

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA

MAURICE ETIENNE TUJEEHUT

DISSERTAÇÃO

**CONDICIONANTES PARA A FORMAÇÃO DE UM MERCADO
SPOT NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

Rio de Janeiro
2006

CONDICIONANTES PARA A FORMAÇÃO DE UM MERCADO *SPOT* NA
INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Maurice Etienne Tujeehut

Dissertação submetida ao Instituto de Economia da
Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte
dos requisitos necessários à obtenção do título de
Mestre em Economia.

Orientador: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Agosto/2006

CONDICIONANTES PARA A FORMAÇÃO DE UM MERCADO *SPOT* NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Maurice Etienne Tujeehut

Dissertação submetida ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia.

Aprovada por:

Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida (UFRJ - orientador)

Prof. Dr. André Tosi Furtado (Unicamp)

Prof. Dr. Ronaldo Fiani (UFRJ)

Rio de Janeiro, agosto de 2006

A minha família

AGRADECIMENTOS

Gostaria de registrar os meus sinceros agradecimentos a algumas pessoas cujo convívio foi essencial para a realização desta dissertação.

Em especial, agradeço ao Professor Edmar Almeida, pela sua orientação, dedicação, disponibilidade e paciência ao longo da realização deste trabalho.

Aos professores do Instituto de Economia Helder Queiroz, Ronaldo Bicalho, Mariana Iooty, Zé Victor e Ronaldo Fiani pela minha formação profissional e os conselhos e contribuições à pesquisa.

Aos amigos do Grupo de Economia da Energia Joseane, Daisy, Carla, Maria, Marcelo e aos amigos e colegas de turma pela sua amizade, apoio e muitos momentos de troca gerados em nosso agradável convívio.

Agradeço a Lisi Salazar pelo apoio, carinho e companheirismo.

Aos meus pais, Ronald e Anna, e meus irmãos Sergio e Lisanne pelo amor, motivação e apoio.

RESUMO

O objetivo desta dissertação é, com base na teoria do custo de transação, estudar os condicionantes da formação de mercados *spot* na indústria de gás natural. Através da análise do desenvolvimento de mercados *spot* nos países selecionados, busca-se identificar um *roadmap* que possa ser usado para o desenvolvimento desse tipo de mercado no Brasil. Neste contexto, a identificação dos condicionantes da formação de mercados *spot* na indústria de gás natural exige uma análise dos potenciais custos de transação do setor. Sob este ponto de vista, a indústria de gás natural pode ser dividida em dois estágios. O primeiro se refere ao período antes do processo de liberalização quando a indústria se caracterizou pela existência de elevado custo de transação e pela presença de monopólios territoriais, integração vertical e contratos de longo prazo. No segundo estágio, passada a liberalização, a indústria de gás natural passou a se caracterizar pela redução do custo de transação e a adoção de formas de coordenação das transações alternativas. Vistos esses aspectos, o trabalho pretende compreender de que maneira as reformas implementadas no processo de liberalização tiveram impacto sobre o custo de transação do setor e, conseqüentemente, contribuíram para a formação de mercados *spot* na indústria de gás natural de determinados países. Por fim, pretende-se utilizar a experiência dos países estudados para identificar os obstáculos à formação de um mercado *spot* no caso brasileiro e fazer algumas sugestões que podem acelerar o desenvolvimento desse tipo de mercado na indústria de gás natural do Brasil.

Palavras-Chave: Custo de Transação, Gás Natural e Mercado *Spot*.

ABSTRACT

This study tries to identify, based on the theory of transaction costs, which are the main determinants of the formation of spot markets in the natural gas industry. From this point of view, the natural gas industry of certain countries such as Great Britain can be classified into two periods. The first period, the natural gas industry before the liberalization process, was characterized by high transaction costs and the presence of natural monopolies and vertical integrated companies. The second period refers to the natural gas industry after the liberalization process that aimed to introduce competition in the industry. The reforms implemented during this process reduced transaction costs and allowed the substitution of natural monopolies and vertical integrated companies by alternative government structures. These new market conditions in the natural gas industry required an increase in flexibility in order to face the new perspectives. New mechanisms, such as spot markets were developed in order to increase flexibility in the natural gas industry. By identifying the main determinants of the formation of spot markets in the natural gas industry, this work aims to establish a roadmap that contributes to the development of a spot market in the Brazilian natural gas industry.

Key-words: Transaction Cost, Natural Gas, Spot Market.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	12
-------------------------	-----------

CAPÍTULO I – UMA ANÁLISE DO CUSTO DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL TRADICIONAL.....	17
--	-----------

I.1 - UMA ANÁLISE DA TEORIA DO CUSTO DE TRANSAÇÃO.....	17
I.2 - UMA ANÁLISE DA TEORIA DOS CONTRATOS	21
I.3 – AS ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA	24
I.3.1 – Mercado, Organização e Formas Híbridas.....	25
I.3.2 – A Coordenação das Transações nas Estruturas de Governança.....	29
I.4 – UMA ANÁLISE DAS TRANSAÇÕES NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL	32
I.4.1 – As Especificidades das Indústrias de Rede.....	32
I.4.2 – As Especificidades da Indústria de Gás Natural	36
I.4.3 – A Flexibilidade da Indústria de Gás Natural	37
I.4.4. – A Coordenação das Transações na Indústria de Gás Natural Tradicional	41
I.5 – UMA ANÁLISE DAS CLÁUSULAS DOS CONTRATOS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	46

CAPÍTULO II – UMA ANÁLISE DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL LIBERALIZADA	53
---	-----------

II.1 – OS PRINCIPAIS ASPECTOS DA LIBERALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	53
II.2 – OS IMPACTOS DA LIBERALIZAÇÃO SOBRE A FORMA DE ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	57
II.2.1 – Os Impactos da Liberalização sobre a Estrutura da Indústria de Gás Natural.....	58
II.2.2 – Os Impactos da Liberalização sobre o Armazenamento	62
II.2.3 – Os Impactos da Liberalização sobre Preço	65
II.3 – O IMPACTO DA LIBERALIZAÇÃO SOBRE O MERCADO FINAL	66
II.4 – O IMPACTO DA LIBERALIZAÇÃO SOBRE AS TRANSAÇÕES DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	71
II.5 – O GERENCIAMENTO DE RISCO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	75
II.6 - OS PRINCIPAIS INSTRUMENTOS FINANCEIROS COMERCIALIZADOS NO MERCADO SPOT DE GÁS	78

CAPÍTULO III – O EXAME DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS... 81	
---	--

III.1 – REINO UNIDO.....	81
III.1.1 - Os Principais Aspectos do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural no Reino Unido..	83
III.1.2 - Os Impactos da Liberalização sobre a Indústria de Gás Natural do Reino Unido	86
III.1.3 – Os Mercados Spot na Indústria de Gás Natural do Reino Unido.....	91
III.1.4 – Aspectos Importantes para o Desenvolvimento do Mercado Spot na Indústria de Gás Natural do Reino Unido	93
III.2 - ITÁLIA	94
III.2.1 - Os Principais Aspectos do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural da Itália	95
III.2.2 - Os Impactos da Liberalização sobre a Indústria de Gás Natural da Itália.....	98
III.2.3 - O Mercado Spot na Indústria de Gás Natural da Itália	101

III.2.4 – Aspectos Importantes para o Desenvolvimento de um Mercado Spot na Indústria de Gás Natural da Itália.....	102
III.3 – ARGENTINA	104
III.3.1 - Os Principais Aspectos do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural na Argentina....	106
III.3.2 - O Impacto da Crise Macroeconômica sobre a Indústria de Gás Natural da Argentina	108
III.3.3 - Os Impactos da Liberalização sobre a Indústria de Gás Natural da Argentina	109
III.3.4 - O Desenvolvimento do Mercado Spot de Gás na Argentina.....	114
III.3.5 – Aspectos Importantes para o Desenvolvimento de um Mercado Spot na Indústria de Gás Natural da Argentina	115
III.4 – UM RESUMO DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	117

CAPÍTULO IV – LIÇÕES IMPORTANTES PARA O DESENVOLVIMENTO DE UM MERCADO SPOT NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA 119

IV.1 – OS CONDICIONANTES PARA A FORMAÇÃO DE UM MERCADO SPOT	119
IV.2 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL DO BRASIL	127
IV.2.1 - Especificidades da Indústria de Gás Natural Brasileira	129
IV.2.2 – A Reestruturação da Indústria de Gás Natural Brasileira.....	131
IV.3 - OBSTÁCULOS AO DESENVOLVIMENTO DE UM MERCADO SPOT NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA	134
IV.3.1 – Obstáculos Regulatórios	134
IV.3.2 – Obstáculos Contratuais.....	135
IV.3.3 – Obstáculos Associados ao Desenvolvimento do Mercado	136
IV.4 - LIÇÕES PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA.....	138

CONCLUSÃO 142

REFERÊNCIAS 150

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – CUSTO DE TRANSAÇÃO DAS ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA	31
GRÁFICO 2 – CONSUMO DE GÁS NATURAL ANTES E DEPOIS DO PROCESSO DE LIBERALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL DOS PAÍSES (EM BCM)	70
GRÁFICO 3 – PARTICIPAÇÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA NO CONSUMO TOTAL DE GÁS NATURAL ANTES E DEPOIS DO PROCESSO DE LIBERALIZAÇÃO	70
GRÁFICO 4 – EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NA MATRIZ ENERGÉTICA DO REINO UNIDO ENTRE 1985-2003 (EM %)	82
GRÁFICO 5 – EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL NO REINO UNIDO 1985- 2003 (EM BCM)	82
GRAF 6 – CONSUMO DE GÁS POR SETOR DO REINO UNIDO ANTES E DEPOIS DA REFORMA.....	89
GRÁFICO 7 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NA ITÁLIA 1985-2004 (EM BCM)	94
GRÁFICO 8 - CONSUMO DE GÁS POR SETOR DA ITÁLIA ANTES E DEPOIS DA REFORMA.....	99
GRÁFICO 9 – EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA DA ARGENTINA (1970 – 2002).....	104
GRÁFICO 10 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA 1985- 2004 (EM BCM)	105
GRÁFICO 11 - DISTRIBUIÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (1988 – 2002).....	106
GRÁFICO 12 – EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA PRIMÁRIA DO BRASIL (1970 – 2004)	127
GRÁFICO 13 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E DO CONSUMO DE GÁS NATURAL NO BRASIL 1985-2004 (EM BCM)	128

FIGURAS

FIGURA 1 - ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL TRADICIONAL	58
FIGURA 2 – A NOVA ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL	60
FIGURA 3 – A DIVERSIDADE DE AGENTES NO PONTO DE COMERCIALIZAÇÃO	61
FIGURA 4 – OS FATORES QUE DETERMINAM O GRAU DE CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL LIBERALIZADA	125

TABELAS

TABELA 1 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GÁS PARA GERAÇÃO ELÉTRICA ANTES E DEPOIS DA REFORMA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL (EM BCM)	69
TABELA 2 – PRODUÇÃO DE GÁS POR EMPRESA NA ARGENTINA, JULHO 2004	108
TABELA 3 - CONSUMO DOMÉSTICO DE GÁS NA ARGENTINA POR SETOR , 1993 – 2003 (EM MMC)	111

QUADROS

QUADRO 1 – ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL NO REINO UNIDO.....	88
QUADRO 2 – RESUMO DA ANÁLISE DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS.....	117

INTRODUÇÃO

A indústria de gás natural possui especificidades muito distintas das outras indústrias. Essas especificidades resultaram na existência de uma certa dificuldade de sincronia entre a demanda e a oferta de gás, sobretudo quando são consideradas as variações inesperadas da demanda. Essa falta de sincronia entre a demanda e a oferta, denominada de falta de flexibilidade, dificulta o ajuste aos picos de consumo da *commodity* e aumenta o risco de desabastecimento dos consumidores.

Para compensar a falta de flexibilidade, a indústria de gás natural desenvolveu diversos instrumentos que tentam ajustar a demanda à oferta, ou inversamente, a oferta à demanda. Entre esses instrumentos, chama-se atenção ao mercado *spot* de gás, isto é, um mercado no qual a realização de transações multilaterais se dá por meio de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo para compra e venda de gás e de capacidade de transporte.

A identificação dos condicionantes da formação de mercados *spot* na indústria de gás natural exige uma análise dos potenciais custos de transação desta indústria. Neste contexto, a indústria de gás natural pode ser dividida em dois estágios: o primeiro, se refere à fase de desenvolvimento da indústria até o processo de liberalização, corresponde ao modelo tradicional da indústria; e o segundo, diz respeito ao período da indústria de gás natural após o processo de liberalização.

A indústria de gás natural tradicional se caracteriza pela existência de monopólios territoriais, integração vertical e contratos de longo prazo. Essas formas de organização permitiram a redução da incerteza e do risco dos elevados investimentos para a construção da infra-estrutura de transporte e de distribuição. Além disso, a indústria de gás natural tradicional se caracteriza também pela necessidade de aumento da flexibilidade da indústria.

Na década de oitenta, no entanto, iniciou-se um processo de liberalização na indústria de gás natural do Reino Unido e nos Estados Unidos, que foram rapidamente seguidos por outros países durante a década de noventa. As reformas implementadas durante esse processo visaram a redução da rigidez do preço do gás via aumento da concorrência nos segmentos de produção e comercialização no atacado¹ e, no caso de alguns países, também no segmento de comercialização no varejo².

As reformas do processo de liberalização tiveram impactos importantes sobre a indústria de gás natural. Dentre estes destacam-se: os impactos sobre a forma de organização da indústria, os impactos sobre o consumo no mercado final e os impactos sobre as transações na indústria.

Entretanto, o impacto que mais afetou o funcionamento da indústria de gás natural foi o surgimento de novas formas de comercialização de gás e serviços de transporte. Isto porque as novas formas de comercialização permitiram uma elevação da flexibilidade da indústria. Dentre essas formas de comercialização aponta-se para o desenvolvimento de um mercado de curto

¹ É o comércio de contratos de gás e de capacidade de transporte à grandes consumidores ou agentes intermediários.

² É o tipo de comércio no qual a venda de contratos de gás é feita diretamente ao comprador final, em pequenas quantidades.

prazo e o mercado secundário que em certos países como o Reino Unido e os Estados Unidos conseguiram se transformar posteriormente num mercado *spot* de gás.

O interesse dos países em desenvolver um mercado *spot* de gás surge pela necessidade de aumentar a flexibilidade na indústria de gás natural liberalizada devido a intensificação das interações entre o mercado elétrico e o mercado de gás natural. A elevação do consumo de gás das termelétricas aumentou a variabilidade da demanda de gás e, conseqüentemente, elevou a volatilidade do preço da *commodity*. Dessa forma, surgiu na indústria de gás natural liberalizada uma necessidade por novos mecanismos que facilitem o ajuste da demanda às variações esperadas ou não esperadas da oferta, ou, inversamente, a oferta às variações esperadas ou não esperadas da demanda.

No que diz respeito ao caso da indústria de gás natural brasileira, destaca-se que, apesar da sua fase inicial de desenvolvimento, esta indústria se caracteriza pela necessidade precoce de aumentar a flexibilidade. Entre os fatores responsáveis pela necessidade precoce de aumento de flexibilidade na indústria de gás natural do Brasil, chama-se atenção para o fato de que cerca de 90% da energia consumida é gerada pelas hidrelétricas deixando uma função complementar para a geração termelétrica a gás na política energética do país.

Cabe mencionar também que, progressivamente, os contratos de comercialização de gás e de gás natural liquefeito (GNL) estão sendo indexados ao preço *spot* de gás. No *Henry Hub*, por exemplo, o preço *spot* de gás é atualmente a referência principal para a determinação dos contratos comercializados na indústria de gás natural dos Estados Unidos e de outros países na região. Isto, conjugado à tendência de diversos países em desenvolver um mercado *spot* de gás,

indica a possibilidade desse mercado, futuramente, se tornar o principal mecanismo responsável pela coordenação e regulação das transações na indústria de gás natural.

Tendo em vista esses conceitos, destaca-se que esta dissertação tem como seu principal objetivo estudar, a partir da abordagem da teoria do custo de transação de Williamson, os condicionantes da formação de mercados *spot* na indústria de gás natural. Através da análise das experiências de alguns países no desenvolvimento de mercados *spot*, busca-se identificar um *roadmap* que possa ser utilizado para o desenvolvimento desse tipo de mercado no Brasil.

É importante frisar que os impactos econômicos e sociais da liberalização da indústria de gás natural ainda são temas de grande controvérsia política e debate econômico. Entretanto, este trabalho se limitará a identificar as principais condições necessárias para o desenvolvimento de um mercado *spot*, reconhecendo-se que este tipo de mercado pressupõe a liberalização do mercado final.

A dissertação será composta por quatro capítulos, além desta introdução e de uma conclusão. No primeiro capítulo será realizada, uma breve discussão dos principais conceitos da teoria do custo de transação de Williamson para em seguida, analisar os potenciais custos de transação da indústria de gás natural tradicional. Busca-se compreender, prioritariamente, as razões que justificam a adoção de uma determinada forma de coordenação das relações comerciais na indústria de gás natural tradicional

No segundo capítulo será realizado um estudo dos principais impactos da implementação das reformas do processo de liberalização da indústria de gás natural. Em especial, serão

estudados, entre outros, os impactos sobre a forma de organização da indústria, impactos sobre o consumo de gás no mercado final e impactos sobre as transações na indústria.

Já no terceiro capítulo, será realizado um estudo do processo de liberalização de três países: Reino Unido, Itália e Argentina. O objetivo principal do exame das experiências internacionais é compreender a forma pela qual foi introduzida a concorrência na indústria de gás natural desses países e a sua tentativa de desenvolver um mercado *spot* de gás.

No quarto capítulo deste trabalho, pretende-se, além de identificar os principais condicionantes responsáveis para o desenvolvimento do mercado *spot* de gás, realizar uma análise da possibilidade desse tipo de mercado na indústria de gás natural brasileira. Neste caso, a aprendizagem da introdução da concorrência e o desenvolvimento de mercados *spot* de gás nos três países selecionados pode ser extremamente útil para a evolução futura de um mercado *spot* na indústria de gás natural do Brasil.

CAPÍTULO I – UMA ANÁLISE DO CUSTO DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL TRADICIONAL

O objetivo do primeiro capítulo deste trabalho é analisar os potenciais custos de transação na indústria de gás natural tradicional. O quadro conceitual e teórico dessa análise está concentrado nas teorias do custo de transação e dos contratos, de Oliver Williamson. De acordo com essa abordagem, apresentam-se na primeira seção os principais conceitos da teoria do custo de transação seguidos por uma breve discussão da teoria dos contratos na segunda seção. Na terceira seção discutem-se os arranjos institucionais e apresentam-se as diferentes formas de coordenação das transações. Na quarta seção apresenta-se, primeiramente, as especificidades da indústria de gás natural, para, em seguida, discutir a forma de coordenação das transações da indústria de gás natural tradicional. Por fim, realiza-se, na última seção deste capítulo, uma análise das cláusulas mais importantes dos contratos de longo prazo. É importante frisar que enquanto as três primeiras seções deste capítulo possuem um caráter mais teórico e conceitual, as próximas seções se dedicam a uma aplicação dos conceitos básicos da teoria do custo de transação à indústria de gás natural tradicional.

1.1 - Uma Análise da Teoria do Custo de Transação

Segundo Adam Smith, a “mão invisível” seria responsável por coordenar a atividade econômica dos indivíduos de tal maneira que a interdependência e o auto-interesse dos agentes não gerariam conflitos na sociedade, os quais poderiam resultar em distorções nas relações comerciais. De acordo com essa visão, os agentes tomam as suas decisões baseadas na

sinalização do sistema de preços relativos, que funcionaria como o principal mecanismo de transmissão de informação no mercado. Ou seja, a economia ortodoxa considera que o sistema de preço de mercado seria o mecanismo responsável pela regulação das transações dos agentes no mercado. Esta abordagem se baseia nas hipóteses da competição e da informação perfeita e, portanto, desconsidera a possibilidade do mau funcionamento do sistema de preços e a existência de assimetria de informação nas interações entre os indivíduos. Outro aspecto importante desta visão é a interpretação das instituições, em especial da firma, que é vista como um conjunto de fatores que tem como objetivo a maximização de lucro.

Williamson (2002) critica esta concepção da literatura econômica ortodoxa de que o mercado seria a única alternativa de coordenação na economia. Segundo Williamson, a tradição ortodoxa supõe a racionalidade plena dos agentes e desconsidera o custo referente à coleta e processamento da informação e a possibilidade da existência de custos em decorrência do mau funcionamento do sistema de preços. Ao considerar a existência do custo de transação e o fato de que esse custo não é necessariamente igual a zero, Williamson supõe que o sistema de preços nem sempre será o mecanismo mais eficiente para coordenar as transações econômicas dos agentes.

Partindo da discussão de Coase (1937), em *The Nature of the Firm*, Williamson define o **custo de transação** como sendo o custo de coletar informações e negociar as condições de troca. Ou seja, os custos de transação são custos não relacionados diretamente à atividade produtiva da empresa e podem aparecer por meio de formas distintas tais como: o custo de coleta e processamento de informação, o custo de elaboração e monitoramento de acordos, o custo de antecipação de contingências e o custo decorrente da solução de disputas contratuais.

O custo de transação pode ser classificado como *ex-ante* e *ex-post* (Williamson, 1996). O custo de transação *ex-ante* é o custo incorrido pelo agente antes da realização de uma transação, por exemplo, o custo de planejamento, o custo de negociação e fixação de salvaguardas no contrato enquanto o custo de transação *ex-post* se refere ao custo do agente depois da realização de uma transação. Entre o custo de transação *ex-post* se encontram o custo de monitoramento dos agentes depois do fechamento de um acordo e o custo associado a disputas contratuais.

Williamson (1996) destaca que o custo de transação surge pela presença simultânea de racionalidade limitada, oportunismo e incerteza. A racionalidade limitada pode ser definida como sendo uma limitação cognitiva dos indivíduos para processar, armazenar e transmitir informação. Na sua concepção, a presença isolada de racionalidade limitada não justifica a existência do custo de transação. Williamson aponta que o custo de transação surge num ambiente econômico no qual, além da racionalidade limitada, verifica-se a existência de incerteza e de oportunismo.

Oportunismo é o auto-interesse dos agentes para usar a informação adquirida em benefício próprio. Torres (2001) destaca que o oportunismo pode ocorrer tanto *ex-ante* quanto *ex-post* a um acordo. Na sua concepção, oportunismo *ex-ante* diz respeito ao agente que não revela informação a baixo custo ou ao agente que se compromete com algo, mas que sabe de antemão que não poderá cumprir o acordo. Enquanto o oportunismo *ex-post* se refere a comportamentos oportunistas durante a vigência de um acordo.

Igualmente o oportunismo, Pinto Jr. (2002) aponta a existência de dois tipos de incerteza. O primeiro refere-se à incerteza no ambiente das transações (ou negócios). Dessa forma,

mudanças nos parâmetros básicos das relações comerciais entre os agentes podem influenciar as suas decisões. O segundo tipo de incerteza³ diz respeito ao comportamento dos agentes após o comprometimento de um acordo e está indiretamente associada com a possibilidade de condutas oportunistas por parte dos indivíduos envolvidos na transação. Ou seja, indivíduos envolvidos em transações onde a informação é assimetricamente distribuída, tendem a atuar em benefício próprio.

Posto isso, chama-se atenção ao fato que cada transação econômica envolve algum tipo de custo de transação. O custo de transação passa a ser expresso, portanto, em termos da realização de contratos para determinadas transações. Isto quer dizer que as transações econômicas podem ser analisadas como contratos, onde o termo contrato não se refere apenas a aspectos jurídicos, mas também a acordos tácitos e informais que se desenvolvem no tempo (Torres, 2001). Sob esta perspectiva torna-se fundamental uma análise das transações econômicas.

Williamson (1985) discute as três dimensões de uma transação: a frequência, a especificidade do ativo e a incerteza. A seguir será apresentada uma breve exposição destes três conceitos.

A **frequência**, ou seja, o número de transações de um certo produto ou serviço, pode ser classificada como esporádico, ocasional e recorrente. Vale ressaltar que uma elevada frequência das transações econômicas entre os agentes viabiliza uma estrutura de governança mais complexa em determinada indústria.

³ Também chamada de incerteza comportamental.

A segunda dimensão, a **especificidade do ativo**, pode ser definida como a não possibilidade de empregar um ativo em outro processo produtivo ou por um usuário alternativo sem perda de valor. Williamson (1996) destaca seis tipos de especificidade do ativo: (i) especificidade locacional, ocorre quando as etapas do processo produtivo demandam a proximidade dos segmentos de produção para reduzir o custo de transporte; (ii) especificidade física se refere ao uso de máquinas ou insumos especializados na produção de um produto; (iii) *human-asset specificity* ou a especificidade de recursos humanos diz respeito ao processo de *learning by doing*; (iv) ativos dedicados se refere à produção de bens de capital não seriado; (v) especificidade ao longo do tempo diz respeito a formas de aprendizado que resultam numa forte vinculação entre as partes envolvidas na transação; e finalmente (vi) reputação de marca comercial.

A terceira dimensão, a **incerteza**, é associada ao surgimento de condutas oportunistas de indivíduos envolvidos numa transação. Em um ambiente com plena certeza, não existiria espaço para ações oportunistas dos agentes. O custo de transação nessa situação seria inexistente em decorrência da delimitação de todos os problemas antes da elaboração do contrato. Contudo, a incerteza pode também ser *ex-post* no caso de comportamentos oportunistas durante a vigência do contrato.

1.2 - Uma Análise da Teoria dos Contratos

De acordo com a abordagem da teoria dos contratos, Williamson (1985) classificou os contratos em três grandes grupos: contratos clássicos, contratos neoclássicos e *relational*

contracting. Esta classificação está baseada na magnitude do custo de transação das relações comerciais dos agentes.

Segundo Williamson (1985), os **contratos clássicos** se identificam: (i) pela irrelevância da identidade dos agentes envolvidos na transação; (ii) pelo fato de que a transação se encerra após a apresentação do produto ou serviço; (iii) pela delimitação da transação onde as cláusulas mais formais são consideradas superiores a uma contestação formal (por escrito) ou informal (oral); e por último; (iv) pela identificação de cláusulas de punição no caso de má performance ou de oportunismo por parte de um dos agentes. As características desse tipo de contrato indicam a sua aplicação em arranjos institucionais não muito complexos. Nestes arranjos institucionais identificam-se uma baixa especificidade do ativo e uma elevada frequência das transações que se efetuam num espaço de tempo relativamente curto. Dessa maneira, conclui-se que há frequência recorrente dos contratos, reduzida incerteza (devido ao curto prazo da vigência dos contratos) e baixa especificidade do ativo, indicando a existência de custo de transação negligenciável.

O **contrato neoclássico** se caracteriza pela relação de dependência de longo prazo entre as partes. Em decorrência disso, estes contratos contêm mecanismos que permitem uma adaptação mais eficiente aos distúrbios imprevisíveis durante a vigência do acordo. Assim garante-se a continuidade do produto ou serviço no caso da ocorrência de contingências.

Williamson (1996) classifica esses distúrbios como inseqüente, seqüente e muito seqüente e destaca que a adaptação aos distúrbios será determinada pelo ganho líquido esperado entre o benefício e o custo do ajuste. Na sua concepção, os contratos neoclássicos se aplicam a situações onde se verifica a existência de distúrbios considerados seqüentes. No

caso de distúrbios inconseqüentes, o desvio da eficiência é considerado pequeno demais para justificar o gasto da sua correção, enquanto a alta freqüência dos distúrbios muito conseqüentes inibe a adaptação dos indivíduos às mudanças ocorridas no ambiente.

A relação bilateral de longo prazo do contrato neoclássico indica que este contrato apresenta maior grau de incerteza do que o contrato clássico e, portanto, maior é a possibilidade de condutas oportunistas dos indivíduos durante a vigência do acordo⁴. A elevada incerteza do contrato neoclássico influencia positivamente o custo de transação que será maior ainda na medida em que a freqüência das interações e a especificidade do ativo aumentam. O contrato neoclássico, no entanto, possui alguns mecanismos que tentam diminuir o custo de transação em decorrência da incerteza e do oportunismo dos agentes. Um desses mecanismos é a arbitragem, ou seja, é a determinação de uma terceira parte que julgará as disputas e avaliará se o produto ou serviço foi concluído de forma satisfatória. Nessas circunstâncias torna-se muito relevante que a identidade dos agentes envolvidos na transação seja conhecida.

O terceiro grupo de contratos é considerado como um desdobramento do contrato neoclássico. ***Relational contracting*** surge pelo aumento da complexidade do acordo devido à necessidade de continuação das relações comerciais. Esta necessidade tem como conseqüência a submissão da forma de adaptação a contingências do contrato neoclássico por outra que considere a evolução da relação entre as duas partes ao longo do tempo. Essa avaliação da evolução da relação pode ou não considerar as cláusulas originais do contrato, diferentemente do contrato neoclássico que sempre mantém o acordo inicial como ponto de referência.

⁴ O contrato neoclássico também é denominado de contrato incompleto em virtude da existência da elevada incerteza que impossibilita a previsão de todas as contingências.

A análise das transações pela ótica da teoria dos contratos realizada por Williamson, mostrou que os contratos clássicos apresentam baixo ou nenhum custo de transação, enquanto os contratos neoclássicos e o *relational contracting* envolvem custos de transações elevados. Em decorrência do custo de transação negligenciável dos contratos clássicos, pode-se afirmar que estes contratos são mais apropriados para o arranjo institucional no qual o sistema de preços é responsável pela regulação da atividade econômica dos agentes⁵. Ou seja, o arranjo institucional mais eficiente para coordenar os contratos clássicos é o mercado.

O fato do custo de transação do contrato neoclássico e do *relational contracting* não ser negligenciável, reforça a visão de Williamson de que o mercado não seria a única forma de coordenação das atividades. Esta abordagem destaca ainda a existência de arranjos institucionais alternativos que em determinadas situações apresentam uma eficiência relativa ao mercado. O propósito da próxima seção será de estudar a coordenação das transações nos diferentes arranjos institucionais.

1.3 – As Estruturas de Governança

A abordagem de Williamson de que na presença de determinadas condições existem arranjos institucionais alternativos com maior eficiência relativa ao mercado está diretamente relacionada à análise do custo de transação e à teoria dos contratos. Esses arranjos institucionais alternativos ao mercado são a firma⁶ e as formas híbridas. Contudo, antes de estudar como a

⁵ A afirmação de Williamson de que o mercado é a estrutura de governança recomendada para regular as transações dos agentes é compatível com a abordagem ortodoxa.

⁶ O conceito de firma neste trabalho tem o mesmo significado de hierarquia ou organização e se refere à forma integrada de organização das atividades deste arranjo institucional.

coordenação das transações nesses arranjos institucionais se realiza, será necessário compreender as características que diferenciam mercado, firma e formas híbridas. Esta análise está baseada na abordagem de Ménard (1994)⁷.

I.3.1 – Mercado, Organização e Formas Híbridas

Ménard (1994) destaca que as diferentes concepções na teoria econômica do mercado tornam a sua definição uma tarefa complicada. A definição desse conceito varia desde a concepção de que mercado é uma forma organizacional específica (Arrow, 1974), uma grande firma (Arrow, 1974; Hurwicz 1987), uma instituição (Hodgson 1988), até a percepção de Williamson (1991) de que mercado é um arranjo institucional específico. Diante de tantas concepções não é difícil entender que esse conceito é frequentemente confundido com o de instituição e de organização. Para vencer essa dificuldade apresentam-se primeiramente as características da instituição para em seguida analisar as especificidades do mercado, organização e formas híbridas⁸.

Para Ménard a instituição se diferencia por operar em níveis de generalidade mais elevada do que mercado e organização. As instituições determinam as regras em que mercado, firmas e formas híbridas atuam, e, portanto, podem ser considerados regras com um contexto mais geral

⁷ Em: MÉNARD, C. Markets as Institutions versus Organizations as Markets? Disentangling some Fundamental Concepts. *Journal of Economic Behavior and Organization*, vol. 28, p. 161-182, 1994.

⁸ Os arranjos institucionais mercado, organização e formas híbridas também são chamados de estruturas de governança.

(Davis e North, 1971)⁹. A aceitação das instituições pelos indivíduos depende da qualidade e da eficiência da transmissão dos seus sinais.

A aceitação das instituições pela sociedade exige que estas apresentem algumas características. A primeira consiste no fato de que as instituições devem ser mais ou menos estáveis ao longo do tempo e operar como restrições às atividades dos indivíduos. A segunda dimensão aponta a necessidade de regras impessoais e arbitrárias. As regras são consideradas abstratas porque transcendem a esfera do indivíduo e da firma sendo aplicadas a todos os membros do mesmo grupo ou categoria de forma não arbitrária. Por fim, a terceira dimensão envolve normatividade, ou seja, a distinção entre as atividades que a sociedade aprova ou desaprova. Dessa maneira, a instituição definirá o comportamento dos indivíduos e delimitará as escolhas de uma determinada sociedade. Cabe acrescentar que as condições de surgimento e a evolução ao longo do tempo é o que diferencia o funcionamento das instituições de países diferentes.

Dadas estas características, Ménard (1994) destaca que: “*uma instituição se manifesta em um conjunto determinado historicamente de longa duração de regras abstratas e impessoais, cristalizadas em tradições, costumes ou leis (que podem ser formais ou informais) de forma de implantar e garantir padrões de comportamentos que governam relações entre indivíduos e grupos sociais*”.

⁹ Em: Davis, L. E. e North, D. C. *Institutional Change and American Economic Growth*. Cambridge University Press. Cambridge, 1971.

A próxima estrutura de governança a ser analisada é o mercado. A concepção mais tradicional desse conceito considera como mercado o sistema de preços responsável pela coordenação da atividade econômica dos agentes. Ao longo do tempo foram formuladas concepções parecidas como a de que o mercado seria um espaço abstrato no qual as freqüentes transações entre compradores e vendedores determinariam o preço das mercadorias.

Ménard frisa que a concepção de mercado acima apresentada não especifica o seu funcionamento, mas supõe que este arranjo institucional opera de forma eficiente. De acordo com esta abordagem, Ménard destaca a importância do papel do aparato institucional (leis e normas), a regulação e a reversibilidade das transferências como algumas dimensões que diferenciam mercado de outras estruturas de governança.

Dado o contexto acima, Ménard (1994) definiu **mercado** como sendo “*um arranjo institucional específico consistindo de regras e convenções que tornam possível um grande número de transferências voluntárias de direitos de propriedade em base regular sendo estas transferências reversíveis, implementadas e garantidas por intermédio de um mecanismo específico de regulação que é o sistema de preços competitivos*”.

A organização é um arranjo institucional com uma coordenação específica dos ativos mediante regras discricionárias. Apesar da autonomia e da coerência das atividades exercidas pelos seus membros, Ménard não considera a organização como uma conglomeração dos membros individuais. Na sua concepção, a organização é baseada em acordos formais onde a voluntariedade é crucial, ou seja, apesar dos indivíduos operarem sob comando, a organização necessita da cooperação dos seus membros para atingir seus objetivos. Por fim, destaca-se que a

organização se diferencia das outras estruturas de governança pela existência de uma coordenação consciente.

Dadas estas características, a **organização** pode ser definida como: *“um arranjo institucional que visa tornar possível a coordenação consciente e deliberada dentro de limites identificados, das quais os seus membros se associam em uma base regular por intermédio de acordos implícitos e explícitos e se comprometem com ações coletivas com o propósito de criar e alocar recursos e competências por meio de uma combinação de comando e cooperação”* (Ménard, 1994).

Uma comparação entre mercado e organização mostra que as duas estruturas de governança possuem características bem distintas no fundamento, no modo de coordenação das atividades e na sua razão de ser. O mercado é *“um arranjo institucional consistindo de regras e convenções”* onde a coordenação é *“garantida por intermédio de um mecanismo específico de regulação que é o sistema de preços competitivos”*. Enquanto na organização, *“os membros se associam por intermédio de acordos implícitos e explícitos”* e a *“coordenação se dá de forma consciente e deliberada dentro de limites identificados”*.

A partir destas distinções, Williamson (1996) aponta mercado e organização como sendo polaridades e destaca a existência de um terceiro arranjo institucional, as formas híbridas. Esta estrutura de governança se caracteriza por apresentar combinações específicas do modo de coordenação do mercado e da firma e, em decorrência disso, é considerada como um arranjo intermediário entre as duas polaridades.

I.3.2 – A Coordenação das Transações nas Estruturas de Governança

Dadas as definições de mercado, firma e formas híbridas, o próximo objetivo será de compreender como a coordenação das transações dos indivíduos é feita. A busca em entender por que algumas transações se adaptam melhor a uma determinada estrutura de governança é um dos problemas centrais da organização econômica. A adaptação das transações às contingências está diretamente associada ao custo de transação dos contratos e à coordenação das estruturas de governança. De acordo com esta abordagem, Williamson destaca que cada estrutura de governança apresenta características diferentes na maneira de dirigir a coordenação, de forma que determinadas transações se adaptam melhor ao mercado, à firma ou às formas híbridas.

Dois aspectos diferenciam a coordenação das estruturas de governança: os atributos de performance e os instrumentos. O primeiro refere-se à forma pela qual os agentes se adaptam às contingências e pode ser classificado como adaptação do tipo A (autônoma) ou do tipo C (cooperativa). O segundo diz respeito à maneira como a adaptação se realiza, o que pode ser mediante incentivos ou controle administrativo. Em seguida será realizada uma análise da atuação desses dois aspectos no mercado, firma e formas híbridas.

Segundo Williamson, verifica-se no mercado a existência de incentivos e adaptação do tipo A. Nesta estrutura de governança considera-se que o sistema de preços é o instrumento que coordena as transações dos indivíduos ao menor custo possível. Uma análise das transações no mercado revela que o custo de transação negligenciável é decorrente da baixa especificidade do ativo e da alta frequência das transações. Dessa forma, pode-se concluir que as características do

mercado e a sua forma de coordenar as transações demonstram que este arranjo institucional é o mais apropriado para a transação de contratos clássicos.

A necessidade de um arranjo institucional mais complexo aumenta quanto mais elevada é a especificidade do ativo e maior a frequência das transações. Ou seja, nas circunstâncias em que as transações demonstram elevada especificidade do ativo e maior frequência, considera-se que o mercado não é mais a estrutura de governança indicada para coordenar as interações dos agentes. Ademais, nessas condições a firma seria, segundo Williamson, a estrutura de governança que coordenaria as interações dos indivíduos ao menor custo de transação.

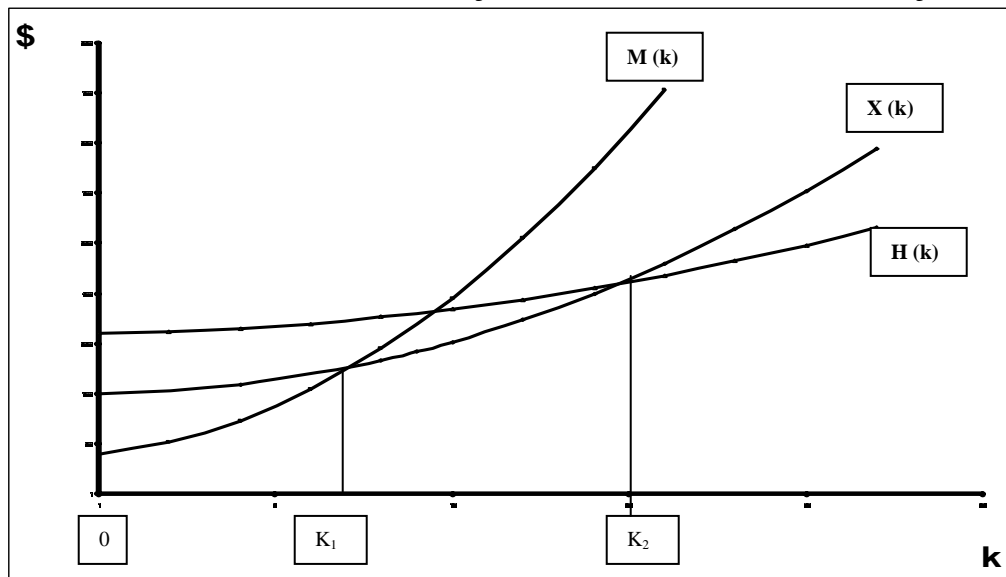
A firma se caracteriza pelo controle administrativo e pela adaptação do tipo C. Segundo Torres (2001), “a estrutura verticalizada da firma permite a eliminação do conflito de interesse e o alinhamento de incentivos através da sua característica hierárquica, reduzindo o problema de incerteza comportamental”. Vale ressaltar que a decisão da firma de integrar mais atividades depende do grau de especificidade do ativo e da presença de incerteza no ambiente econômico.

Por fim, destacam-se as formas híbridas que se caracterizam por apresentar uma combinação do modo de coordenação do mercado e da firma. Ou seja, nas formas híbridas identifica-se tanto a presença de elementos da adaptação do tipo A quanto da adaptação do tipo C. As formas híbridas são uma alternativa ao mercado e à firma e se viabilizam em situações nas quais o custo de transação não permite que a coordenação das atividades seja realizada pelo sistema de preços e tampouco pelo controle administrativo. As formas híbridas se adaptam melhor a setores nos quais as transações envolvem ativos específicos cuja frequência das interações durante o longo prazo do contrato exige uma estrutura de coordenação mais complexa.

Tais transações, também chamadas de contratos neoclássicos ou contratos incompletos, são facilmente observadas nas indústrias de rede.

O Gráfico 1 abaixo, mostra o custo de transação do mercado (M), hierarquia (H) e formas híbridas (X) como função da especificidade do ativo (k). Note que o mercado é o arranjo institucional que apresenta o menor custo de transação quando a especificidade do ativo se iguala ou não fica muito diferente de zero. A hierarquia pode ser considerada a estrutura de governança de menor custo de transação na presença de ativos altamente específicos enquanto as formas híbridas se posicionam como uma estrutura de governança intermediária ao mercado e à firma. Desse modo, o gráfico demonstra claramente como a necessidade de estruturas mais complexas aumenta, quanto maior a especificidade do ativo de forma que $M(k) < X(k) < H(k)$.

Gráfico 1 – Custo de Transação das Estruturas de Governança



Fonte: Williamson, 2002.

A abordagem de Williamson demonstra que a eficiência das transações está diretamente associada com a estrutura de governança presente num determinado ambiente, sendo que um

arranjo institucional não compatível com as características das interações econômicas dos agentes pode aumentar o custo de transação. O propósito deste capítulo até o presente momento foi apresentar o quadro teórico da discussão dos custos de transação e a coordenação das estruturas de governança. De acordo com esse enfoque, será realizada uma ilustração desses conceitos na análise da indústria de gás natural.

1.4 – Uma Análise das Transações na Indústria de Gás Natural

Nas seções anteriores foram construídas as bases conceitual e teórica para a análise dos custos de transação e a coordenação nas estruturas de governança. Os fundamentos dessa discussão se baseiam na teoria dos custos de transação e na teoria dos contratos. O objetivo desta seção será a interpretação desses conceitos na indústria de gás natural, ou seja, será realizada uma análise da indústria de gás natural pela ótica do custo de transação e da teoria dos contratos.

1.4.1 – As Especificidades das Indústrias de Rede

A indústria de gás natural se diferencia de outras indústrias da atividade econômica devido à presença de algumas especificidades. A indústria de gás natural é considerada uma indústria de rede¹⁰, ou seja, uma indústria composta por diferentes atividades que necessitam de uma rede física para a sua operação e prestação de serviço. Desse modo, a indústria de rede explora a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes pontos da rede, envolvendo o princípio da organização espacial e territorial.

¹⁰ Telefonia, água e o setor elétrico são exemplos de indústrias de rede.

As principais características da indústria de rede são: a obrigação jurídica de fornecimento do serviço; economias de escala, de densidade e de cooperação; a existência de economias de rede; presença de externalidades e a necessidade de investimentos específicos com longo prazo de maturação¹¹. O entendimento das especificidades da indústria de rede acima mencionadas é fundamental para a análise do custo de transação associados às relações comerciais na indústria de gás natural.

A obrigação jurídica de fornecimento da indústria de rede se baseia no caráter da essencialidade e na função social desses serviços para a vida econômica e social das sociedades modernas¹². Devido a sua importância, as indústrias de rede são frequentemente denominadas de indústrias de infra-estrutura e as empresas fornecedoras desses serviços são obrigadas a fornecê-los a qualquer pessoa que demandá-los de forma contínua.

O investimento nos ativos físicos das indústrias de rede se caracteriza pela intensidade, a irreversibilidade e o longo prazo de maturação. A elevada intensidade do investimento decorre da grande quantidade de recursos financeiros necessários para a construção da rede física, que apresenta alto grau de especificidade do ativo¹³. Esse elevado nível de investimentos em ativos altamente específicos, o longo prazo de maturação e a irreversibilidade desses recursos levam, conseqüentemente, ao surgimento de custos irrecuperáveis ou *sunk costs*.

¹¹ Em: Newberry, D. M. *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Industries*. The MIT Press. Cambridge, 2000.

¹² Nesse aspecto a indústria de gás natural se diferencia das outras indústrias de rede tais como energia elétrica e água porque a essencialidade dos seus serviços não é igualmente importante em todos os países. Por exemplo, o caráter da essencialidade de prestação do serviço é maior nas indústrias de gás dos países frios porque nestes o gás é usado para o aquecimento das residências durante o inverno.

¹³ A construção da rede física de transporte e de distribuição das indústrias de rede pode ser classificada como um ativo com especificidade locacional como já foi discutido na seção anterior.

A existência de *sunk costs* em um ambiente caracterizado por uma elevada incerteza pode ter impacto sobre o nível e a qualidade do investimento decorrente do problema de *hold up*. *Hold up* pode ser definido como o risco de comportamentos oportunistas após a realização de investimentos específicos e pode provocar níveis de investimento inferiores ao retorno que o ativo pode proporcionar (Pinto Jr, 2002).

A presença de economias de rede, ou seja, a existência de interdependência entre as funções de produção e/ou funções de demanda, por razões técnicas ou econômicas. A interdependência do sistema e entre os agentes viabiliza a possibilidade de comportamentos oportunistas que podem elevar à magnitude do custo de transação dos agentes. Alguns efeitos da interdependência são a presença de externalidades de rede e economias de cooperação.

Externalidades de rede são as conseqüências da ação de um agente econômico sobre outro, que ocorrem fora do mercado. Externalidades podem gerar custos (externalidades negativas), ou benefícios (externalidades positivas). As externalidades de rede também podem ser classificadas em externalidade pelo lado da oferta e externalidades pelo lado da demanda. Um exemplo de uma externalidade resultante da interdependência das funções de demanda é o efeito clube, isto é, uma externalidade de demanda que se manifesta quando cada consumidor se beneficia não somente do seu próprio consumo mais também do consumo dos outros.

As economias de cooperação se derivam da interdependência entre as funções de produção e/ou funções de demanda por razões técnicas ou econômicas. A interdependência do sistema e entre os agentes exige a presença de uma coordenação central, de forma que, ações de um agente não sejam prejudiciais a outros ou ao sistema como um todo. Vale ressaltar que a

interdependência entre os agentes na indústria de gás natural pode, pelo fato do gás ser um recurso esgotável, causar prejuízos ainda maiores comparadas às outras indústrias de rede.

Outra especificidade das indústrias de rede é a existência de economias de escala, isto é, a redução do custo médio de produção em função do aumento da escala de produção ou do volume produzido. As indústrias de rede também se beneficiam de economias de densidade, ou seja, por causa do elevado nível dos investimentos na construção da rede física de transporte, torna-se mais lucrativo investir em áreas na qual se encontra um grande número de consumidores. Isto porque o elevado consumo dessas regiões possibilita maior retorno dos recursos investidos. As economias de densidade, portanto, estão indiretamente associadas às economias de escala, de tal forma que, quanto maior a densidade de uma região, maiores serão os ganhos de escala para a empresa (Shy, 2001).

Por fim, destaca-se que a função social dos serviços, o grande porte das empresas e a existência de economias de escala são fortes indícios da existência de monopólios naturais nessas indústrias. O monopólio natural está ligado ao tamanho de mercado em relação ao tamanho (escala) mínimo de eficiência da empresa e acontece quando as curvas de custo-médio são sub-aditivas para toda a extensão do mercado relevante. Nesta situação, o mercado comporta apenas uma única firma operando em escala e escopo eficiente.

I.4.2 – As Especificidades da Indústria de Gás Natural

A indústria de gás natural possui algumas especificidades muito distintas de outras indústrias de rede que têm impacto significativo sobre a sua organização industrial. A mais importante dessas especificidades é o seu desenvolvimento tardio, o que fez com que o gás competisse com fontes energéticas primárias e secundárias já estabelecidas no mercado. O gás não conseguiu desenvolver um mercado próprio e está sujeito a uma forte concorrência de outras fontes de energia. Desse modo, o valor de mercado do gás não é determinado exclusivamente pela demanda e a oferta, mas depende do preço dos seus concorrentes.

Outra especificidade diz respeito às características técnicas que diferenciam o gás das outras indústrias de rede do setor energético (setor elétrico). Duas dessas especificidades que distinguem a indústria de gás natural do setor elétrico são: o controle e a identificação mais fácil dos fluxos de gás, permitindo a associação de fluxos físicos aos fluxos contratuais e o seu armazenamento, mesmo com algumas dificuldades e a custos elevados. Esses dois fatores permitem um melhor gerenciamento dos aspectos de segurança da rede e viabilizaram a realização de operações de arbitragem temporal nos mercados (Almeida, 2005).

A tendência de inelasticidade da oferta e da demanda em relação à variação de preços é outra especificidade da indústria de gás natural. Pelo lado da demanda, aponta-se a dificuldade de armazenamento e de substituição dos equipamentos a gás como fatores responsáveis para essa relativa inelasticidade. Enquanto existe a possibilidade do uso de equipamentos bi-combustíveis no segmento industrial, destaca-se que a troca de equipamentos por outros que possibilitam o

consumo de combustíveis alternativos no segmento comercial e residencial é custosa e praticamente impossível no curto prazo (IEA, 2002).

A relativa inelasticidade ao preço pelo lado da oferta é resultado do elevado investimento em ativos específicos com capacidade instalada fixa. Dessa forma, novos investimentos na adição de capacidade instalada devem ser planejados antecipadamente ao aumento do consumo. Essa impossibilidade de aumentar a capacidade instalada no curto prazo em conjunção com o longo prazo de maturação dos investimentos são os principais fatores que explicam a tendência de inelasticidade da oferta a variações do preço.

Cabe mencionar a sazonalidade do consumo de gás natural dos segmentos residencial e comercial nos países de clima frio. A relação direta que existe entre o consumo desses segmentos e as variações climáticas torna a sua demanda sujeita a flutuações periódicas, registrando um aumento significativo durante os meses de inverno e uma queda no verão. A variabilidade da demanda causada pela sazonalidade pode significar uma elevação do consumo no inverno de até cinco vezes comparado ao consumo no verão em alguns países (Almeida, 2005).

I.4.3 – A Flexibilidade da Indústria de Gás Natural

Dada as especificidades da indústria de gás natural apresentadas acima, percebe-se que o mercado de gás natural não funciona como qualquer outro mercado de *commodity*, no qual o mecanismo de preço serve para equilibrar a diferença entre a demanda e a oferta. Na indústria de gás natural há uma certa dificuldade de sincronia entre a demanda e a oferta de gás, sobretudo

quando são consideradas as variações erráticas¹⁴ da demanda. Essa dificuldade é denominada na literatura econômica como falta de flexibilidade no setor de gás. Almeida (2005) se refere à *“flexibilidade como sendo por um lado, à capacidade de adaptação da oferta às variações tanto previsíveis (sazonais) quanto erráticas da demanda, e, por outro, à capacidade de adaptar a demanda ao excesso e escassez da oferta”*.

Para compensar a falta de flexibilidade, a indústria de gás natural desenvolveu alguns instrumentos que tentam ajustar a demanda à oferta, ou inversamente, a oferta à demanda. Desse modo, pode-se fazer uma distinção entre os instrumentos de flexibilidade existentes pelo lado da demanda e pelo lado da oferta. Pelo lado da oferta destacam-se os seguintes instrumentos de flexibilidade:

Capacidade de variação da oferta para poder atender as variações mensais e anuais da demanda de gás. A capacidade de variação da oferta é obtida mediante um planejamento cuidadoso dos investimentos tanto no desenvolvimento e exploração dos campos de gás quanto dos recursos financeiros investidos na construção da rede física de transporte ou na importação de gás de outros países. Cabe mencionar, que a capacidade de variação da oferta não depende só do investimento na construção de novos gasodutos, mas também da interconexão entre os dutos de forma que uma rede interconectada aumenta a possibilidade de variação da oferta (IEA, 2002).

Capacidade de armazenamento por meio da estocagem de gás em reservatórios (gasômetros) ou tanques criogênicos (no caso do GNL) de forma a poder equilibrar as flutuações

¹⁴ Variações erráticas da demanda são variações da demanda que não se repetem em intervalos regulares, sendo, por isso, passíveis de previsão. Dessa forma, variações erráticas são geralmente associadas a fatores exógenos e imprevisíveis.

temporárias e sazonais entre a demanda e a oferta. Além de ser um importante instrumento de flexibilidade, o armazenamento garante a confiabilidade e segurança do sistema no caso de interrupções no fornecimento de gás (EIA, 1995a).

O armazenamento também permite uma produção e uso da rede de gasodutos mais eficiente porque atende os picos da demanda viabilizando a construção de gasodutos com diâmetro menor¹⁵. Duas variáveis muito importantes relativos ao armazenamento de gás natural são a localização e o tipo de reservatório. Reservatórios localizados próximos ao mercado consumidor facilitam ajustamentos temporários entre a demanda e a oferta enquanto reservatórios mais distantes servem principalmente para o equilíbrio de variações sazonais entre a demanda e a oferta de gás (EIA, 1995a).

Da mesma forma, o armazenamento de gás em cavernas de sal é mais apropriado para o ajuste de flutuações temporárias em decorrência da alta taxa de retirada do gás estocado enquanto a estocagem de gás em aquíferos e campos de gás já deplecionados é utilizada como reserva estratégica e para a compensação de variações sazonais. Vale ressaltar que existe a possibilidade, mesmo a elevados custos, do armazenamento de gás na sua forma líquida em tanques criogênicos¹⁶.

Capacidade de variação no gasoduto ou *line pack* permite variação da oferta por meio da elevação da pressão do gás dentro do gasoduto acima da pressão de entrega ao consumidor final.

¹⁵ A eficiência produtiva também depende da existência de capacidade de armazenamento. Sem o armazenamento de gás, as empresas teriam que elevar a exploração de campos menos produtivos nos picos de demanda, elevando dessa maneira não só o custo de produção, mas também o preço final dos consumidores.

¹⁶ O gás na sua forma líquida ou Gás Natural Liquefeito (GNL) como também é chamado, é estocado a uma temperatura de -162C e pode ser usado em determinadas situações para atender os picos da demanda.

Geralmente, o *line pack* é o primeiro recurso utilizado para promover o balanceamento diário entre oferta e demanda, podendo ser muito útil quando há previsão acerca de alguma alteração no comportamento da demanda. Porém, o desempenho do *line pack* para ajustar a demanda e a oferta depende das características da rede de gasodutos e do perfil da oferta de cada país¹⁷.

Pelo lado da demanda, destacam-se os seguintes instrumentos de flexibilidade:

Contratos interruptíveis¹⁸ de fornecimento de gás entre a distribuidora e os consumidores na qual ambas as partes definem *ex-ante* as condições de interrupção do fornecimento. A interrupção do fornecimento de gás geralmente é feita com aviso prévio da distribuidora que em troca oferece um desconto no preço cobrado aos consumidores. Vale ressaltar que a utilização desse instrumento de flexibilidade está limitada só a alguns grandes consumidores industriais e comerciais cujo processo de produção ou atividade comercial não seja sensível à interrupção do gás (IEA, 2002).

A utilização de contratos interruptíveis, no entanto, está diretamente associada a outro instrumento de flexibilidade da demanda. Os consumidores com contratos interruptíveis normalmente possuem equipamentos bi-combustíveis que permitem a troca de equipamentos a gás por outros que consomem um combustível alternativo. Porém, mesmo os consumidores que dispõem sobre equipamentos bi-combustíveis ainda dependem da relação entre o preço do gás e o preço dos combustíveis alternativos e da legislação ambiental que frequentemente restringe o uso desses combustíveis porque são considerados poluidores do meio ambiente.

¹⁷ Na Inglaterra a capacidade de *line pack* consegue cobrir excessos de até 3% sobre a demanda total, enquanto na Espanha essa porcentagem não chega a 0,4% (IEA, 2002).

¹⁸ Ver definição na próxima seção.

I.4.4. – A Coordenação das Transações na Indústria de Gás Natural Tradicional

A discussão sobre a forma mais eficiente de coordenação das transações na indústria de gás natural exige uma análise dos potenciais custos de transação desta indústria. Sob este ponto de vista, a história da indústria de gás natural pode ser dividida em dois estágios: o primeiro, a indústria de gás natural tradicional, se refere à fase do desenvolvimento da indústria de gás natural até o processo de liberalização que iniciou-se na década de oitenta, no qual o setor se caracterizou pela existência de altos custos de transação em decorrência das especificidades relacionadas ao seu funcionamento; e o segundo diz respeito ao período depois do processo de liberalização, quando a maturidade¹⁹ da rede de infra-estrutura e as reformas que visaram à introdução da concorrência reduziram a especificidade dos ativos e, conseqüentemente, diminuíram o custo de transação.

A indústria de gás natural tradicional se caracteriza pela alta especificidade dos ativos, especialmente, da rede física de transporte do produto. A construção dos gasodutos de transporte e de distribuição requer elevados investimentos. Esses investimentos se caracterizam pela irreversibilidade e pelo longo prazo de maturação (*sunk costs*). A existência de *sunk costs* em conjunção com a interdependência sistêmica da rede aumenta o risco de condutas oportunistas dos agentes, como já foi mencionado no caso do *hold up*.

¹⁹ O conceito de maturidade é muito abrangente. O nível de maturidade pode ser medido pelo grau de desenvolvimento do mercado em termos da penetração de gás na matriz energética, o potencial de crescimento da demanda, a necessidade de investimentos na infra-estrutura de transporte e de distribuição e a diversidade de agentes atuando no mercado e complexidade da cadeia de valor (Almeida e Pinto Jr., 2005).

A necessidade de elevados investimentos e a existência de *sunk costs* na indústria de gás natural tradicional resultaram na presença de um reduzido número de agentes e, conseqüentemente, numa baixa freqüência das transações nessa indústria. Desse modo, pode-se afirmar que a elevada especificidade do ativo também está associada à reduzida freqüência das transações na indústria de gás natural tradicional.

Dada a racionalidade limitada dos agentes, destaca-se que a elevada especificidade do ativo pode resultar no aumento da incerteza na indústria. Essa incerteza no ambiente viabiliza um aumento do risco de comportamentos oportunistas dos agentes e, conseqüentemente, leva ao aumento do custo de transação das relações comerciais na indústria.

A incerteza envolvida nas transações pode ser classificada em dois grupos, como já exposto anteriormente. O primeiro tipo de incerteza diz respeito às mudanças nos parâmetros básicos das relações comerciais e está presente nas transações em todas as etapas da cadeia da indústria de gás natural. O segundo tipo de incerteza se refere ao comportamento dos agentes após o cumprimento de um acordo e está diretamente relacionada ao conceito de oportunismo. O risco de condutas oportunistas após a realização de investimentos específicos na indústria de gás natural em conjunção com a interdependência sistêmica e a distribuição assimétrica da informação cria o problema de *hold-up*.

O pior reflexo de *hold up* é a possibilidade de provocar níveis de investimentos inferiores ao retorno que o ativo pode proporcionar. Porém, o problema de *hold up* na indústria de gás natural não se limita apenas à dimensão do sub-investimento, mas acarreta também um aumento

do custo de transação provocado pelo alto custo de monitoramento das relações contratuais entre os agentes dessa indústria.

Dahl e Matson (1998) destacam que o pequeno número de agentes atuando na indústria de gás natural tradicional e o papel de único intermediário entre os produtores e consumidores de gás, aumentam ainda mais a especificidade do ativo dos gasodutos. Na sua concepção, os contratos de longo prazo se tornaram a forma de coordenação ideal para minimizar os custos de transação decorrentes do problema de *hold up*.

“Since there has typically been a single intermediary, the individual buyers and sellers are isolated from each other and insulated from the intricacies of the process. There existed a small-numbers bargaining situation in which the pipeline company is the sole buyer from the producer and the sole seller to the distributor or end user. To economize on transaction costs arising due to hold up related to the specific assets, long-term contracts were the traditional mode of governance” (Dahl e Matson, 1998, p.392).

Diante da análise das três dimensões das transações – frequência, especificidade do ativo e incerteza – e das especificidades da indústria de gás natural tradicional - o caráter público do serviço, a relativa inelasticidade da oferta e da demanda, a presença de monopólios naturais e a interdependência entre os agentes e do sistema - percebe-se a existência de elevado custo de transação nas relações econômicas dessa indústria. Desse modo, a coordenação das transações pelo mecanismo do sistema de preços de mercado não se mostra suficiente para realizar a alocação eficiente de recursos nessa indústria. Ou seja, o elevado custo de transação na indústria de gás natural tradicional prejudica a confiabilidade da regulação do sistema de preços competitivos e viabiliza a composição de estruturas de coordenação mais hierárquicas nessa indústria.

De acordo com a abordagem de Williamson, destaca-se que a hierarquia seria uma estrutura de coordenação mais adequada para regular as relações econômicas envolvendo um alto custo de transação. Na presença de incerteza no ambiente e uma elevada especificidade do ativo, a estrutura integrada da firma que se caracteriza pela coordenação consciente das transações econômicas (adaptação do tipo C) minimizaria o custo de transação das relações comerciais dos agentes.

A questão que se coloca nesse momento é se a estrutura de coordenação verticalizada da firma é capaz de regular as transações no setor de gás natural. Como mencionada anteriormente, a coordenação consciente da firma permite a eliminação do conflito de interesse dos seus membros e o alinhamento de incentivos através da sua característica hierárquica, reduzindo o problema de incerteza comportamental. Dessa forma, pode-se afirmar que a firma de certa forma consegue reduzir o custo de transação das interações dos agentes no setor de gás.

Porém, a redução da incerteza por meio da incorporação de atividades adicionais ao longo da cadeia da indústria de gás natural pode acarretar em aumento do custo da firma. Ou seja, a agregação de novas atividades pode ter impacto positivo sobre o custo fixo da empresa, inviabilizando a adoção dessa estrutura de coordenação nesse setor. Assim, a eficácia da coordenação da firma na indústria de gás natural depende também do seu tamanho.

Outra limitação à coordenação das transações econômicas da indústria de gás natural tradicional pela firma se refere à regulação. Os aspectos que justificam a regulação na indústria

de gás natural são: a importância da continuação do serviço, a existência de monopólios naturais e a repartição de rendas minerais²⁰ (Pinto jr., 2002).

As limitações à coordenação das transações econômicas pelo mercado e firma na indústria de gás natural acima mencionadas abrem a possibilidade da adoção de estruturas de coordenação alternativas. Neste sentido, as formas híbridas se mostram em alguns casos a estrutura de coordenação que melhor se adapta às características das transações econômicas (frequência, incerteza e especificidade do ativo) e às especificidades da indústria de gás natural tradicional. Os contratos de longo prazo surgem, portanto, como o instrumento mais utilizado para a regulação das transações econômicas nessa indústria.

Como aponta Torres (2001): “os contratos de longo prazo promovem eficiência ao assegurar de antemão a distribuição das rendas geradas na transação, eliminando os custos de repetitivos processos de barganha sobre os termos da transação e reduzindo os riscos de cada parte em alterar a performance do outro”. Entretanto, a impossibilidade dos contratos de longo prazo em prever todas as contingências, durante a longa duração do acordo representa uma limitação ao uso desses contratos na indústria de gás natural. Desse modo, os contratos de longo prazo na indústria de gás natural tradicional contêm atributos que tentam diminuir o custo de transação de condutas oportunistas decorrentes da relação contínua e prolongada das partes.

²⁰ A exploração de qualquer recurso esgotável gera rendas econômicas acima dos lucros normais das atividades industriais. Portanto, a repartição de rendas minerais diz respeito à definição de critérios que determinarão de que maneira a renda econômica ao longo da cadeia será repartida entre os diferentes agentes (produtores, transportadores, distribuidores e consumidores).

O propósito da próxima seção será de analisar as cláusulas mais importantes dos contratos de longo prazo na indústria de gás natural tradicional. A partir desse estudo, pretende-se analisar qual é o impacto desses mecanismos sobre o custo de transação das relações comerciais na indústria de gás natural tradicional.

1.5 – Uma Análise das Cláusulas dos Contratos da Indústria de Gás Natural

A discussão sobre as características contratuais da indústria de gás natural é, no fundo, uma discussão de como mitigar a ameaça de condutas oportunistas decorrentes das especificidades do setor. Fatores como a incerteza, a elevada especificidade dos ativos e a interdependência sistêmica influenciam fortemente a possibilidade de se estabelecer regras eficientes e limitam o uso de contratos completos para a coordenação das transações. Desse modo, foram desenvolvidos diversos mecanismos contratuais que visam a distribuição do risco decorrente dos elevados investimentos em ativos específicos nesta indústria. A seguir, serão apresentados os principais atributos dos contratos de longo prazo transacionados entre os agentes da indústria de gás natural.

Os **contratos da indústria de gás natural** podem ser definidos como acordos, firmados entre duas partes, que determinam as características da transação, segundo condições de quantidade e de qualidade do produto; locais de entrega, prazos; preço, e, garantias para ambos os lados. Os contratos negociados entre os agentes da indústria de gás natural (compradores e vendedores) podem ser de venda de gás ou de serviços de transporte e podem ser classificados de

acordo com dois critérios relativos ao tempo: a continuidade do fornecimento e a duração do fornecimento (Almeida, 2005).

Pelo critério da continuidade de fornecimento destaca-se a existência de contratos firmes e contratos interruptíveis (IEA, 2002). O **contrato firme** é um contrato de comercialização de gás ou de serviço de transporte cujo fornecimento deve ser feito de forma ininterrupta até o limite da quantidade ou a capacidade contratada. O **contrato interruptível** pode ser definido como um contrato de comercialização de gás ou de serviço de transporte que prevê a possibilidade de interrupção do serviço de acordo com cláusulas específicas (regulamentadas ou não pelo regulador).

Pelo critério da duração de fornecimento destaca-se a existência de contratos de médio prazo e longo prazo. Os **contratos de longo prazo** se referem a contratos de comercialização de gás ou serviços de transporte, sejam firmes ou interruptíveis, com duração de aproximadamente 20 anos. As partes envolvidas nesse tipo de contrato normalmente especificam o volume de gás a ser entregue e os termos da comercialização do produto, obedecendo alguma folga para flutuações diárias ou mensais. Os atributos dos **contratos de médio** prazo são parecidos com os acordos de longo prazo, com a única diferença de conter um prazo de duração menor. Cabe ressaltar que os contratos de longo prazo se deram com muito mais frequência do que os contratos de médio prazo em decorrência da melhor adaptação desses contratos às especificidades da indústria de gás natural tradicional.

Um estudo dos contratos de longo prazo na indústria de gás natural tradicional mostra que é possível fazer a classificação dos atributos contratuais em: cláusulas relativas a preço (*price*

provisions) e não relativas a preço (*nonpricing provisions*) (Austvik, 2002). Apesar da classificação, observa-se que existe uma relação íntima e interdependente entre os atributos dos contratos dos dois grupos contratuais. A seguir será apresentada breve exposição desses atributos e como esses mecanismos contribuem para reduzir a incerteza e o oportunismo decorrentes da grande dependência bilateral dos contratos de longo prazo.

As cláusulas relativas a preço servem para reduzir a incerteza decorrente da imprevisibilidade do preço futuro durante o longo prazo do contrato. A redução da incerteza relativa à variação do preço futuro diminui a possibilidade de ações oportunistas e torna mais fácil o planejamento estratégico da empresa. Outro aspecto das cláusulas relativas a preço é relacionado à repartição das rendas econômicas da indústria de gás natural. Pinto jr. (2002) destaca que é desejável que as cláusulas relativas a preço reflitam o custo de oportunidade dos agentes, ou seja, essas cláusulas devem refletir o preço que os agentes estariam obtendo na segunda melhor opção. A diferença entre o preço pago pelo agente e o seu custo de oportunidade pode ser visto, portanto, como um indicador de competição na indústria, isto é, quanto menor a diferença entre o preço e o custo de oportunidade do agente, maior será a competição no mercado de gás natural.

A análise das regras de reajuste de preço divide os contratos com cláusulas relativas a preço nas seguintes quatro categorias: (i) contratos de preços de mercado; (ii) contratos de preços fixos; (iii) contratos do tipo *cost plus*; e (iv) contratos indexados (Pinto Jr., 2002). Cabe destacar que cada uma dessas categorias contém características próprias e, portanto, se adapta melhor a uma determinada estrutura da indústria de gás natural.

Os contratos que contêm cláusulas de reajuste de preço baseadas nos preços de mercado se adaptam melhor a transações realizadas em estruturas de governança não muito complexas. Essas transações são compatíveis com o conceito de contrato clássico de Williamson discutido nas seções anteriores deste capítulo. O arranjo institucional não muito complexo que regula as transações dos agentes ao menor custo possível é o mercado. No mercado, a coordenação das relações econômicas se dá por meio do mecanismo de sistema de preços. Desse modo, pode-se afirmar que o ambiente de transações na indústria de gás natural que mais se aproxima ao conceito de mercado de Williamson é um mercado *spot* de gás bem desenvolvido.

Os contratos com cláusulas do tipo preço fixo se caracterizam por distribuir assimetricamente os riscos de mudanças no ambiente de negócios no lado do ofertante. Ou seja, dado um acordo com cláusulas de preço fixo, o ofertante se sente incentivado a reduzir seus custos de produção devido à possibilidade de aumento do seu ganho líquido. Vale mencionar que esse tipo de contrato apresenta problemas relativos aos incentivos de continuidade da transação perante problemas externos de performance.

Os contratos do tipo *cost plus* se caracterizam por repassarem todas as alterações de custo para o comprador, de forma que o risco de mudanças no ambiente do negócio se encontra totalmente concentrado no lado do comprador. Em decorrência dessa característica, o vendedor não é incentivado a aumentar a sua produtividade por meio de diminuição de custos.

Os contratos indexados são considerados como uma mistura dos contratos de preços fixos e *cost plus* porque apresentam características dos dois modelos. Dessa forma, os contratos indexados estão sujeitas às ineficiências dos contratos de preço fixo e *cost plus* caso não sejam

formulados corretamente. A vantagem do contrato indexado em relação aos contratos de preço fixo e *cost plus* reside no maior incentivo dado ao produtor, tendo como consequência que um aumento de custo devido a ineficiências produtivas resulta em queda de receita do produtor. O incentivo do contrato indexado obriga o produtor a produzir de forma eficiente.

As cláusulas não relativas a preço são consideradas tão importantes como os *price provisions* porque se relacionam diretamente com a quantidade de investimento realizado num ativo específico possuindo reflexo direto na capacidade produtiva e no montante de renda gerado. Essas cláusulas podem ser classificadas como referentes ao fornecimento do produto (*delivery provisions*) ou cláusulas de arbitragem²¹. Entre os *delivery provisions*²² destacam-se:

- Cláusulas do tipo *Take-or-Pay* (TOP) se referem a situações nas quais um agente contrata certa quantidade fixa de gás durante determinado período (dia, mês, ano) e concorda em pagar um valor fixo mesmo sem ter consumido a quantidade de gás especificado no contrato;
- Cláusulas do tipo *Deliver-or-Pay* (DOP) têm o mesmo objetivo do contrato *take-or-pay*, com a diferença de que neste acordo o benefício cabe ao comprador.

Entre as cláusulas de arbitragem destacam-se:

²¹ Cláusulas de arbitragem são mecanismos que objetivam a solução de problemas que aparecem durante a vigência do acordo e que não foram previstos *ex-ante*.

²² Em Austvik (2003) p. 42.

- Cláusulas de renegociações periódicas: permitem a renegociação dos termos do contrato de forma que os agentes possam se adaptar melhor às mudanças inesperadas no ambiente do negócio;
- *Most Favored Nation*: garante a aplicação das mesmas regras aos contratos parecidos numa determinada região geográfica;
- *Force Majeur*: especifica as condições nas quais as partes estão liberadas do cumprimento da performance estipulada no contrato.

Entre as cláusulas não relativas a preço, destaca-se a importância das regras referentes ao fornecimento de gás natural. As cláusulas do tipo *take-or-pay* são muito utilizadas nos contratos de longo prazo e foram fundamentais no estágio inicial de desenvolvimento da indústria de gás natural. Essas cláusulas atendem a um duplo objetivo, garantem uma demanda mínima por parte do fornecedor e ao mesmo tempo representam um compromisso de fornecimento do ofertante. Desse modo, as cláusulas do tipo *take-or-pay* permitem melhor gerenciamento não só da incerteza quanto às variações previstas durante a longa duração do contrato, mas também diminuem o risco dos altos investimentos necessários para a construção da infra-estrutura dessa indústria.

Porém, como nenhum contrato pode ser considerado perfeito, os contratos de longo prazo com cláusulas do tipo *take-or-pay* também são criticados. Como aponta Pinto Jr. (2002) “a elaboração dos acordos de fornecimento é um tema polêmico de discussão diante de forte

incerteza quanto à taxa de crescimento da demanda, como também, quando é incerto o ritmo de expansão das reservas do produto, ou seja, a taxa de expansão da oferta”.

Os contratos de longo prazo com atributos relativos ao fornecimento do produto também mostraram certa rigidez na medida em que o mercado de gás se desenvolvesse, reforçando a necessidade de mais flexibilidade no mercado de gás natural. Esse desenvolvimento do mercado de gás natural pode ser traduzido no aumento do número de agentes (consumidores e produtores), na diversificação da demanda e na maturidade da rede física de transporte e de distribuição. A rigidez dos contratos de longo prazo aumentou com as reformas implantadas durante o processo de liberalização do setor de gás de diversos países e acentuou ainda mais a necessidade de alguns mecanismos de flexibilidade para atender as flutuações entre a demanda e a oferta de gás.

Este será o propósito de estudo do próximo capítulo. Será realizada uma análise de um dos mais importantes mecanismos de flexibilidade da indústria de gás natural no presente momento: o mercado *spot* de gás. A análise realizada no capítulo dois pretende identificar quais os condicionantes mais importantes para a formação e desenvolvimento de um mercado *spot* na indústria de gás natural.

CAPÍTULO II – UMA ANÁLISE DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL LIBERALIZADA

Dada a análise dos potenciais custos de transação na indústria de gás natural tradicional apresentada no primeiro capítulo deste trabalho, o objetivo do presente capítulo será estudar os principais impactos da liberalização sobre essa indústria. A fim de facilitar esse entendimento, se iniciará o capítulo com uma apresentação dos principais aspectos do processo de liberalização da indústria de gás natural. Em seguida, será realizada uma análise dos impactos das reformas que visam a introdução da concorrência na indústria. Esses impactos podem ser divididos em impactos sobre a forma de organização da indústria, impactos sobre o mercado final e impactos sobre as transações na indústria de gás natural. Por fim, realiza-se uma breve apresentação do gerenciamento do risco e dos principais instrumentos financeiros comercializados no mercado *spot* de gás. Vale ressaltar que a análise realizada neste capítulo tem a sua base conceitual e teórica concentrada na teoria do custo de transação de Williamson.

II.1 – Os Principais Aspectos da Liberalização da Indústria de Gás Natural

No início da década de oitenta, iniciou-se um processo de liberalização nas indústrias de infra-estrutura de diversos países, que objetivava não só a diminuição do papel do Estado na economia, mas também a elevação da produtividade das empresas desses setores. As empresas das indústrias de infra-estrutura que atuaram sob regime de monopólios foram frequentemente acusadas de baixa produtividade, má qualidade de serviço e falta de inovações tecnológicas. As

pressões para maior produtividade e tarifas mais baixas aumentaram ainda mais com o desenvolvimento tecnológico que viabilizou a entrada de novos produtores independentes, principalmente nos setores de energia elétrica e de gás natural (Newberry, 2000).

Entretanto, a liberalização das indústrias de infra-estrutura não significou a mera introdução da competição, mas deve ser compreendida como a busca da diminuição do poder de mercado das empresas integradas por meio da introdução da competição nos segmentos onde fosse possível (*first best option*) ou a regulação dos segmentos nos quais a introdução da competição não fosse possível (*second best option*). Para atingir esse objetivo na indústria de gás natural, foram introduzidas diversas reformas entre as quais as mais importantes são a separação de serviços e o livre acesso de terceiros à rede.

A **separação de serviços, ou *unbundling***, busca a redução do poder de mercado das empresas do segmento de transporte e de distribuição, restringindo sua atuação nas outras etapas da cadeia de gás natural (Newberry, 2000). As experiências internacionais mostram que a separação pode ser classificada como separação total, separação jurídica com participação cruzada²³ (com ou sem restrições), e separação contábil. Das formas de separação mencionadas acima, a separação total pode viabilizar os menores custos de transação devido à menor possibilidade da ocorrência de comportamentos discriminatórios por parte das empresas. A separação jurídica com participação cruzada, com ou sem restrições, por sua vez, pode resultar numa elevação dos custos de transação em decorrência da participação de uma empresa em diversas etapas ao longo da cadeia de gás natural.

²³ A separação jurídica com participação cruzada também é denominada de separação corporativa ou participação cruzada.

O **livre acesso à rede de terceiros**, ou *Third Party Access* (TPA), visa a elevação da concorrência no segmento de transporte e de distribuição, mediante o aumento do acesso de terceiros à rede de transmissão e de distribuição de gasodutos. O livre acesso pode ser classificado como acesso regulado ou negociado (Newberry, 2000). O benefício da introdução do livre acesso²⁴ não se limita exclusivamente ao aumento do número de agentes, mas também é responsável pela diminuição da especificidade do ativo dos gasodutos e a interdependência entre os agentes, reduzindo, conseqüentemente, o custo de transação das relações comerciais nessa indústria.

Cabe mencionar que há uma complicação do livre acesso no caso em que é permitida a integração vertical ou a participação cruzada sem restrições. Nessas circunstâncias, o dono do gasoduto pode fazer uso do seu poder de mercado como estratégia anti-competitiva, dificultando o acesso de terceiros à rede. O acesso negociado, nesses casos, tem se mostrado, do ponto de vista da teoria do custo de transação, menos eficiente do que o acesso regulado, em função dos maiores custos de transação envolvendo as relações comerciais dos agentes da indústria (Almeida e Pinto Jr., 2005).

Dois outros aspectos importantes do processo de liberalização dizem respeito à **abertura do mercado final** e o **tipo de regulação** realizada na indústria. A abertura do mercado final pode ser classificada como total ou exclusivamente para grandes consumidores²⁵. Essa medida

²⁴ Almeida e Pinto Jr. (2005) apontam que o livre acesso de terceiros à rede terá pouco impacto sobre o nível de concorrência da indústria se não for acompanhado também pelo *by-pass* comercial na distribuição de pelo menos parte dos consumidores finais.

²⁵ Grandes consumidores tais como indústrias e termelétricas, entre outros.

possibilita um aumento no número de agentes no mercado de gás natural, viabilizando a redução da interdependência entre os atores da indústria, e diminui a ocorrência de condutas oportunistas.

O tipo de regulação também pode influenciar o custo de transação das relações comerciais da indústria. Isto porque o desempenho do órgão regulador em relação à regulação de contratos, solução de conflitos, condições de acesso de terceiros à rede e à determinação de tarifas e/ou preços se tornou um aspecto fundamental para o desenvolvimento da competição na indústria.

Além das principais reformas do processo de liberalização da indústria de gás natural, destaca-se, por fim, a importância do nível de maturidade e de densidade da rede de infraestrutura para o sucesso da introdução da concorrência na indústria. Estrada et al. (1995) aponta para o fato de que, à medida que a rede se torna mais densa e madura, verifica-se que a sua especificidade se reduz, tendo impacto direto sobre o custo de transação das relações comerciais. Isto ocorre porque uma rede mais madura viabiliza o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte e de distribuição, aumentando não só a flexibilidade da indústria, mas reduzindo também a interdependência no sistema e entre os agentes do setor. Ademais, a redução da especificidade do ativo da rede de transporte e de distribuição em mercados mais maduros diminui também a possibilidade de condutas oportunistas ou problemas de *hold up* e viabiliza uma redução do risco relativo a investimentos na expansão da rede.

Posto isso, percebe-se que existe maior possibilidade de sucesso do processo de liberalização em mercados de gás mais maduros. A maior possibilidade de sucesso da introdução da competição em mercados mais maduros se deve também (i) ao menor risco de *stranded costs*, devido à amortização dos recursos investidos na rede de transporte e de distribuição antes da

liberalização; (ii) à redução da dependência bilateral entre os agentes, decorrente da melhor interconexão da rede e o aumento do número de agentes; (iii) ao menor ritmo de investimentos necessários para a expansão da infra-estrutura de transporte e de distribuição, facilitando a implementação de reformas que visam à desconcentração do setor; e (iv) à redução do custo de transação, o que facilita a adoção de estruturas de governanças menos hierárquicas.

Os aspectos apresentados nessa seção destacaram a existência de diversos graus de competição na indústria de gás natural. Foi visto que o nível de concorrência na indústria não depende unicamente da forma pela qual o processo de liberalização é conduzido, mas também do grau de maturidade e densidade do mercado de gás natural de cada país. O propósito das próximas seções será apresentar os impactos do processo de liberalização sobre a indústria de gás natural.

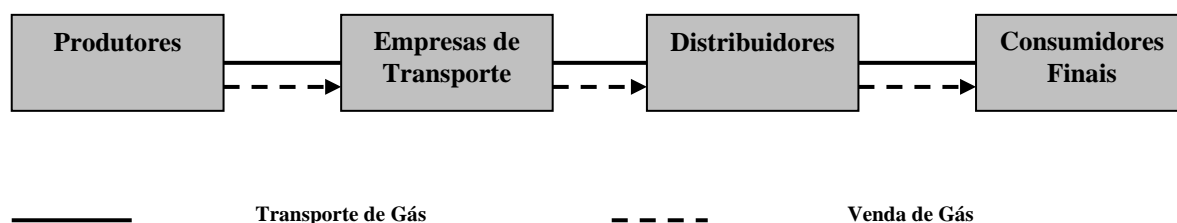
II.2 – Os Impactos da Liberalização sobre a Forma de Organização da Indústria de Gás Natural

A introdução da competição teve um forte impacto sobre o funcionamento da indústria de gás natural. A fim de compreender as transformações que ocorreram na indústria depois da implementação do processo de liberalização, esta seção realiza uma análise dos impactos sobre a forma de organização da indústria. Esses impactos podem ser divididos em: impactos sobre a estrutura da indústria, impactos sobre armazenamento e impactos sobre preço.

II.2.1 – Os Impactos da Liberalização sobre a Estrutura da Indústria de Gás Natural

A cadeia da indústria de gás natural tradicional se caracterizou pela existência de quatro segmentos: produção, transporte, distribuição e consumo final como pode ser vista na Figura 1 abaixo. A coordenação das relações comerciais antes da liberalização, dentro e entre esses segmentos, se deu por meio de empresas verticalizadas ou por contratos de longo prazo, como exposto no primeiro capítulo deste trabalho. Note que essa forma de organização em conjunção com as especificidades da indústria de gás natural viabilizou pouco espaço para a existência de concorrência entre as empresas dos segmentos dessa indústria.

Figura 1 - Estrutura da Indústria de Gás Natural Tradicional



Fonte: Júris, (1996)

Uma análise da introdução do livre acesso de terceiros à rede sobre a estrutura da indústria mostra que essa reforma proporcionou a negociação direta entre produtores e grandes consumidores (sem intermédio dos transportadores/distribuidoras), aumentando consideravelmente o número de agentes atuando no mercado e, conseqüentemente, o volume de transações de gás e de serviços de transporte. No entanto, o livre acesso terá pouco impacto sobre o nível de concorrência da indústria se não for acompanhado pelo *by-pass* comercial na distribuição de pelo menos parte dos consumidores finais.

O livre acesso também foi responsável pelo surgimento de uma nova classe de agentes: os comercializadores e os carregadores. Comercializadores são agentes que não dispõem de ativos físicos, mas que atuam como intermediários na comercialização de contratos de gás e de serviços de transporte. O comercializador pode, portanto, também atuar como carregador. Carregadores são agentes que, apesar de não disporem sobre ativos físicos, possuem direitos contratuais de transporte na indústria de gás natural.

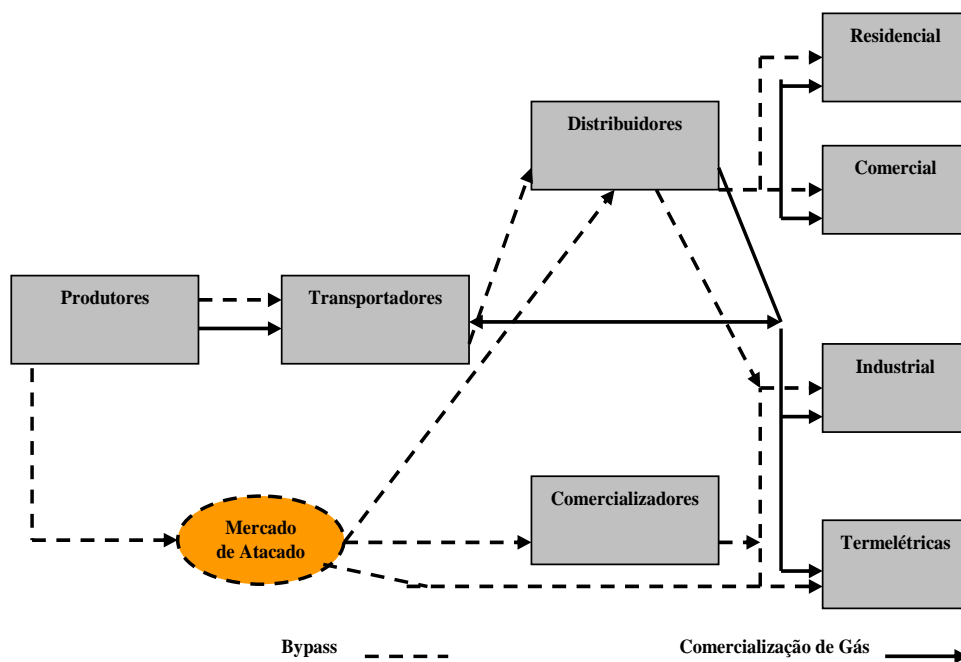
Embora não possuam ativos físicos da rede, esses novos agentes atuam como intermediários entre consumidores e produtores. Comercializadores e carregadores surgiram para suprir a necessidade de agentes que não dispõem de conhecimento e informação suficiente para completar transações de compra de gás ou de serviços de transporte. Em troca pela intermediação nas transações, os agentes estão dispostos a pagar uma taxa aos comercializadores/carregadores, desde que esta seja menor do que o custo de coletar as informações e a aprendizagem para fechar esse tipo de transação. Assim, percebe-se que a atuação dos comercializadores/carregadores é fundamental para reduzir o custo de transação numa indústria de gás competitiva.

Todavia, a atuação de comercializadores/carregadores está diretamente associada à separação das atividades das empresas, reduzindo o poder de mercado das empresas no segmento de transporte e de distribuição. A separação das atividades das empresas pode ser feita de diversas maneiras, como já foi exposto na seção anterior deste trabalho. Mas dentro dessas formas, a separação total facilita a entrada de novos agentes ao menor custo de transação possível. Cabe ressaltar que, além de viabilizar a atuação dos comercializadores/carregadores, a

separação de serviços também tem impacto sobre os serviços prestados no mercado de gás natural²⁶.

Tendo em vista esses conceitos, percebe-se que as reformas tiveram um impacto muito forte sobre a estrutura da indústria, como pode ser visto na Figura 2 abaixo. Note que as reformas não só possibilitaram um aumento no número de agentes e do volume de transações, mas também resultaram no desenvolvimento do mercado de atacado²⁷ e no aumento do volume de transações entre agentes de segmentos diferentes da indústria.

Figura 2 – A Nova Estrutura da Indústria de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria a partir de Júris, 1996

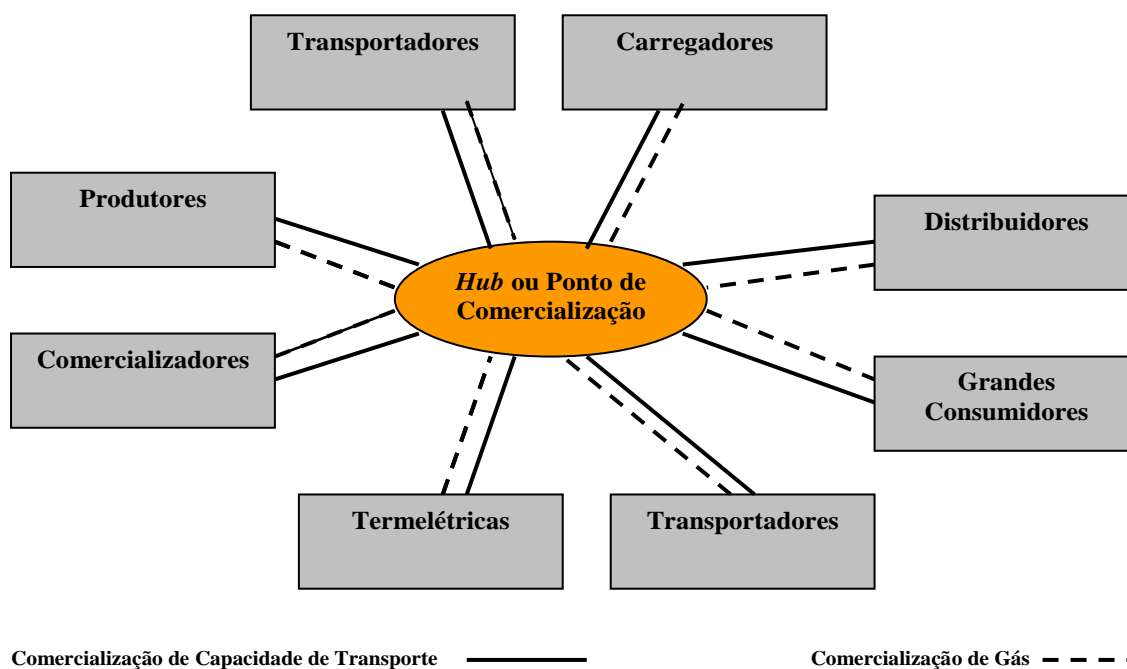
²⁶ A separação de serviços possibilitou o desenvolvimento de novos serviços de transporte de gás tais como *balancing, parking e loaning*.

²⁷ O mercado de atacado corresponde ao ambiente de negociação de contratos de comercialização de gás ou de capacidade de transporte entre os grandes agentes da indústria. Estes contratos podem ser tanto de longo quanto de curto prazo.

Outro impacto das reformas sobre a estrutura da indústria foi a tendência de surgimento de locais físicos na rede de transporte nos quais se concentram as transações de comercialização de gás e serviços de transporte (EIA, 2003). Em geral, esses pontos se concentram em locais estratégicos na rede física de transporte, como entroncamentos de interconexão entre gasodutos de várias bacias, abrindo a possibilidade de transacionar gás de diferentes campos de produção.

Nos pontos de comercialização, ou *hubs* como também são chamados, se encontram agentes de todos os segmentos da indústria de gás natural. A Figura 3 abaixo demonstra a diversidade de agentes interessados em transacionar contratos de compra e de venda de gás, serviços de transporte e outros serviços complementares.

Figura 3 – A Diversidade de Agentes no Ponto de Comercialização



Fonte: Júris, 1996

O surgimento de pontos de comercialização possibilitou uma redução no custo de transação na indústria de gás natural. Essa redução do custo de transação está associada: (i) à concentração de um grande número de agentes - produtores, transportadores, comercializadores, carregadores, distribuidores e grandes consumidores – dispostos a comercializar contratos de gás e de serviços de transporte; (ii) ao acesso mais fácil à informação sobre as transações de gás e de serviços de transporte; e (iii) a redução da interdependência entre os agentes devido à possibilidade de contratar gás de diferentes campos de produção.

Além disso, a atuação dos comercializadores e carregadores nos pontos de comercialização também contribuíram para a diminuição do custo de transação na indústria. Um exemplo disso é o caso dos pequenos consumidores que não possuem poder, nem demanda suficiente, para negociarem diretamente com os produtores ou distribuidores no centro de comercialização. Nesse caso, comercializadores e carregadores funcionam como prestadores de serviço, representando os interesses dos agentes na negociação com os fornecedores.

II.2.2 – Os Impactos da Liberalização sobre o Armazenamento

O segundo impacto do processo de liberalização sobre a forma de organização da indústria de gás natural a ser analisado é a função do armazenamento dentro da nova estrutura do setor. A importância da capacidade de armazenamento como instrumento de flexibilidade na indústria já foi discutida no primeiro capítulo desse trabalho. Além da capacidade de equilibrar flutuações temporárias e sazonais entre a demanda e a oferta de gás, o armazenamento permite produção e uso mais eficiente da rede de gasodutos e contribui também para o aumento da

confiabilidade e segurança do sistema no caso de interrupções no fornecimento de gás. A introdução da competição modifica a função do armazenamento na indústria e permite a criação de novas oportunidades de negócio, principalmente no que diz respeito ao uso do armazenamento como instrumento de otimização de preço (IEA, 2002).

Na indústria de gás natural tradicional os pontos de armazenamento foram gerenciados pelas empresas de distribuição ou pelos donos dos gasodutos. O preço cobrado pelo armazenamento durante esse período estava incluído no preço dos consumidores finais (no caso do armazenamento ser gerenciado pelas distribuidoras) ou no preço de entrega na *city gate* (no caso do armazenamento ser gerenciado pelas empresas de transporte). O livre acesso e a separação das atividades (nesse caso a separação do armazenamento do segmento de transporte ou de distribuição) transformaram o armazenamento num serviço independente, tanto no contexto físico quanto no contexto financeiro (IEA, 2002).

A separação do armazenamento de gás de outros serviços e a determinação exclusiva do seu preço demandam maior ênfase dos agentes no gerenciamento dos estoques. Isto porque o aumento das injeções e retiradas de gás durante o ano eleva o risco entre o preço de gás para venda e o preço de gás mantido em estoque. Alguns fatores que podem influenciar essa relação e aumentar o risco são: a expectativa futura da oferta e da demanda de gás, as condições climáticas, o preço futuro da *commodity* e a condição econômica do país. Dentre esses fatores, a expectativa da oferta e da demanda de gás e as condições climáticas são consideradas as mais importantes pelo fato de estarem diretamente associado ao nível dos estoques (IEA, 1995).

Uma das novas funções do armazenamento foi a possibilidade de explorar diferenças de preço entre duas localidades ou dois períodos ao longo do ano. Essa prática, conhecida como arbitragem de preço, tem por fim a compra de gás no verão a preços mais baixos para revenda no inverno, quando o preço geralmente atinge seu pico²⁸. A arbitragem vem ganhando cada vez mais importância nessa indústria devido à alta volatilidade do preço da *commodity* e o aumento das relações interenergéticas²⁹.

Outro aspecto importante é o impacto do nível de armazenamento sobre o preço de gás, principalmente sobre o preço de gás no curto prazo. Apesar da dificuldade de explicar a tendência dessa relação, pode-se afirmar que o elevado preço de gás no curto prazo no inverno está diretamente associado ao baixo nível dos estoques durante esse período do ano. Apesar dessa relação se tornar menos direta durante o resto do ano, considera-se o nível dos estoques um dos fatores fundamentais para explicar a dinâmica do mercado de gás natural³⁰.

Todavia, as consequências da introdução da competição sobre o armazenamento não se limitaram exclusivamente aos fatos mencionados acima. O aumento do número de agentes e o ambiente mais competitivo no mercado de gás resultaram na construção ou na adição de novos locais de estocagem. Isto foi uma tentativa de responder à elevação do nível de consumo, ao crescimento na diversidade das transações e também para evitar possíveis gargalos no sistema de transmissão e de distribuição gerados pelo aumento da atividade na indústria (IEA, 1995).

²⁸ A arbitragem de preço também é conhecida como *seasonal spread* (IEA, 2002)

²⁹ Refere-se ao aumento das interações entre a indústria de gás e o setor elétrico, como será apresentado mais adiante.

³⁰ Nos países de clima frio, o gás é injetado durante o verão, quando o consumo é baixo, e utilizado no período do inverno quando o consumo aumenta devido à necessidade de aquecimento das residências.

II.2.3 – Os Impactos da Liberalização sobre Preço

A substituição do regime monopolista pela concorrência nos setores de transporte e de distribuição resultou no aumento do poder de barganha dos consumidores³¹. Esse aumento no poder de barganha dos consumidores e a existência de rotas alternativas de transporte e de distribuição podem resultar numa diminuição da lucratividade das empresas de transporte e de distribuição. Porém, de acordo com Austvik (2003), uma regulação eficiente pode garantir margens estáveis (mas menores) às empresas que atuam no segmento de transporte e de distribuição de gás.

Todavia, os impactos da introdução da concorrência não se limitam exclusivamente a uma redução do preço da *commodity*, mas também implicou um aumento da volatilidade do preço de gás no longo prazo. Esse aumento pode ser explicado da seguinte maneira: enquanto há um aumento da demanda dos consumidores justificada pela redução do preço de gás no curto prazo, verifica-se que, no segmento produtivo, os produtores elevam a produção até o preço do gás igualar o seu custo marginal. Desse modo, há uma redução gradual da capacidade ociosa da indústria no longo prazo e é justamente a diminuição da capacidade ociosa que resulta no aumento da volatilidade do preço da *commodity*.

O aumento da volatilidade do preço na indústria de gás natural tem conseqüências sobre o volume de investimentos destinados ao setor, as decisões dos agentes, a estrutura e a organização da indústria, assim como sobre os contratos comercializados, como será discutido ao longo desse

³¹ Aumentou principalmente o poder de barganha dos grandes consumidores em decorrência da sua melhor organização e do seu elevado consumo de gás. Conseqüentemente, as reduções de preço para esses consumidores foram muito maiores do que os descontos para os pequenos consumidores.

capítulo. Porém, deve-se considerar que os efeitos da volatilidade do preço de gás podem variar em função das características da indústria de gás natural de cada país.

É importante frisar que as conseqüências da volatilidade do preço de gás sobre as dimensões acima mencionadas também terão impacto sobre o custo de transação das relações comerciais nessa indústria.

II.3 – O Impacto da Liberalização sobre o Mercado Final

O impacto mais importante do processo de liberalização sobre o mercado final foi o aumento do consumo, que se deu principalmente em função da elevada demanda das termelétricas para a produção de eletricidade. No período anterior à década de oitenta, a produção de eletricidade a partir do gás natural tinha um papel reduzido no balanço energético dos países. Ou seja, nesse período, o consumo de gás natural para a produção de energia elétrica servia basicamente para atender os picos da demanda, enquanto as formas de geração mais tradicionais, tais como a energia nuclear, as hidrelétricas e a energia gerada a partir do carvão, eram mais utilizadas.

O marco mais importante na trajetória das termelétricas, conseqüência de um longo processo de aprendizado do setor industrial e elétrico, foi o desenvolvimento, nos anos 80, da turbina a gás em ciclo combinado, ou TGCC, como também são chamadas. Bicalho e Almeida (2001) apontam que a tecnologia de geração de energia das TGCC's apresenta atributos técnico-econômicos bastante adequados aos ambientes com incerteza crescente, principalmente no que

diz respeito à complexidade das decisões relativas à expansão da indústria elétrica. Nessas circunstâncias, as TGCC's demonstram diversas vantagens frente às centrais de geração de energia convencionais como: (i) custo de capital e tempo de construção menores; (ii) custo de operação e manutenção mais baixas; (iii) flexibilidade na operação e expansão da geração; (iv) gastos com combustíveis menores; (v) possibilidade da localização da planta mais próxima aos centros de consumo; e (vi) desempenho compatível com as severas normas ambientais.

Devido às dimensões mencionadas acima, o desenvolvimento das TGCC's pode ser considerado como um grande avanço, não só no contexto tecnológico, mas também no sentido do funcionamento e da interação entre os mercados energéticos. Isto se deve principalmente ao aumento da eficiência produtiva das termelétricas³², o aumento da flexibilidade decorrente da possibilidade do uso de mais de um combustível³³ e o melhor desempenho ambiental.

Entretanto, os aspectos que mais contribuíram para a difusão do uso dessa tecnologia foram: (i) as restrições ambientais às formas tradicionais de geração de energia elétrica, em específico, carvão e energia nuclear; (ii) o alto custo de investimento para a construção de novas hidrelétricas; (iii) o desenvolvimento da turbina a gás em ciclo combinado (TGCC), que permitiu maior eficiência e maiores vantagens em relação às formas tradicionais de geração; e (iv) a liberalização do setor elétrico seguida pelas reformas na indústria de gás natural.

³² A segunda geração de ciclos combinados introduzidos no mercado durante os anos 90 já estava perto de superar a eficiência de 50%.

³³ A possibilidade do uso de diferentes combustíveis reduz o risco associado a disponibilidade de um único combustível e permite a melhor utilização dos recursos energéticos, principalmente no caso de combustíveis que hoje enfrentam restrições.

A liberalização do setor elétrico teve como impacto o aumento do consumo de gás no mercado. Esse aumento de consumo se deu basicamente em função da elevada demanda das termelétricas para a produção de eletricidade. As termelétricas, portanto, intensificaram a relação entre os dois mercados energéticos e, em alguns casos, contribuíram também para o aumento da flexibilidade da indústria de gás natural. A possibilidade das termelétricas de consumir combustíveis diferentes permite o aumento da sua participação no mercado de gás nos períodos de abundância da *commodity* (verão) e uma redução nos períodos de escassez (inverno), de tal forma que as variações da demanda e da oferta dos segmentos considerados inelásticos sejam compensadas.

Entretanto, existem alguns países nos quais a participação das termelétricas no mercado de gás teve o efeito inverso, ou seja, em vez de diminuir a variação da demanda, as termelétricas contribuíram para o aumento da necessidade de flexibilidade. Esse é o caso do Brasil, no qual a demanda de gás das termelétricas está sujeita a grandes variações da oferta de energia hidráulica do país.

A Tabela 1 abaixo demonstra a evolução do consumo total de gás e a participação do consumo de gás para a geração elétrica de alguns países antes e depois da reforma. Apesar das diferentes datas de início do processo de liberalização, observa-se um aumento significativo do consumo total de gás no mercado final desses países. Note-se também que, na maioria desses países, houve uma expansão do consumo de gás natural no setor de geração elétrica.

Os dados da Tabela 1 podem ser melhor visualizados a partir dos Gráficos 2 e 3 abaixo. O Gráfico 2 demonstra claramente que houve um aumento considerável do consumo total de gás natural em todos os países (Reino Unido, Itália, Austrália, Espanha e Argentina).

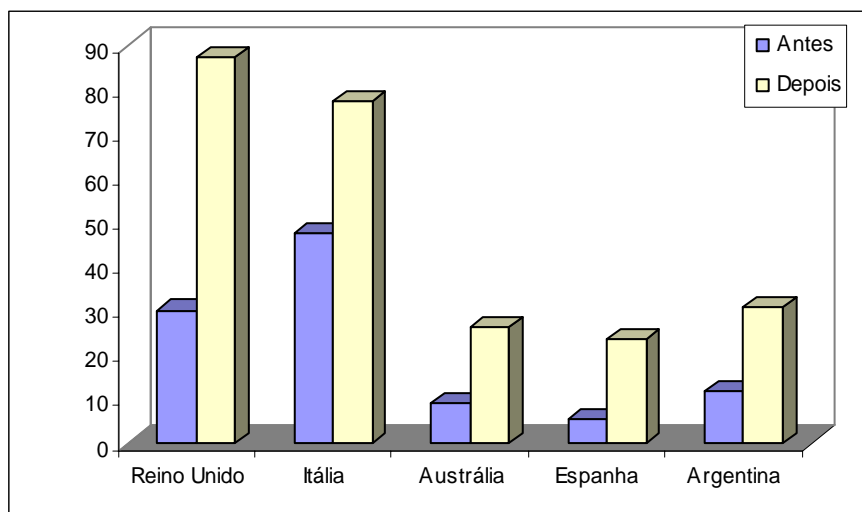
No Gráfico 3 abaixo percebe-se que no Reino Unido, Austrália e Espanha a participação no consumo total do setor de geração elétrica aumentou, enquanto houve uma pequena diminuição da participação desse setor na Itália e na Argentina.

Tabela 1 - Evolução do Consumo de Gás para Geração Elétrica Antes e Depois da Reforma da Indústria de Gás Natural (em Bcm)

Bcm	Consumo de Gás antes da reforma	Consumo de Gás no Ano da Reforma	Consumo de Gás depois da reforma	Consumo Geração Elétrica antes da reforma	Participação da Geração Elétrica no Cons. Total de Gás (%)	Consumo Geração Elétrica depois da reforma	Participação da Geração Elétrica no Cons. Total de Gás (%)
Estados Unidos	1974	1984	1994	1974	1974	1994	1994
	600,73	508,08	586,37	97,07	16,16%	145,46	24,81%
Reino Unido	1973	1986	1996	1973	1973	1996	1996
	30,03	57,18	87,60	5,93	19,75%	18,55	21,17%
Itália	1990	2000	2003	1990	1990	2003	2003
	47,41	70,75	77,35	10,03	21,16%	25,75	33,28%
Austrália	1980	1994	2003	1980	1980	2003	2003
	9,11	18,73	25,96	2,34	25,69%	9,6	36,98%
Espanha	1990	1998	2003	1990	1990	2003	2003
	5,44	12,71	23,27	0,57	10,53%	5,83	25,06%
Argentina	1980	1993	2003	1980	1980	2003	2003
	11,68	21,83	30,83	2,78	23,78%	8,76	28,38%

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados da IEA.

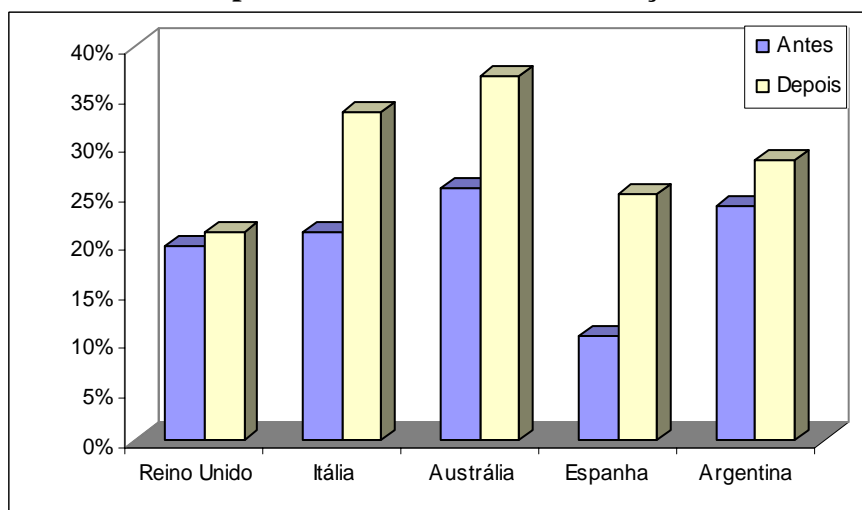
Gráfico 2 – Consumo de Gás Natural Antes e Depois do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural dos Países (em Bcm)



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados da IEA.

Cabe mencionar que, para melhor visualização, os dados dos Estados Unidos não foram mostrados nesses gráficos. No entanto, nos Estados Unidos se verificou uma situação idêntica a dos países citados, isto é, houve também um aumento da participação do setor de geração elétrica no consumo total de gás.

Gráfico 3 – Participação da Geração Elétrica no Consumo Total de Gás Natural Antes e Depois do Processo de Liberalização



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados da IEA.

Uma consequência do aumento de consumo de gás natural do setor de geração elétrica é o surgimento da arbitragem³⁴ entre o mercado elétrico e o mercado de gás (IEA, 2002). Essa forma de arbitragem funciona da seguinte maneira: quando o preço de eletricidade é maior do que o preço de gás vendido às termelétricas (levando em consideração que o preço de gás das termelétricas inclui o custo de produção e a eficiência térmica das plantas), produz-se eletricidade usando o gás como insumo. Caso contrário, as termelétricas compram eletricidade produzida em outras plantas a partir de combustíveis alternativos no mercado *spot* e revendem o gás no mercado.

A intensificação das interações entre o setor elétrico e o de gás natural não só aumentou a complexidade das transações, mas tornou a demanda das termelétricas mais elásticas ao preço de gás no curto prazo. A existência de um mercado secundário, por exemplo, viabiliza que o gás das termelétricas adquirido em contratos de longo prazo seja revendido em contratos interruptíveis (IEA, 2002). Essa revenda viabiliza a otimização da operação dos agentes, de forma que as termelétricas poderão interromper a produção de energia elétrica e decidir por vender o gás quando for mais lucrativo. Vale ressaltar que a intensificação das interações entre os dois mercados indica uma tendência de convergência entre o preço *spot* de gás e de eletricidade.

II.4 – O Impacto da Liberalização sobre as Transações da Indústria de Gás Natural

A discussão sobre a importância dos pontos de comercialização (*hubs*) não se limita exclusivamente às transformações da estrutura da indústria de gás natural, como já foi discutido

³⁴ Existem três formas de arbitragem: *time arbitrage*, *geographical arbitrage* e *form arbitrage* (IEA, 2002).

anteriormente. Os pontos de comercialização podem ser considerados um passo importante para explicar as modificações das transações porque viabilizaram a concentração de um grande número de agentes num único espaço.

À medida que aumenta o número de agentes interessados na compra e venda de gás e de capacidade de transporte e aumenta, conseqüentemente, o volume das transações realizadas no mercado de atacado, surge a possibilidade de realizar contratos com prazos menores. Essa necessidade fica ainda maior quando há existência de um mercado líquido de gás, isto é, um mercado no qual existe excesso de oferta, de capacidade de transporte e de armazenamento suficientemente grande para ser comercializada a qualquer momento.

A existência de um mercado líquido de gás tem como conseqüência a diminuição do preço da *commodity*. É importante mencionar que os agentes se demonstram mais dispostos a fechar contratos de curto prazo de gás e de serviços de transporte quando há uma tendência de queda no preço da *commodity*. Ou seja, quando há expectativa de redução do preço de gás, os agentes se demonstram mais dispostos a fechar contratos de gás e de serviços de transporte de curto prazo. A recíproca também é verdadeira, isto é, os agentes tendem a fechar mais contratos de médio e longo prazo quando há uma tendência de elevação do preço de gás no mercado. Assim, o desenvolvimento de um mercado de curto prazo, isto é, um mercado no qual são negociados contratos de ajuste de demanda e de oferta de curto prazo, seja de venda de gás ou de capacidade de transporte, depende também do contexto do mercado.

Outro impacto importante da liberalização sobre as transações na indústria de gás natural é o surgimento do mercado secundário. O mercado secundário corresponde ao ambiente de

negociação de contratos de comercialização de gás ou de serviços de transporte adquiridos no mercado primário (Almeida, 2005). Ou seja, nesse mercado negocia-se a revenda parcial ou total de contratos interruptíveis e contratos firmes (que podem ser revendidos como contratos interruptíveis) adquiridos no mercado primário.

Além do direito dos agentes de revenderem livremente os contratos de comercialização de gás e de serviço de transporte adquiridos no mercado primário, a formação do mercado secundário depende de uma série de fatores. Entre esses fatores destacam-se: (i) a concentração de um grande número de agentes interessados na comercialização de gás e serviços de transporte nos pontos de comercialização; (ii) a existência de um mercado líquido de gás; e (iii) o desenvolvimento de um mercado de curto prazo que viabilize a elevação do volume de contratos de gás e de serviços de transporte comercializados na indústria.

O mercado de curto prazo e o mercado secundário podem futuramente se transformar em um mercado spot de gás, isto é, um mercado no qual a realização de transações multilaterais se dá por meio de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo para compra e venda de gás e de capacidade de transporte. Ademais, as transações no mercado *spot* podem ser primárias, no caso de contratos de curto prazo firmados pela primeira vez, ou secundárias, quando se refere à negociação de contratos firmados anteriormente (Almeida, 2005).

Entretanto, a progressiva transformação do mercado de curto prazo e do mercado secundário só será possível mediante uma redução do custo de transação envolvendo a negociação de contratos nesses mercados. As condições que permitem uma redução do custo de transação são: a padronização de contratos e a adoção de um sistema de comércio eletrônico.

A padronização dos contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte viabiliza uma redução do custo de transação dos agentes devido ao menor tempo e esforço gasto na busca do contrato ideal. Enquanto a existência de um sistema de comércio eletrônico facilita a negociação de contratos entre os agentes. Dessa forma, os agentes podem realizar uma transação em qualquer localização desde que estejam conectados ao sistema eletrônico.

O desenvolvimento do mercado *spot* não só eleva a flexibilidade na indústria de gás natural, mas também tem conseqüências importantes para o funcionamento do setor. Uma dessas conseqüências é a transformação dos *hubs* em centros de comercialização. Os centros de comercialização geralmente oferecem os mesmos serviços dos *hubs*, mas se diferenciam desses últimos por permitirem um comércio eletrônico de gás num espaço físico muito mais amplo, podendo incluir vários gasodutos e mais de um *hub* (IEA, 1996).

Cabe mencionar que em alguns países da Europa existe ainda outro tipo de centro de comercialização, como é o caso do NBP (*National Balancing Point*) no Reino Unido. Nesse tipo de centro de comercialização, ou *hub* virtual como também é chamada, as transações são permitidas entre os agentes que já estão dentro da rede de transporte, isto é, as transações de injeção e retirada de gás no sistema se realizam exclusivamente entre agentes que já possuem contratos de comercialização de gás ou de serviços de transporte (Mcdaniel e Neuhoff, 2002).

Outra conseqüência é a tendência de redução do prazo dos contratos de longo prazo (Austvik, 2003). A duração média dos contratos de longo prazo fechados antes do início do processo de liberalização, que girava em torno de vinte anos, foi reduzida para um prazo médio, que atualmente varia entre um e cinco anos. A tendência de redução do prazo dos contratos não

se limita necessariamente aos novos contratos, porque, com o aumento de poder de barganha dos consumidores, aumenta o risco de mudança nas condições contratuais durante a renegociação dos contratos antigos.

As novas condições no mercado de gás também influenciaram o comportamento estratégico dos agentes. A introdução da concorrência seguida pelo aumento do número dos agentes e no volume das transações tiveram impacto sobre a volatilidade do preço na indústria de gás natural. A elevação do risco por causa do aumento da volatilidade do preço de gás influencia o comportamento estratégico dos agentes da seguinte maneira: em períodos de baixo preço, os consumidores preferirão comprar contratos de curto prazo, enquanto uma expectativa de aumento de preço da *commodity* resultará na elevação da procura de contratos com prazos mais compridos.

Por fim, destaca-se que o preço do mercado *spot* é considerado a principal referência para a determinação do preço dos contratos na indústria de gás natural. O preço dos contratos comercializados – seja de longo, médio ou curto prazo, segundo o critério da duração do fornecimento, ou firmes e interruptíveis, segundo o critério da continuidade do fornecimento – estão quase todos indexados ao preço do mercado *spot*, de forma que é possível afirmar que a eficiência da indústria depende basicamente do bom funcionamento do mercado *spot*.

II.5 – O Gerenciamento de Risco na Indústria de Gás Natural

O conceito de risco está diretamente associado à incerteza no ambiente das transações. Risco, portanto, pode ser definido com sendo a possibilidade de perda em decorrência de uma

qualidade ou estado incerto (Hull, 1997). Dentre os diferentes tipos de risco enfrentado pela classe empresarial, chama-se atenção para:

- Risco político: se refere ao risco de mudanças nas leis e/ou regulamentações impostas pelo governo, ou na pior das hipóteses, o risco de uma eventual expropriação;
- Risco operacional: diz respeito ao risco de perdas na linha de produção da empresa devido acidente ou uma falha dos equipamentos;
- Risco de liquidez: compreende a incapacidade da empresa de pagar as suas contas;
- Risco de crédito: se refere ao risco de não recebimento das obrigações devidos por outros;
- Risco de preço: diz respeito à volatilidade do preço dos ativos, neste caso, a volatilidade do preço do gás natural. O risco de preço pode ser considerado como uma variante do risco de mercado;
- Risco de mercado: está associado à mudança dos parâmetros macroeconômicos (entre outros a taxa de juros e a taxa de câmbio) do país ou as condições de mercado no qual o produto é comercializado.

Dentre dos diversos tipos de risco, considera-se que os agentes da indústria de gás natural competitiva são mais sensíveis ao risco de preço, ou seja, a introdução da concorrência na indústria de gás natural aumentou a sensibilidade dos agentes à volatilidade do preço da *commodity*. O aumento do risco no ambiente das transações depois da introdução da concorrência

na indústria exigiu, além das ferramentas de gerenciamento de risco já existentes (diversificação dos negócios, utilização de estoques e contratos de longo prazo), o desenvolvimento de instrumentos mais eficazes.

Sendo assim, foram desenvolvidos novos instrumentos de gerenciamento de risco na indústria de gás natural que têm como principal objetivo a diminuição do risco da volatilidade do preço da *commodity*. Esses instrumentos, denominados de derivativos, permitem a transferência dos riscos para aqueles agentes que possam, ou queiram, lucrar com esses riscos. Desse modo, o uso de derivativos vem se tornando cada vez mais freqüente na indústria de gás natural competitiva. É importante frisar que o uso de derivativos não se limita exclusivamente à indústria de gás natural. Desde o século passado, os derivativos são usados no comércio de produtos agrícolas na maioria das grandes capitais do mundo.

Feitas essas observações, chama-se atenção aos diferentes tipos de agentes e às suas funções no mercado de derivativos. Segundo Hull (1997), os operadores de derivativos podem ser classificados como *hedgers*, especuladores e arbitradores.

Hedgers são agentes que fazem uso dos derivativos com o objetivo de reduzir os seus riscos, ou seja, *hedgers* desejam eliminar a sua exposição a movimentos de preço da *commodity*.

Especuladores, no entanto, são agentes que atuam no mercado de derivativos com a finalidade de especular. Esses agentes estão dispostos a assumir posições no mercado, apostando seja na alta, seja na queda de preços. Os especuladores, portanto, não são avessos ao risco e possuem a importante função de proporcionar liquidez ao mercado.

Por fim, destaca-se que arbitradores são agentes que tentam se beneficiar sem risco, realizando operações simultâneas em dois ou mais mercados. Esse tipo de agente age nos mercados quando o preço estiver desequilibrado. A atuação dos arbitradores geralmente equilibra os mercados, pois através da compra e venda de ativos, os arbitradores conseguem eliminar os desequilíbrios entre a demanda e a oferta da *commodity*.

II.6 - Os Principais Instrumentos Financeiros Comercializados no Mercado Spot de Gás

Um derivativo (ou título derivativo) é um instrumento financeiro cujo valor depende dos valores de outras variáveis básicas que o referenciam. Em geral, as variáveis que referenciam derivativos são os preços dos títulos negociados (Hull, 1997). As operações com derivativos podem ser comercializadas em Bolsa ou diretamente entre os agentes. No caso da comercialização em Bolsa, os derivativos geralmente são contratos padronizados que são negociados eletronicamente por um sistema de computador. É por esta razão que a comercialização de derivativos em Bolsa eletrônica geralmente permite custo de transação dos contratos menor do que os contratos comercializados diretamente entre os agentes.

No caso da negociação de derivativos diretamente entre os agentes, destaca-se que a comercialização desses instrumentos se dá através de contratos particulares. Esses contratos são acordos bilaterais e geralmente envolvem um custo de transação mais elevado do que os contratos padronizados, como já foi exposto nos capítulos anteriores.

Além dessas características, destaca-se que existem diversos tipos de derivativos comercializados no mercado *spot* de gás. Entre os derivativos mais importantes comercializados nesse mercado, chama-se atenção para:

- Contratos a Termo ou *Forward Contracts*

O contrato a termo é um acordo de compra ou venda de um ativo entre dois agentes para liquidação física ou financeira em determinada data futura, por preço especificado. O contrato a termo é utilizado para proteção contra o risco da volatilidade do preço de gás, ou seja, o comprador tenta se proteger contra o risco de uma elevação do preço enquanto o vendedor tenta eliminar os riscos de uma queda de preço da *commodity*. É importante mencionar que existem diversas variações do contrato a termo, no entanto, cada contrato a termo especifica regras tais como o tipo, a qualidade, a quantidade, o preço e a data e local de entrega do produto.

- Contratos Futuros ou *Future Contracts*

Idêntico ao contrato a termo, o contrato futuro também é um acordo de compra ou venda de um ativo entre duas partes para liquidação física ou financeira em determinada data futura, por preço especificado. Entretanto, o contrato futuro se diferencia do contrato a termo por ser um contrato padronizado, negociado em Bolsa. A comercialização de contratos futuros em Bolsa (neste caso no mercado *spot* de gás) permite menor custo de transação na sua comercialização. Cabe mencionar que, diferentemente dos contratos a termo, os contratos futuros são intercambiáveis, ou seja, os contratos futuros podem ser transferidos para terceiros.

- Opções

Uma opção é um direito de compra ou venda de um ativo entre duas partes para liquidação financeira em determinada data futura, por preço especificado. Uma opção permite ao seu detentor um direito sobre algo, mas diferentes do contrato a termo e do contrato futuro, não o prende a nenhuma obrigação. Há basicamente dois tipos de opções: opção de compra (*call*), que proporciona a seu detentor o direito de comprar o ativo objeto em certa data, por preço determinado; e opção de venda (*put*), que possibilita exatamente o oposto, ou seja, permite ao titular o direito de vender o ativo objeto em certa data, por determinado preço.

- *Swaps*

Um *swap* pode ser definido como sendo um contrato no qual os participantes do mercado combinam uma troca de fluxos de caixa entre eles, de acordo com uma forma de cálculo definida previamente, que depende de uma ou mais variáveis objeto.

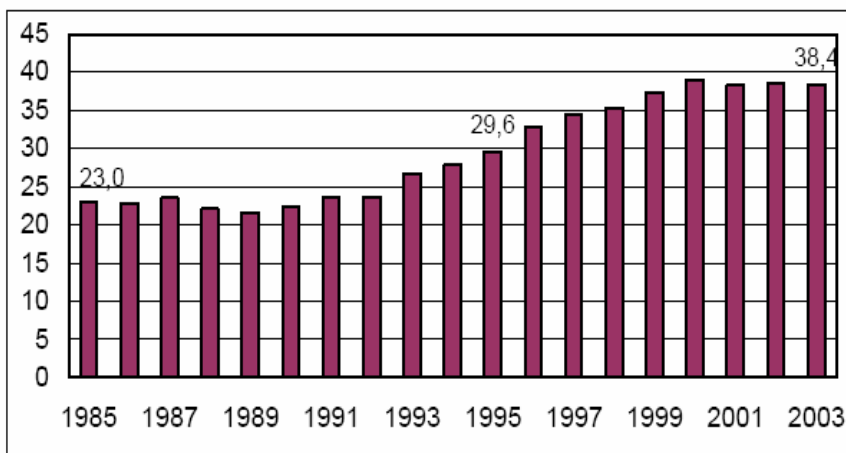
CAPÍTULO III – O EXAME DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Neste capítulo serão apresentados os processos de liberalização da indústria de gás natural do Reino Unido, Itália e Argentina. O objetivo do exame das experiências internacionais é compreender como se desenvolve o mercado *spot* a partir da liberalização. Inicia-se a apresentação das experiências internacionais na primeira seção deste capítulo com a análise da indústria de gás natural do Reino Unido, na segunda seção, estuda-se a indústria de gás natural da Itália; na quarta seção, apresentam-se os principais acontecimentos da indústria de gás natural da Argentina depois da introdução da concorrência; e por fim, apresenta-se um resumo com as principais conclusões da análise das experiências internacionais.

III.1 – Reino Unido

A indústria de gás natural do Reino Unido é considerada a terceira maior do mundo, ficando apenas atrás dos Estados Unidos e da ex-União Soviética. O país possui reservas provadas de aproximadamente 630 bilhões de metros cúbicos (bcm), uma produção que em 2003 atingiu 102,7 bcm, 5,25% menor do que o volume de gás produzido em 2003. O consumo de gás que cresceu a uma taxa anual de 4,7% entre os anos de 1990 e 2003. O Gráfico 4 abaixo mostra o crescimento da participação do consumo de gás no balanço energético do Reino Unido entre o período de 1985 e 2003.

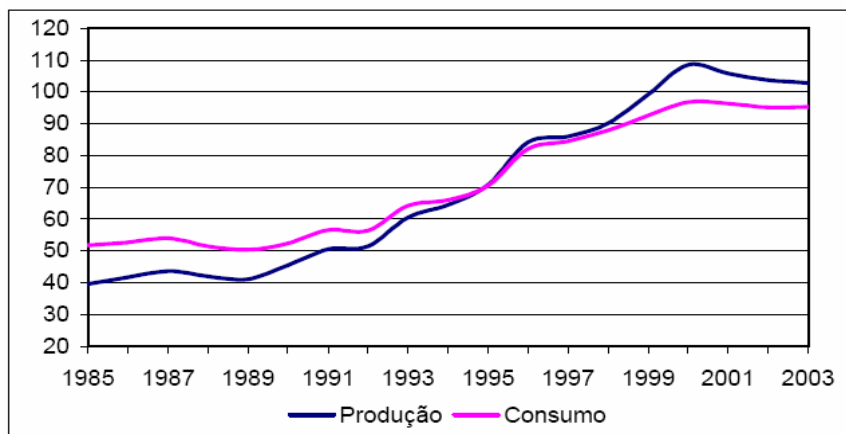
Gráfico 4 – Evolução da Participação do Consumo de Gás na Matriz Energética do Reino Unido entre 1985-2003 (em %)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de BP Statistics

Apesar da participação crescente do consumo de gás na matriz energética, o Reino Unido continua sendo um exportador líquido, como pode ser visto a partir do Gráfico 5 abaixo. Entretanto, o crescimento elevado do consumo e a diminuição da produção de campos já maduros indicam que o país não sustentará essa posição durante muito tempo e terá que importar gás de outros países.

Gráfico 5 – Evolução da Produção e Consumo de Gás Natural no Reino Unido 1985-2003 (em bcm)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de BP Statistics

A importação de gás natural para o mercado nacional pode ser feita através do gasoduto *interconnector* construído em 1998. O *interconnector* interliga o Reino Unido com o continente europeu e tem uma capacidade de 55 milhões de metros cúbicos (mmc). Atualmente, o volume exportado via o *interconnector* é maior do que as importações realizadas durante os períodos de pico da demanda.

Outro fato importante da indústria de gás natural do Reino Unido é o número relativamente grande de produtores existentes no segmento de produção. Atualmente, existem cerca de 60 empresas que produzem gás em diversas áreas geográficas do país. Entre as maiores empresas destacam-se: ExxonMobil, Shell, Conoco e TotalFinaElf. O grande número de agentes no segmento de produção se deve às grandes reservas de gás encontradas no território nacional e a política de exploração de petróleo e gás aberta adotada pelo Ministério de Energia do Reino Unido.

III.1.1 - Os Principais Aspectos do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural no Reino Unido

Em 1949, a indústria de gás natural do Reino Unido foi nacionalizada e criou-se 12 áreas geográficas com o objetivo de integrar as redes de transmissão e de distribuição de gás. O *Gas Act* de 1972 foi responsável pela união dessas áreas criando a *British Gas* (BG), uma empresa estatal que se tornou à única compradora de gás das grandes reservas do Mar do Norte. Esse modelo de organização da indústria de gás natural tradicional britânica permitiu a realização de grandes investimentos na rede de infra-estrutura pela *British Gas*, que resultaram numa elevada densidade da rede de transporte e de distribuição do país.

A maturidade da rede³⁵ e o desenvolvimento de novas tecnologias possibilitaram o surgimento de ganhos econômicos para a BG que não foram repassados para os consumidores finais. O não repasse desses ganhos resultou, no fim dos anos 70, no aumento das pressões (principalmente dos grandes consumidores) sobre a posição privilegiada da BG e em 1982 foi iniciado um processo de liberalização da indústria de gás natural do Reino Unido (McDaniel e Neuhoff, 2002).

O processo de liberalização pode basicamente ser dividido em duas grandes etapas. A primeira começou em 1982 com a adoção do *Oil and Gas Act*, que removeu o direito exclusivo de compra de gás da BG e permitiu o livre acesso de terceiros à rede de infra-estrutura de transporte. O *Oil and Gas Act* foi seguido pelo *Gas Act* de 1986, quando foram adotadas as seguintes resoluções: (i) a privatização da BG por meio de uma pulverização de suas ações, com o objetivo de diminuir seu poder de mercado; (ii) liberdade dos grandes consumidores³⁶ no mercado final para escolherem livremente seus fornecedores; e (iii) criação do *Office of Gas Regulation (Ofgas)*, o órgão que teria a função de regular as atividades dos agentes na indústria de gás natural (Newberry, 2000)³⁷.

Porém, uma investigação do *Monopolies and Mergers Commission* (MMC), realizada em 1988, mostrou que, apesar da implementação das reformas acima mencionadas, ainda não havia existência de concorrência efetiva na indústria. A razão da falta de competitividade no setor foi atribuída à posição monopolista da BG. Isto porque a BG usava seu poder de mercado na

³⁵ Atualmente a rede de infra-estrutura conta com cerca de 275.000 km de extensão (IEA, 2002).

³⁶ Grandes consumidores industriais e agentes do setor de geração de eletricidade com uma demanda anual acima de 70.000 m³ poderiam escolher livremente seus fornecedores

³⁷ O *Ofgas* foi substituído em 2002 pelo *Ofgem* (*Office of Gas and Electricity Markets*). Além de regular as atividades da comercialização de gás e da operação do sistema de gasodutos, o *Ofgem* também é responsável pela normatização das atividades do setor elétrico.

discriminação de preços, inibindo a entrada de novos agentes (Newberry, 2000). Ademais, percebeu-se que, apesar da sua introdução, o livre acesso também não funcionava, porque o volume de gás comprado pela BG era tão grande que não restava gás suficiente para ser contratado por terceiros.

Esses resultados levaram o *Ofgas* a adotar uma série de novas reformas que tinham como objetivos principais: o aumento da competição por meio da diminuição do poder de mercado da BG e a redução das barreiras à entrada para novos agentes. Iniciou-se então, a segunda etapa, na qual foram adotadas as seguintes reformas:

- (i) em 1988, a BG foi obrigada a publicar suas tarifas e limitada a não contratar mais de que 90% do gás dos novos campos de produção;
- (ii) em 1991, o *Office of Fair Trading* determinou que o *market share* da BG não poderia exceder 40% e no ano seguinte a BG foi obrigado a repassar alguns contratos de longo prazo para novos agentes;
- (iii) nesse mesmo ano, foi determinado que os consumidores com demanda anual maior que 2.500 *therms*, poderiam se tornar livres;
- (iv) em 1994, a BG foi obrigada a realizar uma separação contábil das suas atividades de transporte e de comercialização;
- (v) em 1996 foi estabelecido o *Network Code*, um código que especifica as regras para a operação do sistema de transporte;
- (vi) em 1997, houve a separação da atividade de armazenamento do segmento de transporte. Mediante a reorganização da BG plc. foi criada a *BG Storage* (Newberry, 2000).

Da separação contábil das atividades de transporte e de comercialização de gás surgiu a Transco, a empresa que seria responsável pela operação da rede de transporte. Em 1997, a BG foi obrigada a se separar efetivamente, criando a Centrica, uma empresa *holding* da *British Gas Trading* (BGT) responsável pela comercialização de gás. Por sua vez, a Transco passou a fazer parte da *holding* da BG plc., empresa que comanda as atividades no *downstream* e os negócios internacionais (McDaniel e Neuhoff, 2002).

O *Network Code* pode ser considerado um passo importante no processo de liberalização da indústria de gás do Reino Unido porque proibiu a Transco e outros transportadores a terem licenças para operarem como comercializadores de gás. Além disso, o *Network Code* foi uma tentativa de responder a uma série de questões essenciais tais como: a crescente volatilidade da demanda depois da introdução da concorrência na indústria, a diminuição do *market share* da BG e a conseqüentemente redução da sua capacidade de balancear o sistema de transmissão, o aumento das pressões para uso de preços não discriminatórios no segmento de transporte e a reclamação dos carregadores para lucrar com as provisões dos serviços de balanceamento do sistema (McDaniel e Neuhoff, 2002).

III.1.2 - Os Impactos da Liberalização sobre a Indústria de Gás Natural do Reino Unido

As reformas que visavam à introdução da concorrência tiveram impacto profundo sobre o funcionamento da indústria de gás natural do Reino Unido. O modelo de organização tradicional do setor foi substituído por um novo que modificou não só a estrutura da indústria, mas também

permitiu a evolução do número de agentes participando no mercado de gás natural³⁸. Esse novo modelo de organização está baseado no livre acesso regulado de terceiros à infra-estrutura, na separação total das atividades, na abertura total do mercado final e numa tarifa de transporte que segue o conceito de entrada/saída³⁹.

É importante ressaltar que, no caso do Reino Unido, a escolha da tarifação do tipo entrada/saída foi muito importante para aumentar a concorrência entre os agentes no mercado de gás natural. A tarifação do tipo entrada/saída não tende só a tornar os custos totais de transporte o mais próximo possível de seus custos associados, mas também facilita a revenda de contratos de serviços de transporte dentro do sistema (Freitas, 2004). Assim, esta forma de tarifação possibilita que um produtor pode vender gás para qualquer consumidor dentro do sistema de transporte da *commodity*, pagando apenas a tarifa de entrada.

A tarifação entrada/saída cria, portanto, uma *commodity* homogênea que pode ser comercializada em termos equivalentes por todos os usuários do sistema, incentivando o surgimento do mercado secundário (Freitas, 2004). O surgimento do mercado de secundário é também facilitado pela existência do baixo custo de transação na revenda de contratos de capacidade no sistema.

³⁸ Atualmente, a indústria de gás natural do Reino Unido conta com a presença de 112 fornecedores e 20 comercializadores.

³⁹ A tarifação do tipo entrada/saída estabelece uma taxaço no ponto de injeção (entrada) e no ponto de retirada (saída) do gás no sistema de gasodutos do país.

A liberalização também teve conseqüências sobre o armazenamento. Mcdaniel e Neuhoff (2002) apontam que a elevada capacidade de *swing*⁴⁰ dos produtores no passado limitou o desenvolvimento de novos locais de armazenamento no Reino Unido. Porém, o aumento da produção e do consumo depois da introdução da concorrência alterou essa situação. Houve um aumento da capacidade de armazenamento. Atualmente, o país conta com nove locais de armazenamento de gás (incluindo as cinco unidades de GNL) que têm uma capacidade diária de 138,4 milhões de metros cúbicos, como pode ser visto no Quadro 1 abaixo (IEA, 2002).

Quadro 1 – Armazenamento de Gás Natural no Reino Unido

Nome	Tipo	Operador/ Quantidade	Capacidade operacional (mmc)	Capacidade de Pico (mmc/dia)
Hornsea	Caverna de sal	Dynegy	325	18,2
5 GNL Peak Shaving	Peak Shaving	Transco	374	75
Rough	Campo de gás esgotado	Dynegy	2.800	42
Hatfield Moors	Caverna de sal	Scottish Power	116	1,7
Holehouse Farm	Caverna de sal	Aquila	12	1,5
Total		5	3.627	138,4

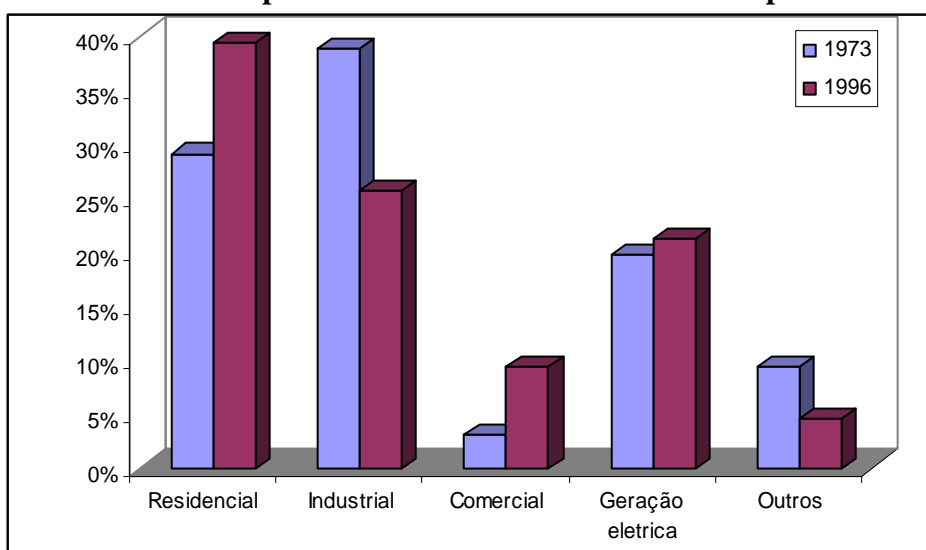
Fonte: IEA, 2002

Outro aspecto importante foi a decisão de separar a atividade de armazenamento do segmento de transporte em 1997. A separação foi vista como um dos pontos fundamentais para aumentar efetivamente a competição na indústria. Foi criada a *BG Storage*, empresa que até a sua venda em 2001 manteve o controle da maioria dos locais de armazenamento de gás no país (IEA, 2002).

⁴⁰ *Swing* é utilizado como um indicador que mede a flexibilidade na indústria de gás natural e pode ser calculado dividindo a capacidade máxima de gás fornecido durante um determinado período (geralmente um mês) pela sua média. Quanto maior o resultado, maior será o *swing*, indicando a existência de alta flexibilidade na indústria de gás natural.

As reformas da liberalização também tiveram conseqüências sobre o consumo de gás no mercado final. Houve uma elevação do consumo total de gás como pode ser observado a partir da Tabela 1 no capítulo anterior. O consumo total de gás que em 1986 (ano da implementação das reformas) representava 57,18 bcm aumentou para 87,6 bcm em 1996. A elevação do nível de consumo no Reino Unido se deve, fundamentalmente, ao aumento do consumo de gás dos setores residencial, comercial e de geração de energia elétrica, como pode ser visto no Gráfico 6.

Gráfico 6 – Consumo de Gás por Setor do Reino Unido Antes e Depois da Reforma



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do IEA

Note que enquanto a participação do setor de geração elétrica antes da reforma em 1973 representava 19,75% do consumo total de gás, verifica-se um salto dessa participação depois da reforma em 1996 para 21,17%.

É importante ainda mencionar que, apesar da elevação do volume de gás consumido pelo setor de geração elétrica, ainda existe uma capacidade excedente de geração elétrica relativamente grande (entre 15 e 22 GW) no Reino Unido. Almeida (2005) aponta que é possível

interromper uma capacidade de 16 GW de geração elétrica sem comprometer a segurança do sistema. Esse elevado grau de capacidade ociosa no mercado facilita a comercialização de contratos interruptíveis⁴¹ e viabiliza a possibilidade de maior flexibilidade na indústria.

Por fim, destaca-se que a liberalização também teve impacto sobre as transações na indústria de gás natural do Reino Unido. As reformas implementadas, conjugada às características específicas da indústria, viabilizaram o desenvolvimento de mercados *spot* no NBP. O NBP é um centro de comercialização virtual ou *hub* virtual, no qual as transações são permitidas entre os agentes que já possuem contratos de venda de gás ou de capacidade de transporte, como já foi mencionado no capítulo anterior (IEA, 2002).

Uma análise das transações no NBP demonstra a presença de baixo custo de transação. Esse baixo custo de transação foi viabilizado pela (i) redução da especificidade dos ativos; (ii) diminuição da interdependência entre os agentes e no sistema; (iii) existência de um grande número de agentes interessados em comercializar contratos de gás e de serviços de transporte no NBP; (iv) adoção de um tipo de tarifação que segue o conceito de entrada/saída; (v) acesso mais fácil à informação devido à centralização das transações no NBP e a implantação de um sistema elétrico de comercialização; (vi) padronização de contratos de gás e de serviços de transporte.

⁴¹ A parcela de venda de gás sob a forma de contratos interruptíveis representou 26% do total de gás vendido no mercado no ano de 2000 (Almeida, 2005).

III.1.3 – Os Mercados *Spot* na Indústria de Gás Natural do Reino Unido

Existem três tipos de mercado *spot* no Reino Unido: (i) o mercado *spot* nos pontos de entrada específicos da rede de transporte; (ii) o mercado *spot* num ponto de referência dentro da rede de transporte; e (iii) o mercado *spot* de ajustamento da oferta e da demanda (Almeida, 2005).

O mercado *spot* nos pontos de entrada específicos do sistema de transporte se refere às transações de injeção de gás num dos seis maiores terminais do Reino Unido: *St. Fergus*, *Teeside*, *Easington*, *Theddlethorpe*, *Bacton* e *Barrow*. A operacionalização desse mercado, tais como os outros dois mercados *spot*, se dá por meio de um sistema de leilões eletrônicos (McDaniel e Neuhoff 2002).

O mercado *spot* no ponto de referência dentro do sistema se refere à comercialização de gás e de serviços de transporte num ponto imaginário dentro da rede de transporte operado pela Transco. Esse tipo de mercado *spot* é conhecido como *National Balancing Point*, como já foi mencionado anteriormente. O operador do sistema, a Transco, tem a função de facilitar a realização das transações, mas não participa efetivamente das negociações entre os agentes. Isto quer dizer que as operações se realizam exclusivamente entre os carregadores que já possuem capacidade de transporte. Alguns contratos negociados no NBP são: gás diário, gás de balanceamento e gás de curto e médio prazo.

O mercado *spot* de ajuste negocia contratos de gás que servem apenas para ajustar os desequilíbrios temporários entre a demanda e a oferta causadas pelas inúmeras injeções e retiradas de gás no sistema de transporte. Neste sentido, quando há um excesso (escassez) de gás

no sistema, a Transco vai ao mercado de ajuste para vender (comprar) o gás excedente, de forma a normalizar a pressão dos gasodutos. Uma diferença entre o mercado *spot* de ajuste e o NBP é que no mercado de ajuste as transações se realizam exclusivamente entre a Transco e os carregadores, e não entre os carregadores separadamente (Almeida, 2005).

O método de comercialização dos três tipos de mercado *spot* acima mencionados se dá por meio de leilões eletrônicos, nos quais são registradas as ofertas anônimas de compra e venda de gás e de serviço de transporte. Após a compatibilização das ofertas, os agentes são identificados e os termos financeiros são definidos. O operador do sistema, geralmente não participa na definição dos termos financeiros e tampouco recebe uma remuneração financeira⁴². Essa forma de comercialização conjugada com a facilidade de acesso à informação e a concentração das negociações possibilita a existência de baixo custo de transação das relações comerciais.

Por fim, destaca-se que o preço no mercado *spot* de gás no Reino Unido funciona como um mecanismo eficiente de ajustamento de desequilíbrios entre a demanda e a oferta de gás, ou seja, o preço de gás reflete o custo marginal de curto prazo da *commodity*. Cabe mencionar que atualmente o NBP é, tanto em volume de negócios fechados quanto na variedade de produtos oferecidos, o maior e mais desenvolvido mercado *spot* na Europa.

⁴² Em alguns países como nos Estados Unidos, o operador do sistema recebe uma remuneração para os serviços prestados

III.1.4 – Aspectos Importantes para o Desenvolvimento do Mercado *Spot* na Indústria de Gás Natural do Reino Unido

A análise da evolução da indústria de gás natural do Reino Unido mostrou que existem certos fatores que foram fundamentais para o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás.

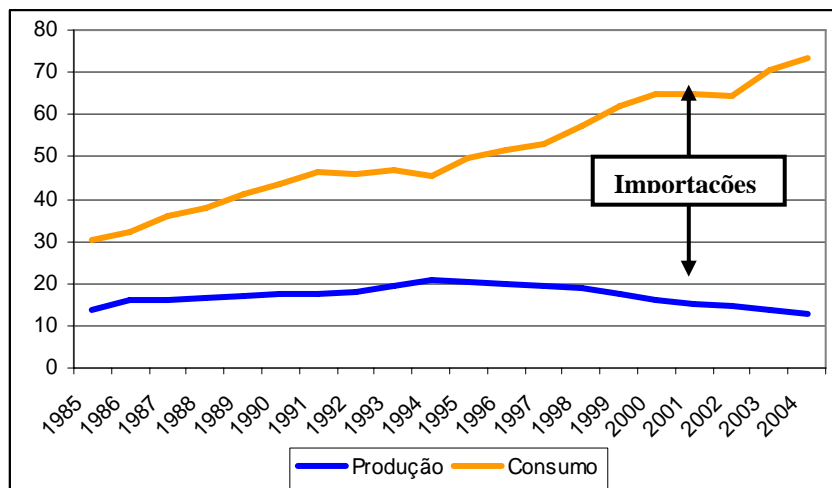
Dentre esses fatores destacam-se:

1. A existência de livre acesso à infra-estrutura, separação de serviços, abertura total do mercado final e a existência de uma agência reguladora;
2. O direito dos consumidores de escolherem seus fornecedores e revenderem livremente seus contratos de comercialização de gás e de serviço de transporte adquiridos no mercado primário;
3. Uma indústria desconcentrada com grande número de agentes (60 produtores, 112 fornecedores e 20 comercializadores);
4. Existência de capacidade ociosa de transporte de gás, facilitando a comercialização de contratos interruptíveis;
5. Existência de nove locais de armazenamento com capacidade suficiente para atender ajustes nos horários de pico;
6. A adoção de uma tarifação do tipo entrada/saída
7. Existência de um centro de comercialização, o *National Balancing Point*;
8. Existência de baixo custo de transação das relações comerciais no NBP.

III.2 - ITÁLIA

A indústria de gás natural da Itália, que vem crescendo a uma taxa anual média de 3,9% entre 1990-2003, apresenta considerável grau de desenvolvimento. Em 2004, o consumo de gás era de 73,3 bcm, 3,8% maior do que em 2003, a produção atingiu 13 bcm, o que representa uma queda de 5,5% em relação ao ano anterior. O Gráfico 7 abaixo demonstra a evolução da produção e consumo de gás entre 1985 – 2004. Note que, depois de um pico em 1994, a produção de gás na Itália vem se reduzindo constantemente durante a última década. Atualmente, o país possui 199 bcm de reservas provadas e a produção nacional de gás representa aproximadamente 18% do total de gás consumido na Itália.

Gráfico 7 - Evolução da Produção e do Consumo de Gás Natural na Itália 1985-2004 (em bcm)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do BP Statistics.

É importante mencionar que a participação do gás natural como fonte de energia primária, que em 2002 representava 31%, aumentará para 44% do total de energia primária consumida no país em 2010, segundo a previsão do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE).

O rápido crescimento do consumo de gás na Itália durante os últimos anos não foi acompanhado pelo aumento da produção nacional. Desse modo, a Itália se tornou muito dependente das importações de gás, que cresceram de 59% em 1985 para 84% em 2004 (EIA, 2005). Entre os maiores exportadores de gás para Itália se encontram Argélia (38%), Rússia (32%) e Holanda (14%). Além da importação da *commodity* via gasodutos, a Itália também importa uma pequena quantidade de gás da Argélia na forma de GNL.

A maior parte das importações de gás da Itália são transportadas por gasodutos internacionais tais como o *Transmed*, um gasoduto de 670 milhas no trans-mediterrâneo entre a Sicília e a Argélia; a Trans-européia e a Transitgassão, que são gasodutos que interligam a Itália ao norte da Europa. Cabe mencionar ainda que a Itália possui a quarta maior rede de gasodutos na Europa. Atualmente, o país conta com uma infra-estrutura de gasodutos de 97.000 km de extensão, sendo que 38.100 km desse total são gasodutos de alta pressão da rede de transporte.

III.2.1 - Os Principais Aspectos do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural da Itália

O modelo de organização tradicional da indústria de gás natural italiana era baseado na presença da empresa estatal ENI, que detinha uma posição monopolista em quase todas as etapas da cadeia da indústria. No segmento de produção, a ENI era responsável por 90% da produção nacional de gás. Ao mesmo tempo, a empresa também importava cerca de 90% do gás e detinha 99% das instalações de armazenamento disponíveis no país. No segmento de transporte, a ENI controlava a SNAM, empresa que possuía 96% da rede de transporte do país. No segmento de distribuição, que antes do processo de liberalização se mostrava muito fragmentada por causa da

atuação de aproximadamente 750 empresas, a ENI era responsável por 80% dos grandes consumidores do setor.

Esse modelo de organização tradicional da indústria sofreu mudanças profundas com o processo de liberalização iniciado no ano 2000. O processo de liberalização, que visava tornar a indústria de gás natural do país mais competitiva, se iniciou com a aplicação dos princípios da Primeira Diretiva do Gás da União Européia. Foram implementadas, entre outras, as seguintes reformas:

- (i) Introdução do livre acesso a infra-estrutura de transporte e de distribuição. O acesso é regulado pela *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas* (AEEG)⁴³, o órgão regulador da indústria de energia elétrica e da indústria de gás natural. Além disso, a (AEEG) também é responsável pela determinação das tarifas de transporte, distribuição e armazenamento, a proteção dos consumidores e a qualidade dos serviços prestados na indústria (AEEG, 2005);
- (ii) Separação de serviços, na qual a participação cruzada na indústria é permitida com restrições. A separação de serviços determinou a separação corporativa das atividades de produção e importação, transporte e comercialização, despacho e armazenamento, distribuição e comercialização de gás;
- (iii) A diminuição gradual do poder de mercado da ENI a partir de 2002. Nesse ano, foi declarado que nenhuma empresa podia injetar mais de 75% do gás despachado

⁴³ Além da regulação na indústria de gás natural a AEEG também é responsável pela regulação do setor de energia elétrica.

na rede de transporte. Esse teto se reduziria a uma taxa de 2% a cada ano até atingir 61% em 2010;

- (iv) Abertura do mercado final em 2000. A partir desse ano, os grandes consumidores com demanda anual maior do que 200.000 m³ se tornaram livres para escolherem seus fornecedores. A abertura total do mercado final estava prevista para janeiro de 2003;
- (v) Por fim, a AEEG determinou, como medida de segurança de abastecimento, que os importadores deveriam estocar 10% das suas importações no território nacional.

Apesar da implementação das reformas, a indústria de gás natural da Itália continua sendo uma atividade muito concentrada. Almeida (2005) aponta que em 2003, a ENI era responsável por 90% da produção nacional, 64% das importações e 38% do mercado total. Cabe mencionar que os outros agentes de alguma expressão são o grupo Enel e o grupo Edison.

No setor de transporte, a ENI foi obrigada a transferir as atividades de transporte e despacho de gás para a *Snam Rete Gas SpA* em 2000. No ano seguinte, houve uma privatização parcial da *Snam Rete Gas SpA*, na qual 40% das ações foram vendidas. Apesar da privatização, a ENI ainda mantém cerca de 60% de participação na *Snam Rete Gas SpA*.

Para reduzir seu poder de mercado e diminuir o risco de comportamentos discriminatórios no acesso na infra-estrutura da rede de gasodutos, a ENI foi obrigada a não ter mais de 20% de participação na *Snam Rete Gas SpA* até 2007 (AEEG, 2005). É importante frisar que atualmente

existe uma discussão na Itália com objetivo de descobrir a melhor forma de reduzir o limite de participação da ENI na *Snam Rete Gas SpA*⁴⁴.

III.2.2 - Os Impactos da Liberalização sobre a Indústria de Gás Natural da Itália

A introdução da concorrência na indústria de gás natural da Itália teve impactos profundos sobre o funcionamento do setor. O novo modelo de organização da indústria adotado depois da introdução das reformas do processo de liberalização está baseado na participação cruzada, porém com fortes restrições; no acesso regulado a infra-estrutura; na abertura total do mercado final; e com tarifa de transporte da *commodity* que segue o conceito de entrada-saída.

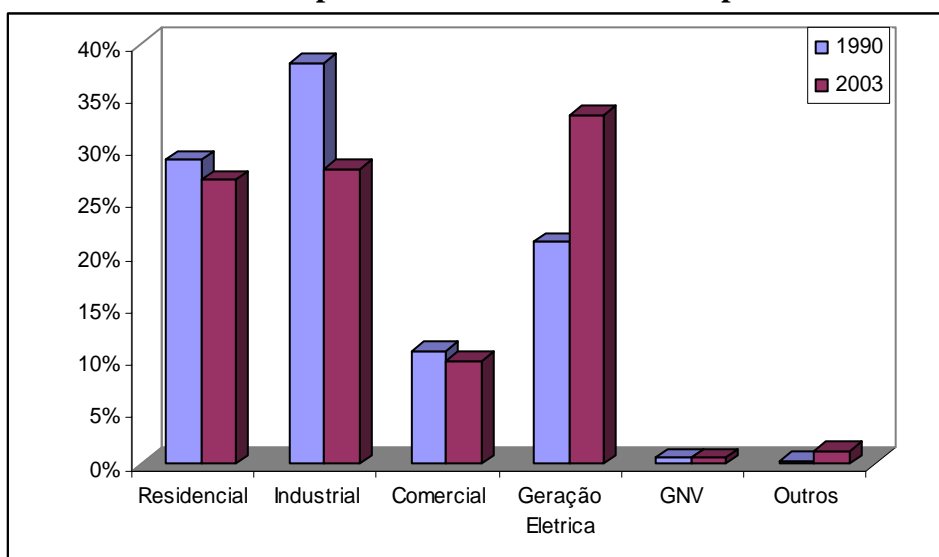
Uma das conseqüências da introdução da concorrência foi o aumento do número dos agentes. Atualmente, há 287 comercializadores, 2 transportadores e 560 distribuidoras, enquanto no segmento de produção/importação, se estabeleceram além da ENI, mais 3 agentes. Houve, portanto, um aumento do número de agentes nos segmentos de produção, transporte e comercialização enquanto no segmento de distribuição, foi verificada uma queda no número de empresas. A diminuição do número de distribuidoras (de cerca de 750 para aproximadamente 560 empresas) está associada à onda de aquisições que teve início depois da adoção da separação das atividades de distribuição e comercialização e da redução do prazo das concessões das distribuidoras⁴⁵.

⁴⁴ Alguns analistas defendem um limite de 5% de participação da ENI na *Snam Rete Gas SpA*.

⁴⁵ O prazo das concessões foi reduzido de trinta para doze anos.

Outro impacto da liberalização da indústria de gás natural foi o aumento da participação do setor de geração elétrica no consumo total de gás no mercado final. A participação do setor de geração de energia elétrica no consumo total de gás na Itália que representava 21,2% em 1990 aumentou para 33,3% em 2003 como pode ser visto a partir do Gráfico 8 abaixo.

Gráfico 8 - Consumo de Gás por Setor da Itália Antes e Depois da Reforma



Fonte: Elaboração própria a partir dados do IEA.

A introdução da concorrência na indústria de gás natural da Itália também teve impactos importantes sobre as formas de comercialização no setor. Surgiram novas formas de comercialização que permitam maior flexibilidade aos agentes para se adaptar as flutuações entre a demanda e a oferta de gás na indústria. Uma dessas novas formas de comercialização é o mercado de curto prazo de gás. Nesse mercado, os agentes negociam contratos de curto prazo de suprimento de gás ou de serviços de transporte nos cinco principais pontos de entrada na rede de infra-estrutura de gasodutos do país. A principal forma de comercialização no mercado de curto

prazo são os contratos bilaterais mensais. Cabe mencionar que atualmente esse mercado responde por cerca de 8% da movimentação total de gás no país.

Outra forma de comercialização de gás que surgiu na indústria de gás natural liberalizada é o mercado secundário. Nesse mercado, são negociados contratos de compra e venda de gás, e contratos de capacidade de transporte entre os carregadores que transportam gás no sistema de gasodutos do país. É importante mencionar que, para incentivar a comercialização de gás e de capacidade de transporte, a *Snam Rete Gas* publica desde 2002 um boletim eletrônico com as ofertas e as demandas dos carregadores.

Para facilitar ainda mais a comercialização, a *Snam Rete Gas* desenvolveu em 2003 um ponto de comercialização virtual, ou PCV, como também é chamado, onde agentes que já possuem contratos podem negociar bilateralmente contratos de gás e de capacidade de transporte entre si. A criação do PCV visa tanto aumentar a eficiência da comercialização de contratos quanto elevar a flexibilidade da indústria. Desde o seu desenvolvimento em outubro 2003, o PCV se tornou um importante instrumento de balanceamento da rede de gasodutos, de tal maneira que as vendas desse mercado representavam 20% do volume total de vendas um ano depois de ter entrado em funcionamento (AEEG, 2005).

O PCV demonstra grande potencial de crescimento de vendas de gás e de serviços de transporte. O crescimento futuro desse mercado depende, entretanto, da aprovação de algumas medidas consideradas importantes. Entre elas destacam-se: a aprovação de um contrato padronizado (que está atualmente sob consulta na agência reguladora) e outras medidas relativas ao funcionamento do mercado (AEEG, 2005).

Apesar do desenvolvimento de um ponto virtual de comercialização na indústria de gás natural italiana, ainda há um elevado custo de transação envolvendo as relações comerciais desse setor. Isto pode ser explicado pela alta concentração de poder de mercado na indústria (principalmente no segmento de produção) e a falta de um contrato padronizado.

Por fim, destaca-se que apesar do elevado volume de gás comercializado entre a Itália e os países vizinhos, ainda não há desenvolvimento de um *hub* na indústria de gás natural do país. Porém, o desenvolvimento de um *hub* na indústria nos próximos anos é tido como certo, devido a existência das diversas interconexões de gasodutos na rede de infra-estrutura do país e o crescimento do volume de gás comercializado entre a Itália e outros países vizinhos.

III.2.3 - O Mercado *Spot* na Indústria de Gás Natural da Itália

O crescimento das vendas no mercado de curto prazo incentivou o governo italiano a tentar desenvolver um mercado *spot* de gás na indústria. Em função disso, a AEEG aprovou em 2004 uma medida que tem como objetivo facilitar as transações bilaterais e fixar prazos para a implementação das etapas do desenvolvimento do mercado *spot* (Almeida, 2005). O desenvolvimento desse mercado será realizado mediante a execução das seguintes quatro fases:

1. A elaboração de novas regras para facilitar a comercialização de contratos no mercado secundário;
2. A definição de contratos padronizados de suprimento de gás e de capacidade de transporte pela AEEG em 2005;

3. O desenvolvimento de um mercado *spot* de ajustamento e balanceamento da infra-estrutura de gasodutos;
4. E por fim, o lançamento de uma bolsa eletrônica para a comercialização de gás e contratos de capacidade de transporte.

Das quatro fases citadas acima, a fase 1 já foi implementada, enquanto a fase 2 está atualmente em andamento. É importante frisar que o bom desempenho do mercado *spot* de gás italiano dependerá da evolução futura da indústria de gás natural do país. Alguns críticos destacam que o mercado de gás italiano ainda não está suficientemente maduro para o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás.

III.2.4 – Aspectos Importantes para o Desenvolvimento de um Mercado *Spot* na Indústria de Gás Natural da Itália

A análise da indústria de gás natural da Itália até o presente momento mostrou a existência dos seguintes fatos:

1. A implementação das reformas que visam à introdução da concorrência com destaque para o livre acesso à infra-estrutura e a separação de serviços;
2. Uma rede de infra-estrutura de transporte e de distribuição madura, porém ainda não há formação de *hubs* ou centros de comercialização na indústria. É importante mencionar que, na indústria de gás natural italiana, o PVC substitui os *hubs* e centros de comercialização.

3. Capacidade de armazenamento suficientemente grande para atender ajustes nos horários de pico e os efeitos da sazonalidade da demanda;

Existem, entretanto, certos fatores que tem dificultado a formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural. Entre esses fatores, destacam-se:

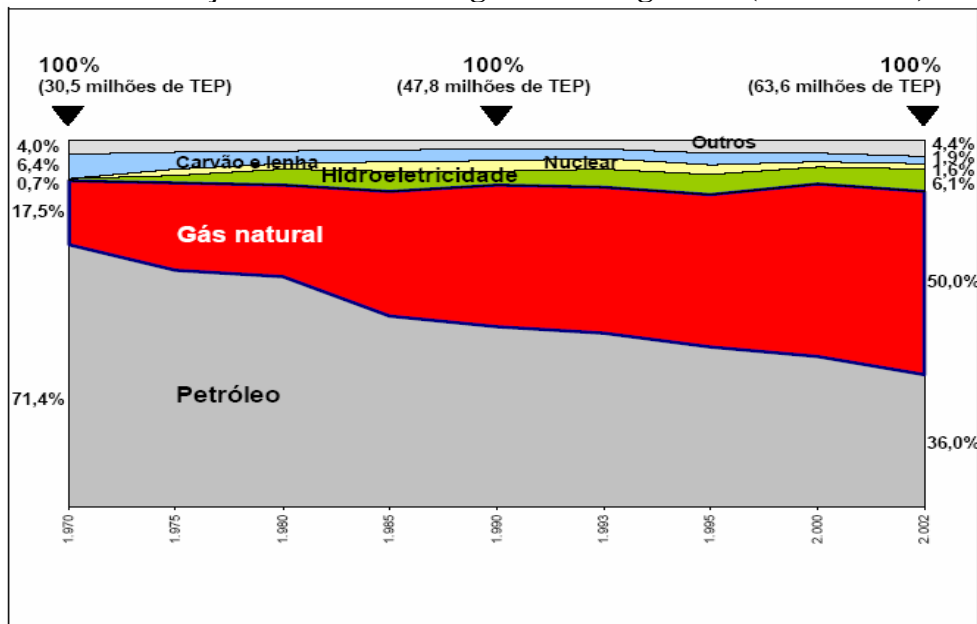
1. A existência de um mercado concentrado, com uma empresa dominante. Apenas no segmento de distribuição há grande número de empresas;
2. A inexistência de um elevado número de produtores (ou importadores) localizados em diversas áreas geográficas do país. Isto facilitaria a desconcentração da oferta e reduziria a possibilidade dos produtores influenciarem o preço da *commodity*;
3. A vigência de contratos de longo prazo com cláusulas *take-or-pay*, assinados antes do processo de liberalização do mercado. Esses contratos têm prioridade de acesso aos gasodutos de importação;
4. A inexistência de *hubs* ou de centros de mercado;
5. Não há padronização de contratos, nem um sistema eletrônico de comércio no mercado de curto prazo. Isto viabilizaria uma redução do custo de transação das relações comerciais;
6. Não há existência de um mercado líquido de gás.

Vale ressaltar que as dificuldades ao desenvolvimento de um mercado *spot* na indústria de gás natural italiana acima mencionadas indicam a existência de elevado custo de transação no setor.

III.3 – ARGENTINA

O gás natural está ganhando cada vez mais espaço na matriz energética da Argentina como pode ser visto a partir do Gráfico 9. O gráfico abaixo mostra como a participação do gás natural como fonte de energia primária na matriz energética do país cresceu de 18% em 1970 para 50% em 2002. Esse crescimento do consumo de gás natural viabilizou uma diminuição do consumo de outras fontes energéticas tais, como carvão e petróleo.

Gráfico 9 – Evolução da Matriz Energética da Argentina (1970 – 2002)



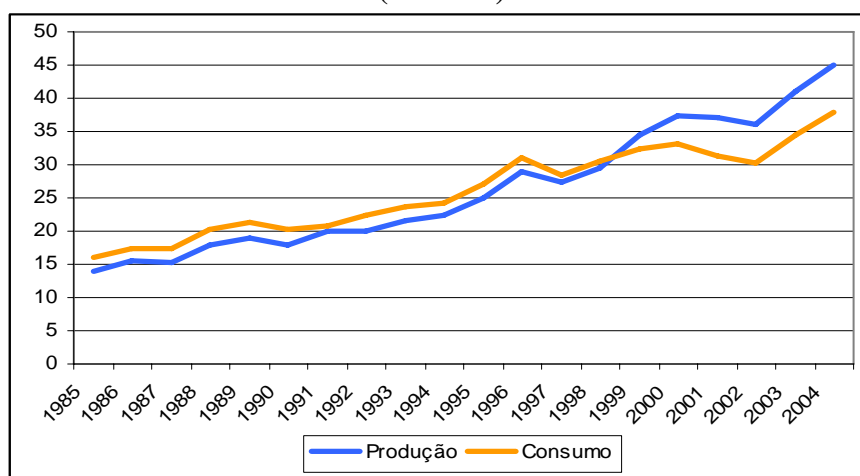
Fonte: STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP, 2004

A indústria de gás natural da Argentina contou em 2004, com 610 bcm de reservas provadas⁴⁶, uma rede de infra-estrutura de gasodutos de transporte de 12.800 km e 110.000 km de gasodutos de distribuição. Isto em conjunção com uma elevada demanda por gás natural tornou a Argentina o país onde a indústria de gás natural mais se desenvolveu na América do Sul.

⁴⁶ A Argentina possui o terceiro maior volume de reservas na América do Sul, ficando apenas atrás de Venezuela e Bolívia (BID, 2004).

A produção de gás atingiu 44,9 bcm em 2004, 9,4% maior em relação ao ano anterior, enquanto o consumo foi 9,5% maior do que em 2003, representando 37,9 bcm (BP statistics, 2004). O Gráfico 10 abaixo demonstra a evolução da produção e consumo de gás entre o período 1985-2004. Note que o país deixou de importar gás em 1997, tornando-se exportador da *commodity*, com volume exportado para Chile que totalizou 5,75 bcm⁴⁷ em 2003.

Gráfico 10 - Evolução da Produção e do Consumo de Gás Natural na Argentina 1985-2004 (em bcm)



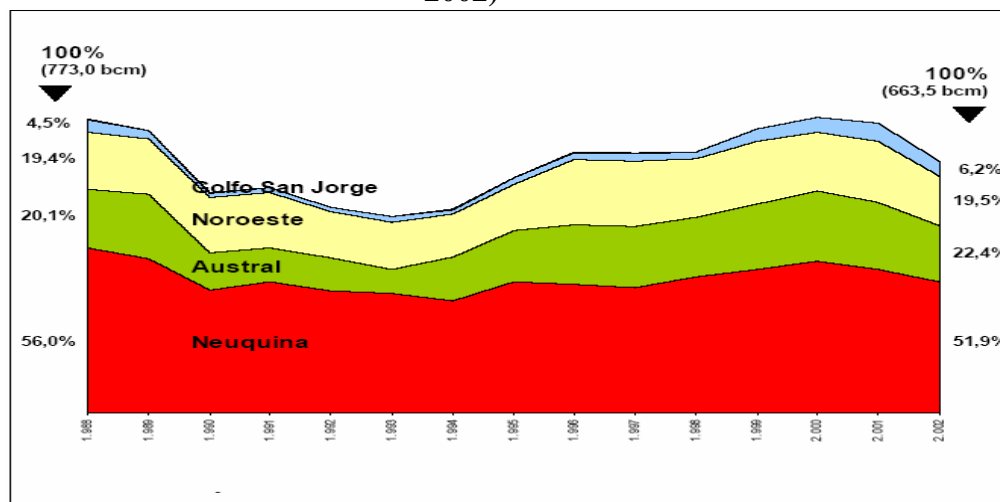
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do BP Statistics.

A produção de gás está localizada basicamente em quatro bacias: Austral, San Jorge, Neuquina e Noroeste. Dessas, a bacia de Neuquina é o maior, com uma participação de 51,9% das reservas provadas do país como pode ser visto no Gráfico 11 abaixo. Cabe mencionar que as reservas provadas apresentam uma tendência de queda⁴⁸ devido à redução de investimento no setor de exploração depois da crise econômica de 2002 (BID, 2004).

⁴⁷ As exportações para Chile representaram 91% do volume de gás exportado do país naquele ano.

⁴⁸ Isto pode ser verificada na queda do índice R/P (reservas provadas sobre produção) que diminuiu de 17 anos em 2001 para 12 anos em 2003 (BID, 2004).

Gráfico 11 - Distribuição das Reservas Provadas de Gás Natural na Argentina (1988 – 2002)



Fonte: STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP, 2004

III.3.1 - Os Principais Aspectos do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural na Argentina

O modelo de desenvolvimento da indústria de gás natural da Argentina se caracterizou até 1989 pela existência de duas empresas estatais: *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF), empresa monopolista do segmento de produção e *Gas del Estado* (GdE), que era responsável pelas atividades nos segmentos de transporte e distribuição de gás natural. A partir dos anos oitenta, o modelo tradicional de organização da indústria de gás natural da Argentina entrou em crise devido à deterioração financeira do Estado. Desse modo, o governo iniciou um processo de liberalização da indústria em 1992, no qual foram implementadas as seguintes reformas:

- (i) a privatização da YPF em 1992, da qual grande parte das ações foram vendidas para a Repsol. Ressalta-se que, com o objetivo de aumentar a concorrência do setor alguns ativos e campos de gás da YPF foram vendidos a outras empresas;

- (ii) a separação e a privatização da GdE em 10 empresas, criando assim duas empresas de transporte e oito empresas regionais de distribuição. Para aumentar a concorrência do setor, as transportadoras foram proibidas de atuar no segmento de comercialização de gás;
- (iii) implementação da separação de serviços na qual é permitida participação cruzada, porém com restrição acionária na aquisição das empresas transportadoras;
- (iv) implementação do livre acesso à infra-estrutura de transporte e de distribuição. O livre acesso é regulado e foi acompanhado com o *by-pass* físico para grandes consumidores e comercializadores;
- (v) criação do *Ente Nacional Regulador del Gas* (Enargas) em 1993, órgão responsável pela regulação das atividades dos agentes na indústria. Dentre as principais funções da Enargas destacam-se: aumentar a concorrência no setor, fiscalização das empresas, determinação das tarifas de transporte e de distribuição e a proteção dos consumidores;
- (vi) abertura no mercado final para consumidores com demanda maior que 5.000m³. A intenção da Enargas era de uma abertura total prevista para outubro de 2002.

A produção de gás natural na Argentina ainda continua sendo uma atividade muito concentrada, apesar da privatização da YPF. As quatro maiores empresas do setor controlam cerca de 75% da produção total do país, como pode ser observado na Tabela 2, sendo que dentre essas quatro empresas, a YPF ainda é a maior produtora de gás natural da Argentina.

Tabela 2 – Produção de Gás por Empresa na Argentina, Julho 2004

Empresa	milhões de m³/dia	%
YPF S.A	51,0	33,9
Total Austral S.A.	31,6	21,0
Pan American	18,0	12,0
Pluspetrol	12,6	8,4
Petrobras Energia	9,9	6,6
Tecpetrol S.A	7,6	5,1
CAPSA CAPEX	3,2	2,2
Chevron San Jorge S.A	3,2	2,1
Sipetrol	3,1	2,1
Vintage Oil	1,5	1,0
Outros	9,8	5,9
Total	150,4	100,0

Fonte: Almeida, 2005

O poder de mercado da YPF é bem maior do que aparece num primeiro instante devido à sua participação acionaria em outras empresas do segmento de produção. Segundo o BID (2004), a YPF era responsável por cerca de 50% do fornecimento de gás no mercado nacional e controlava diretamente ou indiretamente 70% das exportações de gás do país em 2001.

III.3.2 - O Impacto da Crise Macroeconômica sobre a Indústria de Gás Natural da Argentina

Antes de analisar os impactos do processo de liberalização sobre o funcionamento da indústria, será realizada breve apresentação das conseqüências da crise macroeconômica de 2002 sobre o funcionamento da indústria de gás natural da Argentina. A realização deste estudo facilitará o entendimento da análise dos principais impactos da introdução da concorrência sobre a indústria de gás natural do país.

O fim da conversibilidade entre o dólar e o peso e a desvalorização cambial durante a crise de 2002, tiveram conseqüências graves sobre o balanço das empresas da indústria de gás

natural. Esse efeito foi agravado pelo congelamento dos preços dos serviços públicos imposto pelo governo no final de 2001 (inclusive do setor de gás natural), o que resultou em menores esforços de investimento ao longo da cadeia de gás natural, principalmente nos segmentos de exploração e desenvolvimento de novos campos de produção.

O congelamento dos preços da *commodity* viabilizou não só um aumento de consumo de gás na indústria, mas também provocou uma alteração dos preços relativos do gás e dos outros combustíveis (principalmente dos derivados de petróleo), tornando o gás relativamente mais barato. A consequência do aumento explosivo do consumo e a falta de investimento na exploração de novos campos resultou numa situação de escassez de oferta de gás em 2004.

Para minimizar os efeitos da escassez de gás, o governo argentino adotou as seguintes medidas: intensificou as importações de gás natural da Bolívia, anunciou o descongelamento e o ajuste do preço de gás até 2007, e implementou incentivos para reduzir o consumo do segmento residencial e reduzir as exportações para Chile⁴⁹.

III.3.3 - Os Impactos da Liberalização sobre a Indústria de Gás Natural da Argentina

A introdução da concorrência na indústria de gás natural da Argentina teve consequências importantes sobre o funcionamento da indústria. O novo modelo de organização adotado na indústria de gás natural liberalizada está baseado na separação com participação cruzada, porém

⁴⁹ A redução das exportações para Chile criou uma crise política entre os dois países.

com restrições; no acesso regulado à infra-estrutura; na abertura no mercado, exclusivamente para grandes consumidores; e numa tarifa de transporte que segue o conceito *price cap*.

Os impactos desse novo modelo de organização viabilizaram um aumento do número de agentes no setor, em especial, no segmento de produção. Atualmente, existem na indústria de gás natural da Argentina oito distribuidores regionais, dois transportadores e dezoito comercializadores, dos quais sete são ativos. No que diz respeito aos aspectos regulatórios do novo modelo de organização, observa-se que a Enargas, o órgão regulador do setor de gás criado em 1993, possui um elevado grau de autonomia e também é responsável pela regulação das atividades em toda cadeia de gás natural.

É importante frisar que, apesar da implementação das reformas, ainda não verifica-se a existência de concorrência efetiva na indústria. Alguns fatores que podem explicar este fato são: a existência de barreiras à entrada para novos agentes devido ao elevado poder de mercado da YPF; a grande concentração na indústria, e a crise macroeconômica que atingiu o país em 2002 e que teve conseqüências graves sobre o funcionamento do setor.

Outro impacto da liberalização da indústria de gás natural na Argentina foi sobre o consumo total de gás no mercado final. Houve um aumento do consumo de gás durante o período 1993 até 2000 como pode ser visto na Tabela 3 abaixo. A grande parte da expansão da demanda durante esse período foi impulsionada pelo aumento do consumo do setor de geração elétrica. O crescimento da demanda de gás foi interrompido em 2001, pouco antes do auge da crise macroeconômica que atingiu o país no ano seguinte. A Tabela 3, mostra que a redução da demanda ocorreu principalmente no setor de geração elétrica (uma queda de 10% em 2002

relativamente ao ano anterior), enquanto que o consumo dos outros setores se manteve constante (BID, 2004).

Outro aspecto do consumo doméstico de gás por setor entre 1993 e 2003 que deve ser considerado é a manutenção do nível de consumo do segmento residencial e o aumento da demanda do setor de gás natural veicular (GNV). O consumo residencial demonstra sinais de crescimento durante este período, registrando apenas uma queda insignificante nos níveis de consumo em 2002. O consumo do setor de GNV cresceu de 760 mmc em 1993 para 2.640 mmc em 2003, tornando a Argentina um dos países com mercado de GNV mais desenvolvido no mundo⁵⁰.

Tabela 3 - Consumo Doméstico de Gás na Argentina por Setor , 1993 – 2003 (em mmc)

Ano	Residencial	Comercial	Industrial	Geração			Total
				Elétrica	GNV	outros	
1993	5,637	867	7,747	5,931	760	885	21,827
1994	5,651	866	8,794	5,728	940	687	22,666
1995	5,756	948	9,200	7,142	1,007	486	24,539
1996	5,843	924	9,351	8,713	1,092	497	26,420
1997	5,803	995	9,743	8,617	1,268	505	26,931
1998	5,877	949	9,910	8,548	1,412	564	27,260
1999	6,557	1,016	9,777	10,680	1,509	636	30,175
2000	6,967	1,053	9,965	10,899	1,677	677	31,238
2001	6,717	1,008	9,627	8,898	1,851	686	28,787
2002	6,656	987	9,797	7,784	2,040	725	27,989
2003	6,910	1,031	10,690	8,751	2,640	808	30,830

Fonte: Enargas

O próximo impacto da liberalização a ser analisado é sobre as transações na indústria de gás natural. Depois da introdução da concorrência, verifica-se a existência de dois tipos de contratos comercializados na indústria de gás natural: contratos de longo e contratos de curto prazo. Geralmente, os contratos de longo prazo têm duração maior que seis meses e são

⁵⁰ Atualmente, a Argentina tem uma frota de 1,3 milhões de veículos movidos a GNV

negociados entre produtores num lado e distribuidoras, comercializadores ou grandes consumidores noutra parte. Os contratos de curto prazo, por sua vez, têm duração menor do que seis meses.

Apesar do desenvolvimento do mercado de curto prazo depois da introdução da concorrência, os contratos de longo prazo ainda representam a forma predominante de comercialização de gás no mercado. O volume de contratos de curto prazo comercializados no mercado ainda não ultrapassou os 10% do total de contratos negociados na indústria (IEA, 2003). O fraco desempenho do mercado de curto prazo pode ser atribuído: à forte concentração nos segmentos de produção e comercialização de gás, à existência de preços de referência entre o período 1993–2001; ao congelamento do preço de gás a partir de 2001, e a preferência por contratos de longo prazo.

Na Argentina, o mercado de curto prazo frequentemente é denominado mercado *spot*, porém não se trata na verdade de um mercado *spot*, pois não existe local de referência para a comercialização e tampouco existe padronização de contratos⁵¹ (Almeida, 2005). Cabe mencionar que, além da existência do mercado de curto prazo, existe ainda um mercado de ajuste na Argentina, no qual as distribuidoras podem diariamente comprar gás para ajustar desequilíbrios temporários entre a demanda e a oferta de gás.

Outra forma de comercialização de gás e de serviços de transporte é o mercado secundário, introduzido em 1997 mediante a implementação da Resolução 419. A resolução não

⁵¹ Os contratos negociados entre os agentes no mercado de curto prazo são contratos bilaterais.

só permitiu a revenda total ou parcial dos contratos de compra de gás e de serviços de transporte dos carregadores como também exigiu que os transportadores desenvolvessem um sistema eletrônico para a revenda desses contratos. Desde então, já foram realizadas mais de 50 leilões de revenda de capacidade na Argentina (Almeida, 2005).

Tal como o mercado de curto prazo, o mercado secundário também apresenta um fraco desempenho. Isto pode ser atribuído aos seguintes fatores (i) falta de um mercado líquido de gás; (ii) existência de preços de referência para os contratos de compra de gás e um preço máximo para revenda dos contratos de serviços de transporte; (iii) fraco desempenho do mercado de curto prazo; e (iv) existência de contratos de longo prazo como principal forma de comercialização na indústria. Esses fatores limitaram o desenvolvimento do mercado secundário e são as principais razões que explicam a pequena dimensão deste mercado na indústria de gás natural do país.

Cabe mencionar que os fatores que levaram ao fraco desempenho do mercado de curto prazo e do mercado secundário citados acima indicam a presença de elevado custo de transação na indústria. Esses fatores conjugados com a ausência de um sistema eletrônico, a falta de padronização dos contratos e a forte concentração em alguns segmentos da indústria, reforçam ainda mais a idéia da existência de elevado custo de transação envolvendo as relações comerciais dos agentes no setor.

III.3.4 - O Desenvolvimento do Mercado *Spot* de Gás na Argentina

Em 2004, decidiu-se desenvolver um mercado *spot* na indústria de gás natural da Argentina. A formação do mercado *spot* era vista pelo governo como uma alternativa para o aumento da flexibilidade da demanda na indústria. Vale lembrar que a escassez da oferta seguida pelo racionamento de gás em 2002 exigia maior flexibilidade da demanda na indústria que naquele momento contava apenas com os contratos interruptíveis como principal mecanismo de flexibilidade. A redução da participação dos contratos interruptíveis no mercado em função da crescente escassez de oferta da *commodity* resultou na diminuição da participação desses contratos no total de gás vendido, de 10% em 2000 para apenas 3% em 2003.

Portanto, foi instituído pelo decreto 180/2004, o Mercado Eletrônico de Gás (MEG), que tinha como objetivo facilitar a comercialização de gás natural entre os agentes da cadeia. Paralelamente ao MEG, foi criada uma empresa que seria responsável pela operação do comércio eletrônico das transações no mercado *spot*⁵². Esperava-se que a adoção do sistema de comércio eletrônico e a padronização dos contratos do mercado *spot* reduziriam o custo de transação das relações comerciais e que esse novo mecanismo de comercialização seria responsável para equilibrar as flutuações entre a demanda e a oferta, de forma a evitar futuros racionamentos na indústria.

Apesar da sua instituição no final de 2004, o MEG ainda não se encontra em fase operacional. Isto se deve principalmente à definição das regras operativas e atrasos no desenvolvimento da tecnologia de informática que seria usada pela empresa responsável pelo

⁵² Essa empresa ficaria sob controle da Bolsa de Buenos Aires.

comércio eletrônico. Cabe mencionar que o desempenho do mercado *spot* de gás na Argentina dependerá, no entanto, de uma série de medidas ainda não aprovadas que poderiam influenciar negativamente seu desempenho. Dentre dessas medidas destacam-se a eliminação dos preços de referência na aquisição de gás natural e o preço teto para a revenda dos contratos de capacidade de transporte.

III.3.5 – Aspectos Importantes para o Desenvolvimento de um Mercado *Spot* na Indústria de Gás Natural da Argentina

O estudo da indústria de gás natural da Argentina até o presente momento mostrou a existência dos seguintes fatos:

1. A implementação das reformas que visam à introdução da concorrência com destaque para o livre acesso a infra-estrutura e a separação de serviços;
2. Existência de uma rede de infra-estrutura de transporte e de distribuição madura, porém ainda não há formação de *hubs* ou centros de mercado na indústria;
3. Existência de capacidade de armazenamento suficiente para atender os picos da demanda, entretanto, não há estoque de gás suficiente para diminuir a escassez da oferta;
4. Existência de um sistema de comércio eletrônico apenas no mercado secundário, enquanto ainda não há existência de padronização dos contratos.

Entretanto, existem ainda outros fatores que facilitam a formação do mercado *spot* de gás, que não foram identificados na indústria de gás natural da Argentina. Entre esses fatores chama-se atenção especial a:

1. Desconcentração da indústria, com grande número de agentes dispostos a comercializar contratos de gás e serviços de transporte. Tanto no segmento de produção, quanto nos segmentos de distribuição e de comercialização de gás da Argentina, existe uma grande concentração de poder de mercado nas mãos de poucas empresas. Na produção, as quatro maiores empresas são responsáveis por 75% do gás produzido, o segmento de distribuição conta com apenas oito empresas que são monopolistas nas suas regiões e no segmento de comercialização há apenas sete agentes ativos;
2. Não há existência de *hubs*, nem de centros de comercialização. Entretanto, a existência de diferentes sistemas de gasodutos de transporte de gás em Buenos Aires, facilitaria o desenvolvimento de um *hub* ou centro de comercialização nesse lugar;
3. Não há excesso de oferta de gás, ao contrário, há uma situação de escassez de oferta que o governo tentou solucionar por meio do racionamento da *commodity* e aumento das importações;
4. Não há padronização dos contratos, nem um sistema eletrônico de comércio no mercado de curto prazo. Isto viabiliza o aumento do custo de transação das relações comerciais.

III.4 – Um Resumo das Experiências Internacionais

No capítulo anterior foram apresentadas de forma sucinta a trajetória da formação de mercados *spot* nas indústrias de gás natural do Reino Unido, Itália e Argentina. A fim de facilitar esse estudo, realizou-se no Quadro 2 acima, um resumo dos principais pontos fortes e dificuldades da indústria de gás natural de cada país.

Quadro 2 – Resumo da Análise das Experiências Internacionais

PAÍS	PONTOS FORTES	DIFICULDADES	TIPOS DE MERCADO <i>SPOT</i>
Reino Unido	<p>Livre acesso regulado Abertura do mercado final</p> <p>Separação total Tarifação entrada/saída Indústria desconcentrada Excesso de oferta de gás, capacidade de transporte e armazenamento Existência de um centro de comercialização Contratos padronizados Um sistema eletrônico de comércio</p>		<p>Mercado <i>spot</i> no ponto de entrada específica do sistema</p> <p>Mercado <i>spot</i> no ponto de referência no sistema Mercado <i>spot</i> de ajuste</p>
Itália	<p>Livre acesso regulado Abertura do mercado final Separação com participação cruzada, porém com restrições Capacidade de armazenamento suficiente</p>	<p>Indústria concentrada, com reduzido número de agentes Não há <i>hubs</i> ou centros de mercado</p> <p>Não há padronização de contratos Não há um sistema eletrônico Não há excesso de oferta de gás e de capacidade de transporte</p>	Em fase de desenvolvimento
Argentina	<p>Livre acesso regulado Abertura do mercado final, só para grandes consumidores Separação com participação cruzada, porém com restrições</p> <p>Capacidade de armazenamento suficiente Sistema eletrônico de comércio apenas no mercado secundário</p>	<p>Indústria concentrada, com reduzido número de agentes Não há <i>hubs</i> ou centros de mercado</p> <p>Não há padronização de contratos Não há um sistema eletrônico no mercado de curto prazo Não há excesso de oferta de gás e de capacidade de transporte</p>	Em fase de desenvolvimento

Fonte: Elaboração própria

Vale mencionar que, apesar da tentativa de desenvolver mercados *spot* nas indústrias de gás natural da Itália e da Argentina, ainda existem dificuldades significantes como pode ser observado a partir do gráfico acima. Apenas a indústria de gás natural do Reino Unido demonstra-se suficientemente evoluído para o desenvolvimento desse tipo de mercado na indústria de gás natural.

CAPÍTULO IV – Lições Importantes para o Desenvolvimento de um Mercado *Spot* na Indústria de Gás Natural Brasileira

O propósito deste capítulo é apresentar as principais lições apreendidas do estudo das experiências internacionais apresentadas no capítulo anterior. A aprendizagem da introdução da concorrência e o desenvolvimento de mercados *spot* de gás nesses países pode ser extremamente útil para a evolução futura desse tipo de mercado na indústria de gás natural do Brasil. Na primeira seção deste capítulo apresentam-se os principais condicionantes para a formação de um mercado *spot* de gás. Na segunda seção, será realizada uma breve apresentação das principais características da indústria de gás natural brasileira e da sua evolução ao longo do tempo. Na terceira seção, identificam-se os principais obstáculos que dificultam a formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural brasileira. Por fim, destacam-se as lições mais importantes proporcionadas pelas experiências internacionais para o desenvolvimento de um mercado *spot* na indústria de gás natural brasileira.

IV.1 – Os Condicionantes para a Formação de um Mercado Spot

O desenvolvimento do mercado *spot* de gás teve conseqüências importantes sobre o funcionamento da indústria de gás natural. Uma das conseqüências mais importantes foi a elevação da flexibilidade da indústria, permitindo a existência de maior eficiência no setor. Além disso, o preço *spot* de gás é considerado a principal referência para a determinação do preço dos contratos de comercialização de gás e de capacidade de transporte, como já foi exposto anteriormente.

Dada a importância dos fatos acima, destaca-se que o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás depende de uma série de fatores que progressivamente foram transformando as condições de troca entre os agentes na indústria. Dentre destes fatores destacam-se: as reformas do processo de liberalização, a estrutura da indústria, a estrutura da oferta, a maturidade da rede física de transporte e de distribuição, o grau de concorrência, o excesso de oferta de gás e de capacidade de transporte, a capacidade de armazenamento, a padronização de contratos e a implementação de um sistema de comércio eletrônico. A partir de agora, esses fatores serão apresentados com maior detalhamento.

- AS REFORMAS DO PROCESSO DE LIBERALIZAÇÃO

O processo de liberalização da indústria de gás natural teve como objetivo a introdução da competição nos segmentos onde fosse possível ou a regulação dos segmentos nos quais a introdução da competição não fosse possível (Austvik, 2003). Para atingir esse objetivo, foram introduzidas diversas reformas. Dentre essas reformas, destacam-se: a separação de serviços, o livre acesso à rede de terceiros, a abertura do mercado final e o escopo da regulação realizada na indústria.

As reformas implementadas durante o processo de liberalização da indústria são consideradas fundamentais para reduzir o poder das empresas monopolistas e aumentar o número de agentes na indústria de gás natural.

- ESTRUTURA DA INDÚSTRIA

A existência de uma indústria desconcentrada, com a presença de um grande número de agentes dispostos a negociarem contratos de comercialização de gás e de capacidade de transporte, é outro importante condicionante.

O estudo das experiências internacionais no capítulo anterior demonstra que houve um aumento do número de agentes na indústria de gás natural dos países analisados. Porém, o aumento no número de agentes não necessariamente significa que há desconcentração na indústria.

Observou-se a partir dos estudos da Itália e da Argentina que, apesar da presença de um grande número de agentes, a indústria de gás natural ainda é uma atividade muito concentrada. Na Itália, a ENI é responsável por 90% da produção nacional, 64% das importações e 38% do mercado total em 2003. Da mesma forma, na Argentina, a YPF, em 2001, era responsável por cerca de 50% do fornecimento de gás no mercado nacional e controlava diretamente ou indiretamente 70% das exportações de gás do país.

É importante mencionar que apenas no Reino Unido há existência de uma indústria de gás natural desconcentrada. Esse é um dos fatores que explica o elevado grau de concorrência e a formação de diversos mercados *spot* neste país.

- **ESTRUTURA DA OFERTA**

As condições de oferta de gás também influenciam o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás. Além da existência de um elevado número de agentes no segmento produtivo (ou na importação de gás), destaca-se que a localização desses agentes em áreas geográficas distintas do país facilita a desconcentração da oferta de gás. A localização distinta facilita a desconcentração da oferta de gás devido à menor possibilidade dos produtores influenciarem o preço da *commodity*.

O estudo dos países selecionados no capítulo anterior mostra que apenas o Reino Unido demonstra a existência desse condicionante. Por outro lado, na Itália e na Argentina ainda existe uma empresa dominante responsável por grande parte da produção ou importação de gás.

Vale ressaltar que a estrutura da oferta da indústria de gás natural depende das características específicas de cada país, isto é, depende da existência e da localização das reservas de gás natural no território de cada país. No caso de países que não possuem reservas ou que possuem reservas limitadas de gás natural, como a Itália, destaca-se que o número de importadores e a localização desses agentes é fundamental para a existência de uma estrutura da oferta desconcentrada.

- **MATURIDADE DA REDE FÍSICA DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO**

A existência de uma rede de transporte e de distribuição madura e bem interconectada possibilita o desenvolvimento de rotas alternativas e a formação de pontos de comercialização. Os pontos de comercialização podem ser considerados um passo importante para explicar as

modificações das transações porque permitem a concentração de um grande número de agentes interessados na compra ou venda de contratos de comercialização de gás ou serviços de transporte.

É importante ressaltar que a concentração de um grande número de agentes num único espaço permitiu uma redução no custo de transação. A redução do custo de transação no setor abre a possibilidade do desenvolvimento de um mercado de curto prazo e de um mercado secundário, que futuramente podem se transformar em um mercado *spot* de gás.

- O GRAU DE CONCORRÊNCIA

O resultado da implementação das reformas na indústria de gás natural não foi idêntico em todos os países. Isto pode ser explicado não só pela forma como as reformas foram introduzidas, mas principalmente pelas especificidades tecnológicas e econômicas da indústria de gás natural de cada país. Surgiu, portanto, uma grande diversidade de modelos de organização da indústria depois do processo de liberalização do setor, como já foi observado na análise das experiências internacionais no capítulo anterior.

Porém, é importante frisar que, apesar da multiplicidade dos modelos, todos os países analisados adotaram políticas que buscaram promover objetivos similares, isto é, os governos dos países visaram elevar a competição e a flexibilidade dos contratos da indústria de gás natural.

A multiplicidade dos modelos de organização pode ser explicada pelas características próprias e pelas diferenças tecnológicas e econômicas dos mercados de gás, como já foi exposto.

Entre os fatores que podem explicar essa multiplicidade de formas de organização da indústria de gás, chama-se atenção para:

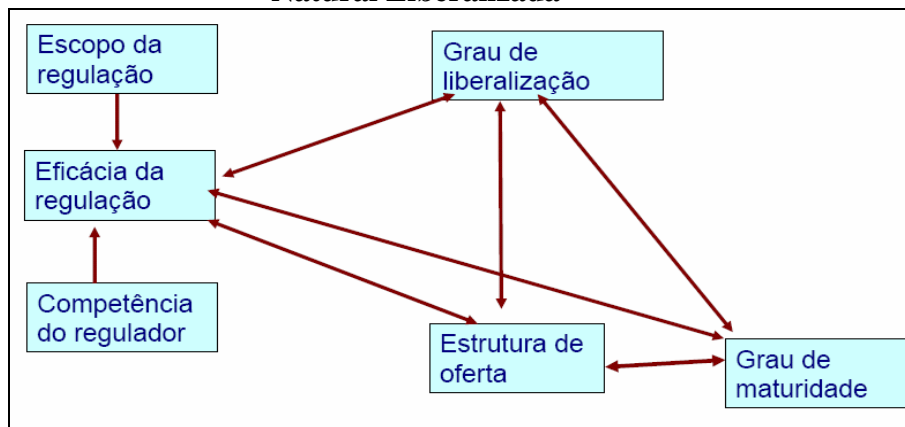
- (i) As formas de acesso de terceiros à infra-estrutura de transporte e de distribuição;
- (ii) O grau de concentração da indústria e a diversidade da oferta de gás;
- (iii) O grau de abertura no mercado final;
- (iv) A definição das competências do regulador e o escopo das suas ações;
- (v) A regulação dos contratos comercializados entre os agentes da indústria;
- (vi) A maturidade da infra-estrutura de gasodutos de transporte e de distribuição;
- (vii) Os tipos de tarifação de transporte;

Entretanto, a adoção de um novo modelo de organização não é garantia da existência de concorrência efetiva na indústria de gás natural, como foi observado no exame das experiências internacionais. Almeida e Pinto Jr. (2005) destacam que a existência e a intensidade da concorrência são resultado da interação das formas de regulação, das regras de mercado escolhidas⁵³, da estrutura da indústria e do grau de maturidade da indústria de gás natural, como pode ser visto a partir da Figura 4, a seguir.

Dadas essas condições, destaca-se que o nível de concorrência em países com baixo grau de maturidade tende a não ser muito elevado, mesmo com a introdução das reformas que visam a liberalização da indústria. Por outro lado, os países com uma indústria de gás madura podem apresentar um reduzido nível de concorrência, se a liberalização não for acompanhada de uma regulação coerente e uma adequação da estrutura da indústria (Almeida e Pinto Jr., 2005).

⁵³ As regras de mercado determinam o grau de liberalização do setor.

Figura 4 – Os Fatores que Determinam o Grau de Concorrência na Indústria de Gás Natural Liberalizada



Fonte: Almeida e Pinto Jr. (2005)

Posto isso, percebe-se que o desenvolvimento e o desempenho do mercado *spot* de gás está diretamente associado ao nível de concorrência efetiva no setor. Essa afirmação fica ainda mais clara quando se descobre que os fatores que determinam a intensidade da concorrência na indústria são iguais aos fatores responsáveis para a formação de um mercado *spot* de gás. É importante sublinhar, portanto, que a adoção de um determinado modelo de organização e as especificidades próprias da indústria de gás de cada país influenciam a formação e o desempenho do mercado *spot* de gás.

- **EXCESSO DE OFERTA DE GÁS E DE CAPACIDADE DE TRANSPORTE**

A existência de excesso de gás ou de capacidade de transporte facilita a negociação de contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte entre os agentes no mercado de gás natural. Além disso, os agentes se demonstram mais dispostos a comercializarem contratos de curto prazo quando existe oferta de gás e capacidade de transporte suficiente para ser comercializada a qualquer momento.

- CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

As especificidades da indústria de gás natural apresentadas no primeiro capítulo deste trabalho demonstram que nos países com clima mais frio há uma sazonalidade no consumo da *commodity*. Por outro lado, existe uma certa dificuldade de sincronia entre a demanda e a oferta de gás, sobretudo quando são consideradas as variações inesperadas da demanda. Percebe-se, portanto, que deve existir uma capacidade de armazenamento suficientemente grande para atender ajustes nos horários de pico e os efeitos da sazonalidade da demanda na indústria de gás natural.

Vale mencionar que a localização do armazenamento de gás também é um fator muito importante como foi exposto no primeiro capítulo. Neste contexto, destaca-se que a localização do armazenamento próximos aos pontos de comercialização facilita o desenvolvimento do mercado *spot* de gás.

- PADRONIZAÇÃO DE CONTRATOS E COMÉRCIO ELETRÔNICO

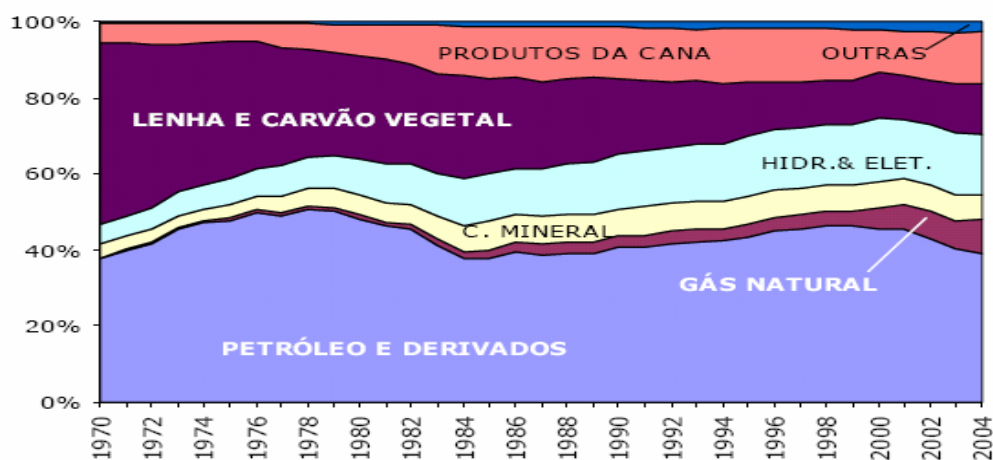
Por fim, destaca-se a necessidade de padronização dos contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte e da existência de um sistema de comércio eletrônico. A padronização de contratos viabiliza uma redução do custo de transação dos agentes em decorrência do menor tempo e esforço gasto na busca do contrato ideal. Já em relação à implementação de um sistema de comércio eletrônico, destaca-se que esse tipo de comércio facilita a negociação e permite a realização de uma transação em qualquer localização, desde que o agente esteja conectado ao sistema.

IV.2 – A Indústria de Gás Natural do Brasil

A indústria de gás natural brasileira encontra-se ainda numa fase inicial de desenvolvimento. A participação do gás na matriz energética do país representou apenas 9,3% em 2004, como pode ser visto a partir do Gráfico 12 abaixo. O Gráfico demonstra a evolução da participação crescente do gás na matriz energética primária do país entre 1970 e 2004.

A baixa penetração do gás na matriz energética do país pode ser explicada pela elevada participação da geração de energia das hidrelétricas. No Brasil, cerca de 90% da energia elétrica consumida é gerada pelas hidrelétricas. A construção de grandes hidrelétricas no país se deve principalmente ao potencial hídrico e à não disponibilidade de petróleo e gás em território nacional na época da realização desses investimentos.

Gráfico 12 – Evolução da matriz energética primária do Brasil (1970 – 2004)



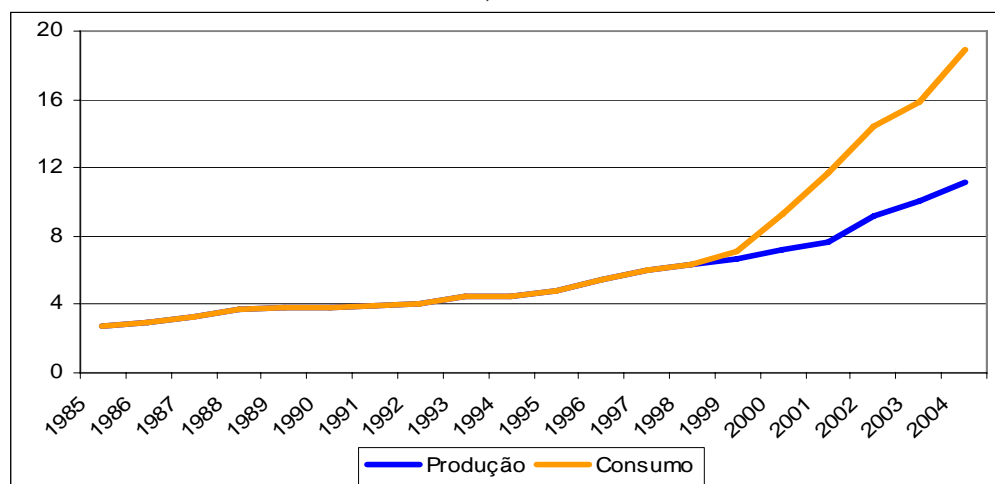
Fonte: Ministério de Minas e Energias (MME)

Entretanto, o consumo de gás tem crescido a taxas elevadas a partir da década de 90, ultrapassando a produção nacional, como demonstra o Gráfico 13. Em 2004, o consumo de gás

representou 18,9 bcm, 19,1% a mais do que o ano anterior, enquanto a produção era de cerca de 11,1 bcm. O crescimento da demanda de gás durante as últimas duas décadas foi impulsionado pelo crescimento do consumo dos setores industrial, GNV e geração de energia elétrica. É importante mencionar que, atualmente, cerca de 58% do gás consumido é produzido em território nacional, enquanto grande parte das importações é comprada da Bolívia.

O país ainda conta com uma infra-estrutura de gasodutos de 13.907 km de extensão, da qual grande parte se concentra na região Sudeste. Essa região, também é responsável por cerca de 59% do total de gás consumido no Brasil. As reservas provadas do país somaram 0,33 trilhões de metros cúbicos em 2004, o que representa um R/P de 29,5 anos (BP Statistics). Cabe mencionar que a participação do gás na matriz energética do país pode sofrer mudanças positivas, caso as reservas de gás na Bacia de Santos sejam provadas⁵⁴.

Gráfico 13 - Evolução da Produção e do Consumo de Gás Natural no Brasil 1985-2004 (em bcm)



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de BP Statistics

⁵⁴ A previsão é de que sejam encontradas reservas de aproximadamente 400 milhões de bcm de gás natural na Bacia de Santos.

IV.2.1 - Especificidades da Indústria de Gás Natural Brasileira

A indústria de gás natural brasileira se caracteriza pela existência de uma reduzida flexibilidade. Almeida (2005) ressalta que a flexibilidade da indústria de gás natural brasileira fica ainda menor quando são consideradas as características específicas do lado da oferta do setor. Essas especificidades não só reduzem a flexibilidade, como também elevam o custo de transação envolvendo as relações comerciais da indústria. Entre as especificidades que caracterizam a oferta de gás, destacam-se:

1. A falta de capacidade de armazenamento fora da capacidade de estocagem dos próprios dutos (*line pack*);
2. O fato de que grande parte da produção nacional de gás (75%) é extraída de campos de gás associados. Portanto, uma variação na produção de gás tem conseqüências diretas sobre a produção de petróleo;
3. A localização dos campos de gás. Praticamente toda produção de gás é vinda de reservatórios *offshore*, resultando num elevado custo de oportunidade para o desenvolvimento dos campos de gás.
4. A existência de uma produção de gás *onshore* na região Amazônica que se encontra muito distante dos grandes centros de consumo do Nordeste, Sudeste e Centro-sul do país;
5. E, por fim, a existência de elevado custo de oportunidade na variação do gás importado da Bolívia devido a grande distância dos centros de consumo no território nacional;

Somem-se às condições específicas da oferta de gás o fato de que a principal função da geração termelétrica a gás do país é a de complementar a geração hidrelétrica. No Brasil, cerca de 90% da energia consumida é gerada pelas hidrelétricas. Essa configuração da geração energética do país também contribuiu para a necessidade precoce de flexibilidade contratual da indústria de gás natural brasileira.

A análise da flexibilidade pelo lado da demanda demonstra que na indústria de gás natural brasileira não existe uma comercialização de contratos interruptíveis. Também não há existência do funcionamento de um mercado secundário. Assim fica evidente que a indústria de gás natural brasileira demonstra necessidade da introdução de novos mecanismos de flexibilidade que permitam o ajuste da demanda à oferta de gás.

Tendo em vista esses conceitos, percebe-se que as relações comerciais na indústria de gás natural brasileira envolvem um elevado custo de transação. O elevado custo de transação é decorrente das seguintes características da indústria: elevada especificidade do ativo, principalmente do sistema de infra-estrutura de gasodutos; reduzido número de agentes nos diferentes segmentos da cadeia de gás natural; reduzida flexibilidade da oferta e da demanda para se adaptar às variações erráticas; existência de uma empresa monopolista que atua em quase todos os segmentos, aumentando o risco de comportamentos discriminatórios em relação ao preço; e maior possibilidade de condutas oportunistas e problemas de *hold up* devido à elevada especificidade do ativo e ao reduzido número de agentes na indústria.

IV.2.2 – A Reestruturação da Indústria de Gás Natural Brasileira

O gás natural não se apresentava nem como fonte disponível em abundância, nem como fonte alternativa antes do final da década de oitenta no Brasil. Porém, depois dos choques de petróleo na década de setenta, foram iniciados alguns programas que objetivaram a busca de fontes alternativas ao petróleo e seus derivados. A melhor solução encontrada naquela época foi a construção de grandes hidrelétricas devido às condições hídricas favoráveis e à baixa disponibilidade de combustíveis fósseis no território nacional.

Em decorrência disso, o gás natural não fez parte das prioridades da política energética nacional (Almeida, 2005). A descoberta de reservas de gás na bacia de Campos e o aumento da produção de gás associado, no entanto, foram as principais razões para a determinação de um novo contexto para a *commodity* na política energética do país. Isso, conjugado com a crescente disponibilidade da oferta de gás depois da negociação do contrato de importação com a Bolívia⁵⁵, em meados da década de noventa, acelerou a difusão do consumo da *commodity* no país.

No que diz respeito ao modelo de organização da indústria de gás natural brasileira até 1997, destaca-se a existência de uma empresa estatal, a Petrobrás, que diretamente ou através das suas subsidiárias, controlava as atividades de produção, transporte e comercialização de gás. A distribuição da *commodity* para os consumidores finais ficou por conta dos estados, mas a Petrobrás freqüentemente se responsabilizava também pela execução do serviço. Portanto, pode-se dizer que a indústria de gás natural nesse período se caracterizava pela existência de uma empresa estatal integrada que detinha o poder legal de monopólio na indústria de gás natural.

⁵⁵ A negociação, iniciada em 1993, resultou na importação de 30 mm³/dia de gás da Bolívia a partir de 1999.

A abertura do setor de hidrocarbonetos, permitindo a participação do setor privado nas atividades de produção, prospecção, desenvolvimento, importação e exportação de gás, ocorreu em 1995 mediante aprovação no Congresso de duas emendas à Constituição Federal. Na Emenda Nº 9, que impôs a quebra do monopólio legal da Petrobrás, consta que:

“A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I e IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei”.

Por outro lado, as empresas privadas foram permitidas a atuar no segmento de distribuição mediante a Emenda Constitucional Nº 5 que estabeleceu que:

“Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma de lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”.

Na Lei 9478/97 aprovada em 1997 (também denominada de Lei do Petróleo) foi estabelecido que os direitos de produção e prospecção da União seriam administrados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). A ANP, criada em 1997, também seria responsável pela autorização e fiscalização das atividades de transporte, comercialização, distribuição, exportação e importação de gás. A aprovação da Lei do Petróleo visava a atração do capital privado (principalmente o capital estrangeiro) para os segmentos de prospecção, extração e desenvolvimento de novos campos de petróleo e gás natural.

Além da quebra de monopólio legal da empresa estatal e da abertura do setor, a Lei do Petróleo também provocou transformações importantes na indústria de gás natural. Houve uma reestruturação da indústria de gás natural brasileira, na qual foram introduzidas algumas medidas importantes. A primeira foi o acesso livre de terceiros a infra-estrutura de gasodutos, porém, as condições de acesso deveriam ser negociadas entre os próprios agentes⁵⁶. Em segundo lugar, a criação da ANP em 1997, agência responsável pela regulação das atividades nas indústrias de petróleo e gás natural, como já foi mencionado acima. E, por fim, a venda do excesso de ações necessárias ao controle acionário da Petrobrás. Destaca-se que, diferentemente da privatização dos outros países, o poder acionário da Petrobrás foi mantido com a União. Dessa forma, a Petrobrás poderia continuar a exploração e desenvolvimento das áreas nas quais já tivesse investido.

É importante frisar que apesar da introdução das reformas acima mencionadas, não houve nenhuma restrição à integração vertical ou horizontal ao longo da cadeia de gás natural do país. Desse modo, a Petrobrás continua sendo a empresa dominante na indústria de gás natural brasileira. Apenas nas atividades de produção e transporte de gás a Petrobrás foi obrigada a realizar uma separação jurídica. Foi criada uma empresa subsidiária, a Transpetro, que seria responsável pela construção e operação da infra-estrutura de gasodutos de transporte.

Dadas as condições da estrutura da indústria de gás brasileira, percebe-se que a reestruturação do setor ainda não resultou na existência de concorrência na indústria. De fato houve em alguns segmentos uma pequena elevação do número de agentes depois da reestruturação da indústria. Mas a Petrobrás continua exercendo uma posição monopolista em

⁵⁶ Mais conhecido como acesso negociado.

quase todas as etapas, inibindo a introdução de concorrência efetiva na indústria de gás natural do país.

IV.3 - Obstáculos ao Desenvolvimento de um Mercado Spot na Indústria de Gás Natural Brasileira

Dadas as características da indústria de gás natural brasileira, percebe-se que existem vários obstáculos para o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás. A fim de facilitar o entendimento, classificaram-se esses obstáculos em: (i) obstáculos regulatórios; (ii) obstáculos contratuais; e (iii) obstáculos associados ao desenvolvimento do mercado.

IV.3.1 – Obstáculos Regulatórios

No que diz respeito aos obstáculos regulatórios destaca-se que, não obstante a aprovação da Lei de Petróleo em 1997, ainda não há definição completa do arcabouço regulatório da indústria de gás natural. A Lei do Petróleo não estabelece (i) nenhuma definição quanto à forma de concessão dos serviços no segmento de distribuição de gás, deixando para os estados a determinação dessa escolha; (ii) restrições à concentração e ao poder de mercado das empresas que atuam na indústria; (iii) restrições à participação cruzada das empresas ao longo dos segmentos da cadeia de gás natural; (iv) as condições para a abertura no mercado final; e (v) orientações claras à separação de serviços.

Outro aspecto do ambiente regulatório diz respeito às competências da agência reguladora para exercer as suas atividades. O reduzido poder da ANP para regular as atividades dos agentes

ao longo da cadeia de gás natural é considerada uma restrição para a introdução de concorrência efetiva no setor. Cabe ressaltar que a agência não regulamenta as condições de acesso à infraestrutura, nem determina as tarifas de transporte, apenas tem o papel de aconselhar o Ministério de Minas e Energias.

Por fim, destaca-se a necessidade da aprovação de uma lei específica de gás que estabeleça regras adequadas para o funcionamento do mercado. Esta lei deve definir claramente os objetivos para o setor, os papéis de cada tipo de agente e melhorar a coerência entre os objetivos e os instrumentos regulatórios previstos na lei. Além disso, a lei específica de gás deve dar um tratamento adequado a aspectos importantes relacionados à indústria de gás natural, não contemplados ou tratados de forma superficial pela Lei 9.478/97. Cabe mencionar que há bastante tempo existe uma lei específica de gás na pauta do Congresso Nacional, que até o presente momento, não foi votada.

IV.3.2 – Obstáculos Contratuais

Em relação aos obstáculos contratuais, chama-se atenção à importância dos contratos de longo prazo na indústria de gás brasileira. Esses contratos ainda representam a forma predominante de comercialização ao longo de todos os segmentos da indústria de gás brasileira. A consequência disso é a pouca flexibilidade existente na indústria, já que esses contratos freqüentemente contém cláusulas do tipo *take-or-pay*.

Outro aspecto importante é a impossibilidade de repasse de contratos a terceiros, isto é, não existe uma regulamentação adequada na Lei do Petróleo para a revenda de contratos de gás e serviços de transporte na indústria. Atualmente, a viabilização da revenda de contratos requer uma renegociação para que o comprador possa vender seus direitos contratuais (Almeida, 2005). Essa renegociação, conjugada a uma regulamentação inadequada, eleva o custo de transação das relações comerciais na indústria e impede o desenvolvimento de um mercado secundário no setor.

Por fim, destaca-se que a realização de mudanças na esfera contratual na indústria de gás natural brasileira normalmente resulta num processo demorado. Isto porque, pela legislação atual, a ANP não tem autoridade para modificar contratos vigentes, nem para aprovar novos contratos, o que demonstra mais uma vez o reduzido poder da agência reguladora para regular a comercialização de gás na indústria.

IV.3.3 – Obstáculos Associados ao Desenvolvimento do Mercado

Atualmente, o obstáculo mais importante em relação ao desenvolvimento do mercado de gás brasileira é a falta de oferta e a grande dependência da importação de gás da Bolívia. O crescente consumo de gás no território nacional⁵⁷, principalmente dos setores industriais e de GNV, não foi acompanhado pelo aumento da oferta. Dessa forma, o Brasil se tornou cada vez mais dependente das importações de gás da Bolívia, que atualmente representam aproximadamente 50% do consumo nacional.

⁵⁷ O consumo de gás no território nacional em 2005 aumentou 16% em relação ao ano anterior.

Somando-se a esse fato, destaca-se que o recém eleito presidente da Bolívia, Evo Morales, anunciou a nacionalização das reservas de petróleo e gás do país. A nacionalização das reservas de gás e petróleo da Bolívia pode ter impacto direto sobre o desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira. Isto porque além da grande dependência do gás boliviano, a Petrobrás é uma das empresas com maior participação no mercado de gás da Bolívia.

Outro obstáculo é a reduzida maturidade e densidade da rede de gasodutos no território brasileiro. Atualmente, a rede de gasodutos tem 13.907 km de extensão, das quais grande parte está localizada nas regiões Sudeste e Sul do país. A baixa maturidade da rede impossibilita o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte e de distribuição de gás e viabiliza a existência de uma elevada especificidade do ativo dos gasodutos. Essa elevada especificidade do ativo dos gasodutos, conjugada ao reduzido número de agentes na indústria de gás do país, viabiliza a presença de alto custo de transação envolvendo as relações comerciais do setor. É importante frisar que será necessário acelerar o ritmo de desenvolvimento da infra-estrutura e do mercado para que uma redução da especificidade do ativo na indústria seja possível.

Além disso, destaca-se a inexistência de capacidade de armazenamento no mercado. Não existem reservatórios de gás, nem de GNL, no território nacional que permitam atender às flutuações entre a demanda e a oferta da *commodity*. O único mecanismo de armazenamento existente no mercado é o *line pack*, ou seja, a capacidade de variação da oferta de gás dentro do gasoduto por meio da elevação da pressão da *commodity* acima da pressão de entrega ao consumidor final.

Por fim, considera-se um aspecto que nada tem a ver com a estrutura física do mercado de gás do país. Esse aspecto diz respeito à estrutura da indústria, ou melhor, ao grau de concentração de poder de mercado na indústria. A posição dominante da Petrobrás em quase todos os segmentos representa um grande obstáculo à formação de um mercado de curto prazo e de um mercado secundário na indústria de gás brasileira. Dessa forma, pode-se afirmar que a introdução de concorrência efetiva na indústria de gás dependerá certamente da redução do nível de concentração de poder de mercado da Petrobrás.

IV.4 - Lições para a Indústria de Gás Natural Brasileira

A análise das experiências internacionais do processo de liberalização da indústria de gás natural demonstra a existência de uma multiplicidade de modelos de organização do setor e, conseqüentemente, de formas diferentes de desenvolvimento do mercado *spot* na indústria de gás dos países. Essa multiplicidade se deve não apenas à condução do processo de liberalização, mas também às especificidades tecnológicas e econômicas da indústria de gás natural de cada país, como já foi exposto anteriormente. Não obstante essas especificidades, o exame das experiências internacionais proporciona algumas lições importantes para o desenvolvimento de um mercado *spot* na indústria de gás natural brasileira.

Primeiro, o exame das experiências internacionais mostrou que a escolha de um modelo regulatório deve ser compatível com a política energética do país. Porém, no Brasil ainda não está muito claro qual será o papel do gás dentro da política energética do país. Foram implementadas mediante a aprovação da Lei do Petróleo em 1997, reformas que quebraram o monopólio legal da

empresa estatal e que visaram à introdução da concorrência no setor. Entretanto, diferentemente das experiências internacionais, no Brasil não se modificou a concentração no mercado, de forma que a Petrobrás ainda continua sendo a empresa dominante em quase todos os segmentos ao longo da cadeia de gás.

O modelo regulatório atual da indústria de gás natural brasileira, portanto, ainda não está estabelecido. Ele pode ser definido como uma mistura de duas formas de organização: (i) a organização tradicional da indústria, baseada numa empresa dominante; e (ii) uma organização da indústria que visa à introdução da concorrência.

A introdução de concorrência efetiva no setor, no entanto, depende fundamentalmente da definição de um modelo regulatório pelas autoridades. É importante ressaltar que as condições para a introdução de concorrência efetiva também são os condicionantes para o desenvolvimento do mercado *spot* de gás. Dessa forma, a existência de concorrência efetiva no setor será, portanto, o primeiro passo para a formação do mercado *spot* de gás.

Segundo, definido o modelo regulatório da indústria de gás natural brasileira, o próximo passo das autoridades deverá ser a discussão da forma pela qual o processo de liberalização será conduzido. Já foram introduzidos o livre acesso de terceiros à infra-estrutura e a separação de serviços na indústria de gás natural do Brasil. Porém, obstáculos importantes, dentre eles as restrições à participação cruzada, a abertura no mercado final, restrições quanto à forma de concessão dos serviços no segmento de distribuição e restrições à concentração ainda não foram vencidos.

Cabe sublinhar que a forma de implementação das reformas determinará também o número de agentes no setor e, conseqüentemente, o volume das transações realizadas na indústria. O aumento do número dos agentes e do volume das transações é fundamental para a formação de um mercado de curto prazo e um mercado secundário, que posteriormente, podem se transformar num mercado *spot* de gás.

Terceiro, a análise das experiências internacionais deixou muito clara a necessidade de uma atuação forte da agência reguladora. A atuação do regulador deve ser forte não só durante a implementação das reformas do processo de liberalização, mas também na regulamentação e na fiscalização das atividades dos agentes depois da introdução da concorrência. Para poder cumprir essa tarefa, o regulador brasileiro deve ter as suas competências ampliadas.

É importante mencionar que o regulador da indústria de gás natural dos países analisados é responsável não só pela regulamentação das atividades dos agentes ao longo da cadeia de gás natural, mas também pela determinação de tarifas, as condições de acesso, a proteção dos consumidores e a qualidade do serviço prestado.

Por fim, destaca-se que a introdução da concorrência na indústria de gás natural brasileira também depende da evolução do mercado e da estrutura física do setor. O exame das experiências internacionais mostrou que a especificidade do ativo e a maturidade da indústria são alguns dos componentes fundamentais para a redução do custo de transação das relações comerciais do setor. E a redução do custo de transação é uma das condições mais importantes para a substituição da estrutura de coordenação verticalizada por um arranjo institucional no qual o mecanismo do sistema de preços regula as transações da indústria.

No que diz respeito à indústria de gás natural brasileira, percebe-se que o estado atual do setor se caracteriza pela existência de uma elevada especificidade do ativo e uma reduzida maturidade da infra-estrutura de gasodutos de transporte e de distribuição. Isto, conjugado à elevada incerteza e ao reduzido número de agentes, viabiliza a presença de elevado custo de transação envolvendo as relações comerciais da indústria. Desse modo, fica claro porque a formação de um mercado *spot* de gás na indústria de gás brasileira dependerá da evolução futura do mercado.

CONCLUSÃO

A dissertação que aqui se encerra pretendeu, a partir da abordagem da teoria do custo de transação de Williamson, estudar os condicionantes da formação de mercados *spot* na indústria de gás natural. Através da análise de alguns países no desenvolvimento de mercados *spot*, buscou-se identificar um *roadmap* que possa ser utilizado para o desenvolvimento desse tipo de mercado no Brasil.

É importante ressaltar que este trabalho se limitará a identificar as principais condições necessárias para o desenvolvimento de um mercado *spot*, reconhecendo-se que este tipo de mercado pressupõe a liberalização do mercado final. Contudo, esta dissertação não discute a eficiência das formas de organização da indústria de gás natural, já que os impactos econômicos e sociais da liberalização da indústria de gás natural ainda são temas de grande controvérsia política e debate econômico.

A identificação dos condicionantes da formação de um mercado *spot* de gás exige, primeiramente, uma análise dos custos de transação da indústria de gás natural. Sob este ponto de vista, a indústria de gás natural pode ser dividida em dois estágios: a indústria de gás natural tradicional e a indústria de gás natural depois da introdução das reformas do processo de liberalização.

O trabalho demonstrou que na indústria de gás natural tradicional há existência de elevado custo de transação envolvendo as relações comerciais do setor. Esse elevado custo de transação

tornou a firma integrada e os contratos de longo prazo nas principais formas de coordenação das transações. Além disso, observou-se que a indústria de gás natural tradicional possui um número reduzido de instrumentos que possibilitam o ajuste da demanda à oferta, sobretudo quando são possíveis variações inesperadas da demanda.

Feitas essas afirmativas, destaca-se que na década de oitenta iniciou-se um processo de liberalização que objetivava a introdução da concorrência na indústria de gás natural. Para atingir esse objetivo, foram introduzidas diversas reformas que viabilizaram uma redução do custo de transação das relações comerciais da indústria. Entre as reformas mais importantes destacam-se a separação de serviços e o livre acesso de terceiros à rede de infra-estrutura,

Porém, é importante mencionar que o resultado da implementação das reformas na indústria de gás natural não foi idêntico em todos os países. Isto pode ser explicado não só pela maneira como as reformas foram introduzidas, mas principalmente pelas especificidades tecnológicas e econômicas da indústria de gás natural de cada país. Conclui-se, portanto, que essas características viabilizaram a existência de uma grande diversidade de modelos de organização na indústria de gás natural, como pôde ser observado na análise das experiências internacionais apresentados no capítulo três.

As reformas do processo de liberalização também tiveram impactos profundos sobre o funcionamento da indústria. O estudo das experiências internacionais demonstra que entre os impactos mais importantes destacam-se: o aumento do número de agentes; o surgimento de novos agentes; o aumento da capacidade de armazenamento; o aumento do consumo de gás no mercado

final, especialmente da participação do setor de geração elétrica no consumo total de gás, e; o desenvolvimento de novas formas de comercialização de gás e de serviços de transporte.

O impacto que mais afetou o funcionamento da indústria de gás natural foi o desenvolvimento de novas formas de comercialização. Isto porque as novas formas de comercialização tais como o mercado de curto prazo, o mercado secundário e o mercado *spot*, viabilizaram uma elevação da flexibilidade da indústria. Sendo assim, buscou-se identificar os fatores que facilitam o desenvolvimento dessas novas formas de comercialização na indústria de gás natural liberalizada.

Com base na análise desenvolvida ao longo do trabalho, conclui-se que, o desenvolvimento de um mercado de curto prazo depende de uma série de fatores que foram progressivamente transformando as condições de troca entre os agentes da indústria de gás natural. Dentre estes fatores destacam-se: (i) a implementação das reformas do processo de liberalização; (ii) a existência de uma indústria desconcentrada; (iii) a existência de um mercado líquido; (iv) a existência de capacidade de armazenamento suficientemente grande, e; (v) uma rede madura e bem interconectada.

Assim como o mercado de curto prazo, o desenvolvimento do mercado secundário também depende de determinados fatores. Além dos fatores responsáveis pelo desenvolvimento de um mercado de curto prazo já mencionados acima, aponta-se para a existência do direito de revenda de contratos de comercialização de gás e de capacidade de transporte adquiridos no mercado primário e a existência de um mercado de curto prazo, no qual é comercializado um elevado volume de contratos de gás e de serviços de transporte.

Vistos esses aspectos, destaca-se que o mercado de curto prazo e o mercado secundário podem se transformar, posteriormente, em um mercado spot de *gás*. Essa transformação, no entanto, só será possível, se além dos condicionantes do mercado de curto prazo e do mercado secundário já apresentados, existir padronização de contratos e adoção de um sistema de comércio eletrônico na indústria.

Feitas essas afirmativas, conclui-se que o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás depende da presença dos seguintes condicionantes:

- As reformas que visam à introdução da concorrência na indústria de gás natural, com destaque para o livre acesso e a separação de serviços;
- A existência de uma indústria desconcentrada, com a presença de um grande número de agentes dispostos a negociarem contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte;
- A existência de um elevado número de produtores (ou importadores) localizados em diversas áreas geográficas do país;
- Uma rede madura e bem interconectada, que possibilita não só o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte, mas também viabiliza a formação de pontos de comercialização;
- A existência de concorrência efetiva. Isto é, determinada pela interação das formas de regulação, das regras de mercado escolhidas, da estrutura da indústria e do grau de maturidade da indústria de gás natural;

- Excesso de oferta de gás ou de capacidade de transporte, que facilita a negociação de contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte entre os agentes;
- Capacidade de armazenamento suficientemente grande para atender ajustes nos horários de pico e os efeitos da sazonalidade da demanda;
- A padronização dos contratos, o que viabiliza uma redução do custo de transação dos agentes devido ao menor tempo e esforço gasto na busca do contrato ideal;
- A existência de um sistema de comércio eletrônico facilite a negociação entre os agentes.

Tendo em vista esses conceitos, destaca-se que o estudo das experiências internacionais proporciona algumas lições importantes caso o Brasil queira, futuramente, desenvolver um mercado *spot* de gás. É importante frisar que o momento ideal para o desenvolvimento desse tipo de mercado no Brasil não depende apenas da existência dos condicionantes acima citados, mas também do amadurecimento da discussão entre os agentes dessa indústria.

A análise da indústria de gás natural do Brasil neste momento demonstra a existência de certos entraves para a formação de um mercado *spot* de gás. Esses obstáculos podem ser classificados em: obstáculos contratuais, obstáculos em termos de mercado e obstáculos regulatórios.

Dentro dos obstáculos contratuais aponta-se para a impossibilidade de revenda de contratos de gás e serviços de transporte e a importância dos contratos de longo prazo na

indústria de gás natural brasileira. Entre os obstáculos em termos de mercado chama-se atenção para a falta de oferta de gás, a inexistência de capacidade de armazenamento e a reduzida maturidade e densidade da rede física.

Não obstante à existência desses entraves, observou-se a partir da análise da indústria de gás natural brasileira, que os obstáculos regulatórios representam a maior dificuldade para o desenvolvimento de um mercado *spot* na indústria de gás natural.

Dentre os obstáculos regulatórios aponta-se para a indefinição quanto ao modelo regulatório a ser adotado para a indústria de gás natural. Apesar da aprovação da Lei do Petróleo ainda não há regras claras quanto à forma de concessão dos serviços no segmento de distribuição; restrições à concentração e ao poder de mercado das empresas; restrições à participação cruzada das empresas e determinação de regras para a abertura no mercado final.

Além disso, observou-se que, as reduzidas competências da Agência Nacional de Petróleo para regular as atividades dos agentes ao longo da cadeia de gás natural representam uma limitação à introdução de concorrência efetiva no setor.

Portanto, conclui-se que, há necessidade da aprovação de uma lei específica de gás na indústria de gás natural brasileira. Esta lei deve definir claramente os objetivos para o setor, os papéis de cada tipo de agente e melhorar a coerência entre os objetivos e os instrumentos regulatórios previstos na lei. Além disso, a lei específica de gás deve dar um tratamento adequado a aspectos importantes relacionados à indústria de gás natural, não contemplados ou tratados de forma superficial pela Lei do Petróleo.

Além da necessidade da aprovação de uma lei específica do gás, apresentam-se a seguir algumas sugestões que podem acelerar a formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural brasileira.

Em primeiro lugar, destaca-se a necessidade de reduzir o poder de mercado da Petrobrás na indústria de gás natural. Isto pode ser realizado por meio da adoção da separação total ou da separação jurídica com participação cruzada, porém com fortes restrições como já foi exposto anteriormente. Essas restrições à participação da Petrobrás em determinados segmentos como, por exemplo, no segmento de produção, importação, transporte e comercialização de gás, viabilizariam um aumento do número de agentes no setor. Vale ressaltar que as restrições à atuação da Petrobrás nos segmentos de produção e importação de gás também permitiriam uma estrutura de oferta de gás mais diversificada.

Outra sugestão que também resultaria no aumento do número de agentes na indústria seria a abertura do mercado final para grandes consumidores. Isto, conjugada à existência do direito de revenda de contratos de comercialização de gás, seria um importante passo para o desenvolvimento de um mercado secundário no mercado por atacado. Ou seja, a abertura do mercado final para grandes consumidores e o direito de revenda de contratos possibilitariam a formação de um mercado secundário no mercado de comercialização de gás entre produtores/importadores, distribuidoras e outros grandes consumidores.

Em terceiro lugar, torna-se necessário um aumento do volume de investimentos para a expansão da infra-estrutura da indústria de gás natural no Brasil. Esses investimentos não devem

ser direcionados somente para a expansão da rede física de transporte e de distribuição, mas também devem permitir um aumento da capacidade de armazenamento de gás na indústria.

Por fim, destaca-se a necessidade da padronização dos contratos de comercialização de gás e de capacidade de transporte e a implementação de um sistema de comércio eletrônico. Essas condições permitiriam uma redução do custo de transação das relações comerciais na indústria.

Conclui-se, assim, que, para vencer os obstáculos para a formação de um mercado *spot* de gás, há necessidade de acelerar o ritmo de desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro. Finalmente, espera-se, que a realização deste trabalho possa contribuir para o desenvolvimento deste importante mecanismo de flexibilidade na indústria de gás natural do Brasil.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E. Fundamentos de Economia da Energia: Gás Natural. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro, 2001

_____. Fundamentos da Indústria do Gás Natural. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro, 2003.

_____. Mercado de Gás Natural no Cone Sul. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro, 2004.

_____. Obstáculos e Possibilidades para o Desenvolvimento do Mercado Secundário de Gás Natural: Panorama Internacional e Brasileiro. Rio de Janeiro, 2005.

ALMEIDA, E. e PINTO Jr. Evolução da Indústria de Gás Natural: Modelos de Regulação e Lições para o Caso Brasileiro. Rio de Janeiro, outubro, 2005.

ANP (on-line). Agência Nacional do Petróleo. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em março de 2006.

AUSTVIK, O. G. *Norwegian Natural Gas. Liberalization of the European Market*. Oslo, 2003.

AUTORITÀ PER L'ENERGIA E IL GAS – AEEG. Relatório Anual de 2004. Disponível em: <http://www.autorita.energia.it>.

_____. Relatório Anual de 2005. Disponível em: <http://www.autorita.energia.it>.

BICALHO, R., ALMEIDA, E. Turbina a Gás: Oportunidades e Desafios. Revista Brasileira de Energia, Vol. 8, No. 1, 2001.

BP (on-line) *British Petroleum*. Disponível em: <http://www.bp.com>. Acessado em novembro de 2005.

COASE, R. *The Nature of the Firm*. Economica, London, 1937.

DAHL, C. e MATSON, T. *Evolution of the U.S. Natural Gas Industry in Response to Changes in Transaction Costs*. Land Economics, august 1998.

DAVIS, L. E. e NORTH, D. C. *Institutional Change and American Economic Growth*. Cambridge University Press, Cambridge, 1971.

DE ARAÚJO, J.L. (1997) Regulação de Monopólios e Mercado: Questões Básicas, I Seminário Nacional do Núcleo de Economia de Infra-Estrutura Pronex, 24 e 25 de julho, Rio de Janeiro.

ENARGAS (on-line). *Ente Nacional Regulador Del Gas*. Argentina. Disponível em: <http://www.enargas.gov.ar>. Acessado em fevereiro de 2006.

ENERGIA INFORMATION ADMINISTRATION – EIA-DOE. *The Value of Underground Storage in Today's Natural Gas Industry*. EIA-DOE, 1995a. Disponível em: <http://www.iea.doe.gov>.

_____. *Natural Gas 1995: Issues and Trends*. EIA-DOE, 1995b. Disponível em: <http://www.iea.doe.gov>.

_____. *The Emergence of Natural Gas Markets*. EIA-DOE, 1996. Disponível em: <http://www.iea.doe.gov>.

_____. *Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 Update*. EIA-DOE, 2003. Disponível em: <http://www.iea.doe.gov>.

ESTRADA, J., MOE, A. and MARTINSEN, K. *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives*. Sussex, England, John Wiley & Sons, 1995.

FINON, D. e MIDTTUN, A. *Reshaping European Gas and Electricity Industries*. Regulation, Markets and Business Strategies. Elsevier, Oxford, 2004.

FREITAS, K. Definição Tarifária como Instrumento Regulatório: Precificação do Transporte Dutoviário de Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, dezembro de 2004.

HELM, D. e JENKINSON, T. *The Assessment: Introducing Competition into Regulated Industries*. Oxford Review of Economic Policy, vol. 13, No.1. Oxford University press, 1997.

HULL, J. Opções, Futuros e Outros Derivativos. Prentice Hall, Inc., 1997.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Natural Gas Transportation: Organization and Regulation*. Paris: OCDE, 1994.

_____. The IEA Natural Gas Security Study. Paris: OCDE, 1995.

_____. *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*. Paris: OECD, 1998.

_____. *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*. Paris: OECD, 2002.

_____. *Daring to Tap the Bounty*. Paris: OECD, 2003.

BANCO INTERNACIONAL DE DESENVOLVIMENTO (BID). *Gas Market Integration in the Southern Cone*. Washington, 2004.

FUSARO, P. Energy Risk Management. *Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Markets*. McGraw-Hill Companies, Inc., 1998.

JURIS, A. *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*. Banco Mundial, mimeo. Washington, 1996.

MCDANIEL, T. e NEUHOFF, K. *Auctions to Gas Transmission Access: The British Experience*. Mimeo, 2002.

MÉNARD, C. *Markets as Institutions versus Organizations as Markets? Disentangling some Fundamental Concepts*. *Journal of Economic Behavior and Organization*, vol. 28, p. 161-182, 1994.

NEWBERRY, D. M. *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Industries*. Cambridge: The MIT Press, 2000.

PEEBLES, M. *Evolution of the Natural Gas Industry*. The Macmillan Press Ltd. London, 1980.

PINTO JR., H. *Repartição das Rendas Econômicas na Indústria Brasileira do gás Natural*. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro, 2002.

PINTO JR., H., TORRES, R., BICALHO, R., BORGES, H. e EGLER, G. *Contratos e Estruturas de Mercado na Indústria de Gás Natural: Aspectos Teóricos e as Experiências de Reestruturação*. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro, 2002.

SHY, O. *The Economics of Network Industries*. Cambridge University Press, 2001

SIDAK J., SPULBER, D. *Deregulatory Takings and the Regulatory Contract. The Competitive Transformation of Network Industries in the United States*. Cambridge University Press, 1998

STRATT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP. *A Reforma da Indústria de Gás Natural na Argentina. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural*. 2004.

_____. *A Reforma da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural*. 2004.

_____. A Reforma da Indústria de Gás Natural na Austrália. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. 2004.

_____. A Reforma da Indústria de Gás Natural na Espanha. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. 2004.

TORRES, R. Coordenação de Investimentos e Políticas de Introdução da Concorrência na Indústria de Gás Natural: Elementos para Análise de Casos no Brasil. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, dezembro de 2001.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 Update*. Washington D.C., October 2003.
<http://www.iea.doe.gov>.

_____. *The Value of Underground Storage in Today's Natural Gas Industry*. DOE/EIA-0591(95). Washington D.C., March, 1995.

VISCUSI, W., VERNON, J., HARRINGTON JR., J. *Economics of Regulation and Antitrust*. 2 ed. Cambridge: MIT Press, 1995.

WILLIAMSON, O. E. *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting*. Free Press-MacMillan, New York University Press, New York, 1985.

_____. *The Mechanisms of Governance*. Oxford University Press, New York, 1996.

_____. *The Theory of the Firm as Governance Structure: From Choice to Contract*. Journal of Economic Perspectives, Vol. 16 nr. 3, p.171 - 195, 2002.

WRIGHT, A. e SHARPE, C. *Natural Gas Contracting: Strategies for the New Marketplace*. American Bar Association, 1998.