs of contracting will generally increase more than the costs of vertical integration (ALCHIAN; KLEIN; CRAWFORD, 1978, p. 298).

Desta forma, pode-se afirmar que a criação de hierarquia é recomendada, quando as quase-rendas são significativas, com o propósito de minimizar a ameaça do *hold-up*.

Por fim, têm-se também os mecanismos híbridos, formados por meio de contratos de longo prazo tais como *joint ventures*, regulação de infra-estrutura e *franchising*, são implantados quando os custos de transação são relativamente significativos, porém não tão elevados a fim de que seja compensadora a constituição de uma hierarquia (WILLIAMSON, 1998, p. 76). Esse estudo se concentrará na análise da regulação, porque é comumente verificada a presença de um órgão regulador como uma forma de mecanismo híbrido no caso da indústria de gás natural. Os mecanismos híbridos consistem na aplicação de recursos adotados tanto pelo mercado quanto pela hierarquia, conforme a Figura 1.1 a seguir:

**FIGURA 1.1 – As estruturas de governança organizacionais**

Atributos	ESTRUTURA DE GOVERNANÇA		
	Mercado	Híbrido	Hierarquia
<b>Instrumentos</b>			
Incentivos	++	+	0
Controle Administrativo	0	+	++

++ : Fortemente verificado; +: Verificado; 0: Fracamente verificado

Fonte: Williamson, 1996, p. 105

Conforme a Figura 1.1, pode-se constatar que o mecanismo híbrido possui as características das outras duas estruturas de governança, o mercado e a hierarquia, mas com menor intensidade. Na realidade, o mecanismo híbrido apresenta as seguintes características verificadas nas duas estruturas de governança: (i) incentivos, que se encontram também no mercado, relacionados à redução dos custos e (ii) controles administrativos, isto é, a existência de instrumentos com a função de coordenar as transações, assim como se encontra na hierarquia (WILLIAMSON, 1996, p. 102-105).

De acordo com Williamson (2005),

The economics of governance makes three basic governance structure distinctions: classical markets (simple spot market exchange), hybrid contracting (of a long term kind), and hierarchies (firms, bureaus). The key features of governance – differential incentive intensity, administrative control, and contract law regime – are postulated to vary among modes in internally consistent ways. (...) The hybrid is a compromise mode that is located between market and hierarchy on all three attributes (...) (WILLIAMSON, 2005, p. 16).

Sendo assim, os mecanismos híbridos podem ser entendidos, como Ménard (1995) define:

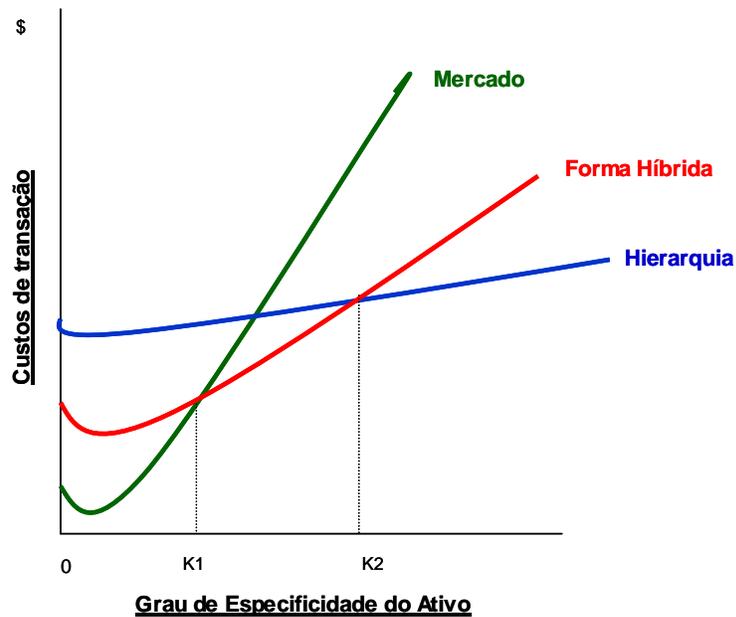
Hybrid forms are characterized by specific combinations of markets incentives and modalities of coordination involving some forms of hierarchal relationship. They develop essentially when transactions involve assets that are specific, but not specific enough to justify integration, and/or when the frequency of transactions is rather low and involves developing personal relationships among traders.

Hence, many markets transactions are strongly coordinated by mechanisms well beyond the price adjustments involved in competition (MÉNARD, 1995, p. 175).

Conforme a Figura 1.2, a seguir, é possível perceber a relação existente entre o grau de especificidade e os custos de transação. Quando o grau de especificidade dos ativos for pequeno – até  $K_1$  – não é recomendada a criação de uma estrutura de governança alternativa ao mercado, pois este minimiza os custos de transação envolvidos numa determinada transação.

Quando o grau de especificidade dos ativos for considerável, entre  $K_1$  e  $K_2$ , é conveniente a formação de um mecanismo alternativo ao mercado, no caso o mecanismo híbrido, a fim de minimizar os custos de transação presentes na transação. Por último, quando o grau de especificidade dos ativos for muito elevado, acima de  $k_2$ , é importante a implantação de uma estrutura de governança alternativa ao mercado, no caso a hierarquia, com objetivo de coordenar melhor as transações e, por conseguinte, de reduzir os custos de transação inerentes a uma determinada transação (WILLIAMSON, 1996, p. 108-109).

**FIGURA 1.2 – A relação entre ativo específico e os custos de transação**



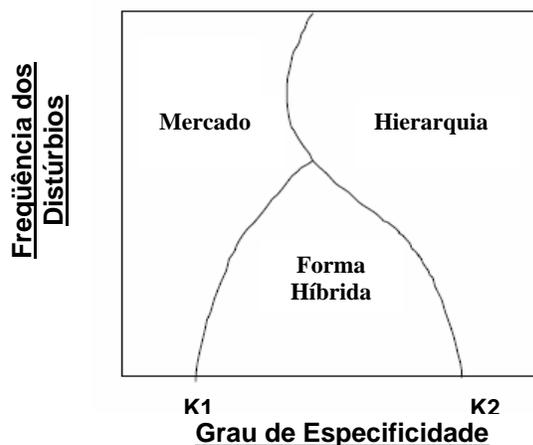
Fonte: Williamson, 1991, p. 116

Em síntese, pode-se afirmar que quanto maior o grau de especificidade do ativo envolvido na transação, maior a necessidade de criar um mecanismo alternativo ao mercado. Essa conclusão, representada na Figura 1.2, é baseada no fato de que quanto maior o grau de especificidade do ativo, maiores serão os custos de transação, isto é, maiores serão os custos em recorrer ao mercado em busca de informações, em elaborar os contratos e em garantir o cumprimento dos dispositivos neles presentes. Nos casos em que o grau de especificidade dos ativos é muito elevado, recomenda-se a formação da hierarquia; nos casos onde o grau de especificidade dos ativos é moderado, recomenda-se a criação de mecanismos híbridos e, finalmente, nos casos onde o grau de especificidade do ativo é pequeno, recomenda-se o mercado como mecanismo de coordenação das transações.

Por fim, observa-se, na Figura 1.3, uma representação esquemática da relação entre a incerteza e o grau da especificidade do ativo. A partir desta representação, pode-se afirmar que a escolha da estrutura de governança a ser adotada num determinado setor

depende não só do grau de especificidades dos ativos, como também o grau de incerteza presente. Este grau de incerteza é determinado pela frequência dos distúrbios.

**FIGURA 1.3 – A relação entre a frequência dos distúrbios e ativo específico**



Fonte: Williamson, 1991, p. 121

Além do efeito da especificidade dos ativos sobre a escolha da estrutura de governança, que foi analisado anteriormente, cabe ressaltar que caso a frequência de distúrbios seja alta, a implantação da hierarquia como estrutura de governança também é a mais indicada, mesmo que o grau de especificidade do ativo não seja extremamente elevado. Isto significa que, quando as incertezas presentes numa determinada transação forem elevadas, é recomendável a adoção do mercado ou da hierarquia como estrutura de governança. Isso elevaria excessivamente os custos desta estrutura de governança, que é baseada no consenso.

O fator que definirá qual das estruturas será escolhida, dada alta frequência de distúrbios, é o grau de especificidade do ativo: se o grau de especificidade do ativo for irrelevante, opta-se pelo mercado e; se o grau de especificidade tornar-se relevante, opta-se pela hierarquia. Quando a frequência dos distúrbios é alta, não é recomendável a adoção de estruturas híbridas, pois os contratos deverão ser constantemente renegociados.

Logo, por meio da Figura 1.3, pode-se concluir que tanto o grau de especificidade do ativo quanto a incerteza são variáveis importantes para a avaliação e a implantação de uma determinada estrutura de governança. Em casos onde a incerteza e o grau de especificidade são pouco significativos, a estrutura de governança ideal seria o próprio mercado. Em contrapartida, nos casos em que a incerteza e o grau de especificidades são elevados, a estrutura de governança mais adequada seria a hierarquia, visto que os custos de transação advindos destas variáveis seriam minimizados. Por último, o mecanismo híbrido seria recomendado se o grau de especificidade dos ativos fosse moderado e a incerteza baixa porque as oportunidades de renegociação não são muito frequentes.

Portanto, para Williamson, os custos de transação são inerentes a qualquer transação e uma das soluções para sua redução pode ser a adoção de mecanismos de coordenação alternativos ao mercado. Desse modo, a implantação de mecanismos alternativos – a hierarquia e a forma híbrida – facilitaria a convergência de interesses de diversos agentes atuantes numa determinada transação e amenizaria os riscos advindos da incerteza, mediante a elaboração de salvaguardas no contrato e fiscalização do cumprimento do acordado (WILLIAMSON, 1975, p. 25).

Entretanto, cabe lembrar que a hierarquia e o mecanismo híbrido não eliminam completamente os custos de transação nem tampouco o oportunismo, mas tendem a minimizar os seus efeitos, por intermédio de instrumentos de controle das ações dos agentes. Assim como os custos de transação, o oportunismo estará presente nas hierarquias e nos arranjos híbridos, porque poderá ocorrer, por vezes, divergências entre os interesses individuais e os interesses do conjunto dos agentes, especialmente em organizações (WILLIAMSON, 1975, p. 125-127).

De acordo com Pondé (2000),

(...) a organização hierárquica apresenta ‘distorções burocráticas’, tais como a propensão de diferentes estratos gerenciais a utilizar os recursos das firmas para perseguir submetas, ou ainda a perda de flexibilidade resultante das redes de compromissos protetoras da posição de subgrupos específicos, o que resulta em processos de seleção mais lenientes do que os encontrados nos mercados – as

redes de compromissos tornam as penalidades sujeitas às negociações (PONDE, 2000, p. 113).

Em particular, os custos oriundos da substituição do mercado pelas outras duas estruturas de governança (hierarquia e mecanismos híbridos) decorrem da dificuldade de adaptação em relação às mudanças do ambiente econômico. A dificuldade de adaptação relacionada aos distúrbios no ambiente econômico é causada pelo fato de tanto a hierarquia como a forma híbrida apresentarem menos incentivos quando comparados ao mercado. Um exemplo disto é a dificuldade de elaboração de mecanismos de compensação oferecidos aos empregados da firma. A implantação desses mecanismos pretende incentivar os empregados a tomarem decisões consoantes aos objetivos da hierarquia, isto é, como se fossem realmente os proprietários (JOSKOW, 2003, p. 31).

Em linhas gerais, pode-se afirmar que as adaptações são mais rápidas no mercado, em comparação às outras estruturas de governança, dado que as mudanças econômicas, sejam relacionadas à demanda e/ou à oferta, são refletidas nos preços, que são um poderoso sistema de incentivos. Já na hierarquia e na estrutura híbrida, as adaptações concernentes à mudança econômica serão realizadas com frequência menor, pois estas adaptações podem demandar tempo e recursos relevantes (WILLIAMSON, 1996, p. 102).

Embora existam problemas relativos à implantação de hierarquias, esta estrutura de governança parece ser a mais adequada no caso em que os riscos de *hold-up* são elevados. Isto significa que quando os custos de transação, advindos das especificidades dos ativos ou da frequência dos distúrbios, são relevantes, deve-se formar uma estrutura de governança alternativa ao mercado, objetivando melhor coordenação das transações e redução da ameaça de *hold-up*. Somente desta maneira parece ser possível minimizar os custos de transação e, por conseguinte, viabilizar os investimentos.

Na próxima seção, serão analisadas as particularidades da indústria de rede, destacando as principais características técnicas e econômicas e as fontes mais relevantes dos custos de transação, a fim de avaliar a estrutura de governança mais apropriada para esta indústria. Após esta análise, será examinada detalhadamente a indústria de gás natural, apontando suas particularidades e as dificuldades para garantir investimentos, provenientes

dos elevados custos de transação. Por fim, será indicada uma estrutura de governança mais conveniente às especificidades da indústria nascente de gás natural.

### **1.3– A indústria de rede e os custos de transação**

Para uma melhor compreensão da indústria de gás natural, serão analisados o significado e as características centrais da indústria de rede. A partir desta análise, serão explicitadas as implicações que tais peculiaridades da indústria de rede acarretam na organização industrial. Em particular, será mostrado de que forma as especificidades da indústria de gás natural induzem a formação de custos de transação e, por conseguinte, a verticalização, com a adoção de hierarquia verticalmente integrada como organização industrial. Em seguida, serão discriminadas as eficiências *ex-ante* e *ex-post* relativas a esta organização, apontando sua natureza e seus determinantes.

A indústria de rede é definida como um conjunto de lugares geográficos interligados, compondo um sistema formado por certo número de inter-relações entre os agentes. A indústria de rede explora a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes elos da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial (PIRES, 2002, p. 2). Em outras palavras, uma indústria de rede é considerada como “*a widespread metaphor describing structures of interrelated elements as e.g. in corporate Intranets, supply chains, economies or other social systems*” (WEITZEL; WENDT; KÖNIG, 2003, p.2).

Um exemplo típico de indústria de rede é a indústria de infra-estrutura<sup>2</sup>, uma vez que esta indústria apresenta as características marcantes da indústria de rede, exatamente por ser formada por um conjunto de atividades interligadas espacialmente. Por ser um exemplo de indústria de rede, a indústria de infra-estrutura também necessita para a manutenção de sua operação de uma rede física que interligue todos seus agentes participantes (LAFFONT; TIROLE, 1999, p. 81).

---

<sup>2</sup> A indústria de infra-estrutura é constituída por uma cadeia industrial de fluxos de produto e/ou serviços (ARMSTRONG; COWAN; VICKERS, 1994, p. 136). Dito de outra forma, é considerada uma indústria de infra-estrutura aquela indústria que envolve uma rede de atividades interdependentes para a produção ou prestação de um serviço público, tais como energia, transporte e telecomunicações.

De maneira geral, pode-se conceituar a indústria de rede pelas seguintes características: (i) ativos indivisíveis e investimentos com elevados custos irrecuperáveis e com longo tempo de maturação, (ii) obrigação jurídica ou política de fornecimento universal, (iii) presença de externalidades, de economia de escala e de economia de escopo e, por último, (iv) condições de monopólio natural (KRAUSE; PINTO JR., 1998, p. 6).

Em relação à indivisibilidade dos ativos, é necessário que a rede detenha ativos compatíveis, ou seja, os ativos presentes em cada uma das atividades devem ser coerentes uns com os outros, a fim de que haja continuidade do fluxo de produto e/ou serviço. Isto significa que os ativos envolvidos numa indústria de rede devem atender a determinados requisitos e especificidades para que sejam compatíveis entre si, tornando a rede física efetivamente interligada e evitando a interrupção da operação (ARMSTRONG; COWAN; VICKERS, 1994, p. 120).

Adicionalmente, os investimentos iniciais em geral são bastante relevantes, já que a rede desta indústria deve ser capaz de atender imediatamente a qualquer oscilação nos serviços prestados, advinda da sazonalidade da demanda ou da oferta. É por esta razão que se torna imprescindível, numa indústria de rede, a construção de capacidade ociosa, visando atender a qualquer variação na demanda ou na oferta (CREMER; GASMI; LAFFONT, 2003, p. 8) .

Em face dessas exigências – ativos específicos e capacidade ociosa – os investimentos aplicados nesta indústria são extremamente elevados e com longo prazo de maturação. Além de serem elevados, parte destes investimentos é considerada como *sunk costs*. Dado que os ativos envolvidos nas indústrias de rede, geralmente, são específicos à determinada atividade, estes ativos possuem valor de revenda baixo, caso sejam aplicados numa outra atividade (ALCHIAN; KLEIN; CRAWFORD, 1978, p. 300).

É nesse contexto que surgem as *quase-rendas*, visto que um determinado agente pode utilizar o fato destes ativos possuírem baixo valor de revenda como um instrumento de barganha com seu parceiro na transação. Como os ativos envolvidos na indústria de rede são específicos (dificilmente são aplicáveis a uma outra atividade sem perda significativa

de valor) e existe um número limitado de agentes no mercado interessados na transação, um dos agentes envolvidos pode tentar expropriar a *quase-renda* do proprietário do ativo.

Outra fonte de incerteza é o fato de que as indústrias de rede, muitas vezes, atuam em mercados onde o fornecimento do produto e/ou serviço é obrigatório, política ou juridicamente, por ser considerado como serviço público. Na realidade, estes serviços públicos possuem “*uma função social e devem satisfazer às necessidades da população e da atividade econômica do país, devendo ser oferecidos a qualquer pessoa que deseje demandá-los*” (PINTO JR.; PIRES, 2000, p. 5). Portanto, como a prestação do serviço público tem um importante papel econômico e social, diversos países possuem leis que obrigam a prestação destes serviços a todos os cidadãos (universalidade do serviço) de forma ininterrupta.

Por ser obrigatória, as incertezas políticas acerca das condições de prestação do serviço público são elevadas. Dito de outra maneira, os agentes envolvidos na indústria de rede devem atender as exigências políticas sobre o fornecimento de um determinado serviço público. Todavia, tais exigências podem ser alteradas ao longo do tempo, provocando maiores incertezas políticas quanto às normas relativas ao fornecimento do serviço público. Pode-se concluir, então, que a obrigação política, ou jurídica pode gerar ações oportunistas do Estado em relação ao agente privado.

Contudo, as características que, em grande medida, determinam a especificidade econômica da indústria de rede são a presença de economia de escala e de externalidades nessa indústria, conforme Pinto Jr. e Fiani (2002):

As indústrias de rede possuem como característica distintiva o fato de gerarem as externalidades de rede: o benefício de um usuário depende do número de usuários ligados à rede. O benefício de um consumidor que dispõe de uma linha telefônica depende diretamente do número de pessoas que estão conectadas, e com as quais ele pode se comunicar (PINTO JR.; FIANI, 2002, p. 519).

O aumento do número de consumidores inseridos na indústria de rede reforça a presença de economias de escala, já que os custos unitários para a manutenção da rede

serão reduzidos. Para os consumidores, o benefício principal derivado da economia de escala é a redução dos custos; para os proprietários da rede, o benefício é o aumento da taxa de retorno com a redução de custos unitários da manutenção da rede (WEITZEL; WENDT; KÖNIG, 2003, p.3).

A redução dos custos proveniente da entrada de novos usuários na rede, por sua vez, implica no aumento do bem estar dos agentes econômicos nela atuantes e, conseqüentemente, no surgimento de externalidades positivas. Além da presença de economia de escala, e, por conseguinte, das externalidades positivas, mencionadas anteriormente, a existência de economia de escopo também é um traço determinante da indústria de rede (PINTO JR.; FIANI, 2002, p. 519).

As características acima apresentadas - ativos indivisíveis, investimentos com elevados custos irrecuperáveis e com longo tempo de maturação, economias de escala, externalidades e economias de escopo e obrigação jurídica ou política de fornecimento universal - são justamente as condições necessárias para o surgimento de monopólios naturais. O monopólio natural se dá quando uma única firma operando no setor produz com custos inferiores àqueles que seriam incorridos, caso houvesse mais firmas atuando no mesmo setor (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON, 1995, p. 323).

De fato, segundo Newberry (2000), existem seis elementos que propiciam o surgimento de monopólios naturais: economias de escala, uso intensivo de capital, dificuldade de estocagem dos produtos, interconexão entre os consumidores, importância econômica destes produtos e especificidade local (NEWBERRY, 2000, p. 28).

Todas estas características já foram examinadas anteriormente, exceto a dificuldade de estocagem. A dificuldade de estocagem torna favorável o surgimento do monopólio natural, porque gera uma necessidade de coordenação das atividades inseridas na cadeia produtiva, com a finalidade de controlar as variações tanto da demanda quanto da oferta. Como não há condições de estocar determinado produto, essa indústria precisa ser coordenada eficientemente, no sentido de equilibrar as forças de mercado – a demanda e a oferta (PINTO JR.; PIRES, 2000, p. 5).

Em suma, os elementos que dificultam uma organização setorial baseada na competição, tais como ativos indivisíveis, investimentos com elevados custos irrecuperáveis e com longo tempo de maturação, economias de escala, externalidades e economias de escopo e obrigação jurídica ou política de fornecimento universal, estão presentes na indústria de rede. Essas são as razões para que a indústria de rede não tenha se desenvolvido sem a criação de um mecanismo de coordenação complementar ao mercado. Estes elementos também favorecem a formação de monopólio natural. Pode-se afirmar, então, que geralmente os segmentos da indústria de rede terão características de monopólios naturais e exigirão a presença de um mecanismo de coordenação complementar ao mercado.

Pelo fato das atividades pertencentes a uma mesma indústria de rede serem fortemente interligadas, a tomada de decisão realizada numa destas atividades, em geral, produz efeitos nas outras atividades. Por esta razão, muitas empresas participantes nesta indústria, freqüentemente, estão presentes em outras etapas da rede. Esta é a solução muitas vezes encontrada pelos agentes para reduzir os riscos do investimento e os custos de transação na indústria de rede, propiciando uma melhor coordenação entre as ações dos diversos segmentos da rede e evitando o risco de *hold-up*.

A integração vertical também reduz a necessidade de obtenção das informações sobre os diferentes segmentos da cadeia e de elaboração de contratos, tendo em vista que as atividades que compõem a indústria de rede serão internalizadas apenas por uma empresa (JOSKOW, 2003, p. 8). Desse modo, as incertezas associadas ao cumprimento do acordo por parte dos agentes são reduzidas. Cabe lembrar que os riscos referentes a *hold-up* dificilmente são mitigados sem a implementação de um mecanismo de coordenação alternativo ao mercado, uma vez que os agentes econômicos são racionalmente limitados e apresentam comportamentos oportunistas.

Além disso, como as indústrias de rede caracterizam-se pela necessidade de elevado volume de investimentos em ativos específicos com longo prazo de maturação para a manutenção e coordenação da operação desta indústria e assim, os riscos relacionados ao descumprimento e à ruptura do contrato são relevantes. Portanto, a implantação do processo

de integração vertical nas indústrias de rede, com a finalidade de coordenar melhor as transações envolvidas nesta indústria, reduziria as incertezas quanto ao comprometimento dos agentes envolvidos no contrato. Desta forma, os riscos do descumprimento do contrato, isto é, os riscos de *hold-up* são mitigados, viabilizando o desenvolvimento da indústria de rede por meio do aumento no volume de investimentos (JOSKOW, 2003, p. 35).

Em suma, pode-se afirmar que a integração vertical - uma estrutura de governança semelhante à hierarquia - atenua a ameaça de *hold-up* oriunda do vultoso volume de investimento exigido para a manutenção da operação, do elevado grau de especificidade dos ativos, das hipóteses comportamentais e da complexidade das transações (JOSKOW, 2003, p. 4).

No entanto, como foi observado na seção anterior, a integração vertical, da mesma forma que a hierarquia, não elimina completamente os custos de transação. Nessa estrutura de governança, os custos de transação são derivados não só da dificuldade de adaptação às mudanças do ambiente econômico, como também da dificuldade de elaboração de mecanismos de incentivos ao longo da cadeia hierárquica.

Embora existam custos de transação oriundos do processo de integração vertical, este processo pode continuar sendo a melhor opção, uma vez que as transações envolvidas numa determinada indústria de rede serão melhor coordenadas. A integração vertical promove condições favoráveis principalmente para o desenvolvimento da indústria de rede nascente, em virtude da redução dos riscos de *hold-up*, advindos da complexidade e da incerteza da evolução da demanda e da taxa de retorno.

Em outras palavras, verifica-se nas indústrias de rede nascentes um elevado nível de incerteza relacionada ao nível de demanda, em razão dessa ser incipiente, e à taxa de retorno pelo mesmo motivo. Em conseqüência, a coordenação entre as ações dos agentes presentes na indústria se torna mais difícil na medida em que a complexidade das transações envolvidas se torna elevada. Assim, a estrutura organizacional adequada às particularidades de uma indústria de rede nascente sugere a instituição de uma empresa integrada verticalmente.

Em indústrias de rede, é possível verificar a ocorrência do seguinte *trade-off*: adotar uma estrutura hierárquica na indústria de rede fundamentada numa empresa integrada verticalmente, ou empresas privadas com competição. Caso se queira aumentar o volume de investimentos, coordenando de maneira mais eficiente as atividades envolvidas numa determinada indústria de rede, com objetivo de expandir a infra-estrutura, a estrutura ideal seria a empresa integrada verticalmente, pois reduz os custos de transação e estimula os investimentos. Entretanto, esta opção pode não promover o aumento da taxa de utilização da infra-estrutura e, portanto a redução dos custos unitários, comprometendo a eficiência econômica.

Por outro lado, caso se pretenda aumentar a utilização da infra-estrutura já existente na indústria de rede, a estrutura adequada envolveria empresas privadas com competição. Com o aumento da taxa de utilização da rede, por intermédio da entrada de mais usuários na rede via competição, haverá redução dos custos fixos, como já foi dito anteriormente. A redução de custos fixos, por sua vez, beneficia não só os consumidores pela redução da tarifa de uso, como também os proprietários da rede pelo aumento da taxa de rentabilidade. Contudo, o aumento do número de agentes poderia elevar os custos de transação.

A partir da exposição acima, percebe-se que o *trade-off* envolvido, na verdade, envolve a geração de eficiência *ex-ante* ou eficiência *ex-post*. A eficiência *ex-ante* é obtida pela expansão da rede, que implica o aumento na capacidade de atendimento aos usuários, ao passo que a eficiência *ex-post* é obtida pelo aumento da taxa de utilização da rede, que minimiza os custos unitários gerados com a operação das atividades (LAFFONT; TIROLE, 1999, p. 137).

De acordo com Laffont e Tirole (1999),

There is then a trade-off between two considerations: 'ex-post efficiency', which goes in the direction of fostering competition through access beyond the level that would be spontaneously permitted by the bottleneck owner, and 'ex-ante efficiency', which suggests giving the bottleneck owner flexibility in exploiting the bottleneck (LAFFONT; TIROLE, 1999, p. 137).

Sendo assim, dependendo do objetivo que se queira alcançar – maximização da eficiência *ex-ante* ou da eficiência *ex-post* – a estrutura organizacional a ser adotada é distinta. Contudo, cabe frisar que, nas indústrias de rede na fase infante, o objetivo principal é a maximização da eficiência *ex-ante*, tendo em vista que esta indústria ainda não apresenta uma infra-estrutura capaz de atender a oferta e a demanda. Na medida em que a indústria de rede vai se tornando madura, a maximização da eficiência *ex-post* torna-se a prioridade. Uma vez que a expansão da infra-estrutura desta indústria já tenha sido finalizada, o passo seguinte seria a obtenção também da eficiência *ex-post*.

Como foi visto anteriormente, no caso específico de indústria de rede nascente, os distúrbios econômicos são bastantes elevados, dificultando a obtenção de consenso entre os agentes envolvidos nesta indústria. Em virtude desta dificuldade, recomenda-se que esta empresa integrada verticalmente seja controlada por um agente público como forma de reduzir os custos de transação. Mesmo com a implantação da estrutura de governança híbrida – empresa privada regulada – na indústria de rede nascente, dificilmente será obtido o consenso entre os agentes envolvidos nesta indústria.

A justificativa para esta recomendação é fundamentada no fato da agência reguladora não ter condições de monitorar, sob racionalidade limitada, todos os distúrbios econômicos, sobretudo os distúrbios advindos do elevado grau de especificidade dos ativos. Portanto, a agência reguladora dificilmente consegue conciliar os interesses de todos os agentes envolvidos nesta indústria – consumidores, fornecedores e produtores – dada a obrigação política de prestação de serviços (FIANI, 2003, p. 32 –33).

Conforme Fiani (2003),

The reason why we are suggesting that while economic disturbances increase we must replace economic regulation with public hierarchies is the same reason that Williamson indicates: the costs of consent. As economic disturbances increase, it becomes increasingly difficult for regulatory agencies to maintain consent from the regulated enterprise, consumers, and firms in harms way of anticompetitive behavior by the regulated firm (due to its market power and natural monopoly character) (FIANI, 2003, p. 33).

Desse modo, a estrutura organizacional ideal para a indústria de rede nascente consiste na formação de uma empresa pública integrada verticalmente, pois tal estrutura organizacional tem melhores condições em coordenar as transações ocorridas nesta indústria, ao mesmo tempo em que reduz os custos de consenso entre os agentes envolvidos. Tendo em vista a presença de ativos específicos em volume expressivo e a possibilidade de distúrbios muito significativos, proveniente das especificidades dos ativos, da complexidade, da incerteza e da obrigação política e/ou jurídica, as chances de obtenção de consenso, típica de estruturas híbridas, se tornam muito custosas, conforme foi verificado na Figura 1.3.

Estes distúrbios se tornam mais prováveis quando a indústria é nascente, pois as incertezas relacionadas à taxa de remuneração dos agentes envolvidos nesta indústria são maiores. Adicionalmente, como a demanda ainda é nascente, torna-se custosa a tarefa de predizê-la e de tomar decisões de investimento adequadas. Por estas razões, a coordenação na indústria de rede nascente é mais complexa, visto que é necessário não só conciliar as ações entre os agentes envolvidos nas atividades desta indústria como também equilibrar a demanda e a oferta.

A participação do agente público torna-se fundamental em indústrias de rede nascente. Neste caso específico, verifica-se, geralmente, um excedente de oferta em relação à demanda. Este fato, por sua vez, pode gerar distúrbios de difícil solução contratual, sendo necessário, desta forma, constituir um mecanismo alternativo ao mecanismo híbrido. Na fase inicial de desenvolvimento da indústria de rede, necessita-se também um volume de investimentos em ativos específicos elevado para a entrada de operação desta indústria.

Nesse contexto, dificilmente o agente privado investiria nesta indústria, já que, além da ameaça de *hold-up*, este agente enfrenta a dificuldade de obtenção das informações necessárias concernentes à oferta e à demanda para a decisão de investimento. Dada a dificuldade em deter informações de outros segmentos da indústria de rede e da incerteza da demanda, as incertezas envolvidas na tomada de decisão são elevadas, desestimulando, então, o investimento.

Mesmo com a criação da agência reguladora, conforme foi visto anteriormente, o agente privado não seria estimulado a investir nesta indústria, uma vez que a agência reguladora também não consegue garantir um ambiente estável que propicie a decisão de investimentos, dadas as condições acima. Nesse sentido, o agente privado somente atuaria nesta indústria caso a sua remuneração fosse muita elevada, de forma a compensar os riscos incorridos.

Em linhas gerais, pode-se concluir que o papel da empresa verticalmente integrada é importante quando a indústria de rede está na fase inicial de desenvolvimento, pelo fato deste agente conseguir coordenar melhor as transações envolvidas nas atividades desta indústria, como analisado anteriormente. Em contrapartida, o papel da competição se torna essencial quando a indústria de rede está na fase madura, pois estes agentes, conjuntamente com a agência reguladora, têm mais condições em atingir a maximização da taxa de utilização da infra-estrutura. Finalmente, a formação de uma empresa pública integrada verticalmente é mais apropriada nas indústrias de rede nascente, dados os custos de transação na obtenção de um consenso político entre os agentes.

Na próxima seção, será aplicado o referencial discutido à indústria de gás natural. Será enfatizado que a discussão sobre os custos de transação se aplica à indústria de gás natural, dadas suas características de rede desta indústria.

#### ***1.4– A caracterização da indústria de gás natural***

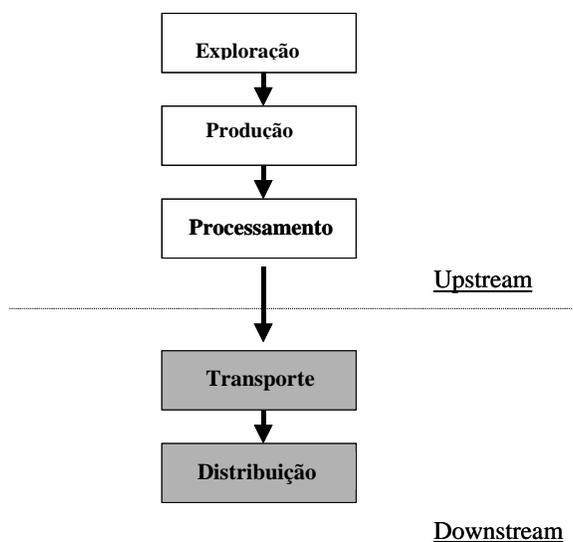
Esta seção tem como propósito apresentar as especificidades, em particular econômicas e técnicas, da indústria de gás natural, e descrever sua cadeia de produção. Especificamente, serão apontadas as fontes de custos de transação na indústria nascente de gás natural, para que, em seguida, sejam analisadas as alternativas de estruturas de governança que possam ser aplicadas a esse setor. Como já foi verificado nas seções anteriores, o desenvolvimento e a eficiência econômica de determinado setor dependem, fundamentalmente, da estrutura de governança adotada.

O gás natural, considerado um combustível fóssil, encontra-se geralmente em rochas porosas no subsolo terrestre ou marítimo. O gás natural pode ser descoberto em associação ao petróleo, uma vez que o petróleo também é obtido em bacias sedimentares. Na verdade, o petróleo e o gás natural são constituídos quimicamente da mesma forma, isto é, são formados, essencialmente, por hidrocarbonetos (compostos químicos de carbono e hidrogênio). Contudo, o estado físico dos hidrocarbonetos em petróleo é líquido, ao passo que o estado físico dos hidrocarbonetos no gás natural é gasoso, considerando-se condições atmosféricas de pressão e temperatura normais (ALONSO, 2004, p. 387).

O gás natural pode ser encontrado de duas formas: associado ou não associado ao petróleo. O gás associado ao petróleo é encontrado em solução no óleo, em reservatórios que contêm preponderantemente petróleo, enquanto o gás natural não associado é obtido diretamente de um reservatório que contém predominantemente gás natural não dissolvido em óleo (NEIVA, 1997, p. 23).

Em linhas gerais, a cadeia produtiva de gás natural pode ser dividida em dois segmentos: *upstream*, onde são reunidas as atividades relacionadas exclusivamente à produção, e *downstream*, onde são incorporadas as atividades referentes à distribuição do combustível até os consumidores finais, conforme se encontra descrita na Figura 1.4. abaixo.

**FIGURA 1.4 – A estrutura organizacional da indústria de gás natural**



As fases que compõem o segmento *upstream* são a exploração, a produção e o processamento. A fase de exploração consiste na procura por reservatórios de gás natural, isto é, no levantamento e no estudo geológico das bacias sedimentares e na instalação de equipamentos para verificar a presença de gás natural (ALVEAL; PINTO JR., 1997).

Averiguadas a presença de gás natural e a viabilidade técnico-econômica deste empreendimento, inicia-se a fase de produção, cuja atividade é basicamente resumida pela perfuração destas bacias sedimentares e pela retirada deste combustível. Visto que o gás natural, muitas vezes, pode ser encontrado conjuntamente com o petróleo, as atividades de exploração e de produção do gás natural também se encontram associadas (NEIVA, 1997, p.45).

Já a fase de processamento consiste nas atividades de tratamento do gás natural, ou seja, na remoção de água e de compostos químicos, tais como compostos de hidrogênio e de carbono mais pesados, permanecendo somente a mistura de metano e etano. O tratamento do gás natural, denominado secagem, normalmente é realizado junto à jazida em UPGN (Unidades de Processamento de Gás Natural), resultando em gás natural seco, sem qualquer outro composto contaminante (ABREU; MARTINEZ, 2003, p. 16). Assim, pode-se afirmar que esta fase tem a finalidade de atender determinadas especificações do gás natural adequadas à utilização deste combustível pelos consumidores finais.

Por sua vez, o segmento *downstream* é formado pelas fases de transporte e de distribuição. A fase de transporte fundamenta-se na condução do gás natural aos *city-gates* (estações de recebimento e de medição do gás natural). Vale lembrar que o transporte deste combustível pode ser realizado por diversos meios, tais como rede de gasodutos e navios, dependendo basicamente do estado físico em que o gás natural se encontra.

Segundo Abreu e Martinez (2003),

Um dos aspectos que mais caracteriza o gás natural é a possibilidade de se poder adequar o seu estado físico às condições de transporte desde a zona onde é produzido até a região onde será consumido, podendo-se destacar três alternativas principais: sob forma gasosa, através de gasodutos; sob a forma liquefeita, em

navios e; sob forma de compostos derivados líquidos ou sólidos (ABREU; MARTINEZ, 2003, p. 18).

Entretanto, a alternativa mais comumente adotada como meio de transporte para o gás natural é a rede de gasodutos. A condução do gás natural requer pressão, introduzida por meio de compressores instalados ao longo das tubulações, evitando, assim, o rompimento da continuidade do fluxo do combustível.

Por fim, a fase de distribuição consiste no fornecimento do gás natural aos usuários finais, tanto industriais quanto residenciais, a partir de dutos no caso do gás canalizado e de recipientes, como por exemplo, de botijões, no caso de gás liquefeito.

A partir da descrição das atividades relacionadas à indústria de gás natural, pode-se concluir que a indústria de gás natural é uma indústria de rede, definida como uma rede de relações entre cada atividade da cadeia produtiva, onde cada decisão, especialmente de investimento, tomada numa fase qualquer afeta as demais fases integrantes da cadeia. Em virtude disso fato, é necessária, para o funcionamento e crescimento da indústria, uma coordenação capaz de identificar deficiências da cadeia, planejar metas e executar ações de forma coesa em cada uma das atividades envolvidas no processo de produção de gás natural.

Em suma, a criação de mecanismo de coordenação do fluxo de gás natural é fundamental, a fim de que haja ajuste entre a oferta e a demanda do combustível e, conseqüentemente, redução dos riscos de prejuízo por parte dos investidores, viabilizando os investimentos nesta indústria (CREMER; GASMI; LAFFONT, 2003, p. 8).

Adicionalmente, pode-se assegurar que os investimentos nesta indústria são elevados, com longo prazo de maturação. Os investimentos, nas fases de exploração e produção, são indubitavelmente arriscados, pois existem riscos tanto geológicos quanto financeiros envolvidos nestas atividades. Os riscos geológicos decorrem da possibilidade de inexistência de gás natural em localidades que estejam sendo exploradas pelos investidores.

Por outro lado, os riscos financeiros provêm da não concretização da taxa de retorno mínima exigida pelo investidor. Os investimentos, nas fases de transporte e distribuição, são ainda mais arriscados, dado que o segmento *downstream* corresponde cerca de 2/3 do custo total da cadeia de produção sendo, então, o segmento mais oneroso à indústria de gás natural (ALVEAL; ALMEIDA, 2001, p.8). Os altos custos no segmento *downstream* derivam do elevado volume de investimento requerido para a construção da infra-estrutura.

Os riscos na atividade de transporte são maiores em comparação a outras atividades da indústria de gás natural, pois esta atividade caracteriza-se por apresentar economias de escala relevantes, originadas da necessidade de elevado volume de investimento para o início da operação da atividade. Portanto, o custo unitário é reduzido apenas com maior volume de gás transportado, em função dos altos custos fixos presentes nesta atividade.

Além disso, o grau de especificidade dos ativos empregados na atividade de transporte é elevado. Caso haja alguma descontinuidade no transporte de gás natural, dificilmente a rede de dutos será empregada em outro processo de produção pela mesma taxa de retorno obtida pelos investidores na indústria de gás natural. A especificidade do ativo, como já estudado em maiores detalhes na Seção 1.3, aumenta os riscos de *hold-up*, podendo inibir a decisão por investimentos nesta atividade (DAHL; MATSON, 1998, p. 392).

A dificuldade em prever a demanda e a oferta de gás natural influencia a tomada de decisão de investimentos. Isto é válido notadamente para a atividade de transporte de gás natural quanto à construção de um determinado gasoduto, já que esta atividade incorre em maiores riscos em face de uma possível “*insuficiência de reservas de gás no segmento de produção e de falta de mercado no segmento de transporte*” (ALVEAL; ALMEIDA, 2001, p. 9).

Em decorrência da incerteza quanto aos fatores de mercado, surge, na atividade de transporte, um *trade-off* referente à capacidade do gasoduto. Caso haja decisão de construir determinado duto com grande capacidade para conduzir gás natural, de forma a garantir a oferta frente às variações imprevistas da demanda, deve-se aumentar o diâmetro do duto,

como também aumentar o número de estações de compressão para elevar a pressão e possibilitar a continuidade do fluxo do combustível até os pontos de distribuição.

Todavia, os custos operacionais serão maiores, em razão do aumento do número de compressores essenciais para a manutenção da atividade. Além disso, na indústria nascente de gás natural, os gasodutos tendem a operar com capacidade ociosa, implicando numa taxa de rentabilidade menor (ALVEAL; ALMEIDA, 2001, p. 9-10).

Por outro lado, caso a decisão seja construir determinado duto com uma capacidade menor, pode ser que este duto não seja capaz de atender tanto à demanda quanto à oferta de gás natural (JESS, 1997, p. 13). Cabe frisar que, nas indústrias de rede, geralmente há uma necessidade de equipamentos com capacidade ociosa para que possa atender imediatamente a qualquer variação futura da demanda e/ou da oferta.

Em resumo, como a atividade de transporte interliga a oferta e a demanda, os riscos presentes nesta atividade são maiores. Na realidade, o desenvolvimento da infra-estrutura da atividade de transporte depende do desenvolvimento não só das demais atividades envolvidas na indústria de gás natural, como também do desenvolvimento da demanda. É por esta razão que se verifica a ameaça de *hold-up* mais acentuada na atividade de transporte: os riscos de descumprimento do acordo provêm tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda, e ainda mais no caso de indústria nascente.

No caso da indústria de gás natural, pode-se afirmar ainda que as transações envolvidas são bastante complexas, sendo necessária, de acordo com a abordagem teórica dos custos de transação, a criação de um mecanismo alternativo ao mercado. As transações da cadeia produtiva de gás natural precisam ser efetuadas freqüentemente e de forma sincronizada - já que deve haver convergência da oferta e da demanda.

Além disso, as transações inerentes à indústria de gás natural são realizadas num ambiente bastante incerto, tendo como razão o fato de que é preciso equilibrar a oferta e a demanda em todos os elos da cadeia produtiva. Caso este sincronismo não ocorra, pode haver interrupção no fornecimento de gás natural.

Ademais, a indústria de gás natural requer compatibilidade entre os ativos pertencentes às atividades envolvidas nesta indústria, de modo que haja continuidade no fornecimento de gás natural. Nesse sentido, os ativos presentes na indústria de gás natural apresentam um elevado grau de especificidade, dada esta necessidade de compatibilidade entre os ativos.

Portanto, pelo fato das transações envolvidas na indústria de gás natural terem as particularidades citadas acima, os custos de transação inerentes a esta indústria provavelmente são elevados. Como a importância das dimensões determinantes do custo de transação – frequência, incerteza e ativo específico – é significativa na indústria de gás natural, surge, assim, a necessidade de formação de um mecanismo capaz de coordenar melhor todas as transações, alternativo ao mercado.

Em outras palavras, dada a importância dos custos de transação, surge a necessidade de arranjos institucionais que minimizem estes custos e, por conseguinte, os riscos de *hold-up*. Feito isto, as incertezas e os riscos presentes na indústria nascente de gás natural serão minimizados, tornando, conseqüentemente, possível a realização das transações e o aumento do volume de investimentos e de produção.

Em função das especificidades da indústria nascente de gás natural, a estrutura organizacional mais eficiente seria uma empresa integrada verticalmente. Caso isso não aconteça, os custos de desenvolvimento de uma indústria de rede nascente serão muito significativos, impossibilitando o crescimento e a consolidação da indústria de gás natural, visto que os riscos presentes nesta indústria, sobretudo na atividade de transporte, são bastante elevados.

Esta estrutura organizacional é uma opção para desenvolver mercados infantes, já que a presença de problemas de informação, as chances de expropriação de *quase-renda* e elevados riscos de *hold-up*, provenientes principalmente do alto grau de especificidade dos ativos, demandam estruturas mais complexas de coordenação de investimentos.

Por outro lado, a participação do agente privado em ambiente competitivo é mais adequada quando a indústria de gás natural estiver na fase madura. Isto porque a eficiência *ex-post*, baseada na taxa de utilização da rede, é maximizada. A eficiência *ex-ante*, apoiada na expansão da rede, não é mais a prioridade neste caso, uma vez que a indústria está na fase madura.

A participação do agente público como proprietário da firma integrada verticalmente é apropriada quando a indústria de gás natural, como uma indústria de rede, estiver na fase inicial de desenvolvimento. Neste caso, os custos de transação são elevados em decorrência da dificuldade de se obter consenso entre os agentes envolvidos na indústria frente aos distúrbios econômicos. Cabe ressaltar que os distúrbios econômicos presentes na indústria nascente de gás natural são advindos da dificuldade de conciliar a oferta e a demanda, pois a oferta cresce à frente da demanda nesta indústria.

Desse modo, deve-se ressaltar a importância do agente público para o desenvolvimento da indústria nascente de gás natural. Recomenda-se que a firma integrada verticalmente seja controlada por um agente público, já que o consenso entre os agentes atuantes nesta indústria, tais como fornecedores, consumidores e produtores, é dificilmente obtido, pois os distúrbios econômicos oriundos da instabilidade da demanda e dos ativos específicos são bastante elevados e o consenso entre todos os agentes envolvidos na indústria nascente de gás natural é problemático.

Portanto, o mecanismo híbrido não é uma estrutura de governança apropriada para esta indústria, pois a agência reguladora não conseguirá conciliar os interesses de todos os agentes participantes da indústria nascente de gás natural. Assim, a estrutura de governança mais adequada às especificidades desta indústria seria uma firma integrada verticalmente controlada pelo agente público.

No próximo capítulo, será visto em que medida esta análise é sustentada pelo caso de dois países sul-americanos que lograram obter resultados positivos no desenvolvimento das indústrias de gás natural: Chile e Colômbia.

## **CAPÍTULO II – O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA AMÉRICA DO SUL: OS CASOS DO CHILE E DA COLÔMBIA**

### **2.1– Introdução**

Este capítulo tem como propósito descrever o processo de reestruturação no mercado de gás natural nos anos noventa nos países sul-americanos selecionados: Chile e Colômbia. De maneira geral, essas economias introduziram importantes reformas institucionais que afetaram diretamente o desempenho e o desenvolvimento da indústria de gás natural. Entretanto, a transformação da indústria de gás natural ocorrida nos dois países consistiu na adoção de diferentes instrumentos, estratégias e arranjos regulatórios.

O presente estudo enfoca Chile e Colômbia, pois, embora estes países sul-americanos tenham apresentado modelos regulatórios distintos para indústria de gás natural, ambos obtiveram resultados positivos, na medida em que houve um crescimento acentuado na sua indústria de gás natural. Dito de outra forma, no final da década de oitenta, a participação do gás natural na matriz energética chilena e colombiana era aproximadamente 9% e 14% respectivamente; ao passo que no final da década de noventa, o gás natural representava cerca de 18% na matriz energética chilena e 20% na matriz energética colombiana.

Haja vista o crescimento significativo da indústria de gás natural no Chile e na Colômbia, neste capítulo serão investigados como os arranjos institucionais dos dois países minimizaram os custos de transação nessa indústria nascente e em que proporção estes arranjos foram bem-sucedidos.

No caso do Chile, este país teve êxito em desenvolver a indústria de gás natural na década de noventa mediante acordos de integração energética com a Argentina, estímulo para construção de plantas térmicas movidas a gás natural em detrimento das plantas hidráulicas e reforma institucional, implantada em meados dos anos noventa. Vale ressaltar

que esta reforma institucional foi caracterizada pelo predomínio do Estado no segmento *upstream* e pela participação relevante dos agentes privados no segmento *downstream*.

No caso da Colômbia, a reforma institucional admitiu a presença tanto do Estado quanto do agente privado nas atividades de exploração, de produção e de transporte e predomínio do setor privado na atividade de distribuição.

O presente capítulo é estruturado em duas seções. Nestas duas seções, serão abordadas as experiências do Chile e da Colômbia respectivamente, referentes à reforma regulatória na indústria de gás natural, discriminando suas ações de reestruturação e os princípios que regeram a reforma institucional. Em seguida, serão analisadas a estrutura atual e as atribuições das instituições reguladoras, aplicando a teoria dos custos de transação estudada no Capítulo I. Por fim, serão apontados os efeitos do processo de reestruturação nesta indústria.

## **2.2– A reforma da indústria de gás natural no Chile na década de noventa**

Nesta seção, será descrito o processo de crescimento da indústria de gás natural chilena na década de noventa, quando o Estado chileno introduziu importantes mudanças na estrutura institucional desta indústria. As transformações, particularmente no âmbito regulatório, objetivavam promover a utilização do gás natural, em grande medida, nas termelétricas instaladas no país, aumentando, por conseguinte, a participação do combustível na matriz energética chilena.

A opção por este país foi fundamentada no fato de que, entre os países da América do Sul, o Chile obteve um resultado satisfatório no desenvolvimento da indústria de gás natural. Cabe destacar que este resultado satisfatório foi causado essencialmente pela interligação energética entre Argentina e Chile e pela reforma institucional implantada no setor de gás natural na década de noventa.

Para tanto, no primeiro momento serão apontadas as razões pelas quais o Estado chileno decidiu, na década de noventa, introduzir medidas para estimular a utilização do

gás natural, ao mesmo tempo em que implementava a reforma institucional no setor de gás. Em seguida, será examinado o processo de reestruturação da indústria de gás natural realizada na década de noventa, discriminando as alterações legais mais importantes concernentes à indústria. Será descrito o modelo de organização industrial estabelecido na indústria de gás natural chilena, a partir do processo de reestruturação, ressaltando os principais agentes nela inseridos e suas funções. Por último, serão assinalados os efeitos em termos de custos de transação, no setor de gás natural chileno, do processo de reestruturação.

A partir da década de noventa, o Estado chileno começou a estimular o consumo de gás natural, pois tal fonte energética passou a ser considerada um combustível estratégico pelo Estado, capaz de diversificar as fontes de energia ofertadas, de promover o desenvolvimento do setor elétrico, de prover as condições de crescimento econômico do país, além de reduzir o uso de fontes energéticas poluidoras, tais como carvão e petróleo (JADRESIC, 2000, p.7).

Em relação à diversificação de fontes de energia, a matriz energética chilena era bastante concentrada. A participação do petróleo e do carvão representava cerca de 50% da matriz energética do país em 1988, enquanto a participação do gás natural era de apenas 9% (EIA, 2003, p. 3).

A dependência energética, por sua vez, poderia comprometer o abastecimento de energia, caso ocorresse algum problema na oferta desses produtos mais significativos na matriz. Este problema era reforçado pelo fato do Chile deter escassas reservas energéticas, em especial dos combustíveis mais representativos na matriz energética do país, no caso o petróleo e o carvão. Desta forma, o país precisava importar grandes volumes de petróleo e carvão provenientes, principalmente, da Argentina, do Brasil e da Nigéria (EIA, 2003, p. 3).

Apesar do Chile possuir grande potencial hidrelétrico, maior parte deste potencial localiza-se no sul do país, distante, portanto, dos grandes centros consumidores, situados nas regiões do centro e do norte do país. Desse modo, a geração de energia elétrica, derivada do carvão, tinha um papel importante no sentido de complementar à geração de

energia elétrica do país. Assim, até a chegada do gás argentino em 1997, a geração de energia oriunda das termelétricas era predominantemente suprida pelo carvão (64%), cuja produção nacional era pequena e as reservas estavam praticamente esgotadas. Na realidade, grande parte do carvão utilizado neste país era importada (EIA, 2003, p. 4-5).

Quanto à promoção do setor elétrico, era necessário criar condições para construção de plantas elétricas para atender à demanda de energia do país. Esta seria uma das formas do Chile assegurar o abastecimento contínuo das fontes energéticas por preço acessível (RUIZ, 2002, p. 3). Segundo Jadresic (2000), o Chile precisava criar facilidades e condições de segurança para o fornecimento de fontes energéticas, a fim de atender à demanda de energia e fomentar o crescimento econômico chileno (JADRESIC, 2000, p. 3).

Adicionalmente, o desenvolvimento da indústria de gás natural tinha como objetivo a preservação do meio ambiente. No início da década de noventa, o Chile apresentava índices alarmantes quanto à poluição do ar e da água, visto que os principais combustíveis utilizados no país eram petróleo e carvão (O'RYAN; SPERLING; TURRENTINE; DELUCCHI, 2001, p.6).

Conforme O'Ryan, Sperling, Turrentine e Delucchi (2001),

Santiago is one of the most highly polluted cities in the world. In August 1996, the Greater Santiago region was declared a "Saturated Zone" – exceeding ambient standards for particulates, ozone and carbon monoxide (based on World Health Organization standards). Santiago's pollution problem is exacerbated by surrounding hills that prevent the circulation of air masses and lead to thermal inversions that trap pollutants near the ground – much like Mexico City and Los Angeles (O'RYAN; SPERLING; TURRENTINE; DELUCCHI, 2001, p. 14).

Vale salientar que os combustíveis citados são os que mais produzem prejuízos ambientais como, por exemplo, emissão de dióxido de carbono e de dióxido de enxofre (RUDNICK; O'RYAN; BRAVO, 2001, p.14). Nesse contexto, o Estado passou a elaborar políticas que pretendiam minimizar a emissão de gases poluentes. Uma delas era justamente incentivar a construção de plantas térmicas movidas a gás natural, em

detrimento do carvão, dado que o gás natural é considerado um “combustível limpo”. Segundo Rudnick, O’Ryan e Bravo (2001), “*combined cycle technology is environmentally friendly, if compared to coal or oil plants previously used in the country*” (RUDNICK; O’RYAN; BRAVO, 2001, p. 25).

Tendo em vista os objetivos a serem alcançados por meio da maior utilização do gás natural – redução da dependência externa do petróleo e do carvão, asseguração do fornecimento contínuo de energia e preservação do meio ambiente – o Estado chileno adotou diversas medidas em prol do desenvolvimento da indústria de gás natural (RUIZ, 2002, p. 15-16). Dentre as medidas adotadas pelo Estado chileno, relacionadas ao crescimento da indústria de gás natural, destacam-se os acordos de integração energética com Argentina e a promulgação dos Decretos n° 263 e n° 254.

O ponto de partida do desenvolvimento da indústria de gás natural se deu em 1991, quando o Protocolo de Integração, acordado por Chile e Argentina, entrou em vigor. Este protocolo pretendia incentivar a integração energética entre os dois países, interligando as reservas de gás natural da Argentina aos centros consumidores do Chile, contornando os entraves legais e estimulando a livre concorrência no setor. Em linhas gerais, este protocolo permitia que os produtores e os compradores negociassem livremente volume, preços e outras condições comerciais (CAMPODÓNICO, 1999, p. 142).

De acordo com Jadresic (2000), o Protocolo de Integração, firmado em 1991, regulamentava as condições de construção e operação dos gasodutos que interligam Argentina e Chile, tais como: (i) livre negociação do preço do gás natural, (ii) livre acesso à malha de gasodutos que interconecta os dois países e (iii) estabelecimento de uma quota máxima de exportação de gás natural oriundo da Argentina (JADRESIC, 2000, p. 5).

Cabe lembrar que a promoção da indústria de gás natural se iniciou, por meio de importação, pelo fato do custo de desenvolver a indústria de gás natural a partir da exploração das reservas de gás chilenas ser elevado. Como a maioria das reservas de gás natural chilenas é distante dos principais centros urbanos do país, os custos em construir uma rede de gasoduto que interligue a oferta e a demanda são demasiadamente elevados

(FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p. 2). Visto que o preço final do gás natural advindo das importações é menor do que o preço do gás natural oriundo do mercado interno, o Estado chileno optou, no primeiro momento, pela importação de gás natural proveniente da Argentina (BONDOREVSKY; PETRECOLLA, 2001, p. 11).

Em 1995, foi firmado outro acordo entre Argentina e Chile, complementar ao Protocolo de Integração. Na verdade, este novo acordo removia a regra de quota máxima de importação citada acima – no caso era de 5 milhões de m<sup>3</sup> por dia – com o objetivo de promover ainda mais a competição entre os agentes.

Segundo Raineri e Kuflik (2000):

Later, in April, 1995, President Menem's and President Frei's Administrations decided to modify the protocol that regulating the gas link between Argentina and Chile, removing the maximum import quota, and only establishing a maximum quota that does not endanger the domestic supply of the exporting country at the moment of granting a license (RAINERI; KUKFLIK, 2000, p. 5).

Salienta-se que o acordo, que teve como propósito a integração regional energética, somente pôde ser firmado na década de noventa devido à reforma regulatória em ambos os países, em especial nos setores de energia, de acordo com as recomendações do Banco Mundial. Tais recomendações estavam baseadas nas seguintes medidas: *“aplicação mais ampla dos princípios comerciais aos prestadores de serviços, uso mais intenso da concorrência e envolvimento maior dos usuários sempre que houver obstáculos a uma atitude competitiva e comercial”* (BANCO MUNDIAL, 1994, p. 8).

Dito de outra forma, as medidas adotadas tanto pela Argentina quanto pelo Chile, nas décadas de oitenta e noventa que consistiram na abertura comercial, na entrada da iniciativa privada em setores considerados públicos e na concorrência, propiciaram a efetivação deste acordo. Ademais, o processo de democratização ocorrido em ambos os países, no mesmo período, facilitou a concretização dos Protocolos de Integração (BONDOREVSKY; PETRECOLLA, 2001, p. 2).

Além dos acordos de integração energética, firmados com a Argentina, o Estado chileno alterou o marco regulatório da indústria de gás natural. A reforma no aparato legal e institucional tinha o propósito de estimular a concorrência no setor e, ao mesmo tempo, de incentivar o crescimento da indústria. Após esta reforma, foram instituídos mais dois decretos em 1995: os Decretos n° 263 e n° 254.

A regulação da indústria de gás natural, antes da reforma institucional realizada em 1995, era fundamentada somente no Decreto n° 323 - intitulado *Ley de Servicios de Gas y sus Modificaciones*. Este decreto, promulgado em 1931, estabelecia o mínimo de regras possíveis na indústria de gás natural. As poucas regras, contempladas na *Ley de Servicios de Gas y sus Modificaciones*, eram referentes às atividades de transporte e de distribuição, e às tarifas do gás natural.

No tocante ao serviço de transporte e de distribuição, a norma determinava que estes serviços deviam ser outorgados mediante a concessão. Adicionalmente, esta norma permitia a participação de qualquer agente nessas atividades, como também a participação acionária de um mesmo agente em outras empresas concessionárias do mesmo segmento.

Verificava-se, então, a ausência de restrições legais quanto à nacionalidade das empresas concessionárias e à participação de uma mesma empresa na atividade de transporte e de distribuição (FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p. 6). Sendo assim, pode-se afirmar que neste decreto não havia nenhum dispositivo que impedisse a integração vertical das atividades de transporte e de distribuição, o que poderia resultar no surgimento de empresas com poder de monopólio na indústria de gás natural.

Já em relação às tarifas, as empresas de transporte e de distribuição podiam fixá-las livremente. No caso específico da empresa distribuidora, esta norma estabelecia ainda a não-discriminação entre os usuários com consumos similares e a obrigação da empresa em publicar as tarifas por tipo de consumidor. Isto significava que as empresas concessionárias de distribuição podiam fixar as tarifas livremente, respeitando a garantia de não-discriminação entre os consumidores de um mesmo perfil, ou seja, as tarifas seriam iguais para usuários com características de consumo semelhantes. Além disso, quando

houvesse uma modificação nos preços, a empresa de distribuição era obrigada a publicar as novas tarifas vigentes em mídia de ampla circulação (KOZULJ, 2003, p. 46).

Na atividade de distribuição, esta norma também garantia ao Estado chileno o direito de interferir na fixação das tarifas das distribuidoras, na seguinte situação: nas zonas de concessão, onde cada usuário individualmente consumisse menos de 100 gigajoule por mês e onde a distribuidora obtivesse uma taxa de rentabilidade econômica superior a cinco pontos percentuais, em comparação à taxa de custo anual de capital. Vale destacar que a taxa de custo anual de capital era calculada pelo *Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*, levando-se em consideração “*el riesgo sistemático de las actividades de las distribuidoras en relación con el mercado, la tasa de retorno libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado*” (FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p. 6).

Como o Estado chileno pretendia fomentar o desenvolvimento da indústria de gás natural, foram aprovados em 1995 os Decretos n° 263 e n° 254 (RAINERI; KUFLIK, 2000, p. 4). Na verdade, estes decretos complementarizam e detalhariam as regras dispostas na *Ley de Servicios de Gas y sus Modificaciones*, visando estabelecer um novo ambiente institucional que estimulasse a entrada do agente privado e, por conseguinte, o crescimento da indústria de gás natural.

Segundo Jadresic (2000),

Regulatory norms were prepared in Chile in order to enforce open access to transportation services and to allow pipeline developers to obtain rights of way over private or state land. Such norms were included in a Concessions Ruling, which was established in 1995. Another ruling was dictated the same year in order to impose safety standards and quality requirements to pipelines and distribution networks so that people and physical installations would not be endangered (JADRESIC, 2000, p. 8).

O Decreto n° 263, vigente desde de julho de 1995, além de reforçar algumas disposições contidas na *Ley de Servicios de Gas y sus Modificaciones*, determinava regras concernentes aos segmentos de transporte e distribuição. Este decreto, chamado de *Reglamento sobre Concesiones Provisionales y Definitivas para la Distribución y el*

*Transporte de Gas*, estabelecia preceitos que asseguravam a competição e a eficiência econômica, tais como separação bem definida das atividades de transporte e distribuição e livre acesso à rede de gasodutos.

De acordo com Raineri e Rudnick (1997), os princípios estabelecidos nesse decreto foram: (i) a separação das atividades de transporte e de distribuição de gás natural; (ii) competição entre as empresas transportadoras de gás natural, permitindo que exista mais de uma empresa de transporte atuando numa mesma zona de concessão; (iii) livre acesso à malha de gasodutos a qualquer terceiro interessado na sua utilização; (iv) livre negociação quanto à determinação das tarifas de transporte de gás natural; (v) intervenção do Estado na fixação das tarifas de distribuição, quando a taxa de retorno obtida pelas distribuidoras for em torno de 5% acima da taxa de custo de capital (RAINERI; RUDNICK, 1997, p. 394).

Um ponto importante deste decreto é a inclusão de uma regra expressa quanto à não-exclusividade da concessão de zonas de distribuição e de transporte. Em consequência, este decreto prevê a existência de várias concessionárias numa mesma zona geográfica, garantindo, portanto, as condições de concorrência no setor de gás natural (FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p. 7). Portanto, esta regra mostra claramente a intenção do Estado chileno de estimular a competição na atividade de distribuição de gás natural.

Outro ponto importante a ser ressaltado é quanto ao acesso aberto. Esse conceito, entendido como *“el ofrecimiento que las empresas concesionarias de transporte de gas realicen de sus servicios de transporte en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información, respecto a su capacidad de transporte disponible”* (FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p. 7), pretende assegurar a concorrência na indústria de gás natural, eliminando a possibilidade da instauração do monopólio natural, apesar das condições favoráveis para isto propiciadas por esta atividade.

Por fim, outro elemento relevante destacado por Serra (2001) é a ausência de fixação das tarifas de transporte e de distribuição de gás natural por parte do Estado. Segundo o autor, o Estado chileno possivelmente não definiu regras em relação à fixação de tarifas de transporte e de distribuição porque o aparato legal, mediante as disposições

mencionadas acima, assegurava as condições de concorrência nestas atividades (SERRA, 2001, p. 21). O mercado, por meio da concorrência dos ofertantes, determinaria as tarifas de transporte e de distribuição de gás natural.

Conforme dito anteriormente, no mesmo ano, foi aprovado também o Decreto n° 254, intitulado *Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural*. Esta norma tinha como função estabelecer os requisitos de segurança mínimos que as empresas de transporte e de distribuição de gás natural deveriam cumprir, a fim de garantir a compatibilidade técnica como as outras empresas atuantes nestas atividades para a preservação dos cidadãos e do meio-ambiente (JADRESIC, 2000, p. 8).

Dado que o Estado chileno pretendia introduzir o mercado como uma estrutura de governança mais adequada à indústria de gás natural do país, acreditava-se não haver necessidade de criar um ente regulador específico para cadeia produtiva gasífera. Dito de outra maneira, como o Estado chileno acreditava que o incentivo à competição seria uma forma de desenvolver a indústria de gás natural, não foi criada uma instituição exclusivamente vinculada à indústria de gás natural. Na realidade, a estrutura institucional do setor de gás natural no Chile é formada fundamentalmente pela *Comisión Nacional de Energia (CNE)* e pela *Superintendencia de Electricidad y Combustibles Del Ministerio de Economía (SEC)*.

A CNE, instituição subordinada diretamente à Presidência da República, tem como propósito a elaboração de políticas e de regras referentes ao setor energético. Segundo Campodónico (1998), esta instituição tinha como funções a realização de estudos técnicos relativos às fontes energéticas, à análise do funcionamento do mercado e a formulação de políticas relacionadas à indústria energética (CAMPODÓNICO, 1998, p. 36).

Já, a SEC, instituição subordinada ao *Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*, tem como principal finalidade fiscalizar e controlar o cumprimento das normas concernentes à geração, à produção, ao armazenamento, ao transporte e à distribuição de combustíveis líquidos, gás e eletricidade. De acordo com Campodónico (1998), a SEC possui as seguintes atribuições: (i) zelar pelo cumprimento das leis vigentes;

(ii) determinar os requisitos para a obtenção de concessão sobre os serviços de transporte e de distribuição de gás natural; (iii) regulamentar e fiscalizar a qualidade do gás vendido ao mercado consumidor; (iv) atender às reclamações dos consumidores contra os concessionários, nos casos em que não foram cumpridas as determinações e as orientações enunciadas nas normas; (v) aplicar aos concessionários multa prevista na lei, devido a alguma irregularidade relacionada à prestação do serviço; e (vi) examinar as informações, referentes ao serviço de transporte e de distribuição, fornecidas pelas empresas concessionárias (CAMPODÓNICO, 1998, p. 40).

Todas estas medidas adotadas pelo Estado chileno desenvolveram significativamente a indústria de gás natural durante a década de noventa. Deve-se destacar, notadamente, a importância dos Protocolos de Integração entre Argentina-Chile para o desenvolvimento dessa indústria.

Especificamente, a partir da assinatura desse protocolo, foram investidos US\$ 1,5 bilhão na construção de uma rede de gasodutos com aproximadamente 3.500 km de extensão. Em 1996, entrou em operação o gasoduto *Magalhanes*, que fornece gás natural às plantas de térmicas movidas a gás natural localizadas no Sul do Chile.

Posteriormente, em 1997, foi inaugurado o gasoduto *Gas Andes* que transporta gás natural para uso residencial, comercial, industrial e geração elétrica da região central do Chile. No ano seguinte, em 1998, foram iniciadas as operações dos gasodutos *Gas Atacama* e *Nor Andino* que abastecem as térmicas movidas a gás natural e os centros de mineração, situados na região central do país.

Por último, em 1999, entrou em atividade o gasoduto *del Pacífico*, que fornece gás natural aos usuários residenciais, comerciais e industriais e às plantas térmicas (PISTONESI, 2001, p. 31). No total, foram construídos sete gasodutos internacionais, que interconectam as bacias argentinas aos mercados consumidores chilenos, após a promulgação dos acordos de integração com a Argentina. No Quadro 2.1 abaixo, são mostrados os principais gasodutos que interligam Argentina e Chile, detalhando-os pela data de operação, volume investido e extensão.

**Quadro 2.1 – Os principais gasodutos internacionais do Chile construídos na década de noventa**

<b>Início da Operação</b>	<b>Gasoduto</b>	<b>Valor Investido (US\$)</b>	<b>Extensão (Km)</b>
1997	Gas Andes	350	467
1999	Gas Atacama	380	941
1999	Nor Andino	400	1.180
1999	Pacífico	342	638
<b>Total</b>		<b>1.472</b>	<b>3.226</b>

Fonte: Revista Eletrecidad, 2004b

Além dos acordos internacionais com Argentina, deve-se salientar a importância da política de geração de energia elétrica desenvolvida pelo Estado chileno na década de noventa. Por meio da construção e da implantação de plantas térmicas, foi possível viabilizar uma maior participação do gás natural na matriz energética no Chile.

Segundo Rudnick, O’Ryan e Bravo (2001), as razões que propiciaram a construção de térmicas movidas a gás natural foram: (i) a oferta de gás natural oriundo da Argentina; (ii) os custos de geração de energia por uma planta térmica movida a gás natural, já que são menores do que os custos de geração de energia por uma planta térmica movida a carvão; e (iii) a exigência ambiental mais rigorosa referente à construção de plantas hidrelétricas, pois é necessária a obtenção dos direitos sobre as águas controlados pelo Estado chileno (RUDNICK; O’RYAN; BRAVO, 2001, p. 25-27). A implantação das plantas térmicas movidas a gás natural, por conseguinte, contribuiu decisivamente para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Adicionalmente, a política de promoção ao gás natural colaborou, efetivamente, para aumento da participação dos agentes privados no setor. Analisando os agentes participantes de cada atividade da indústria de gás natural, percebe-se a presença do setor privado em todas as etapas da cadeia de gás natural, em especial nas etapas de transporte e distribuição.

Na atividade de exploração e produção nacional, não se verificou, contudo, competição efetiva. O Estado é proprietário absoluto, exclusivo e inalienável das bacias de

hidrocarbonetos em todo território, cabendo à *Empresa Nacional del Petróleo (ENAP)*,<sup>3</sup> com exclusividade ou mediante concessões administrativas ou de *Contratos Especiales del Operación Petrolera*<sup>4</sup> (*CEOP*), a função de explorar estas bacias (ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, 2003, p. 65). Além disso, a *ENAP* pode participar de outras atividades, isto é, pode atuar nas atividades de transporte e distribuição do gás natural (FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p.5).

Segundo Kozulj (2003), tal norma permaneceu no marco regulatório da indústria de gás natural, apesar de inibir a competição na atividade de exploração e produção, dada a irrelevância das reservas e da produção local (KOZULJ, 2003, p. 29). Como já foi observado anteriormente, as reservas chilenas de gás natural, além de serem escassas, situavam-se distante dos centros consumidores do país. A produção do gás natural nacional não era estimulada também pelo fato do preço do gás natural importado da Argentina ser menor, comparado ao preço do gás natural chileno, conforme mencionado anteriormente.

A competição na atividade de exploração e produção se dava por meio das importações. A partir da entrada de operação dos gasodutos internacionais que interligavam Argentina e Chile, observou-se o aumento do número de agentes privados estrangeiros na atividade de importação. Os principais agentes privados argentinos que exportavam gás natural para o Chile eram: *Pluspetrol – Astra*, *YPF*, *Proprietarios de Sierra Chata*, *Tecpetrol-Mobil – CGC* e *Total-Pan American – Wintersha* (ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, 2003, p. 65).

Na atividade de transporte, pôde-se perceber a entrada de agentes privados, dos quais se destacavam: *Electrogas*, *ENAP*, *Gas Andes*, *Gas Atacama*, *Gas del Pacífico*, *INNERGY Transportes*, *Nor Andino* e *Taltal*. Um fato importante ocorrido na atividade de transporte é que a maioria das empresas transportadoras de gás natural tinha como acionistas empresas de energia elétrica. Pelo fato da regulação da indústria de gás natural contemplar poucas regras, não considerando, por exemplo, nenhum tipo de restrição em

---

<sup>3</sup> *ENAP* é uma empresa comercial estatal.

<sup>4</sup> Os *Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP)* - acordos com um contratado e o Estado para exploração destas bacias - não afetam o domínio do Estado sobre estas bacias nem tampouco conferem direitos, por parte dos contratados, sobre os hidrocarbonetos (FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p.5).

relação à participação dos agentes atuantes no setor de gás natural em outros setores energéticos, ainda é possível verificar uma integração entre os setores de gás natural e elétrico (FOSCO; SAAVEDRA, 2003, p. 7). Isto significa que existe um elevado nível de participações cruzadas nestes setores, o que pode vir a comprometer a concorrência e a eficiência nesse mercado, como pode ser observado no trecho abaixo:

There is some degree of integration between gas and electricity markets in Chile due to cross-ownership of gas transportation pipelines by power generators. About a quarter of Chile's electricity is generated from natural gas. Electricity generating companies hold majority shares in three major gas pipelines (Endesa in Gas Atacama, Endesa and Colbun in Electrogas, and Tractebel and Edelnor in Nor Andino) and minority shares in another pipeline (AES Gener in Gas Andes). Thus, there could be incentives for pipelines to discriminate in favour of the power generators that have financial interests in them (ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, 2003, p. 67).

No Quadro 2.2 abaixo, é apresentada a composição acionária das empresas transportadoras de gás natural. Pode-se demonstrar que boa parte das empresas transportadora de gás natural detém como acionistas empresas atuantes no setor de energia elétrica, que estão assinaladas com asterisco (\*). Tal fato, como será examinado mais adiante, contribuiu decisivamente para o desenvolvimento da indústria de gás natural e o acréscimo da participação dessa fonte de energia na matriz energética chilena.

**Quadro 2.2 – As empresas participantes da atividade de transporte de gás natural no Chile**

Empresa de transporte	Composição Acionária
GAS ATACAMA	Endesa Chile (50,0%)*; CMS (50,0%)*
GAS NOR ANDINO	Tractebel (68,0%)*; Energía del Pacífico (32,0%)
TALTAL	Endesa Chile (50,0%)*; CMS (50,0%)*
GAS ANDES	Total Fina Elf (56,5%); Compañía General de Combustibles (17,5%); Metrogas (13,0%); AES Gener (13,0%)*
ELECTROGAS	Endesa Chile (42,5%)*; Colbún (42,5%)*; ENAP (15,0%)
GAS DEL PACÍFICO	TransCanada (30,0%); El Paso (21,8%); Gasco (20,0%); ENAP (18,2%); Repsol - YPF (10,0%)
INNERGY	Gasco (30,0%); Nova International (30,0%); Trigás (15,0%); ENAP (25,0%)
ENAP	Estado do Chile (100,0%)

Fonte: Revista Eletrecidad, 2004b

Um outro efeito relevante na atividade de transporte, resultante das transformações ocorridas na indústria de gás natural, foi o acirramento da concorrência nessa atividade, inclusive da concorrência *ex-ante*. Entende-se como concorrência *ex-ante* a competição entre as empresas antes de sua entrada no mercado. Dito de outra maneira, a mudança no ambiente institucional da cadeia produtiva de gás natural, devido tanto à promulgação dos Protocolos de Integração entre Argentina-Chile quanto à reforma das regras desta indústria, implicou numa competição mais acirrada entre os agentes privados pela construção e implantação de gasodutos, sobretudo de gasodutos internacionais.

De acordo com Raineri e Rudnick (1997):

The ex-ante competition among the alternative projects has been cruel, each consortium making large investments in marketing and lobbying, trying to compromise long term contracts with their customers to assure the financial success of their investment (RAINERI; RUDNICK, 1997, p. 397).

As disputas mais significativas, ocasionadas no Chile pela implantação de gasodutos que interligam Argentina-Chile, foram as seguintes: de 1994 a 1996, uma disputa pela construção de um gasoduto que interconectaria as bacias argentinas à região central do Chile e, de 1996 a 1997, uma disputa pela construção de um gasoduto que interligaria a Argentina à região nordeste do Chile (RAINERI; RUDNICK, 1997, p. 397).

Em relação ao primeiro conflito mencionado acima, a disputa decorreu pela construção do primeiro gasoduto que interconectaria as bacias de produção de gás natural argentinas às térmicas e às companhias de distribuição localizadas na região central do Chile.

Na realidade, a concorrência foi estabelecida por dois consórcios: *Transgas*, formado pelas empresas *Enersis* e *Tenneco Gas*; e *Gas Andes*, composto pelas empresas *Novacorp*, *Chilgener* e *Gasco*. Ambos os consórcios tinham como objetivo transportar gás natural da Argentina até a região central do país. No entanto, a *Transgas* tinha o projeto de construir um gasoduto de 1.200 km de extensão, sendo 300 km situados na Cordilheira dos Andes. Por outro lado, a *Gas Andes* previa a construção de um gasoduto, de apenas 467 km de extensão, que não passaria através da Cordilheira dos Andes (RAINERI; RUDNICK, 1997, p. 397).

Em face desta situação, os dois consórcios passaram a competir antes mesmo da construção e operação do gasoduto, pois ambos buscavam recursos financeiros para a concretização de tais empreendimentos. Em particular, estes dois consórcios estavam em busca de contratos de transporte de gás natural com os usuários que tornassem o empreendimento factível economicamente. Devido à competição, os preços oferecidos pelos consórcios aos usuários declinaram, o que implicou na desistência da *Transgas* para a efetivação do projeto (JADRESIC, 2000, p. 9-10).

No tocante ao segundo conflito, a disputa ocorreu em razão da construção de um gasoduto que interligaria a Argentina à região nordeste do Chile. Especificamente, a disputa envolveu dois consórcios: *Gas Atacama*, composto pelas empresas *Endesa* e *CMS*; e *Nor Andino*, formado pelas empresas de energia elétrica *Tractebel* e *Edelnor*.

O projeto do consórcio *Gas Atacama* consistia em construir plantas térmicas conjuntamente com o gasoduto de 941 km de extensão que, por sua vez, poderia ser utilizado por outros consumidores. Já o projeto do consórcio *Nor Andino* previa também a construção de plantas térmicas e de um gasoduto de 1.180 km de extensão. A diferença entre os dois projetos é que o gasoduto construído pelo consórcio *Gas Atacama* seria operado por ele mesmo, enquanto o gasoduto constituído pelo *Nor Andino* seria operado por terceiros (JADRESIC, 2000, p. 16).

Como estes dois gasodutos seriam utilizados para transportar gás natural às plantas térmicas descritas acima, os dois projetos permaneceram no mercado. Em outras palavras, estes dois consórcios não precisaram competir entre si para obter contratos de venda de gás natural, já que ambos os consórcios asseguraram parte das vendas, por meio da construção de plantas térmicas.

Desta forma, pode-se observar que o Chile, mediante as transformações ocasionadas na indústria de gás natural, obteve um resultado positivo quanto à promoção de competição na atividade de transporte, haja vista as disputas ocorridas pela implantação da rede de gasodutos. Embora tal atividade seja considerada como monopólio natural, o país conseguiu estimular a concorrência *ex-ante* nesta atividade. Em decorrência, a malha de gasoduto foi ampliada, conforme o Quadro 2.1.

Por fim, na atividade de distribuição, pode-se verificar também a entrada de agentes privados. Os agentes privados participantes da atividade de distribuição de gás natural são: *Energas*, *Gasco*, *Gas Valpo*, *Gas Sur*, *Metrogas* e *Progas*. Desconsiderando a empresa *Gasco*, as demais empresas entraram em operação na atividade de distribuição de gás natural em meados da década de noventa. Assim como na atividade de transporte, pode-se notar a presença de acionistas participantes do setor elétrico no Quadro 2.3, assinalados com asterisco (\*), em algumas empresas distribuidoras de gás natural. No caso da empresa *Energas*, percebe-se que todos os acionistas são atuantes na indústria de energia elétrica; já no caso da empresa *Progas*, constata-se que as empresas presentes na indústria de energia elétrica – *CMS* e *Endesa* – são as acionistas da empresa, mediante a transportadora *Gas Atacama*.

### Quadro 2.3 – As empresas participantes da atividade de distribuição de gás natural no Chile

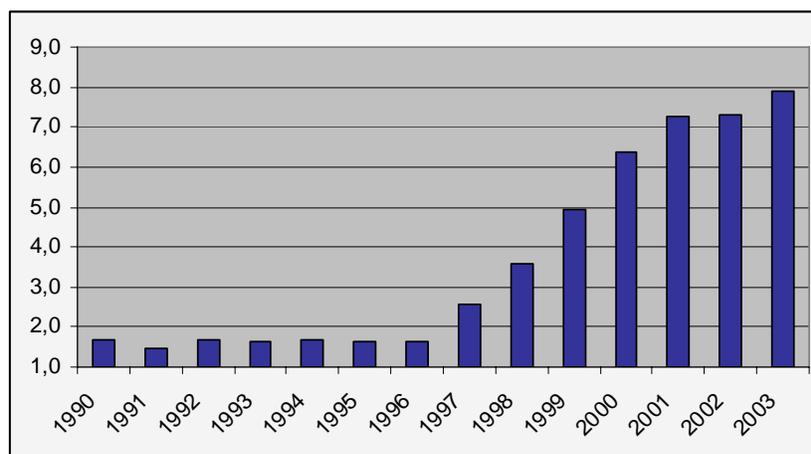
Empresa de distribuição	Composição Acionária
METROGAS	Gasco (51,8%); Copec (39,8%); Trigás (8,3%)
ENERGAS	Chilquinta Energia (99,9%)*; Compañia Eléctrica del Litoral (0,1%)*
GAS VALPO	Australian Gas e Light (100,0%)
GAS SUR	Gasco (70,0%); Sask Energy International (30,0%)
GASCO MAGALLANES	Gasco (100,0%)
PROGAS	Gas Atacama (100,0%)*

Fonte: Revista Eletricidad, 2004a

A partir do Quadro 2.3, observa-se, ainda, a presença da empresa *Gasco* em diversas distribuidoras de gás natural. Portanto, pode-se concluir que o Estado chileno não conseguiu efetivamente introduzir a competição na atividade de distribuição, mesmo com a entrada de novos agentes privados no setor.

O resultado obtido no desenvolvimento do mercado foi positivo após a reforma institucional na indústria de gás natural. Como pode ser observado no Gráfico 2.1, o mercado de gás natural apresentou desempenho bastante satisfatório pelo lado da demanda: de 1,7 bilhão de m<sup>3</sup> em 1990 para 7,9 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural consumidos em 2003.

**Gráfico 2.1 – A evolução do consumo de gás natural no Chile entre 1990-2003 (bilhões m<sup>3</sup>)**



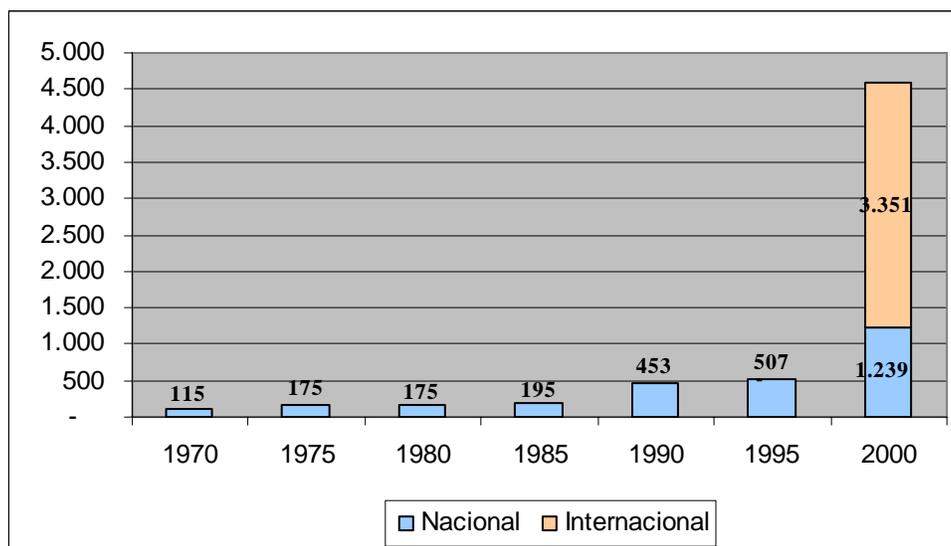
Fonte: site CNE

Pode-se afirmar que o Chile conseguiu obter desempenho satisfatório na demanda por gás natural devido, em grande medida, à ampliação da infra-estrutura da indústria de gás natural do país. Examinando o volume de investimentos, como pode ser visto no trecho a seguir, percebe-se aumento significativo na década de noventa:

Overall investment in international pipeline projects between Chile and Argentina in the 1996-2000 period will be over US\$ 1.5 billion plus US\$ 0.5 billion corresponding to distribution networks in Chile. Including planned investment in combined cycle power generators and methanol plants total figures get close to US\$ 4 billion which is a very substantial amount for an economy as small as Chile (JADRESIC, 2000, p. 6).

Cabe salientar que houve uma expansão na rede de gasoduto nacional, em menor proporção, comparada à rede de gasoduto internacional. Foram investidos entre 1996 e 2000, aproximadamente US\$ 128 milhões para ampliação da malha de gasodutos nacional (ANP, 2004c, p. 35). No Gráfico 2.2 é apresentado o crescimento da malha de gasoduto no Chile, que implicou no aumento da infra-estrutura da indústria de gás natural do país e, por conseguinte, na possibilidade de aumento da demanda do combustível.

**Gráfico 2.2 – A evolução da malha de gasodutos no Chile (Km)**



Fonte: site CNE

Conforme o gráfico acima, a construção de gasodutos, que interligam as reservas de gás natural argentinas aos centros consumidores do Chile, contribuiu decisivamente para a expansão da rede de gasoduto do país. Dado que o Estado chileno optou por desenvolver a indústria de gás natural mediante importações oriundas da Argentina, foram construídos diversos gasodutos internacionais, como já verificado no Quadro 2.1.

Deve-se destacar a contribuição das plantas térmicas à evolução do consumo de gás natural no Chile. Foram investidos, no período de 1996 a 2000, cerca de US\$ 1,9 bilhão na implantação de plantas térmicas movidas a gás natural. Assim, pode-se notar que, a partir de 1999, a demanda de gás natural aumentou significativamente com a entrada de operação de diversas termelétricas, conforme o Quadro 2.4.

**Quadro 2.4 – A evolução do consumo de gás natural no Chile por segmento entre 1990-2003 (%)**

<b>Ano</b>	<b>Transporte</b>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial/ Residencial</b>	<b>Plantas Térmicas</b>
1990	0,4%	0,2%	10,6%	88,8%
1995	0,4%	0,7%	12,8%	86,1%
2000	0,1%	12,5%	5,6%	81,7%
2003	0,3%	13,3%	5,6%	80,8%

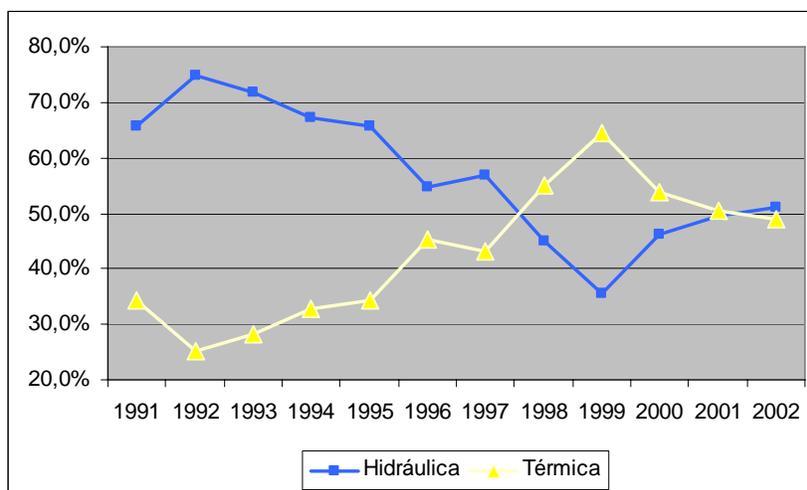
Fonte: CNE, 2004

De acordo com o Quadro 2.4, percebe-se que a participação do consumo de gás natural no Chile cresceu com predominância da demanda de plantas térmicas e da demanda das indústrias.

Em que pese a redução da participação das térmicas no período entre 1990 e 2003, o consumo de gás natural no Chile cresceu com predominância na demanda de plantas térmicas e com a expansão do consumo das indústrias, de acordo com o Quadro 2.4. O crescimento do consumo de gás natural não foi causado pela massificação do uso desta fonte energética (residências e comércio), e sim, pelos grandes consumidores (indústria e termelétricas).

A implantação de plantas térmicas tornou-se um processo mais ágil comparado à implantação de plantas hidrelétricas, contribuindo, então, para o aumento da participação do gás natural na geração de energia elétrica, como pode ser observado no Gráfico 2.3 a seguir. Verifica-se, a partir do Gráfico 2.3, o aumento expressivo das plantas térmicas quanto à participação na geração de energia: no início da década de noventa, percebe-se que as plantas térmicas representavam cerca de 35%, ao passo que no final desta década, sua participação atingia aproximadamente 60%.

**Gráfico 2.3 – A participação na geração elétrica do Chile das plantas hidráulicas e térmicas entre 1991-2002 (%)**



Fonte: CNE, 2002

No Quadro 2.5, é possível constatar que o crescimento da participação das plantas térmicas na geração elétrica do país deve-se ao aumento de construção de plantas térmicas movidas a gás natural. Além disso, nota-se que a capacidade das plantas térmicas movidas a carvão foi reduzida, ao mesmo tempo em que a capacidade das plantas térmicas movidas a gás natural foi incrementada.

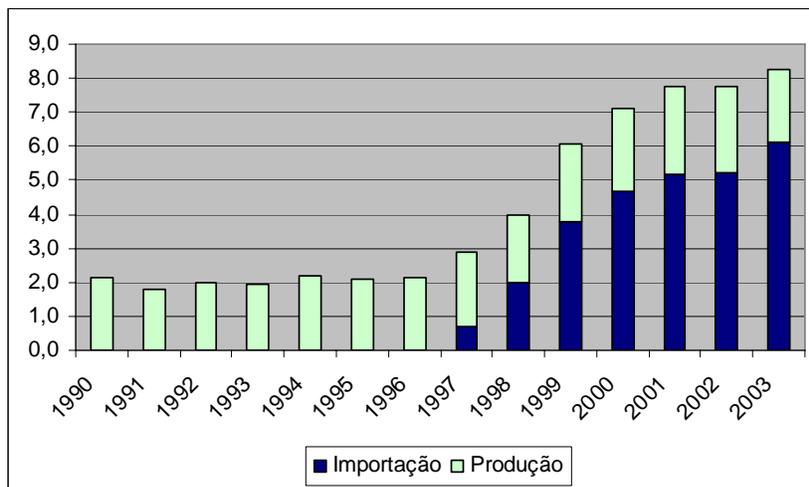
**Quadro 2.5 – A capacidade de geração elétrica no Chile por tipo de planta entre 1999-2002 (%)**

Ano	1999	2000	2001	2002
Hidráulica	35,4%	46,2%	49,4%	51,0%
Gás Natural	17,4%	23,7%	28,5%	27,5%
Carvão	34,5%	22,7%	14,2%	15,2%
Diesel	8,9%	4,1%	4,1%	2,3%
Outros	3,8%	3,3%	3,8%	3,9%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: CNE, 2002

O desempenho referente à oferta, como pode ser notado no Gráfico 2.4, também foi satisfatório. A oferta de gás natural no país passou de 2,1 bilhões de m<sup>3</sup> em 1990 para 8,2 bilhões de m<sup>3</sup> em 2002, por meio de estímulo à importação de gás natural da Argentina.

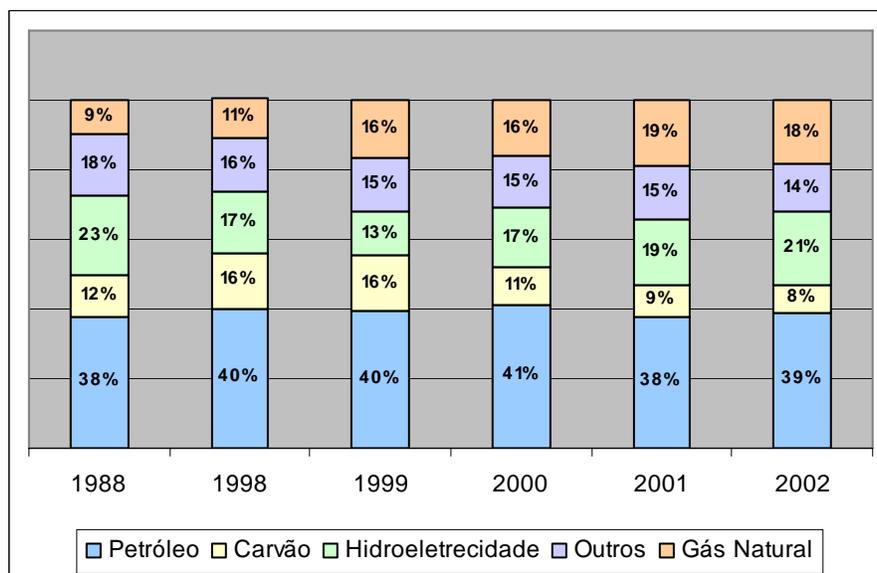
**Gráfico 2.4 – A evolução da oferta de gás natural no Chile entre 1990-2003 (bilhões m<sup>3</sup>)**



Fonte: CNE, 2004

Em suma, a estratégia do Chile em prol do desenvolvimento da indústria de gás natural obteve resultados positivos, visto que o objetivo de aumentar a participação do gás natural na matriz energética chilena foi alcançado, como pode ser observado no Gráfico 2.5.

**Gráfico 2.5 – A evolução da matriz energética do Chile entre 1988-2002**



Fonte: CNE, 2002

Apesar do objetivo do Estado chileno de introduzir a competição na indústria de gás natural, nota-se, nas atividades de transporte e de distribuição, a participação relevante das empresas envolvidas no setor de energia elétrica. Conforme o Quadro 2.2 e o Quadro 2.3, verifica-se que as empresas envolvidas no setor de energia elétrica atuam fortemente tanto nas atividades de transporte quanto de distribuição da indústria de gás natural. Estas empresas de energia elétrica passaram a atuar na indústria de gás natural, especialmente nas atividades de transporte e de distribuição, dada a necessidade de ampliação da infraestrutura desta indústria para fornecimento de gás natural às plantas térmicas.

Como o Estado chileno, na década de noventa, adotou medidas que incentivavam a construção de plantas térmicas movidas a gás natural, as empresas de energia elétrica buscaram ampliar a capacidade de geração elétrica mediante utilização do gás natural. No entanto, estas empresas tiveram de atuar na indústria de gás natural, sobretudo nas atividades de transporte e de distribuição, pois o Chile não detinha uma ampla infraestrutura de gasodutos capaz de atender às necessidades das plantas térmicas.

De acordo com a *Revista Eletricidad* (2004b), o gasoduto *Gas Atacama* fornece gás natural advindo das bacias argentinas para a central térmica Atacama e a distribuidora *Progas*, pertencentes aos mesmos acionistas deste gasoduto, no caso as empresas *CMS* e *Endesa*. O mesmo fato ocorre no gasoduto *Talta*, que fornece gás natural para um dos negócios de seus acionistas, no caso as empresas *CMS* e *Endesa*: a central térmica *Taltal*. O gasoduto *Nor Andino* abastece as plantas térmicas *Edelnor* e *Electroandina*, propriedade de um de seus acionistas, *Tractebel*. Já o gasoduto *Gas Andes* tem como principais clientes a planta térmica *Eléctrica Santiago* e a distribuidora *Metrogas*, propriedade de seus acionistas. Especificamente, a planta térmica *Eléctrica Santiago* pertence à empresa *AES Gener*, enquanto a distribuidora *Metrogas* pertence à *Gasco*. Por fim, o gasoduto *Electrogas* tem como principais clientes, a empresa de energia elétrica um de seus acionistas - *Colbún* e a planta térmica *San Isidro*, pertencente ao seu outro acionista, *Endesa* (REVISTA ELETRECIDAD, 2004b).

Pelo fato das empresas de energia elétrica terem entrado na indústria de gás natural com a finalidade de expandir a rede de gasodutos do país, os riscos envolvidos nas atividades da indústria nascente de gás natural foram reduzidos. Em virtude da integração entre as atividades de transporte e de distribuição e as plantas térmicas, os riscos envolvidos na indústria nascente de gás natural foram reduzidos. O resultado final disto foi a ampliação da malha de gasodutos, como já verificada no Gráfico 2.2.

Assim, a efetiva redução do risco na indústria nascente de gás natural do Chile somente foi alcançada via integração vertical entre transportadores e grandes consumidores, neste último caso as termelétricas responsáveis pelo consumo final. Este não foi um crescimento voltado para a massificação do consumo de gás (residências e comércio).

Na próxima seção, será apresentada a evolução da indústria de gás natural na Colômbia ao longo da década de noventa. Embora Chile e Colômbia tenham elaborado políticas em prol do crescimento da indústria de gás natural na década de noventa, a estratégia por eles adotadas foi bem distinta, como será visto no presente capítulo.

### **2.3 – A reforma da indústria de gás natural na Colômbia na década de noventa**

Nesta seção, será examinado o desenvolvimento da indústria de gás natural na Colômbia, enfocando, principalmente, a partir da década de noventa, quando o Estado adotou diversas medidas, com a finalidade de aumentar a importância do gás natural na matriz energética. A escolha deste país para análise da transformação da indústria de gás natural foi baseada no fato de que, entre os países da América do Sul, a Colômbia, juntamente com o Chile, obteve um avanço significativo no desenvolvimento do mercado interno de gás natural. Este desenvolvimento foi proveniente, em grande medida, de uma reforma profunda na cadeia produtiva gasífera, na década de noventa, instituída pelo Estado deste país.

Em linhas gerais, pode-se afirmar que, antes da década de noventa, as políticas de promoção do crescimento da indústria de gás natural eram limitadas, uma vez que a medida principal do Estado colombiano, naquele período, foi apenas reduzir a queima de gás natural. Tal prática ocorria frequentemente, pois a maior parte do volume de gás natural, encontrado neste país, estava associado ao petróleo. Deste modo, o gás natural quando encontrado, era reinjetado na jazida ou queimado em queimadores de segurança (PAULA, 2002, p. 178).

No entanto, através da Lei nº 10, promulgada em 1961, esta prática foi proibida, como forma de incentivar a utilização do gás natural e, ao mesmo tempo, de substituir fontes de energia mais custosas, tais como óleo combustível, principalmente na geração térmica (YAKER; RESTREPO, 2000, p. 39).

Fora a política de redução da queima de gás natural, foram poucas as medidas tomadas em prol do desenvolvimento do mercado de gás natural. Por exemplo, em 1973 deu-se início à construção do primeiro gasoduto do país na Costa Atlântica, visando a atender às necessidades do setor industrial. Na verdade, com a descoberta de uma grande reserva de gás natural não associado na Costa Atlântica no início da década de setenta, o Estado colombiano investiu na construção do gasoduto, objetivando utilizá-la e estimular a

substituição do óleo combustível nas indústrias. Essa substituição, por sua vez, permitiria “*exportar combustible y obtener divisas que contribuyeron a pagar las cuantiosas importaciones de petróleo que tuvieron lugar entre 1974 y 1986*” (PADILLA, 2002, p. 19).

Já em 1986, o Estado criou um programa, em nível nacional, de desenvolvimento do gás natural, chamado *Programa de gás para el cambio*, a fim de estimular novos investimentos neste setor e o consumo, em particular residencial, do combustível. Contudo, esse programa teve uma atuação bastante restrita devido ao baixo volume de reservas de gás natural e à existência de tarifas energéticas subsidiadas pelo Estado colombiano, tais como óleo combustível (SUÁREZ; CAMACHO, 2003, p. 123).

Além desses fatores, a escassez de recursos para financiamento na construção e ampliação da infra-estrutura na década de oitenta, com a crise econômica mundial instaurada, contribuiu para o fracasso do programa. Deve-se ressaltar que a infra-estrutura, em especial a malha de dutos do país, era insuficiente para sustentar o crescimento da indústria de gás natural (POMBO; RAMÍREZ, 2003, p.38).

As descobertas de reservas de gás natural em Cusiana, no início da década de noventa, tiveram grande importância no desenvolvimento da indústria de gás natural, visto que o Estado colombiano adotou novas políticas de indução do crescimento da indústria de gás natural:

The discovery of the large reserves of natural gas in the Cusiana field in 1989 was a major breakthrough in the history of natural gas exploration in Colombia. The development of the Cusiana reserves by Ecopetrol and BP doubled the country’s gas reserves and proved instrumental in prompting the industry’s expansion (BEATO; FUENTE, 2000, p. 33).

Especificamente em 1990, o governo da Colômbia elaborou um programa de massificação da utilização de gás natural com o intuito de promover uma matriz de consumo energético mais eficiente para o país, mediante substituição de recursos energéticos com elevados custos em todos os setores da economia, notadamente no setor

residencial. Tal programa visava promover o crescimento do mercado, estabelecendo facilidades para a iniciativa privada investir na construção e ampliação da infra-estrutura.

Segundo Aduen (2000),

Desde comienzos de los años 90 se ha venido ejecutando el Plan de Masificación del Gas Natural, con el objeto de optimizar el aprovechamiento de las reservas de este recurso y diversificar también la matriz de consumo energético de Colombia. El principal componente de este plan consiste en la infraestructura de transporte, la cual se extiende desde los campos de producción hasta los principales centros urbanos e industriales del país, creando con ello un abastecimiento nacional para este energético (ADUEN, 2000, p. 12).

Portanto, pode-se afirmar que o programa consistia basicamente em apresentar medidas que tentavam superar os obstáculos iniciais do desenvolvimento do mercado de gás natural, ou seja, na construção de uma infra-estrutura de transporte e de distribuição de gás natural. Essa infra-estrutura interligaria os principais campos de produção de gás natural aos principais mercados regionais do país.

Em 1993, o Estado colombiano apresentou um plano de desenvolvimento da indústria de gás natural – *El Plan de Gas*. Este plano definia as estratégias de crescimento da participação do gás natural na matriz energética, em consonância com as diretrizes do *Programa para la Masificación del Consumo del Gas*.

As estratégias básicas sugeridas por este plano eram as seguintes, conforme Yaker e Restrepo (2000): (i) a formação de uma empresa exclusivamente transportadora e comercializadora de gás natural. Essa empresa, assim como os agentes privados, deveriam ampliar a rede de gasodutos do país; (ii) a criação de empresas de distribuição de gás natural nas regiões urbanas com capital privado e público, e o desenvolvimento de um sistema de fornecimento pelo agente público nas regiões onde não fosse factível economicamente implantar a infra-estrutura de gás natural; e (iii) a elaboração de uma regulação específica para o setor de gás natural pela *Comisión de Regulación Energética e Gas (CREG)* (YAKER; RESTREPO, 2000, p. 40).

Cabe salientar que as estratégias apontadas pelo plano eram condizentes com as recomendações do Banco Mundial, mencionadas na seção anterior. A diretiva primordial do *Plan del Gas* era, segundo García (2000):

(...) el mercado y la competencia deben estar presentes en todas las fases en que sean posibles, puesto que, debido al desarrollo tecnológico, los costes de transacción derivados de la separación de las actividades que configuran la provisión de los servicios de infraestructura son pequeños en comparación con las pérdidas de eficiencia derivadas de la presencia de un monopolio integrado (GARCÍA, 2000, p. 1).

Apesar da diretiva ser contraditória às idéias de Williamson sobre organização industrial analisadas no Capítulo I, foram realizadas importantes mudanças no âmbito regulatório, que provocaram transformações profundas na estrutura organizacional da indústria de gás natural. Vale ressaltar que tal estrutura era fundamentada, antes da reforma, numa empresa estatal integrada verticalmente - *Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol)*. Essa empresa, por sua vez, operava no mercado como se fosse a única empresa atuante, de forma monopolista. Adicionalmente, o aparato regulatório, constituído pelo *Ministerio de Minas y Energia (MME)*, era incumbido basicamente da tarefa de definir um preço de referência tanto para o produtor quanto para os usuários finais (PADILLA, 2002, p. 26).

Desta forma, percebe-se que a estrutura organizacional da indústria de gás natural colombiana inibia o seu desenvolvimento, uma vez que não havia um aparato legal e/ou institucional que regulasse e coordenasse as transações em que a indústria já se apresentasse suficientemente madura para admitir agentes privados em ambiente competitivo. Conforme a abordagem institucionalista analisada no Capítulo I, era imprescindível a criação de um mecanismo de coordenação complementar ao mercado nas indústrias de gás natural, a fim de reduzir os custos de transação.

Após a implantação de um novo aparato institucional, composto pelo *MME*, *CREG* e *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)*, esperava-se que as incertezas fossem reduzidas em relação à realização da transação e ao cumprimento das

cláusulas do contrato, e que os custos de transação fossem minimizados, visando propiciar aos agentes privados um ambiente institucional seguro. Em decorrência, acreditava-se que os agentes seriam incentivados a investir na indústria de gás natural, promovendo, finalmente, seu crescimento.

Em 1994, foi aprovada a Lei n° 142, intitulada como *La Ley de Servicios Públicos*. Esta lei estabeleceu um marco normativo na indústria de gás natural, pois sua finalidade era estimular a entrada da iniciativa privada no mercado de gás natural e, conseqüentemente, a concorrência nesse mercado. Nesse sentido, a Lei n° 142 determinou uma reestruturação profunda na indústria de gás natural, baseada nos seguintes princípios: maximização da eficiência e da qualidade na prestação dos serviços (ADUEN, 2000, p. 32).

Particularmente, foram criadas regras que reformularam drasticamente as o modelo da cadeia produtiva gasífera colombiana: transformou-se um modelo apoiado por uma empresa estatal integrada verticalmente (*Ecopetrol*) num outro baseado na premissa da separação das atividades que compõem a indústria de gás natural. Além do processo de separação vertical da *Ecopetrol*, esta lei delimitava as funções das instituições e do Estado concernentes à promoção, planejamento, controle e regulação desta indústria, e definia as regras particulares para cada segmento da indústria, como, por exemplo, permissão do livre acesso aos dutos e estabelecimento dos critérios tarifários.

Em conjunto com a Lei n° 401 vigente desde de 1997, foi criada a *Empresa Colombiana de Gas (Ecogas)*. Esta empresa industrial e comercial - vinculada ao *MME*, mas com autonomia financeira e administrativa - seria responsável pela administração, controle, operação e exploração comercial dos sistemas de gasodutos. Mesmo tendo sido criada pela *Ecopetrol*, cabe salientar que a *Ecogas* é separada contabilmente daquela empresa (SUÁREZ; CAMACHO, 2003, p. 124).

Conforme Aduen (2000),

Con la expedición de la ley 401 de 1997 se crea la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) como entidad descentralizada del Estado, a la cual se le transfieren los gasoductos y contratos de

disponibilidad de gasoductos operados hasta entonces por Ecopetrol, desagregando de esta manera la función de transporte del monopolio estatal (ADUEN, 2000, p. 32).

É importante frisar que a participação da *Ecopetrol* no sistema de transporte dificultava o desenvolvimento de um mercado de gás natural competitivo, já que essa empresa detinha 50% do gás produzido no país e era proprietária do sistema de transporte (YAKER; RODRÍGUEZ, 2004, p. 13).

Além disso, *Ecogas* deveria assumir “*el pago de los BOMT y los contratos de operación y mantenimiento realizados por Ecopetrol, mientras que sus ingresos provendrán de la prestación del servicio público de transporte, a las tarifas definidas por la CREG*” (YAKER; RODRÍGUEZ, 2004, p. 13-14). O contrato tipo *BOMT* consiste numa modalidade de financiamento que atribui a construção, operação e manutenção do gasoduto a uma empresa privada. No caso, a *Ecopetrol*, no papel de contratante, somente paga os direitos pelo uso dos gasodutos e tem opção de compra dos mesmos.

Conforme *Ecogas* (2003), o contrato tipo *BOMT* é um mecanismo no qual o setor privado constrói, opera e mantém o gasoduto durante um prazo determinado. Em troca, os agentes privados recebem pagamento periódico da empresa estatal, *Ecopetrol*, pela utilização do gasoduto. Ainda, após o prazo estabelecido no contrato, o gasoduto, pertencente ao agente privado, pode ser transferido para a empresa estatal (ECOGAS, 2003, p. 3).

Foi constituída, também com a Lei n° 142, a *CREG*. Esta comissão com autonomia administrativa e patrimonial, ligada ao *MME*, assumiria o compromisso de regular o fornecimento dos serviços públicos, tanto de energia elétrica, quanto de gás por tubulação. Esta instituição, de acordo com Aduen (2000), definiria regras concernentes às seguintes questões: (i) separação vertical das atividades presentes na indústria de gás natural; (ii) garantia do livre acesso à rede de gasodutos; (iii) fortalecimento da função reguladora para impedir o monopólio nas atividades de transporte e de distribuição; e (iv) privatização de empresas e redução das participações do Estado nas atividades de transporte e de distribuição de gás natural (ADUEN, 2000, p. 32).

O mercado de gás natural ainda detinha a *SPDD*, um órgão com autonomia administrativa e patrimonial, ligado ao Ministério de Desenvolvimento Econômico. Tal órgão tem como função principal controlar e fiscalizar as empresas prestadoras de serviços públicos domiciliares, inclusive as empresas envolvidas no setor de gás natural, analisando a gestão financeira, técnica e administrativa destas empresas (ADUEN, 2000, p. 34).

Finalmente, cabe lembrar a existência de uma outra instituição atuante no mercado de gás natural, o *MME*. Este ministério, detentor de autoridade máxima setorial, tem a competência de elaborar políticas em prol do desenvolvimento do setor de energia, aumentando, por conseguinte, a eficiência econômica da matriz energética do país (ADUEN, 2000, p. 34).

Em síntese, as instituições pertencentes à indústria de gás natural possuíam obrigações bem definidas: o *MME* tinha como atribuições a definição da política e regulação técnico-econômica dos recursos de hidrocarbonetos na fase de produção, a *SSPD* atuava na fiscalização e controle de todas as empresas que prestam serviços públicos domiciliares, e a *CREG* desempenhava o papel de regulador (BEATO; FUENTES, 2000, p. 37).

A partir da aprovação da Lei nº 142, foram sancionadas diversas resoluções pela *CREG*, baseadas em suas diretivas. Estas resoluções, por sua vez, detalhariam as medidas e as ações referentes à regulação do fornecimento de gás natural. A seguir, serão destacados os dispositivos mais relevantes concernentes a estas resoluções.

Em relação ao processo de integração vertical e horizontal, a *CREG* estabeleceu diversos limites acionários para as empresas atuantes num segmento da indústria de gás natural, com o propósito de prevenir a formação de posições dominantes no setor de gás natural, assegurando, conseqüentemente, a competitividade e a eficiência do setor.

Os principais enunciados quanto às restrições do processo de integração são:

- (i) nenhum comercializador ou empresa distribuidora pode vender mais de 25% do volume transacionado no país. Entretanto, esta disposição não é aplicada quando

se trata de vendas a empresas de geração de eletricidade a gás natural e quando o gás natural for utilizado como matéria-prima na indústria petroquímica;

- (ii) os produtores não podem deter mais de 25% das ações das empresas de geração de eletricidade que utilizam o gás natural como combustível. Porém, estes agentes podem transitoriamente deter até 50% das ações destas plantas que entraram em operação antes do dia 2 de novembro de 2000, com a obrigação de diminuir o percentual para 25% no prazo de cinco anos, a partir do início de sua operação;
- (iii) o transportador não pode deter mais de 25% das ações de uma distribuidora, nem tampouco firmar contratos com distribuidoras para compartilhar a infraestrutura a fim de reduzir os riscos presentes nestas atividades;
- (iv) os produtores e os distribuidores são proibidos de deter mais de 25% das ações das empresas de transporte, de criar mecanismos que possibilitam aos agentes influenciar a fixação dos preços e as demais condições de fornecimento do serviço;
- (v) nenhum produtor de gás natural pode ser proprietário de mais de 20% das ações de uma empresa de distribuição;
- (vi) a partir do ano 2015, nenhum distribuidor poderá atender mais de 30% dos consumidores conectados à rede local do país. Se uma empresa exceder o limite, esta não poderá adquirir ações de outras empresas de distribuição (GARCÍA, 2000, p. 4).

No tocante ao acesso à rede de gasodutos, há garantia de livre acesso não-discriminatório aos gasodutos e aos sistemas de armazenamento para qualquer agente atuante na indústria de gás natural (BEATO; FUENTES, 2000, p. 37). Da mesma forma, os transportadores e os distribuidores de gás natural - salvo os distribuidores atuantes nas áreas de serviço exclusivo - devem permitir acesso, nas mesmas condições de confiabilidade, qualidade, segurança e continuidade, à sua infra-estrutura a qualquer produtor,

comercializador ou grande consumidor de gás natural, em troca de pagamento pelo uso (CAMPODÓNICO, 1998, p. 43).

No concernente aos preços de gás, estes eram controlados pela *CREG*. Entretanto, a *CREG* - mediante a Resolução n° 29 aprovada em 1995 - estabeleceu um programa para liberar paulatinamente os preços de gás, visando maior competitividade e eficiência na indústria de gás natural. Está previsto que, em 2005, será totalmente liberada a negociação de preços do gás natural, caso sejam atendidas as condições de competição efetiva. Cabe lembrar que tais condições serão verificadas pela própria *CREG* (ADUEN, 2000, p. 80).

O processo de liberalização do preço de gás foi definido da seguinte maneira:

- (i) para as reservas de gás associado ou não associado ao petróleo, concedidas por meio de contratos de exploração firmados após 11 de setembro de 1995, os preços são determinados livremente. O mesmo se aplica às reservas descobertas pela *Ecopetrol* a partir de 1° de janeiro de 1998;
- (ii) para as reservas de gás natural não associados, localizadas no interior do país e concedidas por meio de contratos de exploração firmados antes de 11 de setembro de 1995, os preços serão também determinados livremente, a partir de 10 de setembro de 2005. A mesma regra é válida para as reservas descobertas pela *Ecopetrol* antes de 1° de janeiro de 1998;
- (iii) para as reservas localizadas na Costa Atlântica, concedidas por meio de contratos de exploração firmados antes de 11 de setembro de 1995, os preços serão determinados livremente a partir de 11 de setembro de 2005. Durante o período compreendido entre 11 de setembro de 1995 e 10 de setembro de 2000, os produtores tiveram de respeitar o preço máximo estabelecido por resoluções anteriores a 10 de setembro de 1995. Entre o período de 11 de setembro de 2000 e 10 de setembro de 2005, os preços de gás são fixados por uma fórmula que consiste na utilização do preço do petróleo cotado em Nova Iorque – *New York Mercantile Exchange*; e

- (iv) para as reservas de gás associado ao petróleo, concedidas por meio de contratos de exploração firmados antes de 11 de setembro de 1995, os preços serão determinados livremente após 11 de setembro de 2005. Nesse ínterim, os produtores têm de respeitar o preço máximo estabelecidos pelas resoluções anteriores (GARCÍA, 2000, p. 9-10).

Quanto aos critérios e à definição de tarifas de transporte e distribuição, deve-se considerar as premissas de eficiência econômica, neutralidade, suficiência financeira e transparência, sendo que a premissa de suficiência financeira prevalece sobre as demais. Estas premissas, por sua vez, são definidas, segundo Beato e Fuentes (2000), da seguinte forma:

Economic efficiency means that rates should replicate competitive market prices. Neutrality means that each consumer is entitled to the same treatment as any other consumer. (...) Financial sufficiency implies that rate formulas guarantee adequate cost recovery, shareholder compensation equivalent to that provided by an efficient firm operating within a sector of comparable risk, and the use technologies able to guarantee best quality services (BEATO; FUENTES, 2000, p. 37).

As tarifas de transporte e de distribuição são reguladas pela Resolução nº 57, editada em julho de 1996. As tarifas de transporte são fixadas de três formas, dependendo da localidade dos gasodutos: sistema de transporte da Costa Atlântica, do Centro e do Interior do país. No sistema de transporte da Costa Atlântica, as tarifas são estabelecidas pela modalidade tarifa postal, que consiste no pagamento de um valor fixo por volume de gás transportado. Além disso, essas tarifas são revistas a cada quatro anos.

No sistema de transporte do Centro do país, as tarifas são estabelecidas pela modalidade tarifa por distância, que considera a distância percorrida pelo gás natural. No sistema de transporte do Interior do país, as tarifas são estabelecidas também pela modalidade tarifa por distância, porém com uma pequena diferença entre a fixação de tarifas do sistema de transporte do Centro do país. As tarifas do sistema de transporte do Interior do país são calculadas em função do custo de transporte do gás a partir de uma zona de referência, no caso o centro de Vascônia. Desta maneira, os produtores pagarão o

transporte desde a entrada do gás natural até o centro de referência, enquanto os consumidores pagarão pelo transporte do gás natural desde o centro de referência até a chegada do gás natural em seus estabelecimentos.

Tal diferença na fixação de tarifas decorre do fato dos três sistemas apresentarem fases de desenvolvimento diferentes. No caso do sistema de transporte da Costa Atlântica, a demanda por gás natural já é consolidada, logo os novos investimentos em expansão da malha de gasodutos têm importância marginal. Por outro lado, nos sistemas de transportes do Centro e do Interior do país, a demanda por gás natural ainda é incipiente, portanto é importante a expansão da rede de gasodutos para que haja maior penetração do gás natural nesses mercados consumidores (YAKER; RESPETRO, 2000, p. 55-56).

As tarifas de distribuição são determinadas por um encargo médio, baseado nos custos fixos e operacionais de cada distribuidora. Apesar das distribuidoras definirem unilateralmente as tarifas, a *CREG* fixa a tarifa máxima, revista anualmente, que as distribuidoras podem estabelecer (BEATO; FUENTES, 2000, p. 39).

Por fim, a *CREG* determinou, por intermédio de resolução, a criação de *Áreas de Distribución Exclusiva*, como uma forma de “*ampliar las coberturas, el Estado l le reduce el riesgo regulatorio al inversionista privado y garantiza que será el único prestador del servicio, disminuyendo el riesgo comercial*” (YAKER; RODRÍGUEZ, 2004, p. 14).

Essas alterações do marco regulatório afetaram significativamente a indústria de gás natural, mas de forma diferente entre os seus segmentos. No segmento de exploração e produção, o governo introduziu mudanças nas condições fiscais e contratuais para melhorar a competitividade e atrair investimento privado. O agente privado pode participar das atividades de exploração e produção somente em associação com a *Ecopetrol*, ou seja, o agente privado deve firmar acordo com a *Ecopetrol* para que seja permitida a sua atuação nestas atividades (KOZULJ, 2003, p. 31).

Entretanto, antes da reforma regulatória na indústria de gás natural da Colômbia, tais contratos possuíam diversos dispositivos que desestimulavam a entrada de agentes

privados. Em particular, os agentes privados incorriam nos custos de exploração e, no caso em que houvesse a comercialização do gás natural, os agentes privados tinham direito a 50% da produção. O restante da produção seria dividido da seguinte maneira: 20% para pagamento pela utilização das reservas de gás natural e 30% para *Ecopetrol* (ADUEN, 2000, p. 35).

Com a reforma regulatória, as regras contratuais foram alteradas no sentido de promover a entrada de agentes privados nas atividades de exploração e produção e, por conseguinte, o desenvolvimento da indústria de gás natural. As principais mudanças contratuais foram:

- (i) a *Ecopetrol* deveria restituir ao agente privado 50% dos custos de exploração após a confirmação da comercialização do gás natural, encontrado nas reservas onde o agente privado explorou. Antes da comercialização, os custos de exploração continuariam integralmente sendo incorridos pelos agentes privados;
- (ii) a produção seria distribuída, depois de pagar 20% de taxa pela utilização das reservas de gás natural, segundo um fator de rentabilidade, chamado fator R. Este fator é definido como uma relação entre as receitas e os gastos acumulados pelo associado num determinado campo de produção de gás natural. Se o fator R for menor do que dois, a porcentagem do associado na produção é de 50%; se o fator R estiver compreendido entre os números dois e três, a porcentagem do associado na produção é de  $50/(R-1)$ ; e se o fator R for maior do que três, a porcentagem do associado na produção é de 25% (ADUEN, 2000, p. 36).

Ademais, a reforma regulatória incentivou o desenvolvimento das atividades de exploração e de produção a partir da livre negociação dos contratos de venda entre os produtores e os grandes consumidores<sup>5</sup>, respeitando os preços máximos estabelecidos pela CREG.

---

<sup>5</sup> São considerados como grande consumidor, segundo Aduen (2000): “es un consumidor de más de 500.000 PC/D hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 PC/D hasta el 31 de diciembre del año

Segundo Aduen (2000):

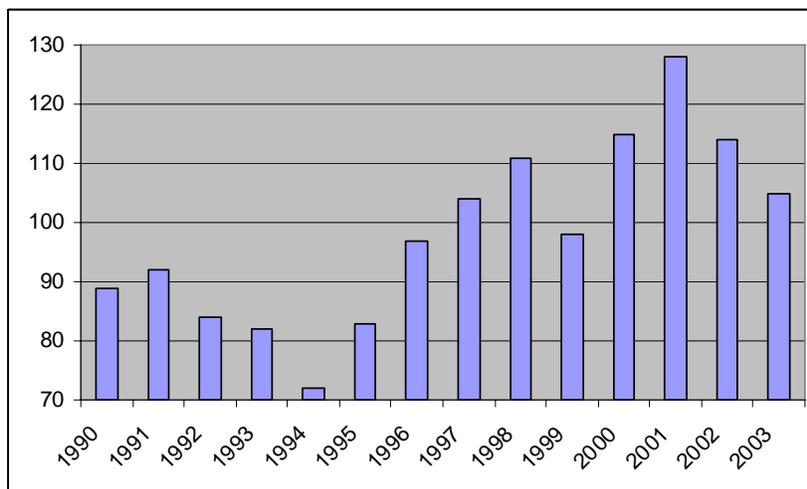
Los Productores podrán comercializar libremente su producción de gas natural y realizar contratos de venta en el mercado mayorista. Los Grandes Consumidores de gas natural podrán negociar libremente sus contratos y precios de suministro y transporte con un Productor, un Comercializador, un Transportador o un Distribuidor, pagando los correspondientes cargos al dueño de las redes, si fuere el caso. Los precios de transporte, distribución y venta serán negociables, pero no superiores a los precios máximos establecidos en la Resolución 057, salvo cuando, mediante resolución, se haya determinado que el precio de comercialización a grandes consumidores sea libre (ADUEN, 2000, p. 79).

As mudanças nas regras contratuais e a garantia de direito dos produtores, de venderem gás natural diretamente aos grandes consumidores, melhoraram substancialmente a rentabilidade do agente privado participante nas atividades de exploração e produção de gás natural, fazendo com que houvesse um aumento de investimentos realizados por agentes privados nestas atividades (PAULA, 2002, p. 176). A seguir, no Gráfico 2.6 é apresentada a evolução dos contratos de associação entre *Ecopetrol* e os agentes privados referentes à exploração e à produção de gás natural desde a década de noventa. Percebe-se, a partir deste gráfico, o aumento significativo de contratos de associação firmados ao longo da década de noventa, devido, em grande parte, às alterações nas normas contratuais e à garantia de direito dos produtores em vender o gás natural diretamente aos grandes consumidores.

---

2004; y, de más de 100.000 PC/D a partir de enero 1° del año 2005, medida la demanda en un solo sitio individual de entrega” (ADUEN, 2000, p. 78).

**Gráfico 2.6 – A evolução de contratos de associação firmados na Colômbia entre 1990-2003**



Fonte: site Ecopetrol

Apesar do incentivo oferecido pelo governo, não se pode afirmar que existe competitividade efetiva neste segmento. Embora os agentes privados possam participar das atividades de exploração e produção, sua participação somente é possível mediante um contrato em associação a *Ecopetrol*, o que reforça a presença da empresa estatal nas atividades. Além disso, a maior parte das reservas e da produção de gás natural se encontra em bacias exploradas exclusivamente pela *Ecopetrol* (CAMPODÓNICO, 1998, p.15).

Em consequência, a presença da *Ecopetrol* neste segmento continua forte, visto que maior parte das reservas e de produção de gás natural ainda pertence a *Ecopetrol*. De acordo com ANP (2004c), “a concentração de oferta de gás, de acordo com os números observados no ano de 2002, ainda se apresenta acentuada, com a *Ecopetrol* respondendo por cerca de 61% do total de produção” (ANP, 2004c, p. 45).

Em relação ao segmento de transporte, deve-se destacar o papel da *Ecogas*, por meio do *Programa para la Masificación del Consumo del Gas*, dado que a empresa ficou responsável pela construção e operação da rede de gasodutos no país. Especificamente, o

sistema de transporte do Centro foi desenvolvido a partir de contratos tipo *BOMT* acordados entre a *Ecopetrol* e a iniciativa privada.

Mediante o contrato tipo *BOMT*, a *Ecogas* assumiu o risco comercial e regulatório, pagando ao concessionário uma tarifa para financiar e realizar as atividades de construção, operação e manutenção do sistema de transporte do Centro pelos agentes privados. A *Ecogas*, por meio de pagamentos periódicos, adquiriu a capacidade de transporte dos gasodutos durante o prazo do contrato. Após o vencimento, o gasoduto pode passar a ser propriedade da *Ecogas* (YAKER; RODRÍGUEZ, 2004, p. 13).

Como já foi visto, o sistema de transporte de gás natural na Colômbia foi dividido em três subsistemas: Costa Atlântica, Centro e Interior. No sistema da Costa Atlântica, a participação do setor privada se dava por meio de contratos de concessão, tendo como principal operador uma empresa privada - a *Promigas S.A.*.

No sistema do Centro, como já foi mencionado acima, a participação era efetuada a partir de contratos tipo *BOMT*, em que a *Ecogas* assumia grande parte dos riscos deste segmento. Cabe lembrar que os contratos foram transferidos para a *Ecogas* quando a *Ecopetrol* cedeu seus ativos referentes à malha de gasodutos a essa empresa. Já no sistema do Interior, o setor privado se inseria na atividade de transporte através de três modalidades: contratos de concessão, contratos tipo *BOMT* e contrato direto com a *Ecopetrol* (YAKER; RESTREPO, 2000, p. 45).

É importante apontar os diferentes riscos envolvidos em cada um dos sistemas de transporte. De acordo com Yaker e Rodríguez (2004), o sistema de transporte da Costa Atlântica tem um risco de mercado mínimo, dada a existência de um mercado consumidor maduro de gás natural. Quanto aos riscos regulatórios, estes são limitados, visto que as tarifas praticadas no sistema de transporte da Costa Atlântica são reajustadas a cada quatro anos. Tal reajuste garante a rentabilidade ao operador do gasoduto.

Os sistemas de transporte do Centro e do Interior do país apresentam um cenário diferente: o risco de mercado é maior, em virtude da inexistência de um mercado

consumidor de gás natural maduro e o risco regulatório é extremamente elevado, pois a *CREG* estabelece tarifas muito baixas para os usuários finais, a fim de desenvolver a demanda por gás natural (YAKER; RODRÍGUEZ, 2004, p. 13).

Por esse motivo, é possível verificar, nos sistemas, a presença predominante da empresa estatal, a *Ecogas*. Pelo fato dos riscos serem elevados nos sistemas de transporte do Centro e do Interior, os agentes privados não têm interesse em investir nestes sistemas, cabendo à *Ecogas* a responsabilidade de estimular o consumo de gás natural nestas regiões, por meio de tarifas baixas, quando comparadas às tarifas de combustíveis substitutos do gás natural.

Em suma, o segmento de transporte pode ser caracterizado, após a reforma regulatória da indústria de gás natural, como sistema onde há a presença tanto do setor privado quanto do setor público, através da *Ecopetrol* e posteriormente da *Ecogas*. No sistema da Costa Atlântica, a presença mais significativa é da *Promigas*, enquanto no sistema do Centro e do Interior do país, é a *Ecogas* que detém maior malha de dutos.

Segundo Suárez e Camacho (2003),

(...) se destacan dos sistemas: el de la Costa Atlântica, que es manejado por Promigás y entrega en la actualidad el 70% del volumen del gas consumido a nivel nacional y el del interior que es manejado por Ecogás que entrega el 30% restante (SUÁREZ; CAMACHO, 2003, p. 130).

Quanto ao segmento de distribuição, pode-se notar a presença relevante do setor privado devido, em parte, à venda de participações acionárias de diversas empresas distribuidoras por parte da *Ecopetrol*. A venda de ações das empresas distribuidoras, que tinha como objetivos propiciar a entrada dos agentes privados na indústria de gás natural, foi realizada conforme a *Ley* n° 226 promulgada em dezembro de 1995.

De acordo com esta lei, conhecida como *Ley de Privatizaciones*, a venda da participação acionária deveria ocorrer em duas fases. Na primeira fase, as ações seriam

ofertadas, em condições de crédito especiais<sup>6</sup>, para os trabalhadores ativos, aposentados, sindicato dos trabalhadores da empresa a ser privatizada e associações de trabalhadores de outras empresas, tais como fundos de pensão. Essa fase foi constituída em atendimento ao art. 60 da *Constitución Política* da Colômbia, que enuncia a responsabilidade do Estado em promover a democratização das ações aos trabalhadores e às organizações dos trabalhadores. Já, na segunda fase, as ações são vendidas através de oferta pública (DNP, 1997, p. 9).

De acordo com Pombo e Ramírez (2003), a *Ecopetrol* vendeu suas participações em empresas distribuidoras de gás natural, *Promigas* (28,8%) em 1996 e *Gas Natural ESP* (60,2%) em 1997. Na primeira fase da privatização, foram vendidas 1,5% das ações ofertadas da *Promigas* e 10,3% das ações ofertadas da *Gas Natural ESP*. Na segunda fase, o restante das ações ofertadas da *Promigas* foi adquirido pela *Enron*, enquanto da *Gas Natural ESP* foi adquirido pela *Gas Natural Latinoamericana*. Esta medida, por sua vez, acarretou a entrada de novos agentes privados neste segmento, promovendo, em decorrência, maior competitividade e eficiência econômica na indústria de gás natural (POMBO; RAMÍREZ, 2003, p. 15).

Adicionalmente, as determinações referentes às restrições de integração vertical e horizontal, descritas anteriormente, provocaram uma maior participação dos agentes do setor privado neste segmento. No país, existem aproximadamente vinte empresas, sendo que a maioria atua por meio de contratos de concessão sem exclusividade, outorgados pelo *MME*. Somente seis empresas atuam na atividade de distribuição por intermédio de contratos de concessão exclusivos. As zonas contempladas pelos contratos de concessão exclusiva, que representam em torno de 25% do consumo de gás residencial nacional, são *Vale Del Cauca*, *Quindío*, *Caldas*, *Risaralda*, *Cundinamarca-Boyacá* e *Tolima-Centro* (YAKER; RODRÍGUEZ, 2004, p. 14).

Logo, pode-se concluir que a mudança no marco regulatório provocou a separação vertical da empresa monopolística - a *Ecopetrol* - e aumentou a participação da iniciativa

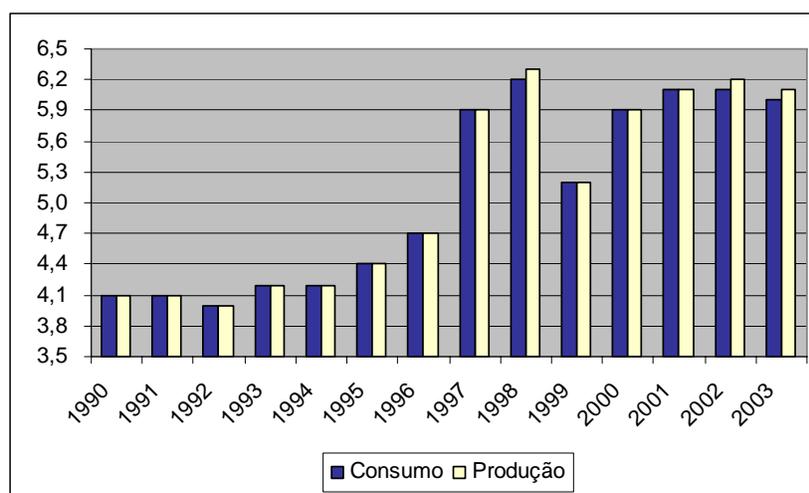
---

<sup>6</sup> Para facilitar a participação destes agentes, foram oferecidas linhas de crédito com condições especiais (DNP, 1997, p. 10).

privada e, por conseguinte, da concorrência, no mercado de gás natural. Em outras palavras, por intermédio da nova regulamentação implementada na indústria de gás natural, a *Ecopetrol* ficou proibida de atuação simultânea nos segmentos de produção, transporte e comercialização.

O resultado final deste processo é que tanto a produção quanto o consumo aumentaram significativamente, conforme pode ser verificado no Gráfico 2.7:

**Gráfico 2.7 – A evolução da produção e do consumo de gás natural na Colômbia entre 1990-2003 (bilhões m<sup>3</sup>)**

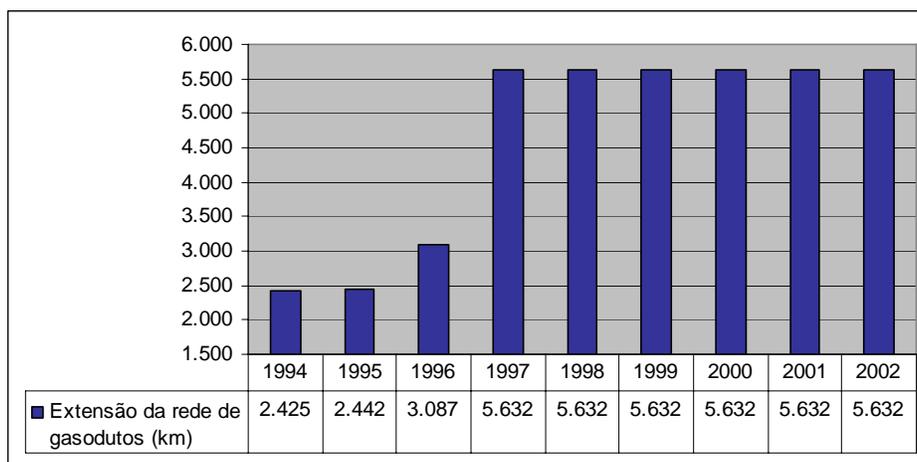


Fonte: site Ecopetrol

A partir deste gráfico, nota-se que tanto o volume de produção quanto de comercialização tiveram um crescimento acentuado desde 1990, à exceção do ano de 1999, quando ocorreu uma recessão econômica na Colômbia (RÁBAGO, 2004, p. 4).

Na atividade de transporte, observa-se um crescimento considerável na malha de gasodutos no país, segundo o Gráfico 2.8 a seguir. Cabe destacar o papel fundamental que a *Ecopetrol* e, posteriormente a *Ecogas*, tiveram no sentido de ampliar a rede de gasoduto no país, conforme analisado anteriormente.

**Gráfico 2.8 – A extensão da rede de gasoduto na Colômbia entre 1994-2002 (km)**



Fonte: site Ecopetrol

O *Programa para la Masificación del Consumo del Gas* permitiu que a *Ecopetrol*, entre o período de 1993 a 1997, implantasse aproximadamente 2.788 km de gasodutos, perfazendo um investimento no valor de US\$ 1.076 milhões, sendo US\$ 338 milhões aportados diretamente pela *Ecopetrol*. Deve-se destacar a relevância do resultado deste programa na rede de gasodutos, uma vez que a *Ecopetrol* detinha 584 km, ao passo que a iniciativa privada detinha 1.727 km em 1993 (YAKER; RESTREPO, 2000, p. 44).

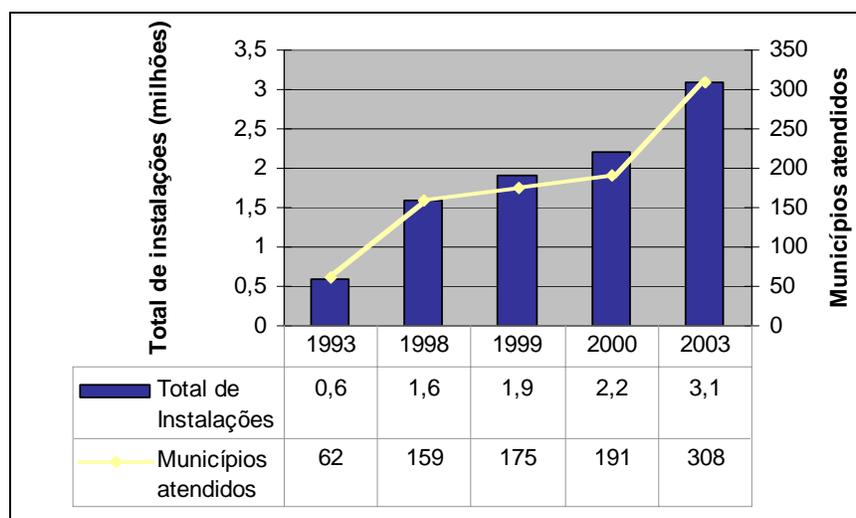
Apesar da proibição atuar no segmento de transporte, a *Ecopetrol* tem uma participação indireta neste segmento, por intermédio da *Ecogas*. Como já mencionado, o processo de separação vertical mediante a separação contábil das duas empresas é apenas formal, visto que as empresas possuem ainda uma forte interligação (GARCÍA, 2000, p. 23).

Analisando os estatutos da *Ecopetrol* e da *Ecogas*, verifica-se que a separação das atividades de exploração/produção e de transporte é somente contábil. De acordo com o estatuto da *Ecopetrol*, o Conselho de Administração desta empresa é composto por três membros indicados pelo Presidente da República da Colômbia - sendo um é o Ministro da Fazenda e o segundo o Ministro das Minas e Energia - e por quatro membros indicados pela

Assembléia dos Acionistas. Já o estatuto da *Ecogas* enuncia que o Conselho de Administração da empresa é formado pelo Ministro da Fazenda, pelo Ministro das Minas e Energia e por mais cinco membros indicados pelo Presidente da República da Colômbia. Pode-se perceber que as decisões destas empresas são coordenadas pelo Estado colombiano, por meio de suas indicações. Portanto, pode-se afirmar que a separação das atividades de exploração/produção e de transporte não é completa, pois existe uma interação nas decisões entre as duas empresas.

Quanto ao segmento de distribuição, percebe-se um aumento acentuado de instalações residenciais para o fornecimento de gás natural, bem como o número de municípios atendidos por esta infra-estrutura, conforme os dados abaixo.

**Gráfico 2.9 – A evolução da rede de distribuição na Colômbia entre 1993-2003**



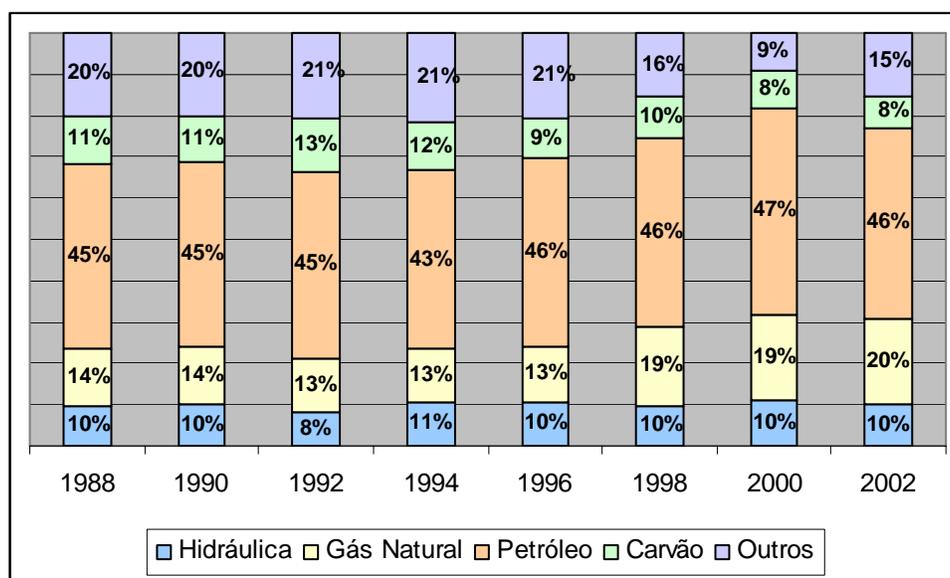
Fonte: site Ecopetrol

Em resumo, a reforma institucional na indústria de gás natural na Colômbia, constituída basicamente pela criação de regras relacionadas a cada atividade da cadeia de gás natural e de instituições próprias dessa indústria, promoveu um estímulo quanto à decisão de investimento. Em outras palavras, a reforma, que tinha como finalidade minimizar os custos de transação, reduziu as incertezas existentes nesta indústria e, por conseguinte, a percepção de risco por parte do investidor.

Isto não excluiu a participação do agente estatal, pois o aparato institucional foi baseado por uma delimitação dos papéis dos agentes públicos e privados. O efeito final provocado por esta reforma foi o aumento do volume de investimentos privados na indústria de gás natural, notadamente na atividade de distribuição.

Embora o aparato regulatório colombiano não tenha solucionado todos os problemas existentes na indústria de gás natural, pode-se afirmar que o resultado final foi positivo, tendo em vista o aumento desta fonte energética na matriz energética do país, comprovado pelo Gráfico 2.10 a seguir.

**Gráfico 2.10 – A evolução da matriz energética da Colômbia entre 1988-2002**



Fonte: site Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)

Cabe salientar, também, a eficácia do *Programa para la Masificación del Consumo del Gas*, já que o setor que mais fortemente contribuiu para o crescimento do mercado de gás natural foi o setor residencial, cumprindo, assim, a meta estabelecida, como pode ser verificado no Quadro 2.6 abaixo.

**Quadro 2.6 – A participação por setor no consumo do gás natural entre 1990-2003 (bilhões m<sup>3</sup>)**

Por Setor	1990	1995	2000	2003
Termoelétrico	42,0%	47,2%	39,0%	30,6%
Ecopetrol	26,1%	15,8%	21,2%	15,7%
Petroquímico	3,7%	2,7%	3,6%	2,2%
Industrial	24,1%	25,0%	18,8%	32,9%
Doméstico	3,6%	8,2%	16,1%	16,0%
Gas Natural Comprimido	0,4%	1,1%	1,2%	2,7%

Fonte: site Ecopetrol

Em síntese, pode-se afirmar que o Estado colombiano teve um importante papel em relação ao desenvolvimento da indústria de gás natural na década de noventa. Sua participação, tanto na oferta quanto na demanda, promoveu uma coordenação mais efetiva da indústria de gás natural, estimulando, conseqüentemente, a participação dos agentes privados nessa indústria. Todavia, deve-se notar, também, que tais resultados foram obtidos com a introdução da condição do livre acesso à infra-estrutura da indústria de gás natural e da competição nas áreas mais maduras do mercado de gás colombiano.

Dito de outra forma, o Estado atuou efetivamente nas atividades de produção e transporte, garantindo, desta maneira, a oferta de gás natural, como também no estímulo ao seu consumo, por intermédio do *Programa para la Masificación del Consumo del Gas*. Na realidade, o Estado procurou coordenar de forma mais eficaz a demanda e a oferta, visando, assim, mitigar os riscos envolvidos na indústria de gás natural e, por conseguinte, estimular a participação do agente privado nesta indústria.

Tendo visto assim as reformas do setor de gás natural no Chile e na Colômbia na década de noventa, será analisada, a seguir, a reforma brasileira neste setor no mesmo período, de forma a comparar os resultados gerados em cada um destes países sul-americanos.

### **CAPÍTULO III – A ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E AS FALHAS DA REGULAMENTAÇÃO NA ATIVIDADE DE TRANSPORTE**

Neste capítulo será analisada a indústria de gás natural brasileira, sendo descritas as políticas de incentivo adotadas para esta indústria desde a década de oitenta e sua evolução recente. Com a descoberta de reservas de gás natural na Bacia de Campos no final da década de setenta, o Estado brasileiro passou a elaborar estratégias, visando maior participação do gás natural na matriz energética do país. Nesse contexto, o Estado brasileiro realizou uma profunda reforma institucional na indústria de gás natural, com o intuito de aumentar a participação do combustível na matriz energética do país para 12%, até o ano 2010, de acordo com a meta definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (KRAUSE; PINTO JR, 1998, p.6).

Desta forma, será examinado, neste capítulo, o processo recente de reestruturação da indústria de gás. Especificamente, será observado que as premissas que fundamentam a reforma na indústria de gás natural - ampliação de uma infra-estrutura adequada para sustentar o crescimento da indústria de gás natural e introdução de pressões competitivas nesse mercado - envolvem custos de transação significativos, uma vez que a indústria de gás natural brasileira possui características de indústria de rede *nascente* que implicam especialmente custos de transação *ex-ante*.

Conforme o Capítulo I, quando a indústria de gás natural é nascente, o volume de investimentos exigidos para o seu crescimento é extremamente elevado. Deste modo, de acordo com as idéias de Williamson sobre estrutura de governança, a estrutura institucional implementada na indústria de gás natural deve ser apropriada às suas especificidades. Sendo assim, neste capítulo, serão também apontados os fatores institucionais que impedem o desenvolvimento da atividade de transporte do gás natural, e as possíveis alternativas para o aparato institucional da indústria de gás natural, para que haja o crescimento efetivo da indústria.

Para isto, na primeira seção será descrita brevemente a evolução da indústria de gás natural, a partir das descobertas de reservas de gás natural na Bacia de Campos. Adicionalmente, serão apresentadas as medidas adotadas pelo Estado brasileiro na década de noventa, com a finalidade de eliminar as barreiras institucionais à entrada de potenciais agentes no mercado de gás e, por conseguinte, de desenvolver tal mercado.

Na seção seguinte, serão destacadas as falhas da reforma institucional da indústria de gás natural brasileira, sobretudo na atividade de transporte, tendo em vista que esta reforma não contemplou as particularidades intrínsecas à indústria. Será constatado que estas falhas são causadas, principalmente, pelo fato das metas estabelecidas na regulamentação – expansão da infra-estrutura da indústria de gás natural e promoção da competição – serem de difícil conciliação, uma vez que a indústria de gás natural brasileira se encontra no estágio inicial de desenvolvimento. Adicionalmente, serão examinadas as novas estratégias do Estado brasileiro para o desenvolvimento da indústria de gás natural. Serão também estudadas nesta seção as conseqüências que resultam deste processo para a indústria de gás natural no Brasil.

Na terceira seção, será sugerido um modelo de organização mais apropriado às especificidades da indústria de gás natural, com base na análise do Williamson sobre estruturas de governança e nas experiências do Chile e da Colômbia quanto à reestruturação da indústria. Uma seção de conclusão finaliza o capítulo.

### ***3.2 – A evolução recente do setor de gás natural no Brasil***

Esta seção tem como objetivo relatar as transformações mais significativas ocorridas na indústria de gás natural no Brasil, a partir das descobertas de reservas de gás natural na Bacia de Campos no final da década de setenta até a aprovação da Lei 9.478 em 1997 (Lei do Petróleo). No segundo momento, serão apontadas as principais decisões tomadas pelo Estado brasileiro referentes à indústria de gás natural, com a finalidade de ampliar a infra-estrutura e, ao mesmo tempo, de incentivar a entrada de novos agentes nesta indústria. Acreditava-se que, por meio dessa reforma institucional, constituída essencialmente pelas Emendas Constitucionais n° 5 e n° 9 em 1995 e pela Lei 9.478, a meta

estabelecida pelo MME, no caso, aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, seria alcançada.

Assim como no Chile e na Colômbia, como já observado no Capítulo II, o gás natural tinha uma participação irrelevante na matriz energética brasileira até a década de oitenta, em torno de 1%. As razões que inibiam uma maior participação do gás natural na matriz energética, em grande parte, eram a escassez de reservas de gás natural e a ausência de uma infra-estrutura adequada para a consolidação desta indústria.

No caso brasileiro, o país não detinha significativas reservas de gás natural. Até a década de setenta, reservas de gás natural associado ao petróleo, descobertas em 1949, eram localizadas preponderantemente na Bahia. Logo, o consumo de gás natural no Brasil, até este período, era restrito apenas à região Nordeste. Já no início da década de setenta, foram descobertas reservas de gás natural em Sergipe, em Alagoas e no Rio Grande do Norte, culminando num incremento da produção do gás natural nesse período. Assim, a produção total nacional de gás natural até o final da década de setenta, que atendia às indústrias situadas na região do Recôncavo, era concentrada na região Nordeste (FERNANDES, 2000, p. 28).

O aumento considerável nas reservas de gás natural ocorreu apenas no final da década de setenta. Nesse momento, foram descobertas grandes reservas de gás natural próximas aos maiores centros urbanos brasileiros, precisamente na Bacia de Campos. A partir da descoberta de reservas de gás natural associado ao petróleo, a produção de gás natural cresceu significativamente, ultrapassando até mesmo a produção do Recôncavo Baiano (ANP, 2001a, p. 25).

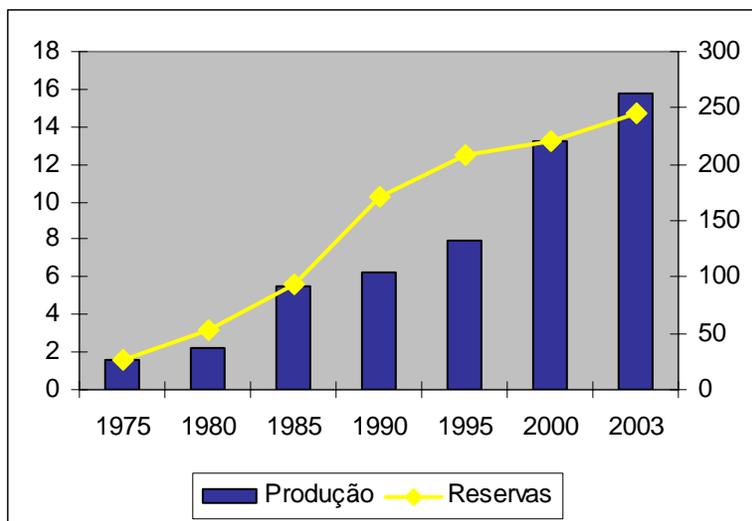
Cabe ressaltar que a produção de gás natural só foi concretizada porque tal combustível estava associado ao petróleo. Nesse sentido, a Bacia de Campos somente foi explorada, porque foi encontrado grande volume de gás natural associado ao petróleo. Desta forma, pode-se afirmar que o gás natural era tratado como um subproduto do petróleo (FERNANDES, 2000, p.32).

Outro fator que contribuiu para a concretização da produção de gás natural é a proximidade das reservas, notadamente a Bacia de Campos, dos grandes centros industriais do Brasil. Em razão dessa proximidade, os custos em implementar uma rede de infraestrutura são relativamente baixos, sendo possível, assim, a construção de uma malha de gasodutos que interligasse Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais. Todavia, a produção de gás natural não aumentou substancialmente logo após a descoberta de reservas de gás natural na Bacia de Campos, já que grande parte destas reservas era queimada. Na realidade, o interesse principal, naquele momento, era aumentar a produção de petróleo (FERNANDES, 2000, p. 32).

Finalmente, na década de noventa, ocorreram descobertas importantes de reservas de gás natural nas seguintes regiões: no litoral de São Paulo e do Paraná, nas costas do Ceará e do Espírito do Santo e na Floresta Amazônica (ANP, 2005, p. 6). Em especial, cabe destacar que, nas reservas situadas em São Paulo e na Floresta Amazônica, foram encontrados grandes volumes de gás natural não associado ao petróleo, diferentemente da maioria das reservas até então descobertas. Ainda assim, grande parte do gás natural encontrado no Brasil está associada ao petróleo e suas reservas encontram-se concentrada na região Sudeste do país.

Analisando o Gráfico 3.1 abaixo, percebe-se as reservas de gás natural aumentaram significativamente, sobretudo, nos seguintes períodos: (i) em 1975 a 1980, em função da descoberta de reservas de gás natural, situadas na Bacia de Campos e nos campos de Alagoas e de Sergipe, ocorridas nesse período; e (ii) em 1985 a 1990, em razão da descoberta de reservas de gás natural, localizadas em São Paulo, no Espírito do Santo e na Floresta Amazônica, conforme já foi mencionado.

**GRÁFICO 3.1 – O comparativo da evolução da produção e das reservas provadas de gás natural (bilhões de m<sup>3</sup>)**



Fonte: Balanço Energético Nacional 2004, 2004

Por outro lado, a produção de gás natural não aumentou tanto quanto as reservas de gás natural, em virtude de grande parte do combustível encontrado no território brasileiro ser *off-shore* e estar associado ao petróleo.

A partir de 2000, o crescimento da produção foi significativo, dado que, no ano anterior, o Programa Queima Zero entrou em vigor. Cabe ressaltar que grande parte do gás natural encontrado na Bacia de Campos e em outras áreas era simplesmente queimada, não sendo, assim, utilizada. Até o final da década de noventa, o interesse principal nessas áreas era a obtenção do petróleo para que tal fonte de energia pudesse ser produzida.

Diante deste problema e da necessidade de aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, a Petrobras, em 1998, implementou o Plano Queima Zero. Esse plano, monitorado pela ANP, consiste na redução da queima de gás natural, visando seu melhor aproveitamento.

Com a implantação do programa, a queima de gás natural reduziu-se drasticamente, de 21% do gás produzido no Brasil em 2000 para 9% em 2004, ao passo que o gás natural

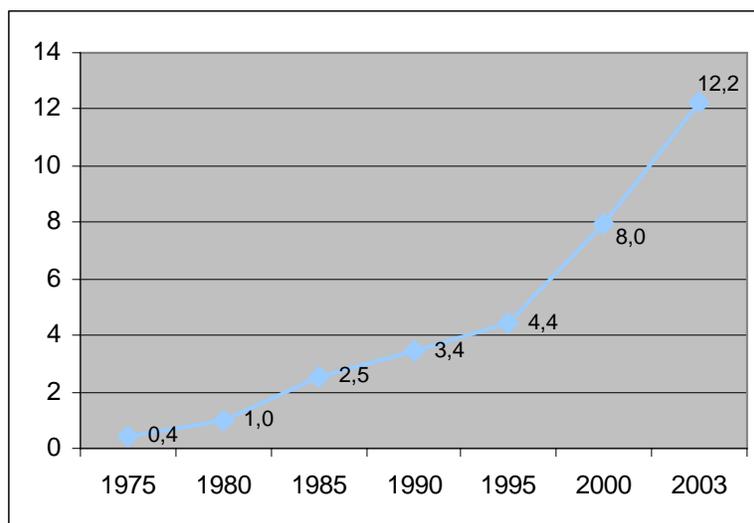
disponível à venda, ou melhor, a produção nacional líquida, aumentou sensivelmente, de 49% em 2000 para 57% em 2004 (ANP, 2004a). Vale destacar que, para a continuidade da redução da queima e reinjeção de gás natural, é necessário investir mais na infra-estrutura desta indústria para o escoamento do combustível e existir um mercado consumidor para o produto.

Por fim, a oferta de gás natural, composta pela produção nacional e importação, cresceu, principalmente a partir de 2000, em virtude não só do Programa Queima Zero, como também das importações do gás boliviano (e em pequena proporção da Argentina). Especificamente em 1999, com a entrada de operação do Gasbol, foi importado 0,4 bilhão de m<sup>3</sup>. Já em 2003, foram importados cerca de 5,9 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural (ANP, 2004a).

No que concerne ao consumo final, pode-se observar, de acordo com o Gráfico 3.2 abaixo, que houve um incremento relevante na utilização do gás natural, em especial a partir de 1995. Possivelmente esse aumento tardio no consumo final seja decorrente da indisponibilidade prévia de uma infra-estrutura (rede de gasodutos e de distribuição) capaz de atender à demanda até aquele momento. Somente em meados da década de noventa, verificou-se uma expansão significativa na malha de gasodutos no território brasileiro, como será visto mais adiante, em função principalmente da construção do Gasbol: de 260 km em 1980 para 5.943 km em 2004.

Contudo, a despeito do crescimento considerável da malha de gasodutos existentes no Brasil, verifica-se que esta malha ainda não é ampla, ao comparar com as malhas de gasodutos da Colômbia e do Chile. Em que pese a expansão da rede de gasodutos no território brasileiro, a Colômbia e o Chile - países de menor extensão e menor população do que o Brasil - possuíam redes mais abrangentes, aproximadamente 5.600 km e 4.600 km respectivamente, em 2004.

### GRÁFICO 3.2 – A evolução do consumo final no Brasil (bilhões de m<sup>3</sup>)



Fonte: Balanço Energético Nacional 2004, 2004

No tocante à ausência de uma infra-estrutura capaz de promover o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira, deve-se atentar para o fato de que a matriz energética do Brasil era composta basicamente pelo petróleo e pela energia hidrelétrica, representando cerca de 53% da matriz, durante as décadas de setenta e oitenta. No caso do petróleo, o Estado brasileiro, a partir da década de cinquenta, formulou políticas com a finalidade de aumentar a produção desta fonte de energia, reduzindo, conseqüentemente, a necessidade de importação (OLIVEIRA; YOUNG; WESTON, 2000).

Já no caso da hidreletricidade, deve-se levar em consideração o fato do Brasil dispor da “*maior bacia hidrográfica do mundo, com um incomparável potencial de geração de energia elétrica. Daí a natural e histórica opção dos brasileiros por esta matriz energética*” (BAHIENSE, 2001, p. 2). Dada a prioridade do desenvolvimento das indústrias de petróleo e do potencial hidrelétrico do país e a escassez de reservas de gás natural no território brasileiro, não havia incentivo para a construção e a ampliação da infra-estrutura da indústria de gás natural.

Contudo, os choques do petróleo em 1973 e 1979 provocaram aumento dos preços do petróleo e da taxa de juros norte-americana. Em decorrência, os países importadores de

petróleo, como, por exemplo, o Brasil, tiveram seus custos com energia elevados. Da mesma forma que o Chile e a Colômbia, como pôde ser verificado no Capítulo II, o Estado brasileiro passou a estimular a produção de outras fontes de energia para reduzir as importações de petróleo, inclusive o gás natural (ALVEAL, 1996).

Em função da descoberta de reservas de gás natural localizadas na Bacia de Campos e dos efeitos negativos resultantes dos choques do petróleo, o Brasil iniciou o processo de desenvolvimento da indústria de gás natural na década de noventa. Nesse sentido, o MME definiu como meta nacional o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira em 1993: de 3% em 1993 para 12% em 2010 (PASSOS, 1998, p.2).

Para tanto, o país realizou uma profunda reforma nos arranjos institucionais da indústria de gás natural, visando o aumento do nível de investimento efetuado na indústria e a maximização da eficiência econômica, mediante a introdução de pressões competitivas e redução do papel do Estado na indústria de gás natural (PIRES; PICCININI, 1999). Deste modo, percebe-se que Brasil adotou, da mesma maneira que os países sul-americanos analisados anteriormente, medidas sugeridas pelo Banco Mundial.

Em linhas gerais, o Estado brasileiro pretendia reformular a estrutura organizacional da indústria de gás natural, a fim de torná-la mais eficiente economicamente. Em outras palavras, o Estado brasileiro tinha a intenção de transformar a organização da indústria de gás natural brasileira - constituída de uma única empresa estatal participante de todos os segmentos da cadeia produtiva, no caso a Petrobras - numa organização formada por diversas empresas privadas e separadas verticalmente, com a finalidade de desenvolver efetivamente esta indústria (ANP, 2004b, p.4).

A primeira medida adotada pelo Estado brasileiro referente a tal reforma institucional foi a inclusão do § 2º do art. 25 na Constituição de 1988, que determinava aos Estados a tarefa de explorar diretamente, ou mediante concessão à empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado. De acordo com ANP (2004), até 1988 somente Rio de Janeiro e São Paulo possuíam empresas distribuidoras de

gás canalizado. Nos demais Estados brasileiros, a Petrobras fornecia o gás, em geral manufaturado, diretamente aos consumidores industriais (ANP, 2004b, p. 5).

A segunda medida relativa à reforma institucional na indústria de gás natural, foi a aprovação da Emenda Constitucional nº 5, em 15 de agosto de 1995, revisando o texto do § 2º do art. 25 na Constituição de 1988. Essa revisão possibilitou a participação dos agentes privados na atividade de distribuição, mediante concessão sem exclusividade de distribuição autorizada pelos estados, pois, antes desta Emenda, somente o agente público podia atuar na atividade de distribuição de gás canalizado com exclusividade.

Já a terceira providência aplicada pelo Estado brasileiro, concernente à reestruturação da indústria de gás natural, foi a aprovação, em 9 de novembro de 1995, da Emenda Constitucional nº 9. Esta emenda, que altera o art. 177 da Constituição de 1988, determinava a quebra do monopólio da Petrobras sobre as seguintes atividades, de acordo com os § 1º e § 2º do art. 1º: (i) de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, (ii) de refino de petróleo nacional ou estrangeiro; (iii) de comércio internacional dos produtos e derivados básicos, resultantes das atividades citadas acima; e (iv) de transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no país, assim como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem.

Isto significa que os agentes privados poderiam, a partir daí, atuar nas atividades de exploração, produção, refino, processamento, comércio internacional e transporte de petróleo, seus derivados e gás natural. A emenda mostra claramente a intenção do governo brasileiro de prover condições para que os agentes privados se interessassem pelo mercado de gás natural e assim aumentassem a competição no setor, já que se pretendia reduzir consideravelmente o poder monopolista da Petrobras.

Por fim, o Estado brasileiro promulgou, em 7 de agosto de 1997, a Lei 9.478, conhecida como Lei do Petróleo. A diretriz mais importante estabelecida por essa lei é a eliminação do direito de monopólio da Petrobras sobre o petróleo e gás natural, possibilitando a entrada dos agentes privados na indústria de gás natural. Na realidade, a lei

regulamentava a quebra de monopólio da Petrobras sobre petróleo e gás natural estabelecida nas disposições da Emenda nº 9.

Por intermédio dos arts. 2º e 7º esta lei criou, ainda, dois órgãos – o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) - com o intuito de coordenar melhor as transações envolvidas na indústria de gás natural, buscando reduzir os custos de transação da indústria. Desse modo, além do MME, que tem a tarefa de elaborar e de definir as políticas energéticas nacionais, foram criados mais dois órgãos, o CNPE e a ANP. A constituição destes órgãos objetivava minimizar as incertezas presentes na indústria de gás natural, o que deveria resultar, em consequência, num aumento no nível de investimento aplicado na ampliação da infra-estrutura do gás natural.

O CNPE, órgão presidido pelo MME, tem como função auxiliar o Presidente da República na escolha de políticas energéticas nacionais que almejem, principalmente, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país e a garantia de fornecimento de energia em todo território brasileiro, inclusive em áreas mais remotas, ou de difícil acesso do país. Por sua vez, a ANP, autarquia integrante da Administração Pública Federal e vinculada ao MME, tem como tarefa promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

A Lei do Petróleo estabelece normas gerais para cada atividade da cadeia gasífera, em consonância com a diretriz citada anteriormente. Quanto às atividades de exploração e produção, a Lei do Petróleo, segundo o art. 21, define que os direitos de prospecção e produção de gás natural no território brasileiro pertencem à União Federal, cabendo à ANP administrá-los. Na verdade, cabe à ANP fiscalizar os contratos de concessão licitados relativos às atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás natural. Além disso, segundo o art. 25 da Lei do Petróleo, cabe à ANP determinar os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos que as empresas devem atender, caso queiram participar das licitações e obter as concessões para exploração e produção de petróleo e de gás natural.

Vale ressaltar que a Lei do Petróleo considerou, em suas disposições, a situação da Petrobras, pois esta empresa atuava em diversos campos de exploração, de desenvolvimento e de produção antes da promulgação da lei. Deste modo, a Lei do Petróleo dispõe das seguintes prerrogativas, de acordo com os arts. 32 a 34:

- (i) o direito da Petrobras sobre cada um dos campos que se encontravam em efetiva produção na data de início de vigência da Lei do Petróleo;
- (ii) o consentimento para o prosseguimento nos trabalhos de exploração e desenvolvimento de blocos onde a Petrobras tenha realizado descobertas comerciais, ou promovido investimentos na exploração pelo prazo de três anos após a aprovação da Lei do Petróleo e, nos casos de êxito, o prosseguimento na atividade de produção;
- (iii) a obtenção de concessões pela Petrobras nos casos mencionados acima, sem que haja a realização de um processo licitatório.

No que tange à atividade de comercialização internacional do gás natural, as mesmas disposições relativas à atividade de transporte são aplicáveis, ou seja, qualquer empresa criada sob as leis brasileiras com sede e administração no país poderá conseguir uma autorização da ANP para realizar tal atividade, como pode ser visto no art. 60 da Lei do Petróleo.

No tocante à atividade de transporte de gás natural, qualquer empresa constituída sob as leis brasileiras com sede e administração no país, que cumprir os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP e apresentar um projeto de construção de gasoduto consoante aos requisitos de proteção ambiental, segurança industrial e das populações, poderá adquirir uma autorização da ANP para realizar essa atividade, conforme § 1º do art. 58 da Lei do Petróleo.

Adicionalmente, por meio do art. 58 da Lei do Petróleo, é permitida a qualquer interessado a utilização de gasodutos existentes ou a serem construídos, mediante livre negociação entre as partes. Isto significa que a lei determina o livre acesso à rede de dutos

existentes, ou serem construídos, por qualquer agente interessado em utilizá-la, sendo as condições deste acesso acordadas livremente pelos agentes envolvidos. A ANP só intermediará tais negociações, fixando o valor e a forma de pagamento da remuneração, nos casos onde não haja acordo entre as partes. Embora o proprietário do gasoduto incorra em riscos, em função do investimento realizado nessa atividade, a inclusão do livre acesso no marco regulatório é considerada de fundamental importância para a ANP.

De acordo com a ANP (2001a),

A possibilidade do acesso à rede de transporte permite que os produtores vendam seu produto diretamente aos grandes consumidores e/ou às empresas distribuidoras. Isso reduz o poder de mercado dos transportadores e de suas afiliadas, que perdem a posição de compradores únicos (ANP, 2001a, p. 118-119).

Em outras palavras, o propósito da inclusão da questão do livre acesso no aparato regulatório era justamente inibir o poder de mercado do transportador nesta atividade caracterizada como um monopólio natural. No entanto, como será verificado na seção seguinte, esta lei não dispõe de normas que especifiquem a questão do livre acesso à rede de dutos, resultando em dificuldades para ANP regular a atividade de transporte da indústria de gás natural.

O livre acesso não é aplicado nos dutos considerados de transferência. A diferença entre transferência e transporte, de acordo com incisos VII e VIII do art. 6º da Lei do Petróleo, é que a transferência é definida como uma movimentação de petróleo, derivados, ou gás natural, em meio ou percurso considerado específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades; ao passo que o transporte é definido como uma movimentação de petróleo e seus derivados, ou gás natural, em meio ou percurso considerado de interesse geral. Contudo, os critérios referentes à classificação dos dutos não estão explicitados pela Lei do Petróleo, tornando a decisão da ANP quanto à classificação dos dutos em certa medida subjetiva e discricionária.

Por último, no que concerne à atividade de distribuição, a Lei do Petróleo não dispõe de nenhuma regra que regule esta atividade, visto que a Emenda Constitucional

nº 5 determina que esta tarefa seja de responsabilidade dos Estados. Sendo assim, cada Estado deve elaborar suas próprias regras e/ou criar seus próprios órgãos reguladores, com o intuito de regulamentar essa atividade.

Uma outra importante diretriz estabelecida pela Lei do Petróleo diz respeito à separação das atividades da cadeia produtiva do gás natural. Especificamente, esta lei, por intermédio do art. 65 determina que a Petrobras, caso queira atuar nos diversos segmentos da indústria de gás natural, deve constituir uma subsidiária com atribuições específicas, tentando romper com a integração vertical presente na indústria de gás natural. Em atendimento à nova exigência, foi criada, em junho de 1998, a Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, uma subsidiária integral da Petrobras (TRANSPETRO, 2004, p. 5). Somente assim foi possível a Petrobras atuar no transporte de gás natural por meio de dutos.

Além disso, foi criada, em maio de 1998, a Petrobras Gás S.A. – Gaspetro, uma subsidiária integral da Petrobras responsável pela comercialização do gás natural nacional e importado (site GASPETRO). Será observado na seção seguinte que esta exigência legal não resultou no processo de separação vertical efetiva da Petrobras, pois a empresa continuou a participar fortemente destas atividades, mediante suas subsidiárias.

Em síntese, pode-se assegurar que a reforma institucional, realizada na década de noventa, pretendia modificar profundamente a indústria de gás natural. Nesse sentido, foram implantadas importantes mudanças no âmbito regulatório, que objetivaram a transformação de uma estrutura organizacional da indústria de gás natural fundamentada, basicamente, por uma empresa estatal integrada verticalmente – Petrobras, numa estrutura composta por diversas empresas atuando competitivamente, monitoradas pela ANP.

No entanto, será verificado que a Lei do Petróleo apresentou algumas falhas referentes à regulação da atividade de transporte de gás natural. Em muitos os aspectos, esta lei somente indica as diretrizes que devem ser seguidas, visando a abertura e o funcionamento do setor de gás natural como, por exemplo, o processo de separação vertical e livre acesso à infra-estrutura da indústria de gás natural (ANP, 2002a, p. 2). Desta forma,

como será visto na próxima seção, foram editadas diversas resoluções, a fim de sanar algumas dessas falhas e implementar a reforma institucional do setor.

Além da introdução de novas regras no mercado de gás natural, foram implementadas medidas no âmbito econômico, almejando estimular ainda mais o desenvolvimento da indústria de gás natural. Para tanto, foi construído o maior gasoduto da América Latina, que interliga Bolívia ao Brasil – conhecido como Gasbol. Tendo em vista a meta estabelecida pelo MME (12% da participação do gás natural na matriz energética até 2010), a Petrobras firmou uma Carta de Intenção sobre o Processo de Integração Energética com a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Boliviano*<sup>7</sup> (YPFB) e o *Ministério de Energia e Hidrocarburos da República da Bolívia* em 1993.

Após diversas negociações, a Petrobras celebrou um acordo com a YPFB de compra de gás natural com duração de 20 anos, que seria transportado por um gasoduto a ser construído, chamado Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Este gasoduto - que possuiria 3.150 km de extensão, sendo 2.593 km de extensão em território brasileiro e 557 km em território boliviano - ligaria a cidade de Rio Grande, na Bolívia, a Porto Alegre, no Brasil, incluindo no seu percurso importantes centros consumidores do Centro-Sul brasileiro, como São Paulo (TORRES FILHO, 2002, p.100).

Além disso, o gasoduto teria 16 estações de compressão, sendo instaladas, gradativamente, na medida em que se aumentasse o volume de gás transportado. Quando todas as estações fossem instaladas, a capacidade máxima do Gasoduto Bolívia-Brasil atingiria 30 milhões de m<sup>3</sup> por dia (COUTINHO, 2000, p. 2).

Deve-se atentar ao fato de que este contrato contém uma cláusula, conhecida como *take or pay*, que consiste na garantia do pagamento por um volume mínimo de gás, independentemente da utilização ou não do gás natural, por determinado prazo. No caso do contrato firmado pela Petrobras e YPFB, foi incluída uma cláusula que estabelece o pagamento por um volume mínimo de gás, iniciando com 8 milhões de m<sup>3</sup> por dia, podendo

---

<sup>7</sup> Empresa boliviana da indústria de petróleo e gás natural, criada pelo Decreto n° 21 em dezembro de 1936, que foi privatizada em 1996 (KOZULJ, 2003, p. 12).

chegar até a 30 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2007, por um período de vinte anos após o início da operação do Gasbol.

Segundo Passos (1998),

A YPFB se compromete a vender e a Petrobras a comprar, em regime de take-or-pay, quantidades crescentes de gás, iniciando com 8 milhões de m<sup>3</sup> por dia, atingindo 16 milhões de m<sup>3</sup> por dia, no oitavo ano e permanecendo nesse patamar até o vigésimo ano. Ainda no mesmo contrato, a YPFB concede a Petrobras uma opção de compra, com preferência sobre terceiros, de quantidades adicionais de gás, provenientes ou não de novas descobertas bolivianas até o limite de 30 milhões de m<sup>3</sup> por dia, desde que tais quantidades estejam disponíveis e não sejam necessárias para atender à demanda do mercado doméstico da Bolívia (PASSOS, 1998, p.2).

A partir da efetivação deste acordo, pretendia-se adquirir o gás boliviano para assegurar o fornecimento deste combustível ao mercado brasileiro e massificar o seu consumo. Considerando que, nesse período, a maior parte das reservas de gás natural do país era encontrada em campos *off-shore*<sup>8</sup>, a opção em importar gás boliviano era a mais vantajosa. Em outras palavras, como grande parte das reservas de gás natural, inclusive da Bacia de Campos, localizava-se em campos *off-shore*, os custos em transportar este gás para os centros de consumo eram extremamente elevados, comparados aos custos de importação do gás boliviano.

Finalizadas as obras em 2000, foram definidas as empresas que iriam operar o Gasbol. Para tanto, foram formadas duas empresas – Gas Trans Boliviano (GTB) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). A GTB, empresa boliviana, seria responsável pela operação do gasoduto do lado boliviano, enquanto a TBG, empresa brasileira controlada majoritariamente pela Gaspetro, seria responsável pela operação do gasoduto do lado brasileiro.

---

<sup>8</sup> Existem dois tipos de campos onde pode ser encontrado gás natural: *off-shore* e *on-shore*. Os campos *off-shore* estão situados no mar, enquanto os campos *on-shore* estão localizados em terra.

Analisada a primeira fase de reformas, na próxima seção serão destacadas as resoluções mais relevantes criadas em decorrência das falhas da Lei do Petróleo e as medidas adotadas a fim de promover ainda mais o crescimento da indústria de gás natural. Será observado que a reforma institucional descrita acima não gerou resultados satisfatórios quanto à ampliação da indústria de gás natural. Serão então discutidos os efeitos na indústria de gás natural brasileira, a partir da implementação destas medidas.

### **3.3 – Os efeitos na indústria de gás natural com a introdução da Lei do Petróleo**

Nesta seção, serão descritas as medidas tomadas no sentido de promover o desenvolvimento do mercado de gás natural, como também as resoluções editadas pela ANP, em particular as resoluções referentes à atividade de transporte, após a promulgação da Lei do Petróleo. Em seguida, serão examinados os resultados gerados pela reforma institucional na indústria de gás natural, discriminando-os por cada atividade da cadeia gasífera.

#### *3.3.1 – As políticas de desenvolvimento adotadas na indústria de gás natural após a promulgação da Lei 9.478 (Lei do Petróleo)*

Após a reforma institucional, pôde-se verificar o surgimento de situações relativas à atividade de transporte de gás natural que não eram contempladas pelo aparato legal. As normas concernentes ao livre acesso à malha de dutos não foram elaboradas detalhadamente, cabendo, então, à ANP aperfeiçoá-las com a finalidade de desenvolver efetivamente esta atividade.

Deve-se ressaltar que a regulamentação da atividade de transporte merece tratamento mais cuidadoso pelo fato da atividade possuir natureza de monopólio natural. Desta forma, para que haja expansão significativa da rede de gasodutos, é necessário elevado nível de investimento com longo prazo de maturação. Esse vultoso volume de investimento, por sua vez, só pode ser obtido por meio da redução dos custos de transação

na atividade de transporte. Apenas desta maneira será possível reduzir a percepção de risco para o agente transportador e, por conseguinte, aumentar a malha de gasodutos.

A importância de uma regulação mais bem-definida relativa à atividade de transporte deve-se também ao fato da atividade interligar a oferta e a demanda. Esta particularidade da atividade de transporte provoca maiores riscos de *hold-up*, conforme foi observado no Capítulo I, já que os riscos podem advir tanto pelo lado da oferta, quanto pelo lado da demanda. Assim, a criação de dispositivos que visem solucionar as falhas do aparato legal é de extrema urgência, visto que os riscos presentes nesta atividade são significativos.

A primeira resolução implementada pela ANP, que trata especificamente desta atividade, foi a Portaria nº 170 em novembro de 1998. Esta portaria estabelecia a regulamentação para a construção e a operação de instalações de transporte, definindo os requisitos mínimos e os documentos que devem ser enviados à ANP para autorização de construção dos dutos. Vale salientar que esta portaria não contemplava os dutos de transferência internos a uma planta industrial.

Já a segunda resolução editada pela ANP, relativa à atividade de transporte, foi a Portaria nº 169 em novembro de 1998. Esta portaria tratava da questão do acesso de terceiros à infra-estrutura de transporte, regulamentando o art. 58 da Lei do Petróleo. Seu objetivo é garantir acesso não-discriminatório a terceiros interessados nos gasodutos existentes ou a serem construídos, estimulando, em decorrência, a entrada de novos agentes e a competição na atividade de transporte (ANP, 2001a, p.116). Cabe lembrar que, da mesma forma que a Lei do Petróleo, o livre acesso não se aplica aos dutos considerados como dutos de transferência.

Na realidade, o proprietário de um determinado gasoduto deve permitir a utilização de sua infra-estrutura a terceiros, quando houver capacidade disponível ou capacidade contratada ociosa. De acordo com ANP (2001a), define-se como capacidade disponível a diferença entre a capacidade do gasoduto e a soma das capacidades contratadas com consumo próprio, e define-se como capacidade contratada ociosa a diferença entre a

capacidade contratada e o volume diário de gás efetivamente transportado para o carregador<sup>9</sup>. Isto significa que o proprietário do gasoduto deverá disponibilizar a sua infraestrutura a terceiros, salvo no caso em que a infra-estrutura esteja operando na sua capacidade máxima (SANTOS, 2001, p. 119). Deve-se salientar que a capacidade disponível deverá ser informada pelo proprietário do gasoduto tanto à ANP quanto ao mercado, ao passo que a capacidade contratada ociosa deverá ser mensurada mediante o cruzamento dos dados de capacidade contratada e volume diário de gás efetivamente transportado pelo carregador (ANP, 2001a, p. 117).

Contudo, a portaria não conseguiu intervir eficazmente no setor de transporte, o que levou a sua revogação em abril de 2001. Na realidade, a Portaria n° 169, em consonância com o art. 58 da Lei do Petróleo, determinava que a ANP só intermediaria as negociações referentes à questão do livre acesso da rede de gasodutos em casos que não houvesse consenso entre as partes. Dito isto, percebe-se que a liberdade nas negociações concedidas pelo aparato legal aos agentes se tornou ineficiente no sentido de garantir o acesso à rede de gasodutos a qualquer interessado e, por conseguinte, de introduzir a competição na atividade de transporte. Tal fato ficou demonstrado quando ocorreram, em 2000, dois conflitos, entre as empresas Energia do Brasil Ltda. (Enersil) e a TBG e entre as empresas *British Gas* do Brasil Ltda. e TBG.

Em linhas gerais, Enersil e British Gas solicitaram à ANP uma solução para a seguinte questão: a TBG não permitia o livre acesso ao duto de sua propriedade, no caso a Gasbol, pois a TBG alegava que o Gasbol não tinha capacidade de transporte firme disponível, uma vez que a Petrobras já havia contratado toda a capacidade para o serviço de transporte firme<sup>10</sup> desse gasoduto que era de 17,4 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2000. Este fato evidencia, claramente, a utilização ineficiente do Gasbol, visto que este gasoduto operava com capacidade ociosa elevada: apesar de toda a capacidade do gasoduto já está contratada, eram utilizados apenas 9,1 milhões de m<sup>3</sup> por dia (CECCHI, 2001, p.9).

---

<sup>9</sup> Deve-se destacar que na atividade de transporte, atuam dois agentes: o transportador e o carregador. Define-se como transportador o agente que opera determinado gasoduto, ao passo que se considera carregador o agente contratante dos serviços de transporte (ANP, 2001a, p. 132). Dito de outra forma, o carregador é a empresa que compra a capacidade de transporte do duto (TORRES FILHO, 2002, p. 102).

<sup>10</sup> Define-se como transporte firme “*serviço prestado pelo transportador ao carregador, com movimentação de gás de forma ininterrupta, até o limite estabelecido pela capacidade contratada*” (ANP, 2001a, p. 117).

Conforme foi visto na seção anterior, existe uma cláusula no contrato de compra de gás natural entre a Petrobras e a YPFB, chamada *take or pay*, que consiste na garantia de pagamento por um volume de gás natural, independentemente de ter sido adquirido ou não, por um prazo de vinte anos, a partir da data do início de operação do Gasbol. Por sua vez, o volume de gás natural a ser obrigatoriamente pago pela Petrobras à YPFB seria, no primeiro momento, de 8 milhões de m<sup>3</sup> por dia até 30 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2007.

De acordo com Torres Filho (2002),

A origem desses conflitos é os contratos de suprimento que deram sustentação ao gasoduto em sua origem. No início da década de 90, havia sérias dúvidas se as reservas provadas de gás natural da Bolívia seriam suficientes para atender ao volume total projetado de capacidade de transporte do Gasbol: 30 milhões de m<sup>3</sup> por dia. (...) Com o objetivo de estimular os investimentos em exploração de gás na Bolívia, a Petrobras garantiu a compra da produção local até o limite da capacidade de transporte do gasoduto, com base em uma regra de preços indexados a três tipos de óleos combustíveis internacionais. Em contrapartida, obteve o direito de preferência de fornecimento para o Brasil a partir dos campos onde fosse operadora, sempre que os volumes de exportação superassem os oito milhões de m<sup>3</sup> por dia já alocados aos fornecedores bolivianos (TORRES FILHO, 2002, p. 104).

Como pôde ser observado no trecho acima, a cláusula *take or pay* é extremamente importante para a concretização de empreendimentos relativos à construção de gasodutos. Somente com a sua introdução foi possível a implantação da Gasbol, uma vez que a Petrobras garantiu o pagamento independentemente do volume efetivamente adquirido, em troca da preferência de fornecimento de gás natural. Sendo assim, mesmo que exista capacidade ociosa no Gasbol, os agentes privados são impossibilitados em utilizá-lo, visto que o gasoduto já tem toda a sua capacidade contratada pela Petrobras. Em suma, embora a cláusula de *take or pay* seja “*fundamental para o desenvolvimento da infra-estrutura que demanda nesses estágios iniciais um fluxo constante de recursos financeiros de alta monta, são inibidoras para um mercado concorrencial e aberto*” (LEMOS, 2005, p. 225).

Assim, a ANP interferiu nas negociações entre essas empresas com objetivo de solucionar a questão, conforme as diretrizes estabelecidas na Lei do Petróleo já enunciadas

na seção anterior. Mesmo com a interferência da ANP determinando o livre acesso no Gasbol a Enersil e British Gas, constatou-se que a regulamentação quanto ao livre acesso à rede de dutos era incompleta, dado que ainda existiam obstáculos legais que dificultavam a entrada de novos agentes na atividade de transporte de gás natural. Na realidade, era preciso um conjunto de regras mais amplo que induzisse a entrada de novos agentes, tais como apresentação de informações à ANP sobre os dutos existentes no território brasileiro e regras mais claras quanto ao acesso por terceiros à infra-estrutura.

Após a verificação destas falhas na regulamentação, a ANP lançou uma nova portaria mais completa, a Portaria n° 98, em substituição à Portaria n° 169, em 22 de junho de 2001. A Portaria n° 98 tinha os mesmos objetivos que a portaria substituída, porém possuía instrumentos novos para assegurar o livre acesso a terceiros à infra-estrutura de transporte de gás natural. Segundo a ANP, a promulgação desta portaria juntamente com as normas já existentes garantiria *“a clareza de regras necessárias à atração de investimentos e ao desenvolvimento de um mercado competitivo, além de contribuir de forma expressiva a evitar conflitos entre os agentes e práticas discriminatórias”* (ANP, 2001a, p.2).

Especificamente, esta portaria obrigava os proprietários de dutos autorizados pela ANP, conforme a Portaria n° 170, a elaborar o Manual do Concurso Aberto, que deveria conter certos procedimentos de oferta e de alocação de capacidade para o serviço de transporte firme, decorrente da expansão dos gasodutos. Tal manual deveria ser encaminhado para análise e aprovação da ANP no prazo máximo de trinta dias da data de publicação dessa portaria.

De forma geral, o transportador é obrigado a oferecer a capacidade disponível para serviço de transporte firme, por meio de um concurso, nos casos onde haja: (i) capacidade disponível resultante da construção de novos gasodutos; (ii) capacidade disponível e não contratada num gasoduto existente; (iii) capacidade disponível resultante de expansão de um gasoduto; e (iv) capacidade proveniente do término dos contratos (ALVEAL; ALMEIDA, 2001, p. 6).

De acordo com art. 2º da Portaria nº 98, este manual deverá, ainda, atender os princípios<sup>11</sup> de legalidade, razoabilidade, isonomia e publicidade e deverá contemplar as seguintes questões, em destaque: (i) forma de contratação de capacidade; (ii) critério e metodologia de cálculo da tarifa mínima da capacidade a ser ofertada, refletindo determinantes de custo; (iii) taxa de retorno do investimento, refletindo os riscos associados à prestação do serviço e o custo médio ponderado de capital; e (iv) critério de alocação de capacidade entre os interessados. Esses requisitos culminariam em maior transparência aos critérios de negociação entre o transportador e o carregador.

Além disso, segundo o art. 3º da Portaria nº 98, o Manual de Concurso Aberto limita que os carregadores detentores mais de 50% da capacidade contratada firme da instalação de transporte antes da ampliação contratem apenas 40% da capacidade ofertada. Em termos práticos, isto proíbe que a Petrobras contrate toda a capacidade do gasoduto a ser ampliado, reduzindo então as barreiras à entrada a novos agentes no mercado de gás natural.

Embora as empresas atuantes na atividade de transporte tenham enviado os manuais conforme as prerrogativas da Portaria nº 98, não foram realizadas, até o momento, leilões de capacidade. A efetivação dos leilões está condicionada ao atendimento de alguns pré-requisitos, tais como a definição do contrato de transporte e dos termos e condições gerais da prestação do serviço, bem como de documentos conexos; a divulgação das tarifas mínimas da capacidade ofertada e a elaboração do projeto final de expansão por parte das empresas transportadoras (site ANP).

Complementando a Portaria nº 98 em relação à questão do livre acesso, foram publicadas pela ANP as Portarias nº 115 e nº 254 em 2001 e nº 1 em 2003. Em 25 de julho de 2001, a ANP aprovou a Portaria nº 115. Essa portaria atribui à ANP, em particular à Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, a função de analisar

---

<sup>11</sup> O princípio da legalidade indica que um determinado agente só poderá agir em conformidade com a lei. O princípio da razoabilidade consiste na postura de um determinado agente não agir segundo os valores pessoais, devendo então considerar os valores comuns à própria coletividade. O princípio da isonomia assegura a igualdade jurídica a todos os agentes participantes do Concurso Aberto. Por fim, o princípio de publicidade garante que todos possam ter acesso a informações por parte de qualquer interessado de forma legal (MEIRELLES, 2005).

os Manuais de Concurso Aberto e de indicar eventuais alterações num prazo máximo de trinta dias, conforme estabelecido no art. 4º da Portaria ANP nº 98 e de acompanhar a realização do Concurso Aberto conduzidos pelas empresas autorizadas a operar na atividade de transporte de gás natural.

Posteriormente, entrou em vigor a Portaria nº 254 em 11 de setembro de 2001. Esta portaria regulamenta a resolução de conflito, baseada nos princípios de garantia do livre acesso não discriminatório dos agentes e de maximização da utilização da malha de gasodutos. O detalhamento do processo de resolução de conflito, composto pelas etapas de solicitação, de notificação e de resolução, oferece maior transparência ao processo.

Por fim, a Portaria nº 1, aprovada pela ANP em janeiro de 2003, estabelece o envio e a disponibilidade de informações referentes tanto às atividades de transporte quanto à compra e venda de gás natural ao mercado, à ANP e aos carregadores. Desta maneira, percebe-se que sua finalidade é dar transparência necessária aos agentes, fornecendo informações relativas à atividade do transporte e favorecendo a competição.

Além da promulgação de portarias com objetivo de reduzir as falhas presentes na regulamentação da indústria de gás natural, o Estado brasileiro adotou duas medidas, o Programa Prioritário de Termelétricidade e o Projeto Malhas, no sentido de promover o desenvolvimento do setor.

O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) foi implantado pelo MME em 2000 mediante a aprovação do Decreto nº 3.371. Em linhas gerais, este programa baseava-se na construção de 49 usinas termelétricas, objetivando, assim, aumentar a oferta de energia elétrica no país em torno de 15 mil megawatts e, por conseguinte, reduzir o risco de déficit energético. Além do MME como coordenador do programa, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Petrobras seriam os principais agentes incumbidos de concretizá-lo.

Em relação ao BNDES, caberia a ele a tarefa de garantir o acesso aos financiamentos para os agentes interessados em investir no setor elétrico. Já em relação à

Petrobras caberia, por decisão do MME, a tarefa de assegurar o suprimento de gás para as usinas contempladas nesse programa por um período de até 20 anos (ALONSO, 2004, p. 107). A Petrobras ainda participaria através de construção de 19 usinas termelétricas.

Um outro projeto importante conduzido pela Petrobras, em conjunto pela ANP, que incentivaria o desenvolvimento da indústria de gás natural por meio da massificação do uso do gás natural, é o Projeto Malhas. Este projeto, que teria com a finalidade garantir o suprimento da demanda de gás natural ao setor industrial do País, principalmente das usinas oriundas termelétricas do PPT, previa a expansão da malha de gasodutos do país mediante investimentos da Transpetro (ANP, 2003b, p. 13).

Nesse contexto, em abril de 2003, a Petrobras e a ANP firmaram acordo para expansão das redes de gasodutos das regiões Sudeste e Nordeste, com o propósito de viabilizar o crescimento da demanda do gás natural no Brasil. Especificamente, este acordo previa uma expansão de aproximadamente 1.400 quilômetros nas malhas Sudeste e Nordeste que deveriam entrar em operação em 2005.

De acordo com Petrobras (2004), seria construído, na região Sudeste, um gasoduto com 453 km de extensão, ligando Campinas ao Rio de Janeiro. Já na região Nordeste, seriam realizadas diversas ampliações, em destaque a expansão de 373 km do gasoduto que interliga Rio Grande do Norte a Ceará e a ampliação de 445 km do gasoduto que conecta Bahia a Alagoas. O total de investimento destinado à expansão destas malhas seria de US\$ 892,0 milhões, sendo US\$ 328,0 milhões para a ampliação da malha de gasoduto da região Sudeste e US\$ 564,0 milhões para a ampliação da malha de gasodutos da região Nordeste (PETROBRAS, 2004, p. 14-15).

Ao mesmo tempo, a Petrobras investiria em torno de US\$ 767,0 milhões na construção de um gasoduto, com 1.225 km que interligaria as malhas de gasoduto das regiões Sudeste e Nordeste – conhecido como Gasene (PETROBRAS, 2004, p. 16). Com a previsão de início das operações em 2007, o Gasene teria como finalidade levar o gás natural proveniente da Bacia de Santos à região Nordeste, que se caracteriza pela falta de oferta de gás natural frente à demanda da região.

A partir de agora, serão averiguadas as transformações na indústria de gás natural do país desde a década de oitenta, decorrentes das políticas econômicas e regulatórias aplicadas pelo Estado brasileiro nesse período. Será possível constatar que, embora a indústria de gás natural tenha se desenvolvido, o gás natural permanece como uma fonte pouco representativa na matriz energética. Na realidade, a indústria de gás natural brasileira continua num estágio inicial de desenvolvimento.

### *3.3.2 – As transformações na indústria de gás natural do Brasil*

Face ao conjunto de mudanças ocorrido na indústria de gás natural a partir da década de noventa, tais como a reforma institucional e a adoção de programa de desenvolvimento do setor pelo Estado brasileiro, o resultado referente ao desenvolvimento da indústria ficou aquém das expectativas, visto que os objetivos do desenvolvimento da indústria de gás natural – introdução significativa de novos agentes no mercado e ampliação da infra-estrutura – não foram alcançados. A seguir, serão analisados os efeitos dessas transformações.

Em relação às atividades de exploração e de produção, apesar da abertura do mercado aos agentes privados, por meio da Emenda Constitucional nº 9 e da Lei do Petróleo, a Petrobras ainda detém uma participação relevante do mercado de gás natural. Em razão de prerrogativas dispostas nos arts. 32 a 34 da Lei do Petróleo, a Petrobras obteve concessões pela ANP para 397 blocos, sendo 231 blocos de exploração, 51 blocos de desenvolvimento e 231 blocos de produção.

Pelo posto, percebe-se que a Lei do Petróleo, de certa forma, impossibilitou a introdução da competição na atividade de exploração e produção, visto que os blocos explorados pela Petrobras antes da promulgação da Lei do Petróleo lhe foram concedidos sem a realização de um processo licitatório. Cabe ressaltar que, até o momento, a produção de gás natural brasileira é oriunda, grande parte, desses blocos explorados pela Petrobras antes da aprovação da Lei do Petróleo (ANP, 2005).

Adicionalmente, embora pudesse ser verificada a presença de agentes privados (cerca de 45 empresas vencedoras nas seis rodadas de licitação realizadas pela ANP), a Petrobras deteve a maioria dos blocos concedidos, contribuindo para a permanência de sua participação expressiva na atividade de exploração da indústria de gás natural. Como pode ser visto no Quadro 3.1 abaixo, nas seis rodadas de licitação promovidas pela ANP, no período entre 1999 e 2004, grande parte das áreas concedidas foi obtida pela Petrobras, exclusivamente ou associada a outras empresas.

**QUADRO 3.1 – Os resultados das seis rodadas de licitação entre 1999-2004**

Blocos	1ª Rodada (1999)	2ª Rodada (2000)	3ª Rodada (2001)	4ª Rodada (2002)	5ª Rodada (2003)	6ª Rodada (2004)	Total
Blocos licitados (A)	27	23	53	54	908	913	1.978
Blocos concedidos (B)	12	21	34	21	101	154	343
Blocos adquiridos pela Petrobras (C)	5	8	16	8	88	107	232
Blocos adquiridos exclusivamente pela Petrobras (D)	1	2	7	3	85	55	153
Blocos adquiridos pela Petrobras em consórcio (E)	4	6	9	5	3	52	79
(C) / (B) - %	42%	38%	47%	38%	87%	69%	68%
(D) / (B) - %	8%	10%	21%	14%	84%	36%	45%
(E) / (B) - %	33%	29%	26%	24%	3%	34%	23%
(D) / (C) - %	20%	25%	44%	38%	97%	51%	66%

Fonte: sites Petrobras eANP

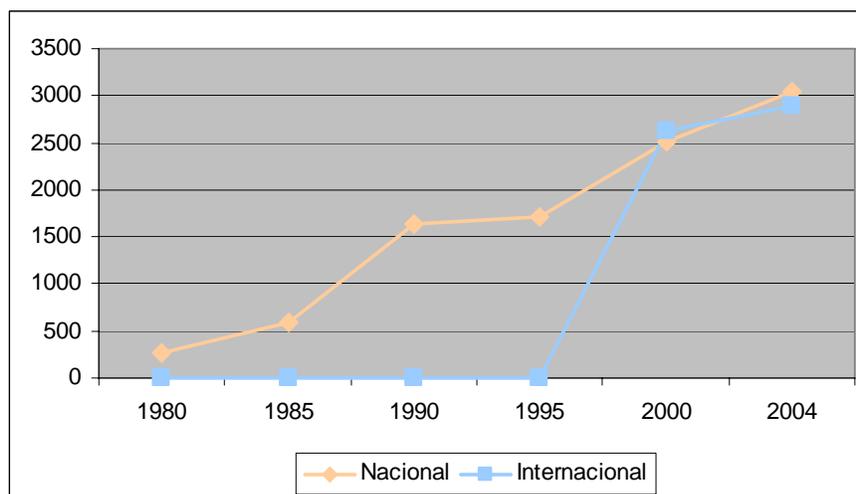
Mesmo com a presença de novos agentes nessas atividades, cabe destacar que muitas destas concessões foram obtidas por um consórcio formado entre Petrobras e as empresas privadas, já que a empresa detém o conhecimento geológico e tecnológico para realização das atividades de exploração e de produção. Dos 343 blocos concedidos pela ANP, os agentes privados detiveram participação em 190 blocos, sendo 111 obtidos exclusivamente por agentes privados e 79 blocos que foram obtidos por consórcios entre a Petrobras e empresas privadas.

Como ainda não houve tempo hábil para descobrir novas reservas de gás natural, explorá-las e produzir o combustível, visto que os processos de licitação foram iniciados em junho de 1999, a produção de gás natural ainda é totalmente realizada pela Petrobras. Possivelmente, este cenário será alterado no segmento *upstream*, quando as etapas de exploração e de desenvolvimento já tiverem sido finalizadas.

Além de toda a oferta nacional ser produzida pela Petrobras, 90% das importações também são realizadas por esta empresa, acentuando ainda mais seu poder de mercado na atividade de produção (ANP, 2005, p. 24). Esta elevada participação da Petrobras nas importações de gás natural decorre basicamente do contrato referente ao Gasbol, conforme analisado na seção anterior.

No tocante à atividade de transporte, houve um considerável crescimento na malha de dutos brasileira. Entretanto, grande parte deste crescimento refere-se à construção do Gasbol, com aproximadamente 2.600 km de extensão no solo brasileiro. A tendência para os próximos anos é que com o Projeto Malhas, a rede de gasoduto se expanda ainda mais. A seguir, pode-se observar no Gráfico 3.3 a evolução da extensão da rede de gasoduto no Brasil.

**GRÁFICO 3.3 – A evolução da malha de gasodutos no Brasil**



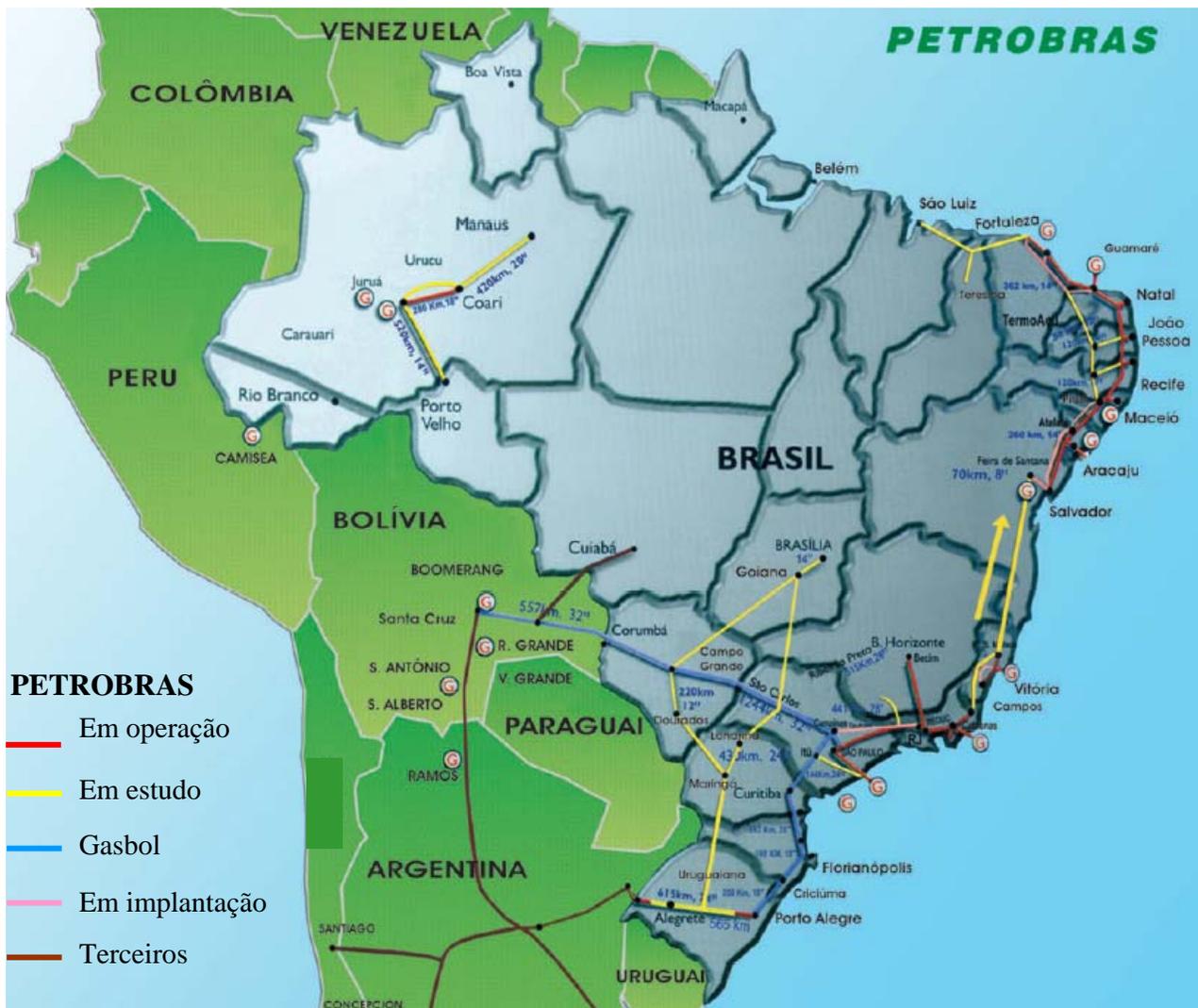
Fonte: sites Petrobras e ANP

Na Figura 3.1, pode-se observar o mapa com a malha de gasoduto, apontando os gasodutos já existentes e em construção. Em particular, a partir do mapa, pode-se concluir que a malha de dutos não consegue ainda integrar todo o território brasileiro. Embora tenha se verificado um aumento na malha de gasoduto brasileiro, este aumento se concentrou nas malhas de região Sudeste e Nordeste e nas malhas internacionais. Na realidade, a rede de

gasoduto não abrange diversos estados brasileiros, notadamente os estados da região Norte e Centro-Oeste.

Além disso, percebe-se na Figura 3.1 que a atividade de transporte é extremamente concentrada na Petrobras. Em outras palavras, grande parte da malha de dutos existente ou em construção no país é operada direta ou indiretamente pela Petrobras, por meio da Transpetro ou TBG. Em suma, o maior indutor do desenvolvimento da atividade de transporte continua sendo a Petrobras, pois não se verificou até o momento a entrada considerável de agentes privados.

**FIGURA 3.1 – A malha de gasodutos no Brasil**



Fonte: site Gas Energia

Apesar da Lei do Petróleo anunciar a separação da atividade de transporte de gás natural, visando assegurar a entrada de novos agentes nesta indústria, a Petrobras, representada pela Transpetro, possui uma participação majoritária na atividade de transporte. Essa participação, certamente, será aumentada com a implantação do Projeto Malhas. Cabe lembrar que, embora a ANP tenha elaborado o projeto em conjunto com a Petrobras, esta agência não conseguiu efetivamente expandir a malha de gasoduto mediante a entrada da iniciativa privada na atividade de transporte. Aparentemente, a ANP teve de

optar por uma das duas metas a serem atingidas – ampliação da malha de gasodutos no país – em detrimento da promoção da concorrência na atividade de transporte.

Quanto à atividade de distribuição, com a aprovação da Emenda Constitucional nº 5, diversos Estados constituíram, por meio de leis estaduais, suas distribuidoras de gás canalizado. Vale sublinhar que só foram criadas novas empresas distribuidoras de gás canalizados em estados por onde o gasoduto passava pois, caso contrário, não haveria sentido em instituí-las.

No Quadro 3.2, pode-se notar que não foram todos os estados das regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil que criaram uma concessionária de gás canalizado, tendo em vista que nem todos estão integrados à malha de gasodutos existentes no país. Portanto, não havia sentido para estes Estados criar uma licitação para concessões de distribuição de gás canalizado em seus territórios.

### QUADRO 3.2 – As distribuidoras de gás canalizado no Brasil

Distribuidoras	Participação
<b>Região Sul</b>	
COMPAGÁS (PR)	Copel (51,00%); Dutopar (24,50%); Gaspetro (24,50%)
SCGÁS (SC)	Gaspart (41,00%); Gaspetro (41,00%); Estado de Santa Catarina (17,00%); Infragás (1,00%)
SULGÁS (RS)	Estado do Rio Grande do Sul (51,00%); Gaspetro (49,00%)
<b>Região Sudeste</b>	
BR (ES)	BR Distribuidora (100,00%)
CEG (RJ)	Gás Natural (54,2%); BNDESPar (34,56%); Outros (9,03%); Pluspetrol (2,25%)
CEG-RIO (RJ)	Gás Natural (72,00%); Gaspetro (25,00%); Pluspetrol (3,00%)
COMGÁS (SP)	Integral Investimento (62,69%); Shell (15,56%); Outros (21,75%)
GÁS BRASILIANO (SP)	ENI (51,00%); Italgás (49,00%)
GASMIG (MG)	CEMIG (55,19%); TSS Participações (38,50%); Outros (5,31%)
GÁS NATURAL (SP)	Gás Natural (100,00%)
<b>Região Nordeste</b>	
ALGÁS (AL)	Gaspart (41,50%); Gaspetro (41,50%); Estado de Alagoas (17,00%)
BAHIAGÁS (BA)	Gaspart (41,50%); Gaspetro (41,50%); Estado da Bahia (17,00%)
CEGÁS (CE)	Textília S.A. (41,50%); Gaspetro (41,50%); Estado do Ceará (17,00%)
COPERGÁS (PE)	Gaspart (41,50%); Gaspetro (41,50%); Estado de Pernambuco (17,00%)
GASMAR (MA) *	Termogas S.A. (51,00%); Estado do Maranhão (25,50%); Gaspetro (23,50%)
GASPISA (PI) *	Termogas S.A. (37,25%); Gaspetro (37,25%); Estado do Piauí (25,50%)
PBGÁS (PB)	Gaspart (41,50%); Gaspetro (41,50%); Estado da Paraíba (17,00%)
POTIGÁS (RN)	Gaspetro (41,50%); Outros (41,50%); Estado do Rio Grande do Norte (17,00%)
SERGÁS (SE)	Gaspart (41,50%); Gaspetro (41,50%); Estado de Sergipe (17,00%)
<b>Região Norte/ Centro-Oeste</b>	
CEBGÁS (DF) *	Consórcio Brasíliagas (51,00%); Gaspetro (32,00%); CEB (17,00%)
GASAP (AP) *	Gaspetro (35,25%); C.S. Participações (35,25%); Governo do Amapá (25,50%)
GOIASGÁS (GO) *	Consórcio Gásgoiano (42,16%); Gaspetro (28,17%); Estado de Goiás (17,00%); Outros (12,67%)
MSGÁS (MS)	Estado do Mato Grosso do Sul (51,00%); Gaspetro (49,00%)
RONGÁS (RO) *	Termogas S.A. (41,50%); Gaspetro (41,50%); Estado de Rondônia (17,00%)
CIGÁS (AM) *	Estado do Amazonas (100%)

Fonte: ANP, 2004b

A partir da Figura 3.1, pode-se concluir que a integração com a malha de gasodutos é uma condição suficiente para a criação de uma determinada distribuidora de gás canalizado. Mesmo aqueles Estados que ainda não possuem gasodutos passando por seu território, tais como Rondônia, Goiás, Amazonas, Maranhão e Piauí, já constituíram uma distribuidora de gás natural, ainda que sem ter entrado em operação, que estão assinaladas

com asterisco (\*). Na realidade, só pelo fato de haver projetos de gasodutos que passarão por esses Estados, as distribuidoras de gás natural foram criadas.

Pode-se verificar também pelo Quadro 3.2 que a maioria dos estados possui apenas uma empresa concessionária de gás canalizado, salvo São Paulo e Rio de Janeiro. No caso do estado de São Paulo, existem três empresas distribuidoras de gás canalizado com áreas de concessão distintas: a COMGÁS atua na região metropolitana de São Paulo, a Gás Brasileiro atua na região Noroeste de São Paulo e a Gás Natural atua na região Sul de São Paulo.

Já no caso do Estado do Rio de Janeiro, foram constituídas duas empresas distribuidoras de gás natural com as seguintes áreas de atuação - a CEG atuando na região metropolitana do Rio de Janeiro e a CEG-RIO atuando no restante do estado - mas com praticamente os mesmos acionistas. Cabe lembrar que a criação de novas concessionárias não é impedida pela legislação federal; na verdade, esta decisão cabe somente ao estado.

Além disso, deve-se notar que a Petrobras, por meio da Gaspetro e da BR Distribuidora<sup>12</sup>, possui participações acionárias em grande parte das distribuidoras criadas. Excetuando-se as concessionárias do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, a Petrobras detém ações das concessionárias de distribuição de gás canalizado. Portanto pode-se constatar, na região Sudeste, uma presença menos ativa da Petrobras, salvo no Estado do Espírito do Santo, onde a Petrobras, por intermédio da BR Distribuidora, detém a totalidade das ações da empresa distribuidora de gás natural.

Como a legislação federal delega aos Estados a tarefa de explorar, mediante concessão a empresas públicas ou privadas, a distribuição de gás para todos os consumidores, cada Estado da federação elaborou suas próprias normas relacionadas à atividade de distribuição de gás canalizado e a estrutura organizacional dessa atividade. De acordo com o Quadro 3.2, pode-se afirmar que a maioria dos Estados implantou a seguinte estrutura organizacional: uma empresa concessionária distribuidora de gás natural com a

---

<sup>12</sup> Esta empresa, criada em novembro de 1971, é uma subsidiária integral da Petrobras S.A que atua essencialmente na comercialização e distribuição de derivados do petróleo no território brasileiro.

participação acionária da Petrobras (por meio da Gaspetro ou BR Distribuidora), do Estado e de agente privado. Assim, verifica-se ainda o poder monopolista da Petrobras na atividade de distribuição, consentido pelos Estados.

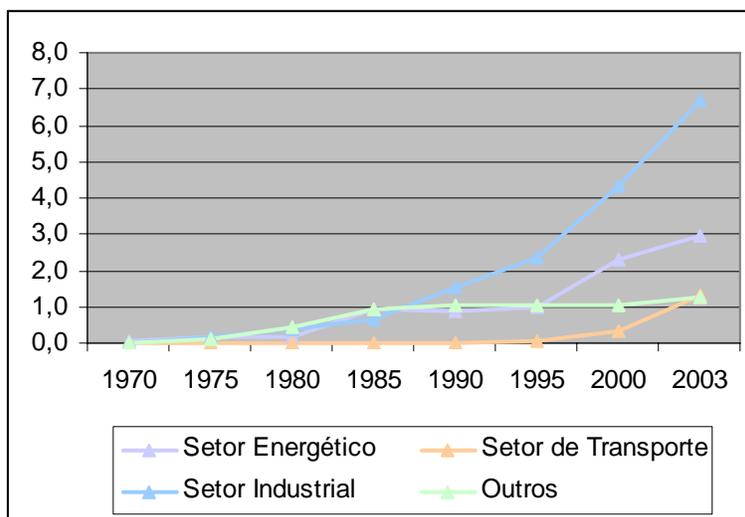
Nesse sentido, apesar da legislação federal visar a entrada de novos agentes em todas as atividades na indústria de gás natural, tentando introduzir a competição e a separação vertical das atividades, muitas vezes a legislação estadual impossibilita a realização deste objetivo. Tal divergência entre as normas federais e estaduais quanto aos seus objetivos, possivelmente, impede a formação de um aparato regulatório consistente com o desenvolvimento da competição e, conseqüentemente, a consecução das metas da reforma institucional relativas à indústria de gás natural.

Em síntese, pode-se concluir que a reforma institucional, que pretendia incentivar a entrada de novos agentes no mercado de gás natural, não conseguiu efetivamente introduzir competição na indústria de gás natural. Como pôde ser visto acima, em todas as atividades envolvidas na indústria de gás natural, a Petrobras permanece numa posição dominante em relação aos novos agentes, culminando assim num poder de monopólio praticamente em todas as etapas da cadeia produtiva.

Deste modo, apesar da entrada de agentes privados na indústria de gás natural, até o momento não é possível afirmar que houve uma redução no poder monopolista e no processo de integração vertical da Petrobras. Essa situação é mais perceptível na atividade de transporte, visto que praticamente a Petrobras opera toda a malha de gasodutos existentes no país.

Analisando ainda o consumo final de gás natural no país, pode-se notar que os setores que mais contribuíram com o incremento da utilização deste combustível foram, essencialmente, os setores energético e industrial, conforme o Gráfico 3.4 a seguir. A participação dos outros setores só pode ser observada a partir de 1995, pois neste momento, foram iniciadas as construções de diversos gasodutos, visando atender mais usuários potenciais.

**GRÁFICO 3.4 – A evolução do consumo final no Brasil (bilhões de m<sup>3</sup>)**



Fonte: Balanço Energético Nacional 2004, 2004

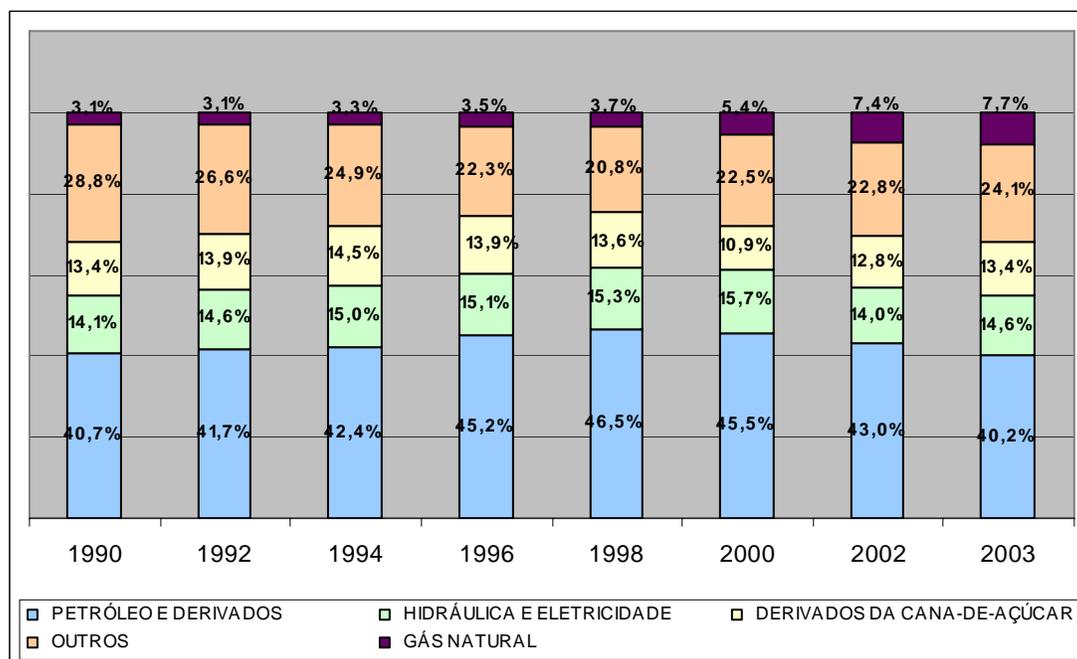
Este resultado poderia ter sido melhor, caso o programa referente à ampliação da capacidade de geração elétrica do país, o PPT, realmente tivesse se desenvolvido. Dito de outra forma, diversas dificuldades políticas, econômicas e institucionais fizeram malograr a implantação efetiva desse programa. Segundo Alonso (2004), os principais fatores que impossibilitaram sua concretização conforme foi planejado, foram: (i) a crise cambial ocorrida no Brasil em 1999; (ii) o racionamento de energia ocasionado em 2001; e (iii) as dificuldades em redefinir um novo marco regulatório para o setor elétrico, após a crise de fornecimento de energia elétrica (ALONSO, 2004, p. 109-111).

Em suma, todos os fatores descritos acima geraram aumento nos riscos dos projetos contemplados pelo PPT. Em decorrência, muitos destes projetos ainda não foram concretizados. Conforme Alonso (2004), quase todos os projetos de construção de usinas termelétricas inseridos no PPT foram conduzidos pela Petrobras, um agente representante do setor público. Em particular, das 19 plantas térmicas a serem construídas pela Petrobras, foram concretizadas apenas 10 plantas.

Examinando a capacidade instalada de geração elétrica do Brasil, verifica-se que em 1990, era oriunda, em grande medida, das plantas hidráulicas (85,9%) e, em menor proporção, das plantas termelétricas (12,9%). Já em 2003, a capacidade instalada de geração elétrica no país era advinda ainda, em grande parte, das plantas hidrelétricas (78,4%) e, em menor medida, das plantas termelétricas (19,3%). Pode-se concluir que mesmo com o estímulo dado pelo Estado brasileiro para construir usinas termelétricas no país, a capacidade instalada de geração elétrica é ainda proveniente basicamente das plantas hidrelétricas (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2004, 2004).

Assim, apesar de todas as transformações observadas na indústria de gás natural, esse combustível permaneceu como fonte pouco representativa na matriz energética brasileira, como pode ser examinado no Gráfico 3.5 abaixo.

**GRÁFICO 3.5 – A evolução da matriz energética do Brasil entre 1990-2003**



Fonte: Balanço Energético Nacional 2004, 2004

Analisando a evolução da matriz energética brasileira desde 1990, pode-se concluir que a participação do gás natural praticamente dobrou, isto é, subiu em torno de 3,5 pontos

percentuais entre 1990 e 2003. Comparando a evolução da matriz energética do Chile e da Colômbia neste mesmo período, verifica-se que o incremento da participação do gás natural foi superior: 9 e 6 pontos percentuais, respectivamente.

Dito isto, na próxima seção, serão analisadas as dificuldades de crescimento e consolidação da indústria de gás natural brasileira. Será mostrado que as indefinições políticas, regulatórias e estratégicas no setor de gás natural aumentam a percepção de riscos por parte dos agentes privados. Em outras palavras, a ameaça de *hold-up* na indústria de gás natural brasileira é bastante elevada, inibindo a tomada de decisão em investimentos no setor. Tal ameaça é mais evidenciada na atividade de transporte, visto que esta atividade requer um sincronismo entre as ações dos ofertantes e dos demandantes de gás natural.

### **3.4 – As dificuldades de desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil**

Em resumo, as dificuldades de desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil são decorrentes da indefinição estratégica e jurídica de questões cruciais para a eficácia da regulação desta indústria. Em linhas gerais, estas indefinições aumentam a percepção de riscos por parte do agente privado e, por conseguinte os custos de transação, inibindo o desenvolvimento da indústria de gás natural a partir da introdução de pressões competitivas.

Em relação à indefinição estratégica, o processo de reestruturação da indústria de gás natural foi apoiado por duas premissas: introdução da concorrência e expansão da infraestrutura. No entanto, estas premissas não são imediatamente compatíveis, considerando-se a particularidade da indústria de gás natural brasileira, no caso caracterizada por ser uma indústria de rede na fase infante.

Como já foi examinado no Capítulo I, a introdução da competição na indústria nascente de gás natural impede o desenvolvimento dessa indústria, visto que a coordenação de todas as transações nela envolvidas é uma tarefa difícil de ser garantida. Uma vez que a coordenação de todas as atividades da indústria nascente de gás natural dificilmente é

assegurada com a presença de pressões competitivas, a percepção dos riscos por parte dos agentes privados é elevada, o que provoca um desestímulo em relação à decisão de investimento, notadamente na atividade de transporte e de distribuição.

É preciso ressaltar que o agente que atua na atividade de transporte e de distribuição deve sempre trabalhar com capacidade ociosa, dado que a malha de gasodutos precisa atender às oscilações da demanda e da oferta. Contudo, é pouco provável que o investidor privado se disponha a arcar com o custo de deter capacidade ociosa elevada. Por isso, torna-se inevitável oferecer incentivos, oferecendo benefícios para que os agentes entrem no segmento de transporte e de distribuição, mesmo que a demanda ainda não utilize a capacidade ociosa dos gasodutos.

De acordo com Alveal e Almeida (2001),

Nesta fase do ciclo de vida da indústria, a alta interdependência entre estes agentes específicos, exacerba a incerteza e o risco de ocorrência de comportamento oportunista e de desconfiança entre as partes, aumentando os custos de transação na tentativa de lidar com perdas resultantes do oportunismo exercido nas transações. São os elevados custos de transação os que compelem os agentes a procurar formas contratuais de mitigação da incerteza e dos riscos. Desse modo, as relações econômicas numa indústria de gás nascente tendem a ser muito mais cooperativas do que concorrenciais (ALVEAL; ALMEIDA, 2001, p. 12).

A dificuldade em estimular o agente privado em arcar com o custo de deter capacidade ociosa elevada na indústria nascente de gás natural foi contornada pela Colômbia a partir da divisão por regiões de atuação do setor privado e do setor público. Em outras palavras, o setor privado atuava fortemente nas regiões que possuíam demanda mais madura, no caso a Costa Atlântica; ao passo que o setor público atuava majoritariamente nas regiões onde a demanda ainda era incipiente, no caso o Centro e o Interior do país.

Desta forma, observa-se que o único agente que se dispõe em arcar com o custo de deter capacidade ociosa elevada na indústria nascente de gás natural da Colômbia é o agente público. Pode-se argumentar então que a presença do agente público é fundamental para o desenvolvimento da indústria nascente de gás natural.

Embora a indústria de gás natural do Chile tenha sido desenvolvida mediante os investimentos privados, os riscos incorridos por esses agentes privados foram minimizados, na medida em que já existia uma grande demanda pelo gás natural, oriunda das termelétricas. Os agentes privados somente investiram nas atividades de transporte e de distribuição de gás natural com objetivo primordial de atender à demanda de suas termelétricas. Conforme o Capítulo II, havia uma integração vertical na indústria de gás natural do Chile, pois os agentes privados, que investiram nas atividades de transporte e de distribuição de gás natural, atuavam também no setor elétrico. Isto reduzia os riscos de uma capacidade ociosa excessiva.

Adicionalmente, dado que a atividade de transporte e de distribuição conecta a oferta e a demanda, os riscos presentes nesta atividade são maiores. Na realidade, o desenvolvimento da infra-estrutura da atividade de transporte e de distribuição depende do desenvolvimento de todas as atividades inerentes à indústria de gás natural como também do desenvolvimento da demanda. Dito isto, percebe-se que a ameaça de *hold-up* é mais evidente na atividade de transporte e de distribuição porque os riscos de descumprimento do acordo são elevados. Por este fato, mesmo com a reestruturação do aparato institucional da indústria de gás natural no Brasil, não foi verificada a entrada relevante dos agentes privados nas atividades de transporte e de distribuição.

Na verdade, percebe-se que a dificuldade em desenvolver a indústria de gás natural brasileira refere-se a uma falta de definição dos limites e do papel da Petrobras, diferentemente do caso da Colômbia. Apesar da introdução da competição mediante a entrada de agentes privados e da separação das atividades que formam a cadeia produtiva do gás natural de uma só empresa, a Petrobras possui elevada participação em todas as atividades do setor.

Em relação à atividade de exploração e produção, pôde ser notado que a Petrobras produz quase toda a oferta nacional de gás natural, além de importar praticamente todo o gás natural advindo da Bolívia e da Argentina. Na atividade de transporte, grande parte da malha de gasodutos pertence a Petrobras. Por fim, na atividade de distribuição, quase todas as empresas distribuidoras de gás canalizado têm a Petrobras, por meio da Gaspetro ou da

BR Distribuidora, como um dos acionistas. No que se refere a essa atividade, é evidente que a participação elevada da Petrobras contradiz um dos princípios do aparato regulatório federal, no caso o aumento da competição. Porém, a União não tem poderes de interferir nesta decisão, dificultando assim o cumprimento das metas estabelecidas pelo Estado brasileiro.

Já na Colômbia, o papel do setor público quanto ao desenvolvimento da indústria nascente de gás natural é bem definida: desenvolver as regiões do país onde a demanda por gás natural é incipiente, deixando que o agente privado atue nas regiões onde a demanda é madura.

Tal incompatibilidade das metas propostas pelo Estado brasileiro não afeta apenas o desempenho da indústria de gás natural do país, mas também a definição jurídica de questões relevantes, como por exemplo a questão do livre acesso. O livre acesso a terceiros sobre os gasodutos, embora permita a introdução de novos agentes no mercado, tem um efeito negativo quanto à ampliação desta malha.

Entretanto, considerando que a indústria de gás natural brasileira está na fase inicial de desenvolvimento, os riscos - concernentes à remuneração dos investimentos e a não-concretização das previsões de oferta e de demanda - são extremamente elevados. Deste modo, com o intuito de promover os investimentos em condições favoráveis para se obter uma taxa de rentabilidade adequada ao risco incorrido, não é recomendável a aplicação do livre acesso no caso brasileiro de uma forma indiscriminada, como foi mostrado no caso da indústria de gás colombiano.

Ademais, o grande problema em adotar o livre acesso como princípio do aparato jurídico da indústria de gás natural deve-se ao fato de que a atividade de transporte apresenta economias de escala. Isto significa que os custos iniciais relacionados aos gasodutos são maiores, porém, na medida em que o número de usuários cresce, os custos unitários referentes aos gasodutos declinam.

Um exemplo claro dessa necessidade de prover aos agentes garantias que reduzam os riscos presentes nas atividades refere-se à construção do Gasbol. De acordo com Torres Filho (2002), em virtude do desinteresse dos agentes privados em incorrer riscos iniciais relacionados à construção do Gasbol, a Petrobras teve de assumir não só o financiamento como também a responsabilidade pela construção do empreendimento. Em compensação, a Petrobras obteve a vantagem de controlar a operação do gasoduto, na parte do território brasileiro e de adquirir exclusivamente até 30 milhões de m<sup>3</sup> por dia através da cláusula *take or pay* (TORRES FILHO, 2002, p. 102).

Em face de tal inconsistência, verifica-se até mesmo uma incoerência na atuação da ANP quanto à atividade de transporte. Apesar de a ANP ter como meta a introdução de forças competitivas na indústria de gás natural, a ANP aprovou a implementação do Projeto Malhas – elaborado pela Petrobras – ainda que reforçando o poder de mercado dessa.

Cabe ressaltar que as falhas do aparato regulatório fizeram com que a ANP tivesse de publicar diversas portarias com intuito de corrigi-las, em especial na atividade de transporte. Como o arcabouço legal é pouco consistente, o que requer a atuação do regulador para publicar portarias que visem reduzir as falhas jurídicas, o ambiente de atuação das empresas torna-se bastante incerto, propiciando o surgimento de maiores riscos na indústria de gás natural (CECCHI, 2003, p.9).

Estes riscos são provenientes basicamente dos elevados custos de transação *ex-post*, já que os ajustes nas regras que não foram contempladas no aparato jurídico são constantes. Desta forma, percebe-se a falta de salvaguardas claras aos competidores da Petrobras, principalmente na atividade de transporte, para que haja introdução da competição na indústria de gás natural.

### **3.5 – Conclusão**

Em suma, este capítulo tinha o propósito de analisar a indústria de gás natural brasileira, detalhando as políticas adotadas pelo Estado brasileiro em prol do desenvolvimento desta indústria, em particular a partir das descobertas de grandes reservas de gás natural na Bacia de Campos no final da década setenta e os efeitos provocados por estas políticas. Haja vista a descoberta de grandes volumes de gás natural na Bacia de Campos, o Estado brasileiro passou a implantar diversas medidas, objetivando aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira de 3% em 1993 para 12% em 2010, conforme a meta estabelecida pelo MME.

Nesse sentido, o Estado brasileiro realizou uma profunda reforma institucional na indústria de gás natural, tais como a promulgação das Emendas Constitucionais nº 5 e nº 9 e da Lei do Petróleo em 1995 e 1997, respectivamente. É importante salientar que esta reforma institucional estava apoiada em dois pilares, ampliação da infra-estrutura para sustentar o crescimento da indústria de gás natural e introdução da competição neste setor, difíceis de serem conciliadas no caso brasileiro, onde a indústria de gás natural ainda era incipiente.

Essa indefinição estratégica, em conjunto com a indefinição do papel da Petrobras e as falhas jurídicas, inibem a entrada de agentes privados devido às incertezas quanto ao cumprimento do contrato e à taxa de remuneração proveniente dos investimentos realizados na indústria de gás natural. O efeito final gerado por essas dificuldades é a elevação dos custos de transação e, conseqüentemente, a redução do volume de investimento pelos agentes privados para a expansão da infra-estrutura.

À luz de tais obstáculos, a implantação de um aparato institucional, que regule efetivamente as transações presentes na indústria de gás natural, torna-se imprescindível. Este aparato deverá criar salvaguardas que garantam a realização das transações, conforme o previsto pelos agentes, reduzindo, por sua vez, tanto o surgimento de atitudes oportunistas quanto os custos de transação.

Para tanto, o modelo de organização mais adequado à indústria nascente de gás natural no Brasil é baseado na integração vertical e na presença do agente público nos segmentos com características de indústria de rede nascente, já que esta organização consegue coordenar melhor as transações envolvidas numa indústria de rede nascente, possibilitando a diminuição dos custos de transação e o aumento do volume de investimentos aplicados neste setor.

## CONCLUSÃO

A questão central abordada pela presente dissertação foi a relação entre o modelo de regulação institucional adotado e o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. Especificamente, este trabalho tinha como intuito examinar a reestruturação institucional e regulatória da indústria de gás natural brasileira ocorrida na década de noventa e os efeitos causados nesta indústria.

A partir das idéias de Oliver Williamson quanto aos custos de transação e às estruturas de governança, analisadas no Capítulo I, foi possível perceber que uma indústria de rede nascente necessita, para o seu crescimento, de uma estrutura de governança capaz de coordenar as transações envolvidas neste setor eficientemente, reduzindo, conseqüentemente, os custos de transação resultantes das particularidades inerentes à indústria de gás natural.

Como foi examinada no Capítulo I, a indústria de rede consiste num conjunto de lugares geográficos interligados, formando um sistema composto por diversas atividades interconectadas espacialmente. Além disso, a indústria de rede do gás natural comporta tanto atividades tipicamente competitivas, as atividades de exploração e de produção, quanto atividades propriamente monopolistas, as atividades de transporte e de distribuição.

As atividades propriamente monopolistas são constituídas essencialmente: (i) por um alto volume de investimento em ativos específicos com longo prazo de maturação e (ii) pela presença de economia de escala e externalidades positivas. Todas essas particularidades acarretam elevados custos de transação, sobretudo, os custos de transação *ex-post*.

Sendo assim, como a indústria de gás natural do Brasil é caracterizada pela insuficiência de infra-estrutura de transporte e de distribuição, torna-se necessário um volume de investimentos significativo para a expansão da malha de transporte e de distribuição. Entretanto, os riscos em investir nessas atividades ainda em fase inicial de desenvolvimento são elevados, pois a interdependência entre as decisões de investimento

dos agentes que operam nos diferentes segmentos da cadeia da indústria gás natural é maior. Visto que os custos de transação são demasiadamente elevados, a percepção de riscos por parte dos agentes é reforçada, inibindo, conseqüentemente, a decisão de investimentos nestas atividades.

Dados os custos de transação expressivos em indústrias de rede nascentes, onde há incerteza significativa quanto ao comportamento da demanda, argumentou-se que a constituição de uma firma integrada verticalmente na indústria nascente de gás natural atenua as incertezas quanto à rentabilidade efetiva dos investimentos e à possibilidade de ruptura do contrato, provenientes da racionalidade limitada, do oportunismo, do elevado nível de investimento inicial requerido em ativos específicos e da incipiência da demanda.

Além da integração vertical, deve-se ressaltar o papel do agente público como controlador dessa firma integrada para o desenvolvimento da indústria nascente de gás natural, pois o custo de consenso - que caracteriza a estrutura de governança híbrida - é reduzido. Uma vez que os distúrbios econômicos advindos da instabilidade da demanda e dos ativos específicos são bastante elevados, o consenso entre os agentes privados atuantes nesta indústria - fornecedores, produtores e consumidores - é mais custoso. O efeito final dessa estrutura organizacional é a redução dos custos de transação e, ao mesmo tempo, o aumento do volume de investimento para a construção e ampliação da infra-estrutura da indústria nascente de gás natural.

Estas questões da estrutura organização industrial foram examinadas para os casos dos países sul-americanos selecionados, Chile e Colômbia, analisados no Capítulo II. Foi notado que, apesar destes dois países sul-americanos terem adotado distintas estratégias quanto ao desenvolvimento da indústria nascente de gás natural no início da década de noventa, ambos obtiveram resultados positivos.

No caso do Chile, a indústria nascente de gás natural foi desenvolvida mediante os investimentos dos agentes privados atuantes do setor elétrico e a participação indireta do Estado - na implementação da reforma regulatória, na realização dos acordos de integração energética com a Argentina e no incentivo à construção de plantas térmicas na década de

noventa. Neste caso, pôde ser observada a integração vertical entre a indústria de gás natural e de energia elétrica, já que grande parte dos gasodutos no Chile foi construída pelos agentes privados participantes do setor elétrico, para que pudessem atender a demanda de suas termelétricas. A entrada dos agentes proprietários de termelétricas chilenas provocou uma redução dos riscos envolvidos nas atividades da indústria nascente de gás natural, principalmente na atividade de transporte e de distribuição.

No caso da Colômbia, a evolução da indústria nascente de gás natural foi obtida por intermédio do programa de massificação da utilização do gás natural e da reforma institucional. Em particular, esta reforma institucional permitia a participação tanto do agente privado quanto do agente público: ao agente privado cabia atuar nas regiões onde a demanda já era madura; ao agente público cabia desenvolver as regiões do país onde a demanda ainda era incipiente.

Além disso, o Estado colombiano atuou efetivamente na indústria de gás natural, garantindo o fornecimento do combustível usuários e promovendo a massificação de seu consumo. Percebe-se que o Estado colombiano tinha como finalidade coordenar de forma mais eficaz a oferta e a demanda, mitigando os riscos envolvidos na indústria de gás natural e, conseqüentemente, incentivando a participação do agente privado, notadamente na atividade de transporte e de distribuição.

No Capítulo III, foi analisada a experiência brasileira de desenvolvimento da indústria de gás natural na década de noventa. Com a descoberta de reservas de gás natural na Bacia de Campos no final da década de setenta, o Estado brasileiro passou a adotar medidas visando maior participação do gás natural na matriz energética do país e menor dependência energética do petróleo e da hidreletrecidade.

Deste modo, tendo como meta 12% de participação do gás natural na matriz energética do Brasil até 2010, o Estado brasileiro implementou uma profunda reforma institucional nesta indústria: tentou eliminar as barreiras institucionais à entrada de novos agentes ao mercado, introduzindo a competição; assim como tentou separar as atividades da indústria de gás natural da Petrobras. Outra medida fundamental adotada para a

implantação dessa reforma institucional da indústria de gás natural foi a criação de um órgão regulador da indústria de petróleo e de gás natural, a ANP.

Todas estas medidas foram adotadas com a finalidade de estimular os investimentos privados neste setor, garantir aos agentes envolvidos um ambiente concorrencial e promover maior participação do gás natural na matriz energética. Contudo, essa reforma não produziu até o momento os efeitos esperados, tais como o aumento no volume de investimentos privados aplicados no setor, o aumento da competição e da participação do gás natural na matriz energética do Brasil.

Como observado no Capítulo III, existiram diversas razões para que a indústria de gás natural não tenha se consolidado no caso brasileiro. Na realidade, as principais razões que explicam o atraso no desenvolvimento da indústria de gás natural foram a estrutura organizacional aplicada à indústria de gás natural e as indefinições estratégicas em questões cruciais para a regulação da indústria de gás natural. Estes fatores resultaram num aumento nos custos de transação na indústria nascente de gás natural brasileira.

Quanto ao modelo organizacional da indústria de gás natural, percebe-se que esta nova estrutura de governança – introdução da concorrência e separação das atividades envolvidas neste setor – tornou-se um obstáculo para o desenvolvimento do gás natural. Após a quebra do monopólio e da integração vertical desta indústria, as informações necessárias para a tomada de decisão ficaram descentralizadas. Como as atividades presentes na indústria de gás natural são fortemente interligadas, a tomada de decisão feita numa das atividades pode gerar efeitos nas outras atividades.

Foi notado que o Brasil não adotou a estrutura de governança mais adequada, de acordo com o Capítulo I, para as indústrias de rede nascente, onde existe uma interligação forte entre as atividades envolvidas nesta indústria. Há de se considerar que a operação da indústria de gás natural requer a utilização de ativos com grau de especificidade elevado. Portanto, os custos em discriminar todas as especificidades do ativo e da transação, bem como os riscos de descumprimento ou de rompimento do contrato são significativos.

A alternativa mais conveniente a esse caso seria a implantação de hierarquia (integração vertical das atividades que compõem a indústria de gás natural) com objetivo de minimizar os custos de transação. Com a redução dos custos de transação, os riscos nestas atividades seriam mitigados, principalmente os riscos de *hold-up*, provocando aumento no nível de investimentos aplicados na indústria de gás natural.

Ademais, esta empresa integrada verticalmente deverá ser controlada pelo agente público nos mercados ainda não-maduros, como demonstrou a experiência colombiana, uma vez que este agente consegue coordenar melhor as transações envolvidas numa indústria de rede nascente. Mesmo com a introdução de uma agência reguladora, o agente privado não seria estimulado a investir nesta indústria, visto que a agência reguladora também não consegue garantir um ambiente estável que propicie a decisão de investimentos.

O aparato institucional atual afeta sobretudo a atividade de transporte, pois essa conecta a oferta e a demanda de gás natural e que requer vultoso volume de investimento em ativos com elevado grau de especificidade. Sendo assim, o desenvolvimento das atividades de exploração e produção é induzido, em grande medida, pela consolidação da atividade de transporte mediante a rede de dutos. Da mesma maneira, o desenvolvimento da atividade de distribuição é estimulado pela amplitude da rede de gasodutos. Quanto mais abrangente for a malha de gasodutos, no sentido de atender um número maior de áreas do país, mais desenvolvida será a infra-estrutura de distribuição.

Cabe frisar que as atividades de exploração e produção da indústria de gás natural brasileira não foram inibidas pela falta de reservas de gás natural, já que desde o final da década de setenta, foram descobertas grandes reservas de gás natural que têm a capacidade de atender à demanda nacional pelo combustível. Em particular, com as descobertas de gás natural na Bacia de Campos, provavelmente, esse não será um fator limitante ao desenvolvimento das atividades de exploração e produção de gás natural.

A inexistência de concessionárias distribuidoras de gás canalizado, principalmente na região Norte, é decorrente do atraso de desenvolvimento da rede de gasodutos existentes

no país. Conforme o Capítulo III, foi observado que a malha de gasodutos não abrange todo o território brasileiro, especialmente as regiões Norte e Centro-Oeste. É justamente nessas regiões que não se verifica a criação de concessionárias de distribuição de gás canalizado.

Em suma, a atividade de transporte da indústria de gás natural precisa ser desenvolvida o mais rápido possível, para que as demais atividades possam também ser desenvolvidas. No entanto, a atividade de transporte necessita de uma coordenação eficiente entre as ações dos agentes envolvidos na indústria de gás natural, para que a ameaça de *hold-up* seja minimizada. Para tanto, a organização mais adequada às especificidades da indústria de gás natural no Brasil é aquela baseada no monopólio natural e na integração vertical das atividades, com um agente público nos mercados caracterizados por uma indústria de rede nascente.

Apesar da formação da hierarquia possa acarretar em custos da burocracia, isto é, divergência entre os interesses individuais e os interesses do conjunto dos agentes, como foi discutido no Capítulo I, a experiência colombiana sugere que esses custos são menores do que os custos de consenso presentes no mecanismo híbrido.

Em relação à indefinição estratégica, diferentemente do caso colombiano, o processo de reestruturação da indústria de gás natural foi apoiado por duas premissas: introdução da concorrência e expansão da infra-estrutura. No entanto, pelo fato destas premissas serem dificilmente compatibilizadas numa indústria de gás natural na fase infante, os papéis dos principais agentes desta indústria – Petrobras e ANP – não foram bem definidos, causando incoerência na atuação destes agentes no mercado de gás natural, conforme o Capítulo III.

No caso da Petrobras, em que pese o novo modelo institucional adotado pelo Estado brasileiro, essa empresa possui ainda uma participação elevada em todas as atividades do setor de gás natural. Já no caso da ANP, este órgão, por vezes, publica portarias contraditórias a um de seus objetivos (introdução à concorrência), reforçando o poder de mercado da Petrobras na medida em que não há uma definição clara dos limites estratégicos de sua atuação.

Vale destacar que a atuação por vezes contraditória da ANP é provocada pelas falhas do aparato regulatório. Na verdade, a ANP constantemente publica diversas portarias, corrigindo falhas jurídicas, em especial na atividade de transporte, com o propósito de tornar o arcabouço legal mais consistente. Em decorrência de sua atuação em corrigir as falhas jurídicas, a percepção de riscos, por parte dos agentes privados, torna-se elevada, inibindo a introdução da competição na indústria de gás natural.

Em síntese, as experiências do Chile e da Colômbia sugerem que existem duas alternativas possíveis para que um país em desenvolvimento consolide a indústria nascente de gás natural. A primeira alternativa – apontado pela experiência chilena – consiste em desenvolver de maneira integrada a geração térmica e a rede de gás natural, admitindo-se a integração vertical entre os dois setores.

A segunda alternativa – indicada pela experiência colombiana – enfatiza a massificação do consumo do gás natural. Nesse último caso, dado o risco elevado associado aos investimentos frente à incerteza da demanda, parece ser necessária a presença de uma empresa estatal que assuma esse risco e reduza os custos de transação oriundos do consenso entre os agentes privados. Por outro lado, a presença do agente privado é fundamental nos mercados em que apresentam uma demanda madura, pois a eficiência *ex-post* seria maximizada.

Entretanto, no caso brasileiro, não houve um planejamento estratégico que definisse não só como seria realizado o desenvolvimento da indústria nascente de gás natural, como também quais as atribuições de cada um dos agentes envolvidos nesta indústria. Por essa razão, o modelo institucional adotado para a indústria de gás natural no Brasil apóia-se em premissas difíceis de serem conciliadas. O *trade-off* presente no setor de gás natural – ampliação da infra-estrutura e introdução da competição – foi o elemento central dessa dificuldade.

Para que seja promovido o crescimento da indústria de gás natural do Brasil, é importante o estabelecimento de metas consistentes, de um aparato institucional apropriado e de uma definição mais clara das atribuições dos agentes participantes. Somente desta

maneira, seria possível reduzir os elevados custos de transação e os riscos presentes e, por conseguinte, induzir o aumento de investimentos nesta indústria nascente.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, P.; MARTINEZ, J. Gás natural: o combustível do novo milênio, 2ª ed. Porto Alegre: Plural Comunicações, 2003.

ADUEN, F. El mercado del gas natural en Colombia. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), junho 2000. Disponível em: <<http://www.olade.org/>>. Acesso em: 13 maio 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). Portaria nº 170, de 26 de novembro de 1998. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 27 de novembro de 1998. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros. Agência Nacional do Petróleo, 2001a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Portaria nº 98, de 22 de junho de 2001. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 25 de junho de 2001b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Portaria nº 115, de 25 de julho de 2001. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 08 de agosto de 2001c. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Portaria nº 254, de 11 de setembro de 2001. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 12 de setembro de 2001d. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios. Agência Nacional do Petróleo, Nota Técnica, julho 2002, n. 33. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Portaria nº 1, de 26 de dezembro de 2002. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 07 de janeiro de 2003a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Histórico Projeto Malhas. Agência Nacional do Petróleo, 2003b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Anuário Estatístico 2004. Agência Nacional do Petróleo, 2004a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 20 junho 2005.

\_\_\_\_\_. Compromissos existentes ao longo da cadeia do gás natural: contratos de concessão para a exploração de serviços públicos de distribuição. Agência Nacional do

Petróleo, março 2004b. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Visão comparativa do desenvolvimento da indústria do gás natural em países selecionados. Agência Nacional do Petróleo (ANP), junho 2004c. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 10 setembro 2004.

\_\_\_\_\_. Boletim mensal do gás natural. Agência Nacional do Petróleo, março 2005. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 20 junho 2005.

ALCHIAN, A.; KLEIN, B.; CRAWFORD, R. Vertical Integration, Appropriable Rents, and The Competitive Contracting Process. *Journal of Law & Economics*, 1978, v. 21, n. 2, p. 297 - 326.

ALONSO, P. Estratégias corporativas aplicadas ao desenvolvimento do mercado de bens e serviços: uma nova abordagem para o caso da indústria de gás natural no Brasil. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

ALVEAL, C. A indústria brasileira de petróleo: desafios, riscos e oportunidades para aumentar sua presença na economia global do século XXI. Grupo de Energia – IE/UFRJ (*mimeo*), 1996.

ALVEAL, C.; ALMEIDA, E. Livre Acesso e Investimento na Rede de Transportes da Indústria Brasileira de Gás Natural: questões (im)pertinentes. Grupo de Energia – IE/UFRJ (*mimeo*), 2001. Disponível em:< <http://www.ie.ufrj.br/>>. Acesso em: 02 julho 2004.

ALVEAL, C.; PINTO JR., H. Modos de organização e regulação da indústria brasileira de hidrocarbonetos: formas de transição e introdução de pressões competitivas. Grupo de Energia – IE/UFRJ, 1997. Disponível em: < <http://www.ie.ufrj.br/>>. Acesso em: 02 julho 2004.

ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. Regulatory reform. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 1994.

ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE. Natural gas market reform in the APEC region. Asia Pacific Energy Research Centre, 2003. Disponível em: < <http://www.ieej.or.jp/aperc/>>. Acesso em: 07 junho 2005.

BAHIENSE, D. Investimento do setor elétrico brasileiro no contexto da crise energética. Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia (SEI), 2001. Disponível em:<<http://www.sei.ba.gov.br/>>. Acesso em: 17 junho 2005.

BANCO MUNDIAL. Relatório sobre o desenvolvimento mundial: infra-estrutura para o desenvolvimento. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1994.

BEATO, P.; FUENTE, C. Liberalization of the gas sector in Latin America: the experience of three countries. Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), junho 2000, n. 124. Disponível em: <<http://www.iadb.org/sds/ifm>>. Acesso em: 25 maio 2005.

BONDOROVSKY, D.; PETRECOLLA, D. Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: Problemas de defensa de la competencia. Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER) / Universidad Argentina de la Empresa: Texto de discussão n. 29, junho 2001. Disponível em: <<http://www.uade.edu.ar/>>. Acesso em: 07 junho 2005.

BRASIL, Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988: atualizada até a Emenda Constitucional nº 24, de 09 de dezembro de dezembro de 1999. 24.ed. São Paulo: Saraiva, 2000.

BRASIL, Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 05 abril 2005.

CAMPODÓNICO, H. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): Serie Medio Ambiente y Desarrollo, 1998, n. 9.

\_\_\_\_\_. La industria del gas natural y su regulación en América Latina. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): Revista de la CEPAL, 1999, n. 68.

CECCHI; J. Caso BG vs. TBG referente ao conflito relacionado ao serviço de transporte firme de curto prazo. ANP: Parecer Técnico, março 2001.

\_\_\_\_\_. Avanços da regulação e barreiras a serem superadas. Agência Nacional do Petróleo (ANP), agosto 2003. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 20 junho 2005.

COMISIÓN NACIONAL DEL ENERGÍA (CNE). Balance energéticos 2002. Comisión Nacional de Energia (CNE), 2002. Disponível em: <<http://www.cne.cl/>>. Acesso em: 28 abril 2005.

\_\_\_\_\_. Balance energéticos 2004. Comisión Nacional de Energia (CNE), 2004. Disponível em: <<http://www.cne.cl/>>. Acesso em: 28 abril 2005.

COUTINHO, E. (resp.). Gasoduto Bolívia – Brasil. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Informe Infra-estrutura, abril 2000, n. 45.

CREMER, H.; GASMI, F.; LAFFONT, J. Access to pipelines in competitive gas markets. Journal of Regulatory Economics, 2003, v. 24, n. 1, p. 5-33.

DAHL, C.; MATSON, T. Evolution of the U.S. natural gas industry in response to changes in transaction costs. Land Economics, 1998, n. 74, p. 390-408. Disponível em:

<<http://www.wisc.edu/wisconsinpress/journals/journals/le.html>>. Acesso em: 29 junho 2004.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN (DNP). Balance de los procesos de vinculación de capital privado – las privatizaciones, junho 1997. Disponível em: <<http://www.dnp.gov.co/>>. Acesso em: 13 agosto 2005.

DOSI, G.; EGIDI, M. Substantive and procedural uncertainty. An exploration on economic behaviors in changing environments. *Journal of Evolutionary Economics*, 1991, v.1, p. 145-168.

ECOGAS. Reporte de análisis de riesgos, agosto 2003. Disponível em: <<http://www.ecogas.com.co/>>. Acesso em: 10 agosto 2005.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Country Analysis Briefs: Chile. Energy Information Administration (EIA), outubro 2003. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/>>. Acesso em: 27 agosto 2004.

FARINA, E.; AZEVEDO, P.; PICCHETTI, P.A reestruturação dos setores de infraestrutura e a definição dos marcos regulatórios: princípios gerais, características e problemas. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 1997. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br>>. Acesso em: 20 março 2005.

FERNANDES, E. Mecanismos de regulação tarifária na indústria de gás natural: o caso do gasoduto Brasil- Bolívia. São Paulo: Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (Escola Politécnica, Instituto de Física e Faculdade de Economia e Administração) /USP, Tese de Doutorado, 2000.

FIANI, R. Teoria dos custos de transação. *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*, 2ª ed. Rio de Janeiro: Campus, 2002, cap. 12.

\_\_\_\_\_. Governance problems in the Brazilian energy sector. Centre for Brazilian Studies/ University of Oxford, 2003, n. 3.

FOSCO, C.; SAAVEDRA, D. Estructura de la industria y relaciones patrimoniales del gas natural en Chile. Comisión Nacional de Energia de Chile (CNE), setembro 2003. Disponível em: <<http://www.cne.cl/>>. Acesso em: 20 maio 2005.

FOSS, K. Technological interdependencies, specialization and coordination: a property rights perspective on the nature of the firm. Danish Research Unit for Industrial Dynamics (DRUID): DRUID Working Paper, 1998, n. 10.

GARCÍA, A. La industria del gas natural en Colombia: estructura y competencia. Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), março 2000, n. 125. Disponível em: <<http://www.iadb.org>>. Acesso em: 12 maio 2005.

JADRESIC, A. Investment in natural gas pipelines in the Southern Cone of Latin America. Banco Mundial, abril 2000, n. 2315.

JESS, M. Restructuring energy industries: lessons from natural gas. Energy Information Administration (EIA): Natural Gas Monthly, maio 1997. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em: 25 fevereiro 2005.

JOSKOW, P. Vertical integration. Handbook of New Institutional Economics, 4ª ed. Kluwer: Springer, 2003.

KOZULJ, R. La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): Serie Recursos naturales e infraestructura, 2003, n. 77.

KRAUSE, G.; PINTO JR., H.. Estrutura e regulação do mercado de gás natural: especificidades do caso brasileiro. Agência Nacional do Petróleo (ANP), setembro 1998. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 02 julho 2004.

LAFFONT, J.; TIROLE, J. Competition in Telecommunication. Cambridge Massachusetts: The MIT Press, 1999.

LANGLOIS, R. Capabilities and the theory of the firm. Department of Economics, Oxford University: St. John's College, 1995, n. 4-6.

LEMOS, L. A estrutura contratual da indústria de transporte de gás. Estudos e pareceres: Direito do petróleo e gás, Rio de Janeiro: Renovar, 2005, p. 209-228.

MEIRELLES, H. Direito Administrativo brasileiro, 30ª ed., 2005, São Paulo: Malheiros Editores.

MÉNARD, C. Markets as institutions versus organizations as markets? Disentangling some fundamental concepts. Journal of Economic Behaviour and Organization, 1995, v. 28, p. 161-182.

\_\_\_\_\_. Why organizations matter: a journey away from the fairy tale. Atlantic Economic Journal, 1996, v. 24, n.4, p. 281-300.

MILGROM, P.; ROBERTS, J. Economics, organization & management. New Jersey: The Prentice Hall, 1992.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço energético nacional 2004. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 24 junho 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; MINISTÉRIO DA FAZENDA. Portaria nº 3, de 17 de fevereiro de 2000. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 21 de fevereiro de 2000. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 13 abril 2005.

NEIVA, J. Conheça o gás natural. Rio de Janeiro: Grifo, 1997.

NEWBERY, D. Privatization, restructuring and regulation of network utilities. Cambridge, Massachusetts.: The MIT Press, 2000. cap. 1 e 3.

NORTH, D.; THOMAS, R. P. The Rise of the Western World. A New Economic History. New York: Cambridge University Press, 1973.

OLIVEIRA, A.; YOUNG, J.; WESTON, R. The brazilian oil and gas industries: challenges and opportunities for suppliers and investors. Rio de Janeiro: Consulado Britânico, 2000.

O'RYAN, R.; SPERLING, D.; TURRENTINE, T.; DELUCCHI, M. Transportation in developing countries: greenhouse gas scenarios for Chile. Centro de Economía Aplicada (CEA), 2001, n. 111. Disponível em: <<http://www.cea.cl/>>. Acesso em: 25 maio 2005.

PADILLA, V. (coord.) Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): Serie Recursos Naturales e Infraestructura, junho 2002, n. 40.

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

PASSOS, M. Gasoduto Bolívia-Brasil. Economia e Energia, set.-out. 1998, n. 10. Disponível em: <<http://www.ecen.com/>>. Acesso em: 21 julho 2005.

PETROBRAS S.A. Development of pipeline network to meet a changing energy supply profile. PETROBRAS S.A., março 2004. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 19 junho 2005.

PETROBRAS TRANSPORTE S.A. (Transpetro). Gás natural: vocação para o crescimento. Petrobras Transporte S.A (Transpetro): Jornal da Transpetro, janeiro 2004, n. 19, p. 5-7. Disponível em: <<http://www.transpetro.com.br/>>. Acesso em: 21 junho 2005.

PIRES, J.; PICCININI, M. A economia brasileira nos anos 90: a regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), outubro 1999. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/>>. Acesso em: 07 abril 2005.

PIRES, M. (coord.). Participações cruzadas na indústria brasileira de gás natural. Agência Nacional do Petróleo (ANP), fevereiro 2002. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 02 julho 2004.

PINTO JR., H.; FIANI, R. Regulação econômica. Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil, 2ª ed. Rio de Janeiro: Campus, 2002, cap. 22.

PINTO JR., H.; PIRES, M.. Assimetria de informações e problemas regulatórios. Agência Nacional do Petróleo (ANP), fevereiro 2000. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 02 julho 2004.

PISTONESI, H. Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): Serie Gestión Pública, 2001, n. 15.

POMBO, C.; RAMÍREZ, M. Privatization in Colombia: a plant performance analysis. Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), junho 2003, n. 458. Disponível em: <<http://www.iadb.org/sds/ifm>>. Acesso em: 25 maio 2005.

PONDÉ, J. Coordenação, custos de transação e inovações institucionais. Campinas: IE/Unicamp, Texto para discussão, 1994, n. 38.

\_\_\_\_\_. 2000. Processos de Seleção, Custos de Transação e a Evolução das Instituições Empresariais. Tese (Doutorado em Economia), Instituto de Economia, Universidade de Campinas, Campinas, 2000.

RÁBAGO, J. Evolución del sector del gas natural en Colombia y perspectivas para América Latina. Seminario Servicios Públicos, novembro 2004. Disponível em: <<http://www.gasnatural.com.co/>>. Acesso em: 27 maio 2005.

RAINERI, R.; RUDNICK, H. Restructuring Chilean electric and gas industries: from monopolies to competition. Escuela de Ingeniería/Pontificia Universidad Católica de Chile, setembro 1997. Disponível em: <<http://www.ing.puc.cl/>>. Acesso em: 28 maio 2005.

RAINERI, R.; KUFLIK, T. Secondary market and futures markets for the provision of gas-pipeline transportation capacity in developing markets. Facultad de Ciencias Económicas Administrativas/Pontificia Universidad Católica de Chile, setembro 2000. Disponível em: <<http://www.facea.uchile.cl/>>. Acesso em: 28 maio 2005.

REVISTA ELETRECIDAD. Mapa gasífero – I Parte. Empresas de distribución de gas natural, outubro 2004a, n. 77. Disponível em: <<http://www.editec.cl/electricidad/>>. Acesso em: 16 maio 2005.

\_\_\_\_\_. Mapa gasífero – II Parte. La dependencia del gas argentino, dezembro 2004b, n. 78. Disponível em: <<http://www.editec.cl/electricidad/>>. Acesso em: 16 maio 2005.

RUDNICK, H.; O'RYAN, R.; BRAVO, R. Liberalization of the Chilean electricity system and its effects on environmental performance. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas/Pontificia Universidad Católica de Chile, setembro 2001. Disponível em: <<http://www.dii.uchile.cl/>>. Acesso em: 29 maio 2005.

RUIZ, J. Conferencia de comercio transfronterizo de gas natural. Comisión Nacional de Energía (CNE), outubro 2002. Disponível em: <<http://www.cne.cl/>> Acesso em: 18 junho 2005.

SANTOS, R. Coordenação de investimentos e políticas de introdução da concorrência na indústria de gás natural: elementos para análise de casos no Brasil. Rio de Janeiro: IE/Unicamp, Dissertação de Mestrado, 2001.

SERRA, P. Las facilidades esenciales en la doctrina de los organismos de competencia chilenos. Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), abril 2001, n. 21. Disponível em: <<http://www.iadb.org/sds/ifm>>. Acesso em: 25 maio 2005.

SIMON, H. Rational Decision Making in Business Organizations. The American Economic Review, 1979, v. 69, n. 4, p. 493-513.

SUÁREZ, F.; CAMACHO, F. Gas natural en Colombia. Universidad ICESI, abril 2003, n. 87, p. 115- 146. Disponível em: <<http://www.icesi.edu.co/>>. Acesso em: 05 maio 2005.

TORRES FILHO, E. O gasoduto Brasil – Bolívia: impactos econômicos e desafios de mercado. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Revista do BNDES, junho 2002, v. 9, n. 17, p. 99 – 116.

VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. Economics of Regulation and Antitrust. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 1995.

WEITZEL, T.; WENDT, O.; KÖNIG, W. Towards and interdisciplinary theory of networks. Institute of Information Systems, J.W. Goethe University, n.24, 2003. Disponível em: <[www.wiwi.uni-frankfurt.de](http://www.wiwi.uni-frankfurt.de)>. Acesso em: 17 maio 2005.

WILLIAMSON, O. Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications: A Study in the Economies of Internal Organization. New York: The Free Press, 1975.

\_\_\_\_\_. The economic institutions of capitalism. New York: The Free Press, 1985.

\_\_\_\_\_. Comparative Economic Organization: The analysis of discrete structural alternatives. Administrative Science Quarterly, 1991, v. 36, n. 2, p. 101- 128.

\_\_\_\_\_. The mechanisms of governance. New York: The Free Press, 1996.

\_\_\_\_\_. The Institutions of Governance. The American Economic Review, 1998, v. 88, n. 2, p. 75- 79.

\_\_\_\_\_. Examining Economic Organization Through the Lens of Contract . University of California, Berkeley, 2002.

\_\_\_\_\_. What is going on here? - Pragmatic Methodology and Economic Organization. University of California, Berkeley, 2003.

\_\_\_\_\_. The economics of governance. University of California, Berkeley, 2005.

YAKER, I.; RESPETRO, C. El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): Serie Reformas Económicas, 2000, n. 51. Disponível em: < <http://www.eclac.cl/>>. Acesso em: 19 maio 2005.

YAKER, I.; RODRÍGUEZ, C. Inversión en infraestructura en Colombia: comportamiento, evaluación, presupuestación y contabilización. Banco Mundial, setembro 2004.

#### OUTRAS FONTES

Agência Nacional do Petróleo (ANP): <http://www.anp.gov.br/>

Comisión Nacional de Energia (CNE): <http://www.cne.cl/>

Empresa Colombiana de Gás (ECOGAS): <http://www.ecogas.com.co/>

Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol): <http://www.ecopetrol.com.co/>

Gás Energia: <http://www.gasenergia.com.br/>

GASPETRO: <http://www.gaspetro.com.br/>

PETROBRAS: <http://www.petrobras.com.br/>

Rede Gás Energia: <http://www.redegasenergia.com.br/>

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME): <http://www.upme.gov.co/>

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)