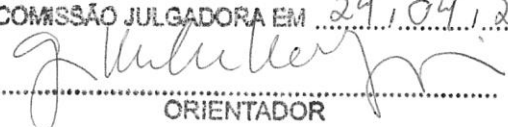


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Paulo Henrique de
Mello Sant'Ana E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 24/04/2009

ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Desenvolvimento da competição e da infra- estrutura na indústria de gás natural do Brasil

Autor: Paulo Henrique de Mello Sant'Ana

Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi

Co-Orientador: Sérgio Valdir Bajay

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

Desenvolvimento da competição e da infraestrutura na indústria de gás natural do Brasil

Autor: **Paulo Henrique de Mello Sant’Ana**

Orientador: **Gilberto De Martino Jannuzzi**

Co-Orientador: **Sergio Valdir Bajay**

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Tese de doutorado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2009

SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Sa59d	Sant'Ana, Paulo Henrique de Mello Desenvolvimento da competição e da infra-estrutura na indústria de gás natural do Brasil / Paulo Henrique de Mello Sant'Ana. --Campinas, SP: [s.n.], 2009. Orientadores: Gilberto De Martino Jannuzzi, Sérgio Valdir Bajay. Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. 1. Gás natural. 2. Concorrência. 3. Recursos energeticos - Planejamento. I. Jannuzzi, Gilberto De Martino. II. Bajay, Sérgio Valdir. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.
-------	--

Título em Inglês: Developing competition and infrastructure in the natural gas industry in Brazil

Palavras-chave em Inglês: Natural gas, Competition, Energy resources - outlook

Área de concentração:

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Paulo Sergio Franco Barbosa, André Tosi Furtado, Edmar Luiz Fagundes de Almeida, Edmilson Moutinho dos Santos

Data da defesa: 24/04/2009

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

TESE DE DOUTORADO ACADÊMICO

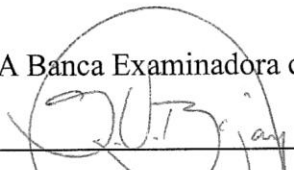
Desenvolvimento da competição e da infraestrutura na indústria de gás natural do Brasil

Autor: Paulo Henrique de Mello Sant'Ana

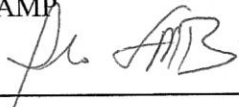
Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi

Co-Orientador: Sergio Valdir Bajay

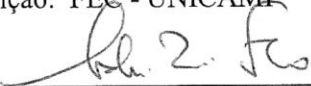
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:



Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay, Presidente
Instituição: FEM - UNICAMP



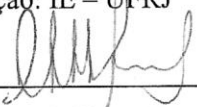
Prof. Dr. Paulo Sergio Franco Barbosa
Instituição: FEC - UNICAMP



Prof. Dr. André Tosi Furtado
Instituição: IGE – UNICAMP



Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Instituição: IE – UFRJ



Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos
Instituição: IEE - USP

Campinas, 24 de Abril de 2009

Agradecimentos

Primeiramente os agradecimentos formais: à Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp pelo apoio estrutural; ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro. Mesmo sendo formais, são merecidos! Obrigado!

Agora vamos voltar um pouco no tempo...

Lembro-me da educação sempre presente de meus pais (Lourival e Helena). É bem mais fácil dizer sim do que não, mas definitivamente limites são importantes na infância (vejo isso agora que tenho filhos). Esta educação que recebi foi para o mundo, que é cheio de regras. Transformei-me num homem seguro e confiante graças a vocês. Meu eterno obrigado!

Agradeço também ao meu irmão mais velho Luis Fernando. Sempre aprendemos com eles. Além disso, na infância precisamos ser estrategistas para vencê-los, pois na força...

Agradeço imensamente à minha esposa Aline. Nada é por acaso! Eu renasci com a nossa gravidez, me tornei alguém mais responsável e focado. Com certeza não estaria onde estou se não fosse você. Agradeço ao meu filho Gabriel por me dar forças para lutar e crescer cada vez mais; te amo muito, em tudo o que eu faço eu penso em você. Tenho que agradecer também a Carolina, que acabou de nascer! Um beijão do papai! Pra mim, família é tudo, e consegui formar a minha!

No início do mestrado, alguém que foi muito importante para mim foi meu orientador. Lembro-me de quando ingressei no mestrado, e minha namorada (e atual esposa) ficou grávida. Vendo minha angústia financeira, o Prof. Jannuzzi resolveu acreditar em mim, e me concedeu uma generosa bolsa (maior do que a de doutorado na época), através do International Energy Initiative (IEI), para que eu trabalhasse em projetos da ONG e conseguisse comprar o leitinho do Gabriel. Procurei sempre responder com trabalho e dedicação. Para ambos (IEI e Prof. Jannuzzi),

fica uma eterna dívida de gratidão. Agradeço o prof. Gilberto Jannuzzi por isso, pela amizade, confiança e orientação no mestrado e doutorado; ele é capaz de em uma frase fazer você modificar a tese inteira, e para melhor! Agradeço também a oportunidade de trabalhar em projetos de pesquisa coordenado pelo senhor; pude aprender cada vez mais e também pagar as contas de luz, telefone, plano de saúde, etc...

No doutorado, tive o prazer de contar com a orientação (não gosto desta história de co-orientação) do Prof. Sérgio Bajay. Sua capacidade analítica minuciosa e experiência me ajudaram muito nesta tese. Agradeço a orientação, amizade e oportunidade de trabalhar em projetos de pesquisa (me ajudando também a pagar o aluguel, prestação do carro, etc...). Além da orientação acadêmica, tive a oportunidade de receber orientações de vida! Obrigado!

Agradeço aos professores Saul Suslick e Paulo Barbosa, que também posso considerar orientadores informais desta tese. Aprendi muito com os senhores, e espero aprender ainda mais!

Agradeço o Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE), que pagou a revisão de inglês do artigo que enviamos para a Energy Policy. Felizmente não foi em vão! Obrigado NIPE, obrigado Fabiana, Rodolfo e prof. Rossi!

Agradeço à banca de qualificação, composta pelos professores Gilberto Jannuzzi, Sérgio Bajay e Paulo Barbosa; suas sugestões e correções foram vitais no fechamento deste trabalho.

Agradeço também o time do São Paulo (principalmente o técnico Muricy) e o Felipe Massa (em 2009 você vai ganhar!). Estas foram minhas principais distrações durante os últimos anos, tomados por muito trabalho.

Epígrafes

"O difícil é fazer o simples bem feito."

Autor Desconhecido

“Só através do equilíbrio e da moderação é que podemos nos tornar pessoas felizes ou harmônicas.”

Aristóteles

"Quando existem duas opiniões antagônicas sobre determinado tema, possivelmente o meio termo é uma boa opção."

Elaboração Própria

RESUMO

SANT ANA, Paulo Henrique de Mello. *Desenvolvimento da competição e da infra-estrutura na indústria de gás natural do Brasil*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 188p. Tese (Doutorado)

Nos últimos 20 anos, inúmeros países vêm realizando reformas estruturais na indústria do gás natural, buscando a eficiência e a racionalidade econômica através da introdução da competição em determinadas etapas da cadeia. A presente tese buscou responder à seguinte pergunta: Qual é o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil, considerando-se o atual estágio de desenvolvimento desta indústria no país? Para tanto, o trabalho efetuou uma fundamentação teórica sobre a teoria da regulação, analisou a experiência internacional na reestruturação do setor de gás natural, as particularidades do regime legal e regulatório no Brasil, a experiência brasileira da reestruturação do setor elétrico e a Lei 11.909/09, conhecida como a Lei do gás. Com o provável excedente de oferta de gás natural a partir de 2011 no Brasil, haverá condições propícias para o desenvolvimento da competição em algumas etapas da cadeia da indústria do gás. Dentre os principais pontos do arcabouço legal e regulatório considerado ideal para a atração dos investimentos e do desenvolvimento da competição, destacam-se: 1) regime único de autorização para a construção de gasodutos de transporte, vinculado a um parecer da EPE sobre o planejamento do mercado a ser conectado; 2) Planejamento participativo, coordenado pela EPE; 3) Acesso e prazo de carência a ser elaborado caso a caso pela ANP; 4) Regulação tarifária para as atividades de transporte 5) Foco na transparência de informações; 6) Criação de uma câmara de comercialização de gás natural; 7) Estimular o livre acesso, uma regulação tarifária eficaz e a transparente no *downstream*.

Palavras Chave: gás natural, regulação, reestruturação, competição, planejamento energético.

ABSTRACT

SANT ANA, Paulo Henrique de Mello. *Developing competition and infrastructure in the natural gas industry in Brazil*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 188p. PhD Thesis.

During the last 20 years, several countries have been carrying out structural reforms in the natural gas industry, trying to achieve efficiency and economic rationality with the introduction of competition. The objective of the thesis is to review the Gas Law 11.909/09 in Brazil and present an analytic approach to the development of competition and infrastructure of the Brazilian natural gas industry. According to the market projection carried out in this work, by 2011 there will be a possible surplus of natural gas in the country. The critical revision of the Gas Law shows several positive points and others that need improvements. This analysis and the new approach proposed herein seek to stimulate the development of competition and infrastructure in the Brazilian natural gas industry. It tries to stimulate it through non-discriminatory open access, tariff regulation for the transport activities and information transparency. The government role in this process is also shown, that is mainly regulation and outlook activities, aiming the development of the infra-structure. The main points to achieve a sound legal and regulatory framework are: 1) authorization for transmission activities, with the requirement of the opinion of the government research company EPE; 2) Participative planning; 3) Open access and exclusiveness period to be elaborated in a case by case basis by ANP; 4) Tariff regulation for transmission; 5) Focus on information transparency; 6) Creation of a wholesale market; 7) Granting open access and tariff regulation on the distribution.

Key words: natural gas, regulation, restructuration, competition, energy outlook

ÍNDICE

Agradecimentos.....	iv
Resumo.....	vii
Abstract	viii
Índice	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas.....	xvi
Nomenclatura	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
Capítulo 2	7
Metodologia	7
Capítulo 3	13
Fundamentação Teórica: Economia da Regulação	13
3.1 A Regulação Econômica e os Monopólios Naturais	15
3.2 Tipos de Regulação de preços	21
3.2.2 Regulação de preços por incentivos	23
3.2.3 Formas híbridas de regulação.....	26
3.3 Racional das políticas antitruste.....	27
3.4 Modelos híbridos de regulação e abertura de mercado	31

3.4 O desafio da manutenção dos investimentos em infra-estrutura.....	33
3.5 Conclusões	35
Capítulo 4	37
A Indústria de Gás Natural no Brasil	37
4.1 Evolução e situação atual do mercado de gás natural.....	39
4.2 Regulação <i>Upstream</i> da indústria do gás natural	42
Gás Natural Nacional	46
Gás Natural Importado	48
Programa Prioritário de Termelétricas (PPT).....	49
4.3 Regulação <i>Downstream</i>	53
A regulação no Estado de São Paulo.....	53
4.4 Considerações Finais.....	56
Capítulo 5	58
Experiência internacional na reestruturação do setor de gás natural	58
5.1 O processo de reestruturação da indústria do gás natural	59
Preço.....	59
Segurança de suprimento	64
Interdependência entre os setores de gás natural e eletricidade no Brasil.....	67
5.2 Regimes de outorga	71
5.3 A experiência dos Estados Unidos	72
Histórico da reestruturação do setor de gás natural nos Estados Unidos	75
Regulação Vigente nos Estados Unidos.....	82
5.4 A experiência do Canadá.....	84
Histórico da reestruturação do setor de gás natural no Canadá.....	86
5.5 A experiência do Reino Unido	88

Histórico da reestruturação do setor de gás natural no Reino Unido	92
Regulação Vigente no Reino Unido.....	94
5.6 A experiência da Argentina.....	98
A reestruturação do setor de gás natural na Argentina.....	99
5.7 A experiência do Japão	101
5.8 Considerações Finais.....	104
Capítulo 6	108
Reestruturação do setor elétrico Brasileiro	108
6.1 Reestruturação do setor elétrico brasileiro: o Projeto RE-SEB.....	109
6.2 Novo modelo do setor elétrico	112
O Ambiente de Contratação Livre	114
O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	114
6.3 Considerações Finais.....	117
Capítulo 7	119
Projeção do mercado de gás natural do Brasil em 2011	119
7.1 Projeção de oferta e demanda de gás natural para 2011	121
7.2 Projeção de oferta e demanda de gás natural da EPE	124
7.3 Planejamento da expansão da infra-estrutura de transporte de gás natural.....	126
7.4 Considerações Finais.....	128
Capítulo 8	129
Um arcabouço legal e regulatório para o estímulo da competição e o desenvolvimento da infra-estrutura de gás natural do Brasil	129
8.1 Lei do Gás	131
PL 334/2007	131
Lei 11.909/09	132

8.2 Opinião de diversos agentes do mercado e governo	135
Petrobrás.....	135
Agência Nacional do Petróleo (ANP)	139
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGAS	140
ABRACE.....	141
8.3 Avaliação crítica da Lei do Gás e elaboração de algumas novas propostas	144
Regime de outorga para as atividades de exploração e produção de gás natural.....	146
Regime de outorga para as atividades de transporte de gás natural	148
Planejamento da expansão	150
Acesso e prazo de carência.....	153
Regulação tarifária	156
Participações cruzadas.....	157
Operador do sistema.....	158
Comercialização	159
8.4 Desenvolvimento da competição e da infra-estrutura no <i>downstream</i>	163
8.5 A Função do governo Brasileiro em mercados competitivos de gás	164
8.6 Possíveis impactos no mercado brasileiro.....	166
8.7 Considerações Finais.....	169
Capítulo 9	172
Conclusão	172
Bibliografia.....	179
ANEXO I: Portarias e Resoluções da ANP Referentes ao Gás Natural	185

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Aumentos acumulados entre jan-99 e abr-07 do petróleo tipo Brent e da tarifa teto média de gás natural na Comgas (SP), em valores correntes.....	3
Figura 2: Evolução do consumo total de natural no Brasil entre 1970-2007, em milhões de metros cúbicos gás	11
Figura 3: Evolução do consumo total de gás natural no Brasil entre 1970-2007, em milhões de metros cúbicos.....	11
Figura 4: fluxograma da metodologia utilizada na tese	12
Figura 5: O ônus do monopólio e a competição.....	16
Figura 6: Curvas de custo de um monopólio natural	17
Figura 7: Monopólio natural temporário	18
Figura 8: Custo médio mínimo para duas firmas	20
Figura 9: conjunto de produção.....	30
Figura 10: o paradigma da estrutura-conduta-performance da organização industrial	30
Figura 11: Organização da Indústria de Gás Natural no Brasil.....	38
Figura 12: Evolução da matriz energética brasileira (BEN, 2007).	39
Figura 13: Evolução do consumo total de gás natural no Brasil entre 1970-2007, em milhões de metros cúbicos.....	42
Figura 14: Distribuição, por setor de consumo, do mercado do gás natural no Brasil em 2007....	42
Figura 15: Regulamentação do Setor de Gás Natural Antes e Após a Lei 9.478/97	44
Figura 16: Avaliação dos riscos e atratividade do PPT.....	52
Figura 17: Determinação de preços de gás no curto prazo com variação da oferta	61
Figura 18: Determinação de preços de gás no curto prazo com variação da demanda.....	62
Figura 19: Curvas de oferta e demanda de gás natural nos Estados Unidos e Reino Unido.....	63

Figura 20: Visão Geral sobre e Interdependência do Setor de Gás Natural e Energia Elétrica	68
Figura 21: Percentual do Volume de Gás Entregue aos Consumidores nos EUA em 2006	73
Figura 22: Evolução do Consumo, da Produção e da Importação de Gás Natural nos EUA (em trilhões de pés cúbicos – 1 pé cúbico é aproximadamente 0,0283 metros cúbicos).	74
Figura 23: Redes de gás interestaduais e intra-estaduais nos Estados Unidos.....	76
Figura 24: Evolução da Regulação de Gás Natural nos Estados Unidos	81
Figura 25: Percentual do Volume de Gás para os Consumidores no Canadá em 2006	85
Figura 26: Infra-Estrutura de Transmissão no Canadá e Futuras Construções (Zoom - Northwest Territories, Fonte: IEA, 2004a)	86
Figura 27: Evolução dos Custos e Preços do Gás Natural Antes e Após a Reestruturação no Canadá (Fonte: CGA, 2003).....	88
Figura 28: Percentual do Volume de Gás Entregue aos Consumidores Finais no Reino Unido em 2006	89
Figura 29: Evolução do Consumo de Gás Natural no Reino Unido entre 1970 e 2006.....	90
Figura 30: Redes de transmissão no Reino Unido	91
Figura 31: Evolução da Regulação no Reino Unido	94
Figura 32: Percentual do Volume de Gás para os Consumidores na Argentina em 2006	99
Figura 33: Redes de Transmissão de Gás Natural na Argentina (Fonte: IEA)	101
Figura 34: Percentual do Volume de Gás Entregue aos Consumidores no Japão em 2004.....	102
Figura 35: Infra-Estrutura de Transmissão no Japão e Projetos Futuros	104
Figura 36: Estrutura Institucional do Setor Elétrico – projeto RE-SEB	111
Figura 37- Organização do ACR.....	115
Figura 38: Consumo real e projeção logística do consumo de gás natural para 2011, em milhões de metros cúbicos diários (consumo total menos o destinado às térmicas)	123
Figura 39: Trajetória inferior (dados em mil metros cúbicos diários)	125
Figura 40: Trajetória superior (dados em mil metros cúbicos diários)	126
Figura 41: Organização da Indústria de Gás Natural no Brasil.....	166

Figura 42: Provável Organização da Indústria de Gás Natural no Brasil após o Processo de Reformas167

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Estrutura da oferta e demanda de gás natural no Brasil em 2007	41
Tabela 2: Desvalorização Cambial e Aumento do Preço do Barril de Petróleo Entre Fevereiro de 2000 e Junho de 2001.....	51
Tabela 3: Principais Diferenças entre Concessão e Permissão	72
Tabela 4: Quadro comparativo entre a regulação no Brasil, Estados Unidos e Reino Unido.....	107
Tabela 5: Evolução dos modelos do setor elétrico brasileiro.....	117
Tabela 6: Oferta e demanda de gás natural em 2011 e projeção para 2011.....	123
Tabela 7: infra-estrutura de gasodutos em operação no Brasil (em km).....	127
Tabela 8: resumo dos principais pontos abordados pelos agentes de governo e mercado com relação a Lei do Gás	144
Tabela 9: comparação da Lei 9.478/97 com a Lei 11.909/09	145
Tabela 10: vantagens e desvantagens dos regimes de autorização e concessão	149
Tabela 11: Comparação da Legislação Vigente com a Lei 11.909/09 e a proposta da tese	162
Tabela 12: Possíveis diferenças entre os arranjos contratuais vigentes e após as reformas.....	169

NOMENCLATURA

Siglas:

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ARSESP – Agência Reguladora e Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (antiga CSPE)

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

COMGAS – Companhia de Gás de São Paulo

DOE – Department of Energy

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FERC – Federal Energy Regulatory Commission

GNV – Gás Natural Veicular

GLP – Gás Liquefeito do Petróleo

MME – Ministério das Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

De acordo com IEA (1998), a indústria do gás natural possui características de indústria de rede, exigindo grandes investimentos iniciais devido aos altos custos marginais e altos riscos técnicos e financeiros envolvidos. Por este motivo, a estrutura monopolista pode ser considerada adequada no início de seu desenvolvimento. Com a depreciação do investimento, estes riscos e os custos marginais tendem a diminuir, e o retorno sobre o investimento, por sua vez, aumentar. A falta de transparência nos preços da commodity gás e do transporte, juntamente com o aumento do lucro, tendem a refletir em pressões da sociedade para ações do governo através de uma regulação mais rígida e/ou da introdução da competição em algumas etapas da cadeia.

De acordo com Martins (2006), no Brasil, a tão esperada competição ainda não se desenvolveu efetivamente nas atividades de exploração e produção de gás natural; a Lei 9.478/97 tinha como um de seus objetivos o desenvolvimento gradual da competição nestas e em outras etapas da cadeia da indústria do gás. Entretanto, 10 anos após a promulgação desta Lei, pouco avanço foi conseguido neste sentido, com a Petrobrás e suas subsidiárias dominando as atividades de exploração, produção, transporte e armazenamento de gás natural no país (Martins, 2006). O fato é que atualmente não há garantias do investidor de que o gás natural que ele venha a produzir será transportado até o usuário final, seja devido à falta de regulação nas atividades de transporte ou pela impossibilidade de se vender gás diretamente ao usuário final¹.

O gás natural é, na grande maioria dos casos, um bem intercambiável, e por isso pode ser substituído tecnicamente por outros combustíveis, como por exemplo, derivados de petróleo ou

¹ A legislação e regulação vigentes no Brasil permitem apenas que o gás natural tenha que seja vendido às distribuidoras estaduais, para que estas vendam o gás para o consumidor final.

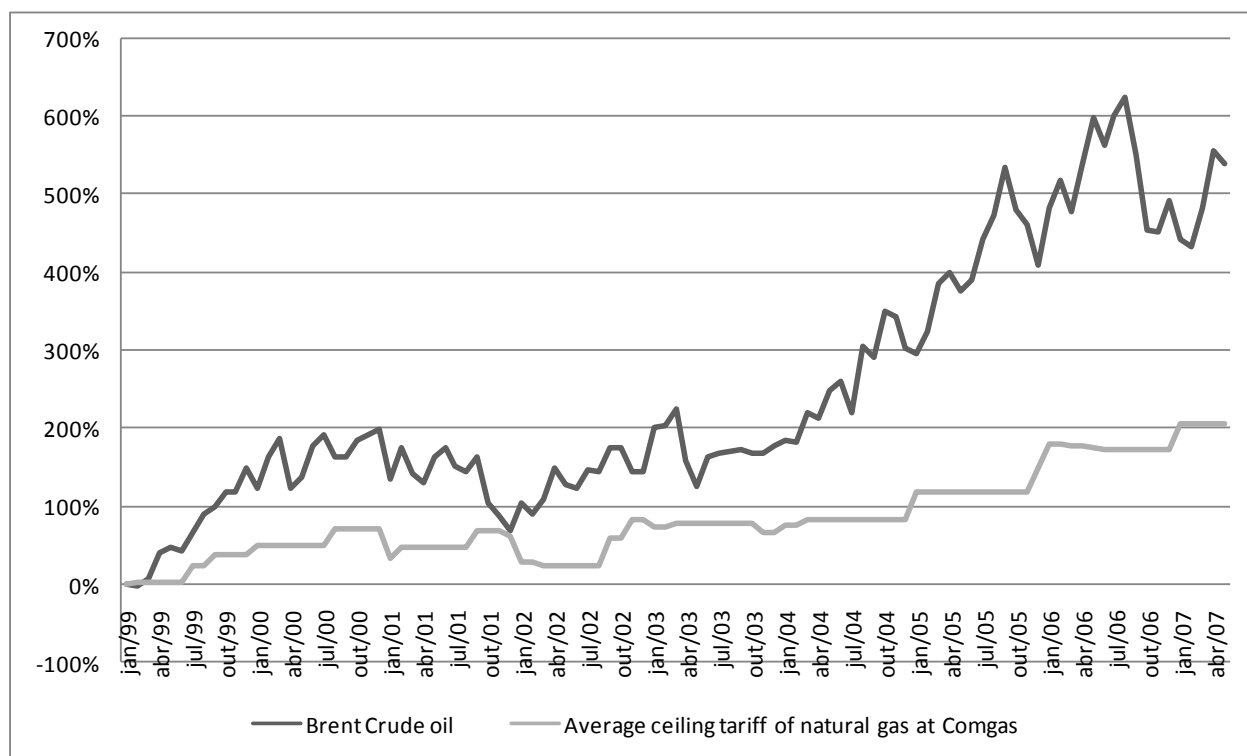
biomassa. A diferença é que, em alguns países (o que inclui o Brasil), o gás natural possui sua tarifa regulada para o consumidor final; seus substitutos, por sua vez, são normalmente reajustados conforme a lei da oferta e procura, conforme sugere a ANP. De acordo com o mercado consumidor industrial, alguns derivados de petróleo, como o óleo combustível e o querosene de aviação, são normalmente reajustados conforme a flutuação dos preços do barril de petróleo. Este descolamento entre os preços relativos do gás natural e de seus substitutos leva a uma artificialidade dos preços do gás para o consumidor final. Este fato pode refletir em pressões pela demanda de gás - quando seu preço relativo for menor do que de outros combustíveis -, ou em sobra de gás - quando seu preço relativo for maior. No Brasil, os reajustes tarifários das concessionárias de distribuição de gás natural são normalmente anuais, e as revisões tarifárias a cada quatro ou cinco anos.

Nos últimos anos (notadamente entre 2004 a 2007), tem havido pressão pela demanda de gás natural no Brasil, já que o seu preço relativo está mais baixo quando comparado aos derivados de petróleo; os preços do barril de petróleo, e por consequência da maioria de seus derivados, vêm aumentando mais rapidamente do que os preços do gás natural. Outros fatores também motivam a troca do combustível previamente utilizado por gás natural, como a qualidade do produto final ou a redução de emissões de gases de efeito estufa. A Figura 1 ilustra a variação percentual dos preços do barril de petróleo tipo BRENT e do preço médio de gás natural para o consumidor final na área de concessão da COMGAS², em US\$ correntes. O ano de 1999 é adotado porque foi o início da regulação do gás natural no Estado de São Paulo, e seu preço foi estabelecido considerando a metodologia *netback*³ do gás natural; isto significa que aumentos percentuais diferentes refletem diretamente no preço relativo entre o gás natural e o óleo combustível. A figura 1 mostra que o preço relativo do barril de petróleo, e consequentemente de seus derivados, aumentou relativamente mais do que o gás natural para o consumidor final. Este fato, aliado à ausência de mecanismos de flexibilização da demanda e oferta de gás natural, vêm provocando racionamentos no setor, principalmente para o segmento industrial, carro chefe da

² Comgás é a maior distribuidora de gás natural do Brasil, responsável, em 2006, por aproximadamente 31% do gás comercializado para os consumidores finais no país (GASNET, 2007).

³ A metodologia de *netback* visa aproximar a tarifa de gás natural com o preço do óleo combustível, considerando-se o poder calorífico dos combustíveis no queimador. Esta metodologia ilustra qual o preço médio do gás natural que se equivaleria ao preço do óleo combustível para o consumidor final.

expansão da indústria gás natural desde a finalização da construção do gasoduto Brasil-Bolívia, em 1999.



* Preços do petróleo tipo Brent inicial e final: \$10,44 e \$66,92 o barril (US\$ corrente)

** Preços médios do gás natural da COMGAS inicial e final: \$0,25 e \$0,78 o metro cúbico (US\$ corrente)

Fonte: Adaptação de DOE/IEA (2007) e ARSESP (2007)

Figura 1: Aumentos acumulados entre jan-99 e abr-07 do petróleo tipo Brent e da tarifa teto média de gás natural na Comgas (SP), em valores correntes⁴.

É importante ressaltar a importância que a Petrobrás teve, tem, e possivelmente terá no futuro da indústria do gás natural do Brasil; contudo, a própria empresa já está preocupada com a ausência de mecanismos de flexibilização da demanda, como a criação de um mercado de curto prazo. Esta preocupação foi externada em declaração do presidente Jose Sergio Gabrielli na mídia, em março de 2009. A introdução de novos mecanismos de flexibilização da demanda e oferta de gás natural, juntamente com um arcabouço legal e regulatório adequado, tende a propiciar o desenvolvimento da competição em algumas etapas da cadeia do gás natural.

⁴ Os valores correntes das tarifas médias da Comgás foram convertidos em dólar médio do ano (fonte: Ipeadata)

De acordo com IEA (2002), nos últimos 20 anos, inúmeros países vêm realizando reformas estruturais na indústria do gás natural, buscando a eficiência e a racionalidade econômica através da introdução da competição em determinadas etapas da cadeia. Os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido são alguns exemplos bem sucedidos desta estratégia, que se bem conduzidas, tendem a diminuir os preços para o consumidor final e também criar de novos mecanismos de flexibilização da oferta e demanda de gás. Ainda que nem sempre os preços para os consumidores finais em mercados liberalizados diminuam, eles resultam numa melhor alocação eficiente de recursos (IEA, 2004).

As recentes discussões no Brasil sobre uma Lei do Gás para o setor de gás natural, e a liberalização da comercialização de gás natural para alguns segmentos consumidores nos Estados do Rio de Janeiro (em 2009) e São Paulo (em 2011), pretende construir um novo arcabouço legal e regulatório que procure incentivar o desenvolvimento da competição e da infra-estrutura na indústria do gás natural, assim como foi realizado em outros países. A Lei do Gás 11.909/09, recém aprovada, têm como objetivos principais o desenvolvimento da infra-estrutura e da competição da indústria do gás natural no Brasil. A defesa do interesse público⁵ justificou a elaboração desta Lei, que buscou maximizar os benefícios da sociedade como um todo.

Dentro deste contexto, a presente tese pretende descrever qual é o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil, considerando-se o atual estágio desta indústria no país.

Para responder esta pergunta, esta tese pretende realizar uma fundamentação teórica da regulação, efetuar uma revisão crítica da Lei 11.909/09 (Lei do Gás), analisar as particularidades da indústria do gás natural do Brasil, detalhar o processo de reformas na indústria do gás natural no exterior, descrever o processo de reformas do setor elétrico brasileiro, e coletar a opinião dos principais agentes de governo e de mercado. São também estudados os possíveis impactos com a solução proposta, baseado principalmente na experiência internacional e nas particularidades do Brasil.

⁵ Interesse Público é a vontade de um conjunto de indivíduos, ou seja, uma nação/povo, cujo conjunto de normas visa o bem geral desse grupo

Após este capítulo introdutório, o capítulo 2 descreve a metodologia deste trabalho, que formula outras perguntas que precisam ser respondidas, visando responder a pergunta principal.

O capítulo 3 descreve a regulação de monopólios naturais, o que inclui a regulação de preços do tipo serviço pelo custo, a regulação de preços por incentivos e a chamada regulação baseada no desempenho. Posteriormente, as características básicas da indústria do gás natural são descritas, justificando-se um modelo híbrido de regulação. Por fim, o desafio da manutenção dos investimentos na cadeia do gás é abordado.

O capítulo 4 descreve a indústria do gás natural no Brasil, incluindo o marco inicial da Lei 9.478/97 e a evolução do mercado e regulação no país.

O capítulo 5 descreve primeiramente o racional econômico da reestruturação do mercado de gás natural, para posteriormente descrever a experiência internacional na reestruturação deste setor nos Estados Unidos, Canadá, Reino Unido, Argentina e Japão. Esta revisão da literatura visa descrever as experiências destes países que possam ser adaptadas à realidade brasileira.

O capítulo 6 descreve a experiência brasileira na reestruturação do setor elétrico no Brasil, iniciando-se com a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (projeto Re-seb), para uma posterior descrição do novo modelo do setor elétrico.

O capítulo 7 realiza uma projeção da oferta e da demanda de gás natural no Brasil, para verificar se a partir de 2011 haverá excesso de capacidade e a disponibilidade de gás natural no país – estas são duas condições vitais para que a competição se estabeleça efetivamente (IAE, 1998). O ano de 2011 foi escolhido porque é o ano em que se dará início a liberalização da comercialização de gás para os grandes consumidores industriais⁶ e termelétricas no Estado de São Paulo. Em 2006, o Estado foi responsável por aproximadamente 35% das vendas aos consumidores finais no país (GASNET, 2007); além disso, em 2011, a comercialização destes segmentos consumidores no Estado do Rio de Janeiro também estará liberalizada desde 2009. Esta projeção de mercado de gás pode ser considerada como um objetivo secundário desta tese. Além da projeção para o Brasil, é considerada a projeção do mercado de gás natural nas regiões

⁶ No Estado de São Paulo, grandes consumidores industriais são as empresas que consomem mais do que 500.000 metros cúbicos de gás natural por mês, com 1 metro cúbico correspondendo a 9.400 kcal.

Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, considerando-se o Plano Decenal de Energia 2007-2016 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O capítulo 8 realiza uma revisão crítica da Lei do Gás e procura responder à pergunta central desta tese: Qual é o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil, considerando-se o atual estágio de desenvolvimento desta indústria no país? A solução encontrada é baseada na fundamentação teórica, numa análise crítica da Lei 11.909/09, na regulação estadual vigente, no planejamento do mercado de gás natural, na opinião dos principais agentes de governo e de mercado, na experiência internacional e na experiência da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Neste mesmo capítulo são também analisados os possíveis impactos decorrentes da solução proposta.

O capítulo 9 apresenta as conclusões finais do trabalho.

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA

Conforme descrito na introdução, a Lei 9.478/97 tinha como um de seus objetivos o desenvolvimento gradual da competição na indústria do gás natural no Brasil; entretanto, 10 anos após a promulgação desta lei, pouco avanço foi conseguido neste sentido (Martins, 2006). Contudo, é importante ressaltar que a Lei 9.478/97 não era especificamente uma lei para o setor de gás natural, sendo mais voltada para o setor de petróleo e derivados.

O objetivo principal desta tese é responder à seguinte pergunta: Qual é o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil, considerando-se o atual estágio de desenvolvimento desta indústria no país?

Para responder tais perguntas, outras necessitam ser respondidas. São elas:

- 1) Em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica uma regulação mais rígida?
- 2) Em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica a introdução da competição?
- 3) Há evidências teóricas e empíricas da influência do processo de reformas nos investimentos?
- 4) Como foi a evolução, e como é atualmente a regulação da indústria do gás natural no Brasil?
- 5) Quais são as particularidades da regulação no Brasil se comparado com outros países?
- 6) Quais foram os elementos básicos no processo de reformas no exterior?

- 7) Quais foram os impactos destas reformas nesses países?
- 8) Quais foram os aspectos positivos e negativos do processo de reformas do setor elétrico no Brasil que podem ser aproveitados no processo de reforma do setor de gás natural?
- 9) Haverá excesso de capacidade e disponibilidade de gás natural no Brasil nos próximos anos?
- 10) Quais são as opiniões dos principais agentes do governo e de mercado sobre a Lei 11.909/09?

A abordagem adotada neste trabalho para responder a pergunta central está fundamentada na teoria da regulação e antitruste. Além disso, são também analisados criticamente os resultados obtidos com as reformas realizadas no setor elétrico brasileiro, do setor de gás natural no Brasil e de alguns países selecionados.

Como parte da fundamentação teórica, o capítulo 3 descreve a evolução da regulação da indústria de rede no mundo, e onde se insere a indústria do gás natural neste contexto. Pretende-se, neste capítulo, verificar as condições que possam justificar a adoção de diferentes práticas regulatórias, ou então, a adoção da competição em determinadas etapas da cadeia produtiva da indústria do gás natural. Desse modo, os objetivos do capítulo 3 são: analisar em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica uma regulação mais rígida, e em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica a introdução da competição.

A revisão da literatura nacional, realizada no capítulo 4, busca ilustrar a evolução do mercado e da regulação da indústria do gás natural no País. As características e particularidades da evolução da indústria do gás do Brasil são elementos fundamentais para que se defina um arcabouço legal e regulatório eficiente na promoção da competição e dos investimentos no país. Aqui, tanto a cadeia *upstream* como a *downstream* do gás natural são abordadas. Neste capítulo, a pergunta a ser respondida é: Como foi a evolução e como é atualmente a regulação da indústria do gás natural no Brasil?

Posteriormente, o capítulo 5 descreve a evolução da regulação e do mercado em países como os Estados Unidos, Reino Unido e Canadá, detalhando os mecanismos da reestruturação do setor de gás natural, bem como seus impactos no mercado. A idéia é sumarizar as melhores

práticas do processo de reformas no exterior e adaptar à realidade do Brasil. Neste capítulo, as perguntas a serem respondidas são: Quais foram os elementos básicos no processo de reformas no exterior? Quais foram os impactos destas reformas nesses países? Quais são as particularidades da regulação no Brasil, quando comparada com outros países?

Na sequência, no capítulo 6 aborda o processo de reformas do setor elétrico brasileiro. Por ser também uma indústria de rede e possuir interdependência com o setor de gás natural (devido à geração termelétrica), é possível efetuar paralelos com o setor do gás, buscando considerar aspectos positivos e negativos na formulação de um arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimentos e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil. A pergunta a ser respondida neste capítulo é: Quais foram os aspectos positivos e negativos do processo de reformas do setor elétrico no Brasil que podem ser aproveitados no processo de reforma do setor de gás natural?

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 1998), excesso de capacidade e a disponibilidade de gás natural são duas condições vitais para que a competição se estabeleça efetivamente. Por este motivo, nesta tese se efetua uma projeção da oferta e da demanda de gás natural no país para 2011. Este pode ser considerado como um objetivo secundário desta tese. Portanto, a principal pergunta a ser respondida no capítulo 7 é: Haverá excesso de capacidade e disponibilidade de gás natural no Brasil nos próximos anos?

A projeção da demanda de gás natural que é realizada no capítulo 7 para o Brasil utiliza o modelo de curva logística simples. Curvas logísticas são freqüentemente utilizadas para estimar a taxa de adoção de certa tecnologia ou produto no decorrer do tempo, sendo sua abordagem normalmente ligada à projeção da oferta, do início da produção até sua maturação. A criação de novas tecnologias que tendem a substituir outras no mercado, chamada de processo da destruição criadora, também possui esta característica (Pelaez et Szmrecányi, 2006).

No Brasil, o desenvolvimento da indústria do gás natural é recente, com duas fases de forte crescimento bem definidas até 2007. A primeira delas teve início na década de 1980, com um rápido crescimento da produção de gás natural associado ao petróleo na Bacia de Campos (RJ). O gás proveniente desta bacia foi rapidamente consumido na região Sudeste do País, devido à sua vantagem comparativa em termos de qualidade e preço com relação aos seus substitutos mais

diretos (GLP e óleo combustível). Seu uso também foi incentivado no setor automotivo (através do GNV). Após a maturação dos gasodutos de transporte que ligam este gás ao mercado, o gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol) foi construído e iniciou suas operações em 1999. Após seis anos do início de operação do GasBol, sua capacidade já estava praticamente utilizada.

As características do consumo de gás natural no período 1970 – 2006, excluindo-se da análise os primeiros dez anos, as décadas de 1980, 1990 e 2000 podem ser aproximadas por curvas logísticas, conforme pode ser constatado nas Figuras 2 e 3.

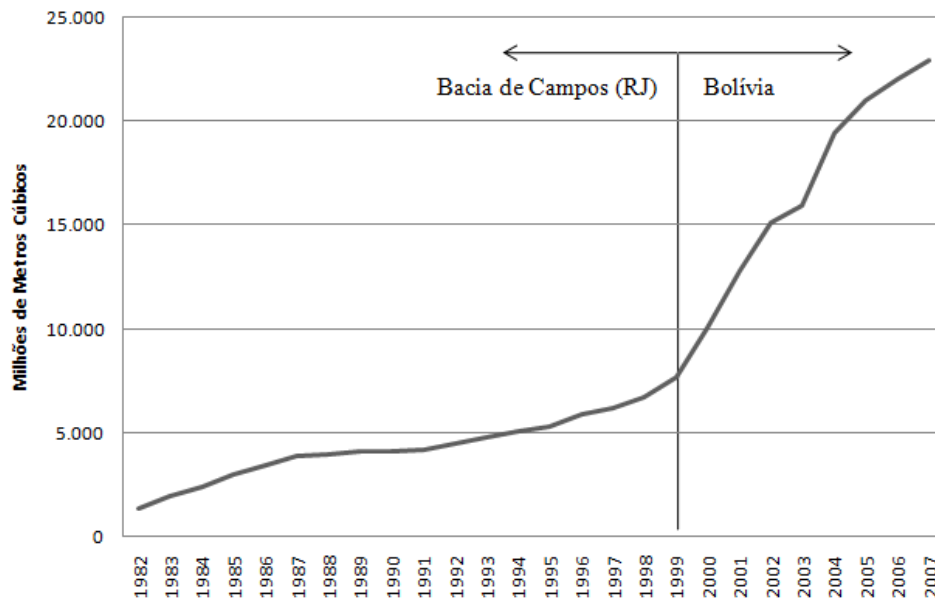
Através de uma abordagem Schumpeteriana (Pelaez et Szmrecányi, 2006), pode-se considerar que o gás natural, por ser um produto de maior qualidade e normalmente com preços mais atrativos do que seus principais substitutos (óleo combustível e GLP), seja uma inovação para alguns consumidores, que necessitariam apenas de sua disponibilidade (gasodutos) para sua utilização. Um exemplo deste fenômeno foi a substituição de secadores a óleo combustível (que funcionam através do aquecimento indireto), por secadores à gás natural, que praticamente não deixam resíduos e podem ser utilizados de forma direta (aquecimento direto).

A equação (1) ilustra o modelo logístico considerado para a projeção da demanda.

$$C(t) = \frac{K}{1 + \exp(-\alpha(t - \beta))} \quad (2.1)$$

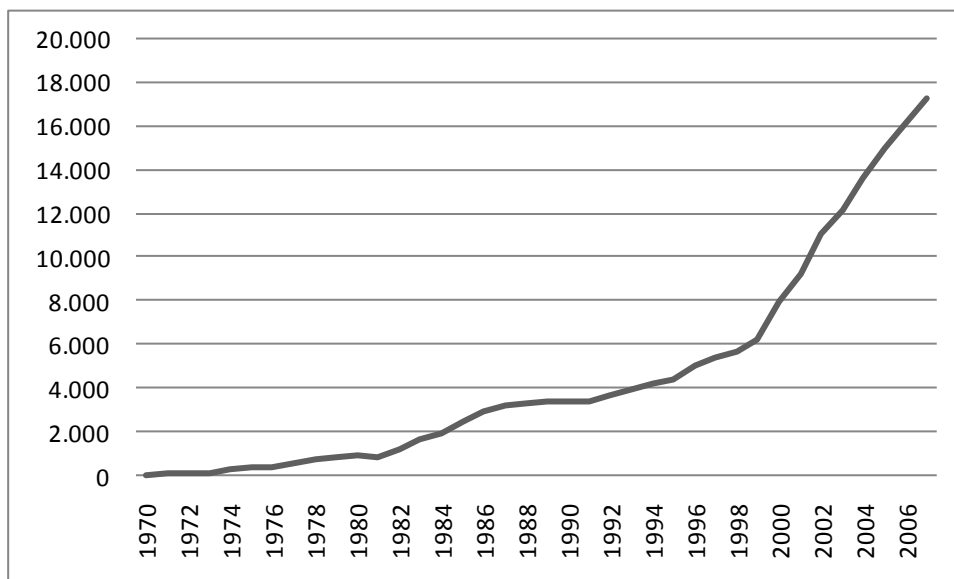
em que K é a capacidade de suporte, i.e., o limite para onde tende e se estabiliza o crescimento do sistema. O parâmetro α determina o tempo de crescimento da curva: o tempo que a curva leva para crescer de 10% a 90% da capacidade de suporte (K). Finalmente, β é o tempo médio de crescimento, quando a curva chega a 50% do parâmetro K. É importante ressaltar que o modelo logístico básico é simétrico em torno do seu ponto médio β (HOSMER *et alii*, 2000).

Para a projeção da oferta, é utilizado o plano estratégico 2008-2012 da Petrobrás e o Plano Decenal de Energia 2007-2016 (elaborado pela EPE) para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e Brasil.



Fonte: adaptação de BEN, 2008

Figura 2: Evolução do consumo total de natural no Brasil entre 1970-2007, em milhões de metros cúbicos gás



* Valores em milhões de metros cúbicos por dia, excluindo o consumo para a geração de eletricidade

Fonte: adaptação de BEN, 2008

Figura 3: Evolução do consumo total de gás natural no Brasil entre 1970-2007, em milhões de metros cúbicos.

No capítulo 8, em suas seções 8.1 e 8.2, é analisada a Lei 11.909/09 (Lei do Gás), bem como as opiniões de agentes do governo e do mercado, representados pela Petrobrás, ABEGAS, ABRACE, ANP e MME. As opiniões destes agentes foram obtidas através de documentos emitidos por estas entidades e em audiência públicas transcritas pelo congresso nacional. A pergunta a ser respondida nas seções 8.1 e 8.2 é: Quais são as opiniões dos principais agentes do governo e de mercado sobre a Lei do Gás?

Neste mesmo capítulo é respondida a pergunta principal da tese, que busca estabelecer o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil. A resposta para esta pergunta é fundamentada nas análises efetuadas nos capítulos anteriores.

A figura 4 ilustra o fluxograma da metodologia utilizado na tese.

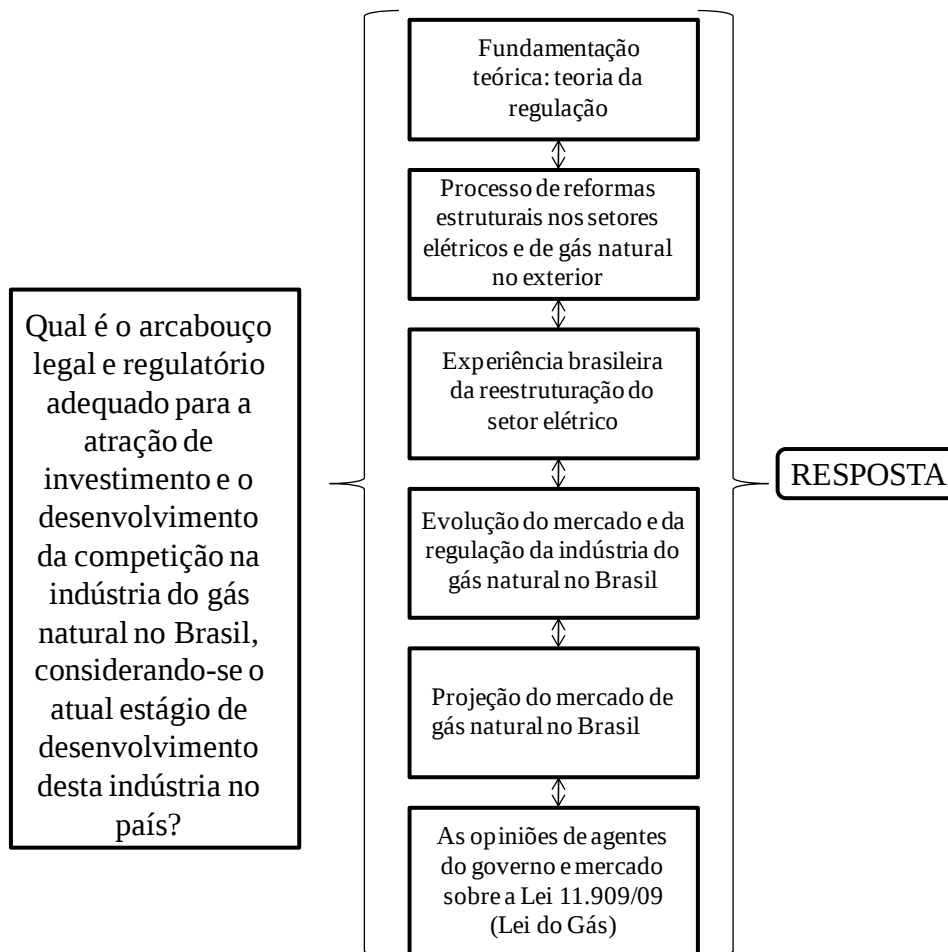


Figura 4: fluxograma da metodologia utilizada na tese

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA: ECONOMIA DA REGULAÇÃO

Se as indústrias funcionassem conforme o paradigma da concorrência perfeita⁷, sem as chamadas falhas de mercado⁸, haveria pouca necessidade para políticas de regulação e antitruste. Entretanto, a realidade econômica raramente se aproxima deste modelo. Empresas num mercado supostamente competitivo podem formar cartéis, cobrando preços abusivos e barrando a entrada de novos agentes. Outra situação são os monopólios⁹ e oligopólios¹⁰, que podem utilizar seu poder de mercado, cobrar preços abusivos¹¹ e, ainda assim, não atrair novos agentes. Os governos possuem basicamente dois mecanismos à sua disposição para induzir os mercados a produzirem resultados próximos ao que seriam obtidos com um ambiente de competição perfeita. O primeiro mecanismo consiste em se conceder incentivos de preço, através, por exemplo, de uma gestão adequada de impostos e taxas. O segundo mecanismo envolve controles diretos do comportamento dos agentes, como, por exemplo, limitando o número de agentes num determinado mercado, ou regulando as tarifas de fornecimento de um determinado bem ou serviço (VISCUSI et alli, 2005).

⁷ Competição perfeita se refere a um mercado cujas características principais são: 1) há inúmeros vendedores e compradores neste mercado; 2) os bens oferecidos por este mercado são os mesmos; 2) firmas podem livremente entrar e sair do mercado.

⁸ Falhas de mercado são situações em que um mercado, por si só, falha na alocação eficiente de recursos.

⁹ Um monopólio ocorre quando apenas uma firma vende determinado produto, sem que haja substitutos próximos.

¹⁰ Oligopólio é uma estrutura de mercado que em que apenas poucas empresas vendem produtos similares ou idênticos.

¹¹ Preços abusivos são considerados preços maiores do que o necessário para a remuneração justa do capital, e a sociedade não consegue, no curto prazo, substituir o produto por outro similar, por se tratar de um bem essencial ou vital, e que é provido apenas por uma empresa.

De acordo com a teoria econômica marginalista, através do paradigma da competição perfeita há uma melhor alocação de recursos, alcançando-se, desta forma, o ótimo de Pareto¹², o que também significa a melhor eficiência econômica possível (Varian, 2003). Em setores da economia, ou segmentos da cadeia de produção de alguns insumos (como, por exemplo, o gás natural), em que é possível a introdução da competição, é desejável que esta situação seja estimulada; em indústrias com características de monopólios naturais, outras opções são indicadas, como a atuação direta do Estado ou a regulação das atividades (Varian, 2003). O que se tem buscado no processo de reformas do setor de gás natural é o atendimento do interesse público, já que o mercado por si só não conseguiria prover o ótimo de Pareto entre o mercado consumidor e investidores.

Assim como em outros países, o setor de energia no Brasil passou por um processo de reformas na década de 1990, financiado em grande parte pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES). De acordo com Gratwick e Eberhard (2008), países desenvolvidos e em desenvolvimento foram encorajados a desverticalizar as indústrias de eletricidade e de gás natural, através da introdução da competição e da participação do setor privado; este processo foi, em grande parte, financiado e apoiado pelo Banco Mundial.

Dentre as atividades inerentes ao processo de reformas, destaca-se a regulação. A regulação de indústrias de rede, caracterizada, no passado, por monopólios naturais em toda a cadeia produtiva, sofreu mudanças em sua regulação no decorrer do tempo, passando de uma regulação clássica de monopólios, do tipo “custo do serviço”, para a introdução da competição em etapas da cadeia produtiva com potencial competitivo e pela adoção de regulação por incentivos em etapas da cadeia que continuam se caracterizando como monopólios naturais (IEA, 1998; IEA, 2002; Gordon et alli, 2003).

O objetivo principal deste capítulo é responder às seguintes perguntas: Em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica uma regulação mais rígida? Em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica a introdução da competição? Quais são as evidências teóricas e empíricas da influência do processo de reformas nos investimentos?

¹² Ótimo de Pareto é definido na microeconomia como uma situação em que não é possível melhorar a situação de um agente sem que outros sejam prejudicados.

Para responder a estas perguntas, o presente capítulo descreve a regulação de monopólios naturais através da regulação de preços do tipo “serviço pelo custo” e a “regulação de preços por incentivos”, também conhecida como “regulação baseada no desempenho” (*performance-based regulation*). Em seguida, aborda-se a abertura dos mercados, através da qual se busca uma maior eficiência econômica nas indústrias de rede; o racional das políticas e ações antitruste é também descrito. As características básicas da indústria do gás natural são descritas a seguir, justificando a adoção de um modelo híbrido de regulação, modelo este que visa agregar elementos da regulação e incorporar a competição em algumas etapas da cadeia potencialmente competitivas. Por fim, o desafio da manutenção e eventual ampliação dos investimentos em infra-estrutura é abordado.

3.1 A Regulação Econômica e os Monopólios Naturais

De acordo com Viscusi et alli (2005), a regulação econômica se refere tipicamente às restrições impostas pelo governo sobre as decisões de preço, quantidade, e entrada e saída da indústria. No caso da regulação de preços, a mesma pode especificar um preço a ser cobrado pela firma, ou ainda restringir a cobrança a uma banda de preços. Ainda com mais frequência, a regulação especifica mais do que um simples preço, incluindo uma estrutura cujos objetivos são delineados no decorrer de seu processo de formulação.

Uma pergunta relevante sobre a teoria da regulação numa economia de mercado como a do Brasil é: Por que regular? Conforme descrito no início deste capítulo, a regulação é necessária para minimizar as falhas de mercado, como os monopólios naturais, a assimetria de informações¹³ e as externalidades negativas¹⁴. No caso da regulação, o conceito de monopólio natural é o alicerce para que se justifique a intervenção do governo no mercado.

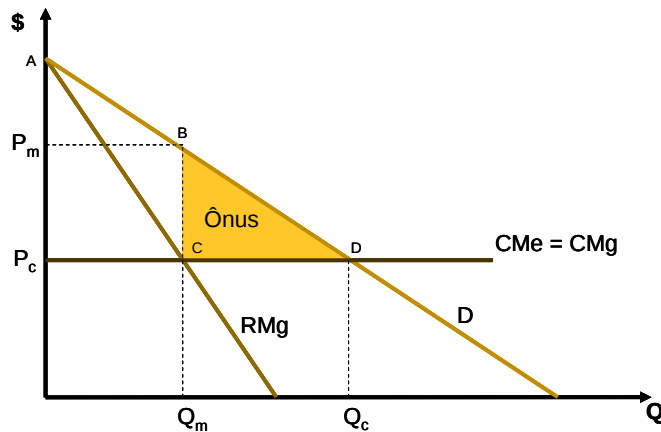
Uma indústria possui características de monopólio natural quando uma firma apenas detém o potencial de suprir o mercado de um determinado bem ou serviço com um menor custo

¹³ Assimetria de informação ocorre quando a informação sobre o bem ou produto não é igualmente compartilhada entre os agentes do mercado.

¹⁴ Externalidade negativa é o impacto negativo que decorre da ação de um agente no bem estar de outros agentes.

do que duas ou mais firmas. Mercados com estas características podem levar a situações indesejadas, como preços excessivos, ineficiências na produção ou baixa qualidade nos serviços. Ainda, os monopólios naturais podem cobrar preços acima do preço competitivo, e ainda assim não atrair novos entrantes (Viscusi et alii, 2005). Alguns exemplos deste tipo de indústria são: transporte ferroviário, distribuição de eletricidade, gás canalizado e água.

De acordo com a teoria microeconômica marginalista, um mercado em competição perfeita cobra o preço de seu produto ou serviço igual ao seu custo marginal¹⁵ (CMg). No caso de um monopólio, o preço cobrado é igual a sua receita marginal¹⁶ (RMg) (Varian, 2003). A Figura 5 ilustra esta situação. Para facilitar o entendimento, este exemplo considera o custo médio total¹⁷ (CMe) constante e igual ao custo marginal.



Fonte: adaptação de Varian (2003)

Figura 5: O ônus do monopólio e a competição

Na Figura 5, Q_m e P_m são, respectivamente, a quantidade e o preço cobrado por um monopólio (considerando-se que a empresa monopolista procure maximizar seu lucro). Q_c e P_c são, respectivamente, a quantidade e o preço cobrado num mercado com características de competição perfeita. O ônus de um monopólio mede o valor de produção perdida caso o mercado estivesse em situação de concorrência perfeita; a idéia de se regular um monopólio natural é a minimização deste ônus (Varian, 2003).

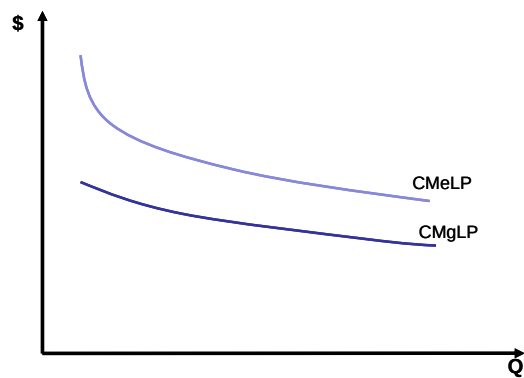
¹⁵ Custo marginal é o aumento total nos custos decorrente da produção de uma unidade a mais de um determinado bem ou serviço.

¹⁶ Receita marginal é a mudança na receita total decorrente da venda de uma unidade a mais de um determinado bem ou serviço.

¹⁷ Custo médio total é o custo total dividido pela receita total.

A partir do entendimento do ônus de um monopólio e dos modelos de concorrência perfeita e de monopólio, é possível compreender o que é um monopólio natural.

Um exemplo típico na descrição do que é um monopólio natural é a produção de uma *commodity* cujo custo médio de longo prazo (CMeLP) decresce para qualquer que seja a quantidade Q produzida. A Figura 6 ilustra esta situação. Como o CMeLP está decrescendo, o custo marginal de longo prazo (CMgLP) necessariamente está em algum lugar abaixo de CMeLP, também decrescendo (VISCUSI et alii, 2005).



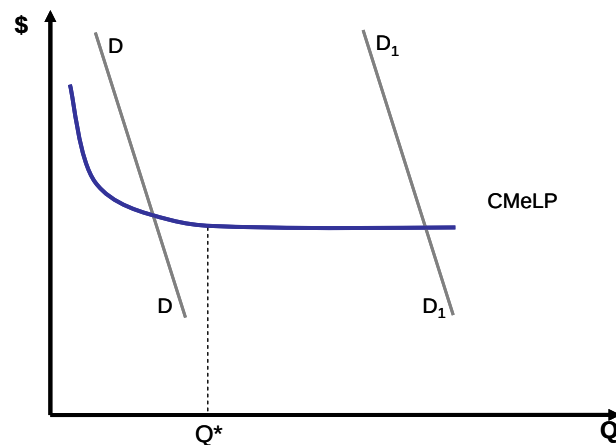
Fonte: adaptação de (Viscusi et alii, 2005).

Figura 6: Curvas de custo de um monopólio natural

De acordo com Viscusi et alii (2005), os monopólios naturais podem ser temporários ou permanentes.

A figura 6 ilustra uma situação em que há um monopólio permanente. Neste caso, o CMeLP decresce continuamente quando a produção aumenta, não importando o quão grande seja a demanda,.

Um monopólio natural temporário possui características um pouco diferentes, conforme indicado na Figura 7. Neste caso, o CMeLP diminui até Q^* e depois se torna constante. Observe-se que a demanda cresce conforme o tempo passa (DD e D_1D_1 são curvas de demandas no curto prazo nos instantes de tempo t_0 e t_1 , com $t_0 < t_1$). Quando a demanda é DD , prevalece o monopólio natural; quando a demanda é D_1D_1 , o mercado se torna potencialmente competitivo.



Fonte: adaptação de VISCUSI ET AL (2005)

Figura 7: Monopólio natural temporário

Viscusi et alii (2005) ilustra um exemplo de um monopólio natural temporário, o serviço de telefonia entre Nova Iorque e Filadélfia. No início da década de 1940, eram exigidos apenas 800 circuitos para as atividades fins. Nesta capacidade, os custos caíam conforme a produção aumentava (como DD). No final dos anos 1960, o número de circuitos cresceu até 79.000 (devido principalmente ao uso de televisores). Neste volume (além de Q^*), o custo unitário era praticamente o mesmo, com a demanda no curto prazo se comportando conforme D_1D_1 ; a partir de então o monopólio natural desapareceu.

Além dos fatores de produção, mudanças tecnológicas podem provocar o fim de um monopólio natural. Outro exemplo desta situação foram as ferrovias nos EUA no final do século XIX; a vantagem que possuíam foi erodida com a introdução dos caminhões a partir de 1920.

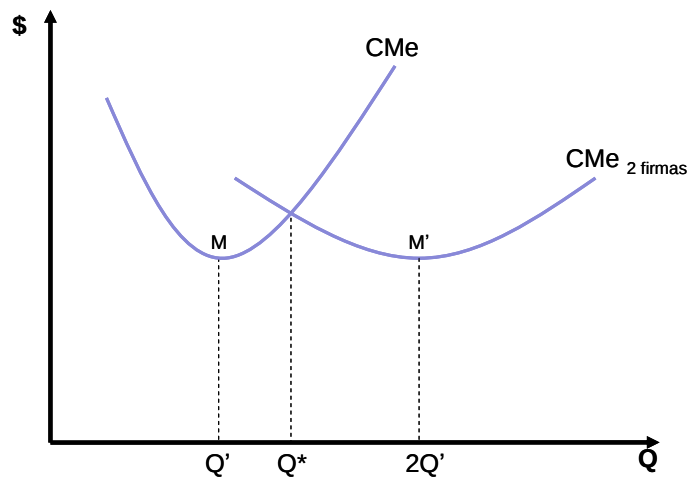
Um monopólio natural permanente pode ser considerado uma categoria rara. (Viscusi et alii, 2005).

No mundo real, o produtor de uma *commodity* apenas também é raro (Viscusi et alii (2005). Distribuidoras de eletricidade vendem eletricidade em alta/baixa tensão e em horários de ponta e fora da ponta; distribuidoras de gás natural geralmente vendem para diferentes segmentos de mercados, como o industrial, residencial, comercial e termelétricas.

De acordo com Viscusi et alii (2005) e Joskow (2005), a definição formal de um monopólio natural é: “sua função de custo é *sub-aditiva*”. Para explicar matematicamente o que é a *sub-aditividade*, considere-se uma indústria cuja demanda de sua *commodity* única seja $Q = D(p)$. Considere-se, também, que este produto seja homogêneo, que cada uma das k firmas da indústria produza q^i , e que o total produzido seja dado por $Q = \sum_k q^i$. Assuma-se, ainda, que todas as firmas tenham funções de custo idênticas, do tipo $C(q^i)$. Um monopólio natural existe quando:

$$C(Q) < C(q^1) + C(q^2) + \dots + C(q^k) \quad (3.1)$$

Isto significa que é economicamente mais vantajoso apenas uma empresa produzir o produto do que duas ou mais empresas. Firmas que têm esta função de custo são ditas *sub-aditivas* no nível de produção Q . Caso seja sub-aditiva para qualquer Q , ela é considerada globalmente *sub-aditiva*. Com o intuito de examinar graficamente este conceito, considere-se a curva de custo médio mínima para 1 firma e para 2 firmas na Figura 8. Para toda produção menor do que Q^* , uma firma apenas possui o menor custo. Portanto, a função de custo é sub-aditiva para uma produção menor do que Q^* . A sub-aditividade é a melhor maneira de se definir um monopólio natural. Mesmo com deseconomias de escala entre Q' e Q^* , é mais vantajoso que uma firma apenas produza do que duas firmas. Por isso, no caso de apenas um produto, a economia de escala é uma condição suficiente, mas não necessária para um monopólio natural (Viscusi et alii, 2005).



Fonte: adaptação de VISCUSI ET AL (2005)

Figura 8: Custo médio mínimo para duas firmas

Quando existem monopólios naturais com mais de uma *commodity* (o que é mais comum, conforme já foi comentado anteriormente), a distinção entre economias de escala e *sub-aditividade* se torna ainda maior, já que a interdependência entre esses produtos é mais evidente. Uma das formas de se medir esta interdependência é através do conceito de economias de escopo. Economias de escopo ocorrem quando é mais barato produzir dois produtos conjuntamente do que produzi-los separadamente. Por exemplo, quando se pensa em potência elétrica no período de ponta e no período fora de ponta como duas *commodities*, economias de escopo estão claramente presentes: as duas *commodities* podem partilhar a mesma usina de geração e os mesmos sistemas de transmissão e distribuição (Viscusi et alii, 2005).

Se ambas existirem, economias de escala e de escopo, então a *sub-aditividade* está presente. Economias de escala podem ser suficientes quando há uma única *commodity* para indicar um monopólio natural; entretanto, no caso de várias *commodities*, as economias de escala podem ser excedidas pelas economias de escopo, não representando uma condição suficiente para a indicação de um monopólio natural (Viscusi et alii, 2005).

Pensando em políticas públicas, o que é desejável para a sociedade é que apenas uma empresa produza um bem ou serviço com características de monopólio natural, sem que haja abuso nos preços da empresa monopolista. A idéia central é que uma firma apenas detenha o

monopólio de todo um mercado, e que este mercado possa assim usufruir os benefícios de menores custos de produção, através de preços mais baixos do que num mercado em competição perfeita.

Uma vez definido que a sociedade deva usufruir dos benefícios dos mercados com características de monopólios naturais, o governo possui basicamente duas opções:

- 1) Exercer diretamente esta função, através de empresas estatais; ou
- 2) Outorgar a execução destes serviços para empresas privadas, através de concessões, permissões ou autorizações destes serviços.

A partir da década de 1940, políticas nacionalistas impulsionaram o Estado Brasileiro a exercer atividades de interesse público, que, além de serem potencialmente monopólios naturais, eram consideradas estratégicas, como a indústria do petróleo, minérios e aviação, por exemplo. Com a escassez de recursos e a freqüente utilização destas empresas para fins políticos, este modelo foi sendo substituído gradualmente, o que foi uma tendência mundial nos países desenvolvidos e em desenvolvimento.

A função principal da regulação é corrigir as ineficiências dos monopólios naturais, para que os benefícios do baixo custo sejam transferidos à sociedade. No caso da regulação de preços, busca-se o preço ideal para o serviço prestado. A seção 3.2 descreve os principais tipos de regulação de preços utilizados desde o início do século XX.

3.2 Tipos de Regulação de preços

A regulação do tipo “serviço pelo custo” tem sido utilizada desde o início de 1900 nos Estados Unidos, inicialmente para calcular as tarifas ferroviárias interestaduais. Este tipo de regulação estabelece a quantia do retorno sobre o capital que a empresa regulada pode obter. Existem duas etapas para a implementação deste tipo de regulação: a) Determinar o retorno sobre o capital apropriado; b) Estabelecer o preço para os serviços de uma forma que a receita obtida através de todo o serviço prestado não exceda a quantia estabelecida pelo órgão regulador (Viscusi *et alli.*, 2005).

A equação básica que rege este tipo de regulação é:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = Despesas + s \cdot P_0 \quad (3.2)$$

em que:

“ p_i ” é o preço do i -ésimo serviço; “ q_i ” é a quantidade do i -ésimo serviço; “ n ” é o número de serviços; “ s ” é a taxa de retorno do investimento considerada “justa” pelo órgão regulador; “ P_0 ” é o caso base, que é uma medida do valor dos investimentos regulados ainda não-depreciados da firma e que parte do princípio do equilíbrio econômico financeiro da outorga

No montante P_0 são considerados, normalmente, os custos dos investimentos em imóveis, equipamentos e veículos, menos os gastos operacionais, depreciação e os impostos (representados na fórmula como “Despesas”). É importante salientar que, no geral, nem todos os investimentos são considerados no caso base.

É necessário, muitas vezes, considerar a inflação entre as revisões tarifárias, para que a taxa de retorno real não seja corroída.

Uma vez determinada a taxa de retorno (s), é necessário determinar o caso base (P_0). Após o estabelecimento do caso base e dos preços, estes valores não se modificam até a próxima revisão tarifária.

O modelo de Harvey Averch e Leland Johnson (1962) mostrou evidências teóricas e práticas de que a firma regulada escolhe realizar sobre-investimentos em detrimento de outras variáveis, provando que a regulação do tipo “serviço pelo custo” pode criar incentivos perversos. Isto ocorre porque, normalmente, o custo de capital da firma regulada (r) é menor do que a taxa de retorno considerada pelo órgão regulador (s); ou seja, $s > r$; caso assim não fosse, a empresa não teria incentivo em utilizar seu capital. Suponha que $s = 12\%$ e que $r = 10\%$. Neste caso, a firma receberia um bônus de 2% sobre o capital investido, estimulando o sobre-investimento. Esta situação é conhecida como efeito Averch-Johnson (Viscusi *et alli.*, 2005).

3.2.2 Regulação de preços por incentivos

A idéia de regulação através de incentivos surgiu porque a regulação tradicional do tipo “serviço pelo custo” não incentivava as firmas a reduzir custos, mas sim sobre-investir.

O primeiro tipo de regulação de incentivos criada foi a regulação de preços através de padrões de desempenho. Esta é uma forma de incentivo à melhoria da eficiência na alocação de custos que pode ser feito na regulação do tipo “serviço pelo custo”. Este tipo de regulação provê recompensas financeiras ao se atingir melhorias operacionais pré-estabelecidas, e é utilizada, desde o início dos anos 1970, em algumas distribuidoras de eletricidade dos Estados Unidos (Viscusi *et alli.*, 2005).

Outra regulação de incentivos existente é a regulação do tipo partilha dos ganhos. Esta regulação se baseia na idéia de que é desejado induzir que a firma regulada reduza custos e adote outras práticas eficientes, e para tanto, é necessário que a empresa retenha parte dos ganhos que ela obteve (Viscusi *et alii.*, 2005). Contudo, se todo o ganho for capturado pela empresa, isto significa o mesmo que não regular sua atuação.

Seguindo na seqüência, a regulação do tipo “serviço pelo preço”, ou “teto de preço” (“price cap”) foi proposta no início dos anos 1980 por Stephen Littlechild, na Inglaterra. Este tipo de regulação foi utilizado, primeiro, para evitar abusos das empresas dominantes após a desregulamentação do setor de telecomunicações. A Mergers and Monopolies Commission (MMC), na Inglaterra, argumentava que a regulação tradicional do tipo “serviço pelo custo” enfraquecia o incentivo para a eficiência nos custos; envolvia alocações arbitrárias de custos e ativos para firmas do tipo multi-produtos; e era difícil estabelecer uma taxa de retorno apropriada para a firma regulada. Com a regulação do tipo “serviço pelo preço”, o regulador controla os preços, ao invés dos ganhos da empresa. O foco nos preços é que pode propiciar melhorias na eficiência dos custos. O regulador determina um preço anual a ser cobrado, e a fórmula determina como os preços devem variar no período. Dado que a firma regulada tem uma série de serviços, o “price cap” é, normalmente, o preço médio desses serviços (Viscusi *et alii.*, 2005).

O “teto de preço” é definido pela seguinte fórmula:

$$PM_{ano2} = PM_{ano1} * [1 + (i - X)] \pm Z \quad (3.3)$$

em que: PM é o preço máximo, i é o índice de inflação, X o fator de produtividade e Z as variáveis fora do controle das distribuidoras (como impostos ou mudanças abruptas nos custos de insumos, por exemplo).

Note-se que, neste tipo de regulação, não há a necessidade de se saber o custo da empresa regulada, e isto pode facilitar o processo de regulação caso esta informação seja difícil de se obter.

O fato de que a firma regulada possa capturar os ganhos obtidos incentiva a eficiência na alocação dos custos e a melhoria da eficiência, além do requerido pelo fator X. A firma regulada também possui uma maior flexibilidade na adoção de tarifas.

De acordo com Naruc (2000), as características mais marcantes deste tipo de regulação são:

- 1) Leva em conta a taxa de inflação (i) e o ganho de produtividade (X);
- 2) Como há um teto no preço estabelecido, a receita da empresa varia com as vendas;
- 3) Não há incentivos para a conservação de energia;
- 4) O preço não varia com a utilização do energético; e
- 5) Há incentivos para a redução de subsídios cruzados.

Na prática, o *price cap* raramente é utilizado em sua forma simples, já que, normalmente, o regulador tem acesso a informações sobre os custos das empresas reguladas. A regulação do tipo *price cap* provê um aumento da receita através do aumento das vendas, não incentivando, portanto, medidas de conservação de energia.

Outros dois tipos de regulação de preços que também podem ser utilizados para incentivar práticas eficientes são: “teto de receita” (*revenue cap*) e o “teto de receita por consumidor” (*revenue-per-customer cap*).

Nesses dois tipos de regulação, incluem-se as previsões do aumento das vendas no período entre duas revisões tarifárias. A fórmula do sistema de teto de receita é:

$$RM_{ano2} = RM_{ano1} * [1 + (i - X)] \pm Z \quad (3.4)$$

, em que RM é a receita média, i é o índice de inflação, X o fator de produtividade e Z as variáveis fora do controle das distribuidoras.

No caso do “teto de receita”, a receita independe das vendas, implicando, inclusive, em incentivos para a redução das vendas, podendo promover a eficiência energética (Naruc, 2000). Por exemplo, na regulação *downstream* de gás natural para distribuidoras locais, como há ganhos de escala com o aumento da utilização do gás por consumidor, a tarifa por metro cúbico diminui conforme o volume consumido aumenta, maximizando os lucros da concessionária através da maximização da margem de lucro. Este tipo de regulação incentiva, portanto, um maior número de clientes com um menor consumo de gás, mesmo que as vendas por consumidor não sejam grandes. Por outro lado, este tipo de regulação pode estimular o sub-investimento.

Já no caso do “teto de receita por consumidor”, sua fórmula básica é:

$$RMC_{ano2} = RMC_{ano1} * [1 + (i - X)] \pm Z \quad (3.5)$$

em que RMC é a receita média por consumidor, i é o índice de inflação, X o fator de produtividade e Z as variáveis fora do controle das distribuidoras. Da mesma forma que a regulação do tipo *revenue cap*, a receita da empresa também independe do volume de vendas, podendo incentivar ações de eficiência energética. Uma regulação semelhante a esta foi utilizada no segundo ciclo da Companhia de Gás de São Paulo (COMGAS), a maior distribuidora de gás natural do Brasil em volume de vendas (CSPE, 2004).

O último tipo de regulação por incentivos encontrado na literatura consultada é a regulação do tipo *yardstick*, que nada mais é do que um *benchmarking*¹⁸. Esta regulação toma como parâmetros os dados de outras empresas reguladas que sejam comparáveis às suas, ou, então, empresas virtuais com características de mercado semelhantes, mas otimizadas em termos

¹⁸ *Benchmarking* é um processo positivo e pró-ativo por meio do qual uma empresa examina como outra realiza uma função específica a fim de melhorar como realizar a mesma ou uma função semelhante.

de parque de equipamentos e gestão administrativa¹⁹, e os utilizam como base de sua estrutura regulatória.

3.2.3 Formas híbridas de regulação

Ainda que as regulações dos tipos “serviço pelo custo” e “teto de preços” pareçam bem diferentes uma da outra, na realidade, elas tem semelhanças. Em ambos os casos, é necessário o estabelecimento de um valor inicial P_0 . É com base neste P_0 que o regulador estabelece um ganho de capital (na regulação do tipo “serviço pelo custo”) ou um teto de preços (na regulação do tipo “serviço pelo preço”). Caso a agência reguladora capture todos os ganhos realizados pela firma regulada, então a regulação do tipo “serviço pelo preço” não seria diferente da regulação do tipo “serviço pelo custo” (Viscusi *et alii.*, 2005). A diferença fundamental entre ambas as regulações é que, na regulação do tipo “serviço pelo preço”, o período de tempo entre duas revisões tarifárias deve ser longo o suficiente para encorajar a firma a implementar estratégias para a diminuição dos custos.

A chamada regulação híbrida é uma mistura de dois ou mais tipos de regulação. Ela varia conforme os objetivos das políticas públicas desejadas e das características de mercado da firma regulada. O tipo mais comum é a regulação do tipo “serviço pelo preço” e “partilha dos ganhos”, em que o regulador utiliza o modelo de serviço pelo preço e que parte dos ganhos obtidos pela empresa são capturados pelo órgão regulador (“Performance-Based Regulation” é uma outra designação para regulação por incentivos).

De acordo com Littlechild (2008), a introdução da privatização, da competição e da regulação nas décadas de 80 e 90 aumentou a eficiência econômica e a inovação nas indústrias de rede. Onde a competição não pôde ser desenvolvida, devido a características de monopólio natural, a regulação híbrida do tipo híbrida (price cap com fator X) foi implementada.

¹⁹ A “empresa de referência”, utilizada pela ANEEL para regular os custos operacionais das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica no Brasil, é um bom exemplo de emprego de empresas virtuais (uma para cada concessionária) neste tipo de regulação.

Se, de um lado, o modelo de Harvey Averch e Leland Johnson (1962) mostrou evidências teóricas e práticas de que a firma regulada escolhe realizar sobre-investimentos dependendo do tipo de regulação e da taxa de retorno sobre o capital permitida, do outro lado, Naruc (2000); Von Hirschhausen *et alii.* (2004) e Baumol e Klevorick (1970) *apud* Von Hirschhausen *et alii.* (2004) demonstraram que o arcabouço legal e regulatório pode, também, estimular o sub-investimento. A seção 3.4 aborda um pouco mais esta questão.

3.3 Racional das políticas antitruste

“Cansei do antitruste, porque quando os preços subiam, os juizes diziam que era monopólio, quando os preços abaixavam, eles diziam que era preço predatório, e quando eles se mantinham os mesmos eles diziam que era colusão tácita”

Ronald Coase

A teoria microeconômica inicia a análise de mercados com os modelos de competição perfeita e monopólios. Contudo, normalmente, a realidade de mercado está em algum lugar entre estes dois opostos. Para se definir políticas ou ações antitruste, primeiro é necessário organizar o conhecimento da indústria (Viscusi *et alii.*, 2005).

Nos mercados, há compradores e vendedores, que, normalmente, são sensíveis aos preços do bem ou do serviço oferecido. O desejado é que as características deste mercado se aproximem do modelo da competição perfeita, para que tanto os produtores como consumidores atinjam o ótimo de Pareto (Varian, 2003). Se há concentração de mercado em apenas algumas empresas, isto pode ser um sinal de práticas anti-competitivas. Entretanto, antes de se chegar a uma conclusão precipitada sobre práticas anti-competitivas, é necessário checar as condições de entrada e a diferenciação de produtos neste mercado.

Um sinal econômico de barreiras à entrada de potenciais competidores é a cobrança de preços acima do preço competitivo, mas ainda assim sem atrair novos agentes. Dois causadores importantes desta barreira são os ganhos de escala e o capital inicial necessário para o início de produção.

Suponha que, no Brasil, só existam três grandes produtores de cimento, cujos investimentos iniciais já foram amortizados. Nesta situação, estas empresas podem cobrar preços maiores do que os preços competitivos, e, ainda assim, não atrair novos agentes. Algum grupo empresarial que desejasse produzir cimento necessitaria de altos investimentos iniciais para o início da produção, além de um alto nível de produção para conseguir ganhos de escala suficientes. Se, mesmo neste cenário, este grupo decida investir, o mesmo pode se deparar com outras práticas das empresas dominantes, como a colusão e o *dumping* das empresas existentes. No exemplo exposto, as três empresas dominantes podem se conluir explicitamente (formando um cartel), ou tacitamente (conluio sem comunicação), abaixando os preços do cimento durante um determinado tempo, para que a empresa entrante não tenha condições de competir (caracterizando o *dumping*). Se o preço após a redução for menor do que o custo variável médio de se fabricar o cimento, a situação é caracterizada como preço predatório, também considerada uma prática anticompetitiva (Viscusi *et alii.*, 2005; Porter, 1990).

Um outro fator importante a ser considerado é a diferenciação de produtos. Dois produtos podem estar em um mesmo segmento de mercado, mas serem diferentes entre si. Um exemplo clássico é o da cerveja. Suponha que uma empresa detenha 90% do mercado de cervejas. Antes de concluir que algo deva ser feito para diminuir este número, é necessário saber se a diferenciação é a responsável por ele. Se for constatado que não há barreiras de mercado neste segmento, pode-se concluir que o sabor da cerveja vendida por esta empresa é a responsável pelo domínio de mercado, por ser preferida pelos consumidores (Porter, 1990).

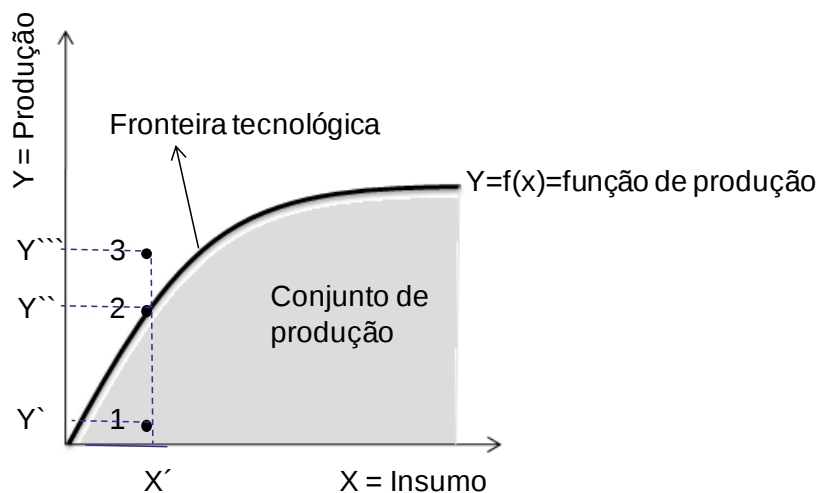
Antes de se definir o que é desejado em termos de políticas antitruste, é importante relembrar dois conceitos: eficiência econômica e eficiência tecnológica.

A eficiência econômica mede a alocação de recursos a partir de um dado estado tecnológico; uma unidade de um bem ou serviço pode ser considerada eficiente em termos econômicos se este for produzido com o custo mais baixo possível.

Eficiência tecnológica ocorre quando não é possível aumentar as “saídas” de produção sem aumentar as “entradas”; este conceito lida com a factibilidade tecnológica, ao contrário da eficiência econômica, que lida com os preços dos fatores de produção. A melhoria da eficiência tecnológica é conhecida como progresso tecnológico, que é o desenvolvimento de melhores e novas técnicas ou métodos de produção; neste contexto a Pesquisa & Desenvolvimento pode ser considerada uma ferramenta para se alcançar este progresso tecnológico.

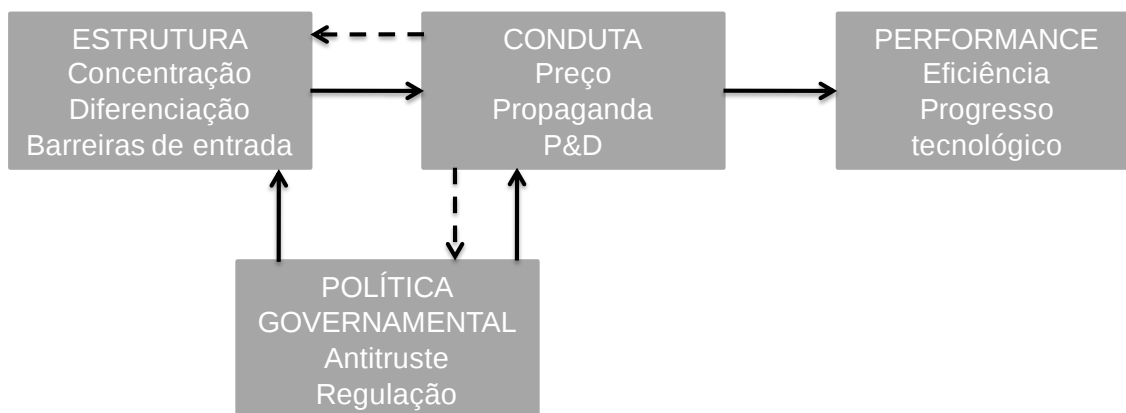
Algo que é eficiente tecnologicamente pode não ser eficiente economicamente, mas algo que é eficiente economicamente é necessariamente eficiente tecnologicamente. A Figura 9 ilustra este conceito. Considere que a tecnologia empregada na produção do bem da Figura 9 seja eficiente. Para um nível de insumo “X”, o ponto “1” pode ser considerado pouco eficiente economicamente, apesar de estar sendo produzido através de uma tecnologia eficiente; o ponto “2” é eficiente em termos econômicos e tecnológicos; o ponto “3” não pode ser atingido com a tecnologia existente, daí o conceito de progresso tecnológico, que procura alcançar este ponto com o desenvolvimento de novas tecnologias. Em um mercado aparentemente competitivo, não é função do governo interferir diretamente nestes fatores (eficiência econômica e tecnológica), pois o mercado por si só é estimulado a fazê-lo, visando conquistar e não perder mercado (Viscusi *et alii.*, 2005).

A Figura 10 ilustra a organização industrial do mercado em geral, e onde se faz necessária a intervenção do governo para garantir um bom funcionamento deste mercado. Este modelo é baseado no SCPP (do inglês *structure-conduct-performance paradigm*), que foi desenvolvido por economistas de Harvard nas décadas de 1930 e 1940. Ainda que este modelo não possa ser aplicado para toda a indústria, é possível compreender como a organização industrial é dinâmica através dele. A linha tracejada entre a conduta e a estrutura sugere que a conduta pode, às vezes, prover um “*feedback*” e mudar a estrutura (Viscusi *et alii.*, 2005); um exemplo disto seria o investimento em P&D, que poderia diminuir os custos da empresa e pressionar a saída de alguns concorrentes do mercado.



Fonte: adaptação de Viscusi et alli (2005)

Figura 9: conjunto de produção



Fonte: adaptação de Viscusi et alli (2005)

Figura 10: o paradigma da estrutura-conduta-performance da organização industrial

O desafio da legislação e dos processos antitruste é distinguir entre o comportamento anti-competitivo (como a colusão e monopólio, por exemplo) e o exercício da competição para a captura de uma maior fatia de mercado (fazendo-se melhores produtos, por exemplo).

O governo, através da regulação e de ações antitruste, deve prover um ambiente propício para a harmonia do mercado como um todo. É nesse contexto que a indústria do gás natural pode ser inserida.

3.4 Modelos híbridos de regulação e abertura de mercado

A cadeia da indústria do gás natural é composta pelas seguintes etapas: exploração e produção; transporte; distribuição, armazenamento e comercialização de gás natural.

Conforme descrito na seção anterior, Littlechild (2008) destaca que a introdução da privatização, da competição e da regulação nas décadas de 80 e 90 aumentou a eficiência econômica e a inovação nas indústrias de rede; na etapas da cadeia em que a competição não pôde ser desenvolvida, devido a características de monopólio natural, a regulação híbrida do tipo híbrida (*price cap* com fator X) foi implementada. Exemplos desta abordagem podem ser encontrados no setor elétrico na Inglaterra, Estados Unidos, Suécia e até mesmo no Brasil, ainda que cada País tenha adotado abordagens diferentes devido às especificidades de cada um deles.

De acordo com Gordon *et alli*, 2003); IEA (1998); e IEA (2000), o transporte e a distribuição de gás natural possuem características de monopólios naturais, devido à característica *sub-aditiva* destas atividades. Por este motivo, uma regulação mais rígida, que permita o livre acesso e a regulação tarifária, é importante para que não haja abuso de empresas dominantes. Ainda que, de acordo com Viscusi *et alii* (2005), situações de monopólios permanentes sejam raras, não há evidências de que, ao menos no curto ou médio prazos, venham a ocorrer mudanças nestas situações de monopólio natural na indústria do gás natural mundial.

As atividades de exploração e produção, ainda que possuam custos marginais elevados e os chamados custos não recuperáveis em sua composição, não podem ser consideradas como monopólios naturais (IEA, 1998). Para cada campo em que o gás natural é prospectado e, eventualmente, produzido, é necessária a utilização de novos equipamentos, não sendo possível o aproveitamento, ao mesmo tempo, dos equipamentos de exploração e produção de outros campos. Um outro indicador de que a competição é a melhor configuração, é a usual existência de vários campos em uma determinada região geográfica. Além disso, o balizador de preços do mercado é a própria *commodity* gás, que é monetizada através dessas atividades, permitindo com que diferentes agentes tenham diferentes percepções de riscos.

De acordo com IEA (1998), as atividades de comercialização possuem baixo custo marginal e, por este motivo, podem ser caracterizadas como potencialmente competitivas. Da mesma forma, podem ser consideradas competitivas as atividades de armazenamento, sendo necessário apenas o estabelecimento do livre acesso para seu desenvolvimento harmonioso (IEA, 2002).

Nos últimos 20 anos, inúmeros países vêm realizando reformas estruturais na indústria do gás natural, buscando a eficiência e a racionalidade econômica através da introdução da competição em determinadas etapas da cadeia. Os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido são alguns exemplos bem sucedidos desta estratégia, que quando bem conduzida, tende a diminuir os preços para o consumidor final e, também, criar novos mecanismos de flexibilização da oferta e demanda de gás (IEA, 2002). Ainda que, nem sempre, os preços para os consumidores finais em mercados liberalizados diminuam, eles resultam em uma alocação mais eficiente de recursos (IEA, 2004). De acordo com Gratwick e Eberhard (2008), países desenvolvidos e em desenvolvimento foram encorajados a desverticalizar as indústrias de eletricidade e de gás natural, através da introdução da competição e da participação do setor privado; este processo foi, em grande parte, financiado e apoiado pelo Banco Mundial.

De acordo com Pedell (2006), o regime regulatório é essencial para incentivar os investimentos e proteger os consumidores ou usuários; por este motivo, há a necessidade de um cuidado extra na elaboração ou mudanças na regulação, principalmente durante o processo de liberalização e reestruturação de mercados. O risco regulatório²⁰ deve ser mitigado através do estabelecimento de regras claras, evitando mudanças bruscas no decorrer do tempo.

Lee (2004) apresenta evidências empíricas de que um modelo híbrido de regulação e competição pode ter sucesso. Caso o mercado de gás natural seja totalmente livre, em que se espera pelo sinal de preço para a indução do investimento, às vezes é tarde demais para se evitar a volatilidade e grandes picos de preços. Por outro lado, uma participação exagerada do Estado pode levar a decisões políticas antagônicas aos princípios de mercado, que podem induzir a preços

²⁰ Risco regulatório pode ser definido como os riscos associados com a mudança do regime legal, que impactam nos investimentos. Se o risco regulatório é considerado alto, os investidores podem não realizar mais investimentos, ou exigir que a taxa de retorno associado a esses investimentos aumente. Ou seja, o risco regulatório afeta o custo de capital de uma firma regulada.

artificiais e à uma elevada percepção do risco regulatório para o mercado, o que tende a se refletir em uma maior taxa esperada de retorno. Ainda de acordo com Lee (2004), a reestruturação da indústria requer uma combinação apropriada entre regulação e competição, e deve ser adaptada à situação específica de cada país.

O capítulo 5 desta tese descreve o processo de reformas nos Estados Unidos, Canadá, Reino Unido, Argentina e Japão, que evidenciam a necessidade de um modelo híbrido.

Neste contexto, Bajay (2006) enfatiza a importância da integração do planejamento indicativo com a competição. Pérez-Arriaga e Linares (2008) também argumentam que, apesar do livre mercado alocar custos de forma eficiente, a sustentabilidade dos investimentos não pode ser deixada apenas para o mercado, se fazendo necessária a realização de um planejamento indicativo. Os recentes problemas de abastecimento de energia elétrica no Califórnia, Brasil e Chile reforçam esta afirmação.

3.4 O desafio da manutenção dos investimentos em infra-estrutura

Conforme descrito nas seções anteriores, as atividades de infra-estrutura na indústria do gás natural (gasodutos de transporte e distribuição) devem ser reguladas, incluindo a regulação tarifária, por serem caracterizadas como monopólios naturais.

Representantes das indústrias existentes geralmente afirmam que a reestruturação é um ambiente institucional instável, colocando os investimentos em infra-estrutura que provêm segurança de suprimento em risco. De outro lado, agentes de mercado argumentam que o *laissez-faire* estimula a maximização dos investimentos. A teoria econômica não provê indicações claras sob quais condições os níveis de investimentos são mais eficientes, e quais fatores levariam ao *sub-investimento*. As abordagens institucionais e dos custos transacionais insistem na necessidade de ajustes institucionais apropriados para assegurar investimentos no longo prazo (Von Hirschhausen *et alii*, 2008).

Conforme descrito na seção 3.2, se, por um lado, o modelo de Harvey Averch e Leland Johnson (1962) mostrou evidências teóricas e práticas de que a firma regulada escolhe realizar

sobre-investimentos dependendo do tipo de regulação e da taxa de retorno sobre o capital permitida, por outro lado, Von Hirschhausen *et alli*. (2004) e Baumol e Klevorick (1970) *apud* Von Hirschhausen *et alli* (2004) demonstraram que o arcabouço legal e regulatório pode também estimular o sub-investimento.

Portanto, o arcabouço legal e regulatório pode estimular tanto o sobre-investimento como o sub-investimento. Evidências da literatura mostram que o tempo entre as revisões tarifárias, a taxa de retorno permitida e a expectativa de ganhos futuros das empresas refletem na manutenção, expansão ou retração dos investimentos (Von Hirschhausen *et alii*., 2004).

Como a expectativa de ganhos futuros é diretamente relacionada com o mercado futuro, a prospecção do mercado se torna uma atividade importante na indicação dos investimentos necessários.

Nos Estados Unidos, apesar dos investimentos em gasodutos terem apresentado ciclos de sub e sobre investimento, na média, o crescimento do sistema foi razoavelmente alto. Após a reestruturação do setor de gás natural dos Estados Unidos (através da portaria FERC 636), a capacidade adicional anual cresceu em média 100 bmc/ano entre 2002 e 2004, com investimentos da ordem de U\$ 3,5 bilhões, correspondendo a mais de 3.200 km de gasodutos. Investimentos para 2006 e 2007 foram estimados em U\$ 2,7 bilhões e U\$ 3,2 bilhões, respectivamente (Von Hirschhausen *et alii*, 2008).

Em outros países, como o Reino Unido e Austrália, as reformas na década de 1980 favoreceram perspectivas de curto prazo em detrimento do longo prazo, no que tange aos investimentos e à qualidade (Helm, 2005).

Joskow (2005a) não encontrou evidências de que a privatização e a reestruturação prejudicaram os investimentos. De acordo com este autor, a competição na indústria do gás natural, juntamente com o aumento da demanda, geraram incrementos significativos na capacidade dos gasodutos; contudo, a Federal Energy Regulatory Commission - FERC ainda utiliza a regulação do tipo “serviço pelo custo” para atrair investimentos em gasodutos.

A infra-estrutura de armazenamento de gás natural também vem crescendo nos últimos anos nos Estados Unidos, através de investimentos de grandes empresas de distribuição de gás, operadores independentes e empresas transportadoras intra-estaduais (Von Hirschhausen, 2008).

No geral, a abertura dos mercados *upstream* e *downstream* para a competição favorece investimentos em infra-estrutura, e a regulação do livre acesso pode alterar o comportamento das empresas existentes e entrantes no que tange a investimentos. Contudo, não há consenso na literatura sobre os efeitos da regulação nos investimentos em infra-estrutura, na medida em que os modelos existentes falham, por prover resultados ambíguos (Von Hirschhausen, 2008).

A irreversibilidade dos investimentos faz com que as empresas possuam uma opção real de postergá-los. Qualquer aumento da incerteza sobre a lucratividade futura pode aumentar o valor desta opção de adiamento (Cukierman (1980), Bernanke (1983) e McDonald and Siegel (1986) *apud* Mohn and Misund (2009)). Considerando-se a indústria de petróleo e gás natural, um aumento na volatilidade dos preços do petróleo aumenta o valor da opção de adiamento dos investimentos e da opção de aquisição do desenvolvimento de opções futuras. Por este motivo, há evidências que estas opções possuam uma correlação positiva entre investimento e incerteza (Mohn and Misund, 2009).

Ainda de acordo com Mohn e Misund (2009), incertezas macroeconômicas criam entraves para investimentos em produção e infra-estrutura na indústria do gás natural.

3.5 Conclusões

O presente capítulo buscou responder às seguintes questões: Em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica uma regulação mais rígida? Em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica a introdução da competição? Quais são as evidências teóricas e empíricas da influência do processo de reformas nos investimentos?

De acordo com Gordon *et alli*, 2003); IEA (1998); e IEA (2000), o transporte e a distribuição de gás natural possuem características de monopólios naturais, devido à característica *sub-aditiva* destas atividades. Por este motivo, uma regulação mais rígida, que

permita o livre acesso e a regulação tarifária, é importante para que não haja abuso de empresas dominantes. Para as outras etapas, que são a exploração e produção de gás natural, armazenamento e comercialização, a competição é mais indicada para se alcançar uma melhor alocação de recursos, ressaltando-se a necessidade da regulação do livre acesso na atividade de armazenamento.

Com relação às evidências teóricas e empíricas da influência do processo de reformas nos investimentos, não há consenso na literatura sobre os efeitos da regulação nos investimentos em infra-estrutura, na medida em que os modelos existentes falham por prover resultados ambíguos (Von Hirschhausen, 2008). Joskow (2005) não encontrou evidências de que a privatização e a reestruturação prejudicaram os investimentos. O tempo entre as revisões tarifárias, a taxa de retorno permitida e a expectativa de ganhos futuros das empresas refletem na manutenção, expansão ou retração dos investimentos (Von Hirschhausen *et alii.*, 2004).

De acordo com Lee (2004), a reestruturação da indústria requer uma combinação apropriada entre regulação e competição, que deve ser adaptada à situação específica de cada país. Por este motivo, o capítulo seguinte tem como objetivo descrever a evolução do mercado e da regulação do gás natural no Brasil.

CAPÍTULO 4

A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A reestruturação do mercado de gás natural ocorreu a partir de meados da década de 1990 no Brasil, com algumas privatizações e a criação de agências reguladoras no âmbito estadual e federal. Antes disso, as atividades de prospecção, exploração e transporte de gás eram monopólios legais da Petrobrás. As atividades de distribuição e comercialização de gás natural, neste período, eram monopólios dos Estados e também exercidas através de empresas estatais.

Atualmente, a organização da indústria de gás natural no Brasil apresenta sua configuração conforme a figura 11. O produtor de gás natural vende seu produto para os comercializadores, que realizam a transação deste gás através de dutos de transporte e o vendem para as distribuidoras estaduais, que por sua vez comercializam este gás para os consumidores finais.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) promove a regulação, monitoramento e fiscalização das atividades *upstream*²¹ da indústria do gás natural. Os órgãos reguladores estaduais são os responsáveis pela regulação, monitoramento e fiscalização das atividades *downstream*²² (distribuição e comercialização para o usuário final). Os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo são responsáveis por aproximadamente 60% do total de gás natural vendido para os consumidores finais no país (35% em São Paulo e 25% no Rio de Janeiro), (GASNET, 2007).

²¹ Neste trabalho, as atividades *upstream* se referem a exploração, produção, transporte e armazenamento de gás natural, que são de responsabilidade do governo federal. A tradução do inglês não foi realizada para não se alterar o sentido das palavras.

²² Neste trabalho, as atividades *downstream* se referem a distribuição e comercialização de gás para o usuário final. A tradução do inglês não foi realizada para não se alterar o sentido das palavras. A tradução do inglês não foi realizada para não se alterar o sentido das palavras.

São Paulo e Rio de Janeiro são também os únicos estados cuja infra-estrutura está mais desenvolvida, sendo os primeiros a preverem a liberalização da comercialização para alguns segmentos de consumidores finais – São Paulo em 2011 e Rio de Janeiro em 2009. Os outros estados da federação não prevêem a liberalização no curto-médio prazo, já que todos esses estados firmaram compromissos de longo prazo com as distribuidoras locais, assegurando o monopólio da distribuição e comercialização durante todo o período de outorga.

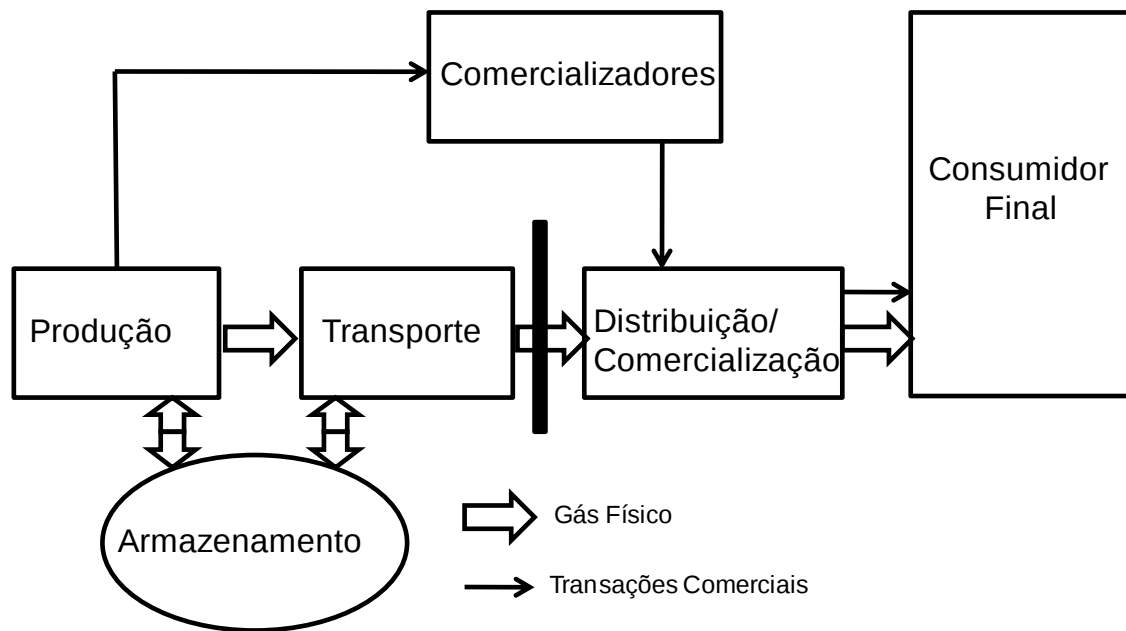


Figura 11: Organização da Indústria de Gás Natural no Brasil

O consumo total de gás natural no Brasil, em 2006, foi de 22,33 Bmc (excluindo-se as perdas e re-injeção). Para se ter uma idéia da rápida evolução deste mercado, em 1997, o consumo deste energético no Brasil foi de apenas 5,4 bilhões (BEN, 2007).

Este capítulo tem como objetivo descrever a evolução do mercado e da regulação no Brasil. A idéia é buscar elementos para responder à seguinte pergunta: Como foi a evolução, e como é atualmente a regulação da indústria do gás natural no Brasil?

Conhecer as características do mercado Brasileiro pode auxiliar na elaboração de uma proposta que procure estimular o desenvolvimento da competição e da infra-estrutura de gás natural no país, um dos anseios não conseguidos pela Lei 9.478/97.

É importante ressaltar que o capítulo 8 detalha a Lei 11.909/09, conhecida como “Lei do Gás”, e que foi sancionada pelo Presidente da República no dia 4 de Março de 2009.

4.1 Evolução e situação atual do mercado de gás natural no Brasil

Para compreender o desenvolvimento recente na indústria brasileira de gás natural, se faz necessário uma breve análise histórica da evolução do mercado de energia no Brasil.

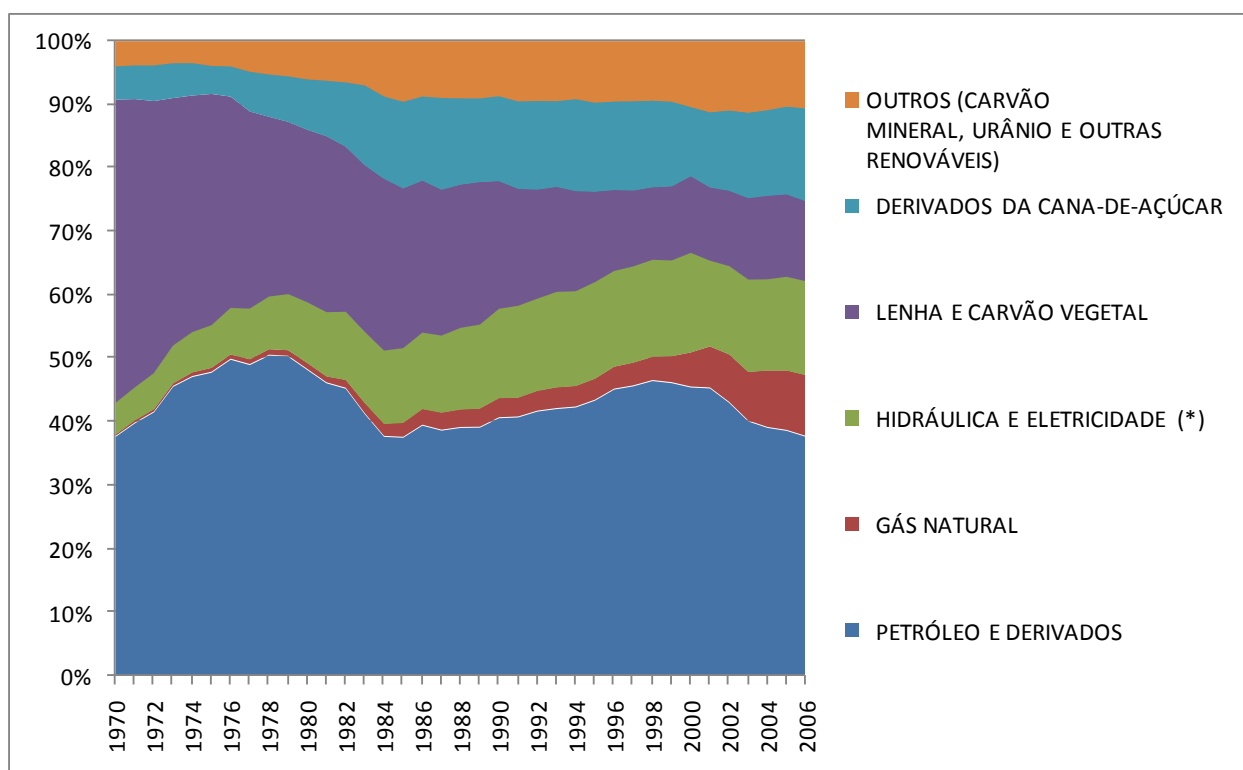


Figura 12: Evolução da matriz energética brasileira (BEN, 2007).

Através da figura 12, que ilustra a evolução da participação de mercado dos energéticos no Brasil, é possível notar algumas fases no desenvolvimento do mercado de energia no país.

Os grandes volumes de financiamentos externos para o Brasil na década de 70 fizeram com que o país se industrializasse rapidamente, fazendo com que a lenha fosse substituída gradualmente pelos derivados de petróleo. Com uma enorme quantia de dinheiro em caixa no país, o primeiro choque do petróleo de 1973 não foi sentido no Brasil (GAMBIAGGI et ALÉM, 2001). O mesmo não ocorreu com o segundo choque do petróleo, no final da década de 70, cujo

choque ocasionou sérias consequências na economia do país. A partir de então, o país buscou alternativas ao petróleo, em sua maioria importado. Nasce o PROÁLCOOL, que incentivou a utilização do álcool combustível em substituição à gasolina. Paralelamente, o excedente de eletricidade oriundo de grandes hidrelétricas no país fez com que este energético fosse ofertado a preços baixos, buscando incentivar o aumento do consumo; isto incluiu o programa federal de eletrotermia nos anos 80, que buscou incentivar a indústria do país a utilizar eletricidade também como fonte de calor de processo (caldeiras elétricas) e aquecimento direto (fornos e secadores). Ambos os fenômenos (PROÁLCOOL e incentivo a utilização da eletricidade) podem ser notados na figura 12, a partir do início da década de 80. Entretanto, a partir da segunda metade da década de 80, os baixos preços do petróleo fizeram com que seus derivados voltassem a ser interessantes para o país. A rápida expansão do óleo combustível e do GLP na indústria fez com que a lenha fosse novamente deslocada neste período (o que pode ser notado no gráfico). No final da década de 80, a crise de suprimento de álcool e os baixos preços da gasolina fizeram com que a gasolina voltasse a dominar o mercado de combustíveis automotivos.

A privatização do setor elétrico em 1997 e os problemas de incremento da oferta de eletricidade na década de 90 fizeram com que o governo buscasse incentivar outras fontes de produção de eletricidade, como o gás natural. O Programa Prioritário de Termelétrica (PPT) foi elaborado, visando produzir eletricidade a partir de gás natural. Juntamente com o programa, a Petrobrás construiu o gasoduto Brasil-Bolívia, que entrou em operação em 1999. O fracasso do programa fez com que o gás natural destinado às termelétricas fosse redirecionado para as indústrias e automóveis, dando início a um novo marco no desenvolvimento da indústria do gás natural do país. O gás natural vem se tornando mais vantajoso do que os derivados de petróleo, principalmente devido à escalada dos preços do barril de petróleo, o que vem refletindo em uma pressão da demanda sobre este energético. Este fato, aliado a problemas de planejamento e regulação, culminaram na escassez temporária de gás no final de 2007 e restrições de oferta em 2008. Este tópico é detalhado mais adiante.

Após este breve histórico sobre a evolução do mercado de energia no Brasil, é descrito agora a metodologia adotada no Balanço Energético Natural para a classificação da oferta e consumo de gás natural, para que seja possível analisar seus dados. Considerando-se a segmentação na produção e consumo de gás natural do balanço energético nacional, o consumo

total é a somatória do gás natural destinado para a transformação e para o consumo final. O gás natural para a transformação é a somatória do gás natural destinado para a geração de eletricidade e produção de derivados de petróleo (refinarias); o consumo final compreende o consumo não energético (como matéria prima para a indústria petroquímica) e energético (para os setores Energético, Residencial, Comercial, Público, Agropecuário, Transportes, Industrial e Consumo Não-Identificado). A tabela 1 ilustra a matriz de gás natural no ano de 2007.

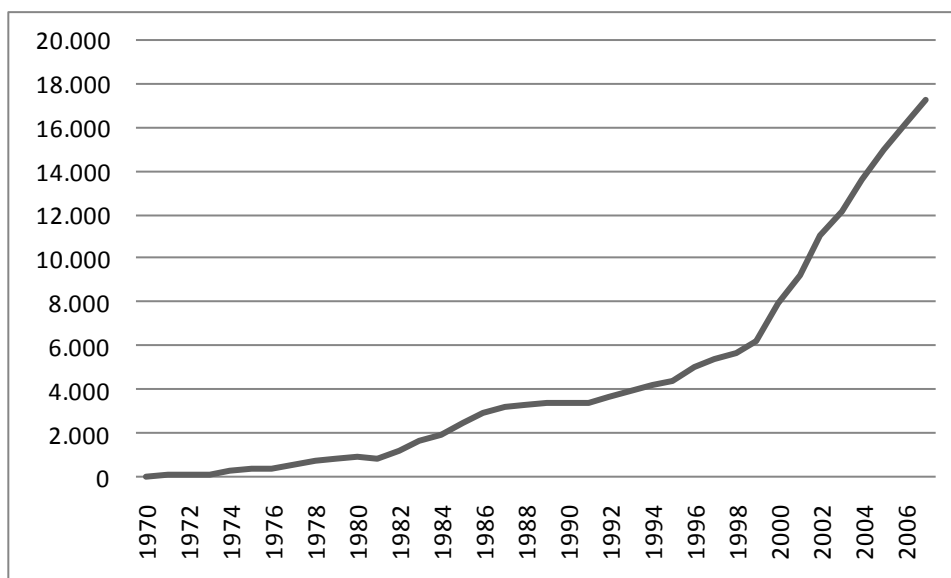
A figura 13 ilustra a evolução do consumo total de gás natural no Brasil entre 1970-2007. Após o alto crescimento da demanda até 2006, há indícios de maturação de grande parte do mercado de gás (detalhes no capítulo 7).

Tabela 1: Estrutura da oferta e demanda de gás natural no Brasil em 2007

	2007 (milhões de metros cúbicos)
Produção Nacional	18.152
Importação	10.334
Ajustes e perdas*	-5.573
Oferta Total	22.913
Consumo Total	22.913
Transformação	5.627
Consumo Final	17.286

*inclusive não-aproveitada e reinjeção

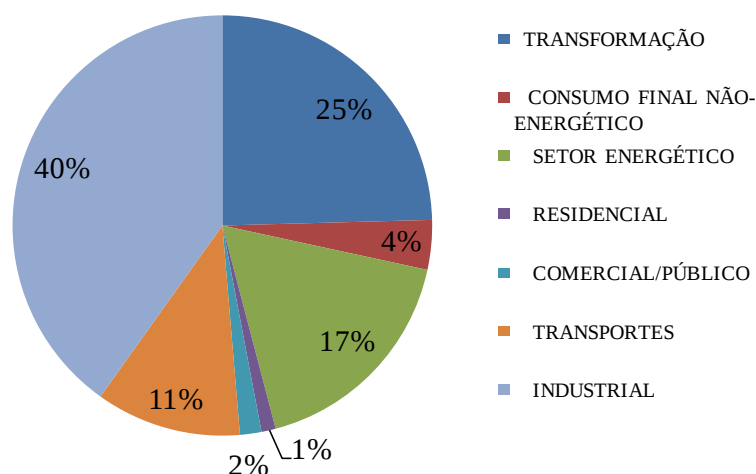
Fonte: adaptação de BEN, 2008



Fonte: adaptação de BEN, 2008

Figura 13: Evolução do consumo total de gás natural no Brasil entre 1970-2007, em milhões de metros cúbicos.

A Figura 14 ilustra a distribuição, por setor de consumo, do mercado do gás natural no Brasil em 2007. O setor industrial corresponde a 40% do total, seguido pelo setor de transformação, setor energético e de transportes.



Fonte: BEN, 2008

Figura 14: Distribuição, por setor de consumo, do mercado do gás natural no Brasil em 2007

As reservas provadas de gás natural no Brasil em 2006 totalizaram 347,9 bilhões de metros cúbicos. A Relação Reservas/Produção alcançou 19,6 anos em 2006²³.

4.2 Regulação *Upstream* da indústria do gás natural

O marco inicial do desenvolvimento da indústria do gás natural se iniciou com a promulgação da Lei 9.478/97, conhecida como a “Lei do Petróleo”²⁴. A figura 15 ilustra a situação antes e após da publicação desta Lei.

²³ Apesar de ser um indicador de recursos questionável, ele permite avaliar de maneira instantânea alguns aspectos da oferta.

A Lei 9.478/97 extinguiu o monopólio legal da PETROBRAS nas atividades de:

- I) Pesquisa e lavra das jazidas;
- II) Refino do petróleo nacional ou importado;
- III) Importação e exportação de petróleo e gás natural;
- IV) Transporte de petróleo e seus derivados e gás natural.

O Artigo 5º desta Lei descreve que as atividades econômicas I, II, III, IV acima citadas são reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. A concessão ou autorização é fornecida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, que foi criada nesta mesma lei com o objetivo de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

A Lei 9.478/97 também exigiu que a PETROBRÁS constituísse uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para o transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritária ou minoritariamente, a outras empresas. Com isso, em 12 de junho de 1998, criou-se a Petrobras Transporte S.A. – TRANSPETRO, subsidiária integral da Petrobras (ANP, 2001).

24 Antes da Lei 9.478/97, a legislação vigente era a Lei Nº2004, de 1953, do então presidente Getúlio Vargas; esta Lei criou a Petrobrás e instituiu o monopólio estatal do petróleo em atividades de pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados.

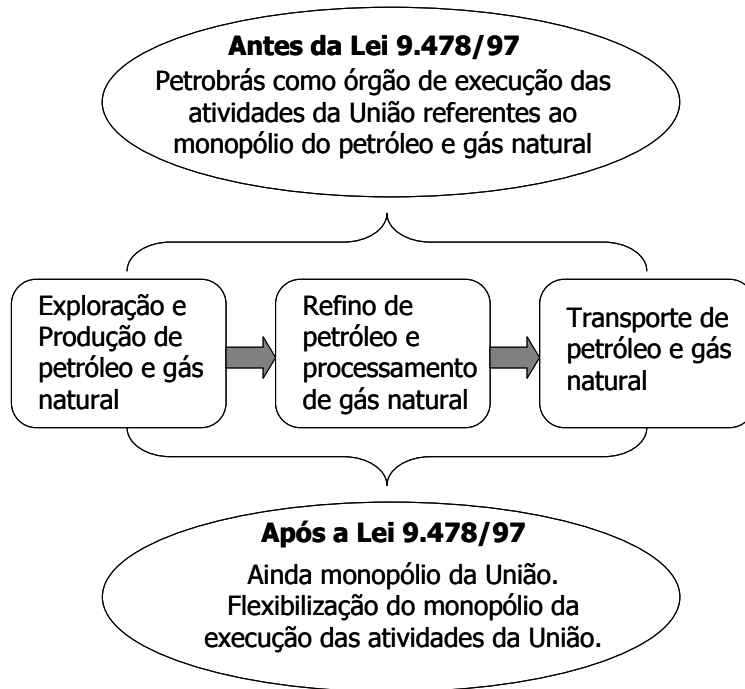


Figura 15: Regulamentação do Setor de Gás Natural Antes e Após a Lei 9.478/97

Com relação às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a Lei 9.478/97 define que o acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração. Estas informações são importantes na transparência do processo de licitação de blocos de exploração e produção de petróleo e gás natural no país. A ANP é quem define os blocos que são objetos dos contratos de concessão, e são divididos em duas fases: exploração e produção. O vencedor da licitação dos blocos assina um contrato de concessão, cuja fase de exploração pode durar entre três (3) a oito (8) anos e o desenvolvimento e produção até vinte e sete (27) anos, podendo ser estendido mediante requerimento da concessionária e aceito pela ANP (ANP, 2001).

Com relação ao gás importado, a Portaria ANP de Nº 43, de 15 de abril de 1998 descreve em seu Artigo 1º que *“A importação de gás natural somente será efetuada mediante prévia e expressa autorização da ANP, nos termos da legislação aplicável e desta Portaria”*. De acordo com o Artigo 3º desta Portaria, no pedido de autorização, são requeridas informações sobre: o volume de gás natural a ser importado; o país de origem; a data prevista para o início da

importação; o mercado potencial a ser atendido; o meio de transporte a ser utilizado para a importação do gás natural; além de especificações técnicas do gás natural a ser importado e de outras informações incluídas neste Artigo.

Com relação ao processamento de gás natural, segundo determinações descritas na Portaria ANP n.º 28/99, ficou estabelecido que a "construção, a ampliação e a operação de unidades de processamento de gás natural" devem ser feitas mediante prévia e expressa autorização da ANP. Esta Portaria, em seu artigo 5º, identifica que a outorga da autorização para a execução das atividades acima estabelecidas não têm caráter de concessão e exclusividade de exercício da atividade. Fica também estabelecido que há a possibilidade de transferência de titularidade, desde que previamente submetida à aprovação da ANP (ANP, 2001).

Com relação às atividades de transporte de gás natural, o Artigo 56 da Lei 9.478/97 descreve que, observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no Artigo 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

Por fim, as atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado junto aos usuários finais são exploradas com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

De acordo com Viscusi et al (2005), a regulação econômica se refere tipicamente às restrições impostas pelo governo sobre as decisões de preço, quantidade, e entrada e saída da indústria. No caso da regulação de preços, a mesma pode especificar um preço a ser cobrado pela firma, ou ainda restringir a cobrança a uma banda de preços. Ainda com mais frequência, a regulação especifica mais do que um simples preço, mas sim um aparato cujos objetivos são delineados no decorrer de seu processo de formulação. É com base nestes princípios que a ANP procura estabelecer uma estrutura de regulação que procura regulamentar, fiscalizar, monitorar, promover e informar as atividades de exploração, produção, processamento e transporte de gás natural, nas diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em conformidade com os interesses do País (ANP, 2001).

A tarifa de gás natural vendido às distribuidoras no *city gate* é composto pelo preço da *commodity* (gás), mais uma tarifa de transporte, separado conforme sua origem (nacional ou importado) e utilização (geração de eletricidade ou outros).

Gás Natural Nacional

Até o ano de 1999, a política de preços para o gás natural no Brasil limitava-se ao estabelecimento de um teto vinculado ao preço do óleo combustível (OC). A Portaria DNC n.º 24, de 07 de junho de 1994, determinava uma paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural, para fins combustíveis, e o preço do óleo combustível A1, na base de distribuição primária, considerada a equivalência energética entre esses produtos²⁵. Importante salientar, também, que tal preço de venda referenciado nesta Portaria não identificava a parcela do preço relativa ao transporte do gás natural. Com a edição das Portarias Interministeriais MF/MME 90 e 91, de 1999, os preços dos óleos combustíveis passaram a variar mensalmente, vinculados ao mercado externo. No mesmo ano, a Portaria Interministerial MF/MME n.º 92 ratificou as disposições das Portarias anteriores e alterou a paridade entre o gás e o OC, da base de distribuição para a refinaria, ajustando-a para 86,22% para o gás nacional e 97,72% para o gás natural importado. Após a publicação da Lei N.º 9.478/97, a flexibilização das regras para a fixação dos preços dos óleos combustíveis e a conjuntura desfavorável no mercado internacional conduziram a um contexto de alta volatilidade dos preços máximos para o gás natural (ANP, 2004).

Com a publicação da Lei N.º 9.478/97, determinou-se que, durante um período de transição, que se estendeu até 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões dos preços dos derivados de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, seriam efetuados segundo diretrizes e parâmetros estabelecidos, conjuntamente, pelos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Terminado este período transitório, tais preços seriam liberados (ANP, 2004).

²⁵ No que tange ao preço do gás importado, vale salientar que, posteriormente, o mesmo foi limitado a 85% do OC A1.

Neste contexto, a Portaria Interministerial MME/MF 003/00 foi publicada em 17/02/2000. Esta Portaria definiu os preços máximos de venda (P_m) do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado, cuja fórmula era:

$$P_m = P_{GT} + T_{REF} \quad \text{sendo:}$$

P_{GT} = Preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte.

T_{REF} = Tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural.

Com relação à tarifa de transporte T_{REF} , a mesma era calculada de forma a prover a remuneração considerada adequada ao sistema classificado como de transporte, e teve por base o valor estimado dos ativos que compõe esse sistema. A Portaria 108 de 28 junho de 2000 da ANP estabeleceu as parcelas referenciais de transporte por estado. Um dos objetivos fundamentais desta nova regulamentação foi a introdução de sinais locacionais no transporte de gás por meio da consideração da variável distância no cálculo da tarifa de referência; este custo, entretanto, foi inicialmente considerado em apenas 30% da tarifa total para evitar a introdução de grandes distorções tarifárias, enquanto não se tinha disponíveis informações de custo e demanda mais precisas. Com isso, houve subsídios cruzados, pois os estados que estavam mais próximos dos campos de produção de gás foram prejudicados, e os estados mais distantes, beneficiados (ANP, 2002).

Em 2001, conforme previsto na Portaria 108, as parcelas referenciais de transporte foram reavaliadas e os novos valores foram publicados em 26 de junho de 2001 com a portaria ANP 101. Os valores anteriores foram atualizados pelo IGP-M e a proporcionalidade com a distância passou a ser de 40%. A introdução progressiva da distância no cálculo das tarifas de transporte de referência apresenta como consequência imediata o benefício de estados “produtores” frente a estados “consumidores” (ANP, 2002).

A atividade de comercialização de gás natural de origem nacional não necessita de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente (ANP, 2001). Atualmente, apenas a Petrobrás realiza as atividades de comercialização de gás natural no país, já que a empresa possui amplo domínio da produção e transporte de gás no país. No futuro, caso a competição se

desenvolva no Brasil e outros agentes consigam comercializar o gás natural de origem nacional, algum procedimento de avaliação da saúde financeira das empresas deveria ser elaborado, para minimizar a chance dos consumidores e outros agentes da cadeia de gás sejam prejudicados.

É importante relembrar que esta regulamentação para o gás natural de origem nacional foi estabelecida de forma transitória, já que estava previsto na Lei 9.478/97 a liberação de preços após 31 de dezembro de 2001. Com esta liberação, a partir de 1º de janeiro de 2002, os preços do gás natural de origem nacional não foram mais fixados pelo Governo Federal, devendo as partes interessadas negociá-los direta e livremente. Esta situação perdura até o presente.

Gás Natural Importado

No que se refere ao gás importado, não há, desde a publicação da Portaria interministerial MME/MF 003 de 2000, nenhuma regulamentação aplicável. Os preços são livremente negociados entre as partes e expressos contratualmente. Cabe à ANP a arbitragem de conflitos quando da sua ocorrência (ANP, 2001).

A maior parte do gás importado no Brasil é de origem boliviana, transportada através do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Esse gasoduto é operado no território brasileiro pela TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.). A TBG é uma empresa de economia mista e tem a Gaspetro, subsidiária da Petrobras, como acionista majoritária, com 51% das suas ações. Foram firmados contratos de fornecimento de gás boliviano entre a PETROBRAS e cinco distribuidoras locais: MSGÁS (MS), COMGÁS (SP), COMPAGÁS (PR), SCGÁS (SC) e SULGÁS (RS). Esses contratos prevêm o preço formado pelos valores do produto (*commodity*) e do transporte, que refletem os contratos de importação e transporte assinados pela PETROBRAS. Para o primeiro trimestre de 2001, estas parcelas estavam em US\$1,80/MMBTU e US\$1,675/MMBTU respectivamente, somando US\$3,475/MMBTU (ANP, 2001).

Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)

O governo do então Presidente Fernando Henrique Cardoso, após a reestruturação do setor elétrico, acreditava que a iniciativa privada seria seduzida a construir usinas termelétricas a gás em ciclo combinado, como ocorreu em período recente em países como a Inglaterra e Estados Unidos. Projetos de construção e operação de usinas termelétricas não se mostraram viáveis na época para a iniciativa privada, devido ao baixo crescimento econômico, às políticas de preço do gás natural e a falta de um quadro regulatório estável. Dentro deste contexto, aliado aos problemas de suprimento energético que já se anunciava no Brasil, o governo federal decidiu incentivar a geração de eletricidade com gás natural, disponibilizando também financiamentos do BNDES. O Ministério das Minas e Energia publicou o Decreto Nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, criando o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). Este programa procurou incentivar o investimento em novas usinas termelétricas a gás natural.

As Portarias MME 43/00, de 25 de fevereiro de 2000 e MME 215/00, de 26 de julho de 2000, identificaram 30 projetos de construção de usinas a gás natural em ciclo combinado (MME, 2000). Ambas as portarias, em seus artigos 2º, garantiam que as usinas termelétricas constantes do programa fariam jus às seguintes prerrogativas:

I - garantia pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, para as usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado, de acordo com uma das seguintes alternativas de preço, a critério do investidor:

a) preço médio equivalente em reais a US\$ 2,26/MM BTU, na base de setembro de 1999, reajustado trimestralmente, de acordo com a política de gás natural nacional e com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado;

b) preço equivalente em reais a US\$ 2,475/MM BTU, na base de abril de 2000, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo U. S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, relativo ao mesmo período de referência;

c) garantia de que os preços do gás natural definidos nas alíneas "a" e "b", seriam reajustados pró-rata tempore, até a data de reajuste de preços dos contratos de compra e venda de energia elétrica das usinas, de maneira a obter-se coincidência entre as datas de reajustes anuais, dos contratos de gás e de energia elétrica;

II- garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social S.A. - BNDES, de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, também para os sistemas de transmissão associados às usinas, bem como às obras de conexão e/ou de reforço no sistema de transmissão.

Entretanto, as alíneas “a” e “b” do Artigo 2º não se mostraram atrativas aos investidores. A alínea “a”, referente ao gás importado, descreve que este gás era indexado ao dólar e às demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados ao contrato de gás importado – isto significa uma indexação indireta à flutuação de preços do barril de petróleo, já que o contrato de gás importado (vide contrato do Gas-Bol) era indexado, dentre outros fatores, a uma cesta de preços de óleo combustível no mercado internacional (ANP, 2001). O preço do óleo nesses países, assim como no Brasil, flutua conforme a variação dos preços do barril de petróleo.

A Tabela 2 compara a diferença de preços do barril de petróleo e câmbio em fevereiro de 2000 (data da publicação do Decreto MME Nº 3.371) com o mês de junho de 2001 (data da publicação da Portaria MME 43/00). Este aumento percentual nas taxas de câmbio e no barril de petróleo (que indiretamente refletiam nos preços internacionais do óleo combustível) desestimulou a construção e operação dessas usinas. A situação do gás natural nacional não foi diferente, com a exceção de que neste caso, não havia, nem direta ou indiretamente, uma indexação a uma cesta de óleos combustíveis. Contudo, a maior parte do gás destinado às térmicas era proveniente do Gas-Bol (importado).

Tabela 2: Desvalorização Cambial e Aumento do Preço do Barril de Petróleo Entre Fevereiro de 2000 e Junho de 2001

Data	1,00 U\$*	Brent (U\$)**
Fevereiro de 2000	R\$ 1,77	R\$ 23,00
Junho de 2001	R\$ 2,36	R\$ 30,00
Aumento no período	33,3%	30,4%

* Conversor de moedas do Banco central

** Preço aproximado: International Energy Agency - IEA

No Brasil, diferentemente de outros países, o custo de oportunidade para a geração de energia através de uma termelétrica a gás natural é igual ao custo da geração de uma hidrelétrica, cujo insumo básico é a água. Por este motivo, a indexação do gás para a geração termelétrica à taxa de câmbio e a uma cesta de preços internacionais de óleos combustíveis não faz sentido no Brasil (BAJAY, 2005). Esta situação, aliada à escalada de preços do barril de petróleo e do dólar no período de implementação do programa, gerou insegurança para os investidores privados, inviabilizando os 30 projetos inicialmente identificados.

O racionamento de eletricidade de 2001 forçou o governo a publicar a portaria interministerial MME/MF N° 176/01, melhorando as condições para todos os empreendimentos com gás contratado ou que viessem a entrar em operação até 30 de junho de 2003. Esta Portaria procurou adequar as condições de reajuste do preço do gás natural destinado às centrais termelétricas integrantes do PPT, fixando um preço base máximo, em Reais por milhões de BTU (MMBTU), incluindo em seus contratos de suprimento compromisso firme de recebimento e entrega de gás, consoante a seguinte fórmula:

$$\text{Preço Base} = 2,581 \text{ US$/MMBTU} \times \text{TMD}_0 \text{ sendo:}$$

TMD_0 = média das taxas diárias de câmbio (R\$/US\$) entre o trigésimo dia anterior e o trigésimo dia posterior à data de publicação desta Portaria (1° de junho de 2001).

O preço era composto em duas parcelas, uma que considerava o índice de atacado dos EUA (PPI²⁶), correspondente a 80% do total, e a outra considerando o IGP-M, correspondente aos outros 20%.

A portaria MME/MF N° 176/01 foi substituída pela portaria MME/MF N° 234, de 22/07/2002, que adequou novamente as condições de reajuste do preço do gás natural destinado às centrais termelétricas integrantes do PPT, além de estender o prazo para início de operação destas usinas de 30 de junho de 2003 para 31 de dezembro de 2004.

Apesar destes últimos esforços, a nova escalada do dólar, que continuou até 2003, prejudicou ainda mais o PPT, além de prejudicar também a Petrobrás, que arcou com o prejuízo de sucessivas readequações de preços.

A figura 16 ilustra alguns fatores positivos e negativos do programa com relação a atração de investimento privado, considerando o risco do negócio.

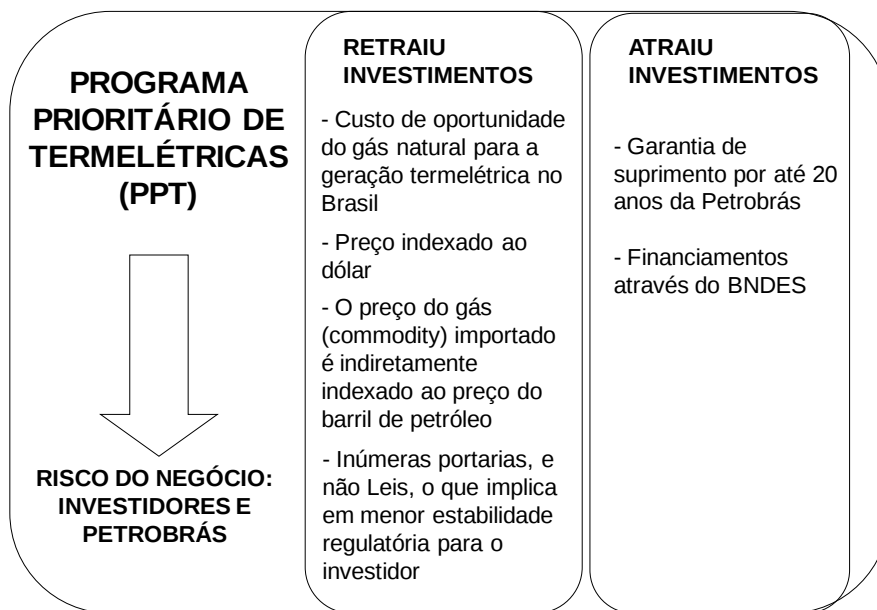


Figura 16: Avaliação dos riscos e atratividade do PPT

O Anexo I descreve as portarias e resoluções da ANP referentes ao gás natural, decorrentes da regulamentação da Lei 9.478/97.

²⁶ PPI = Producer Price Index (Bureau of Labor and Statistics)

4.3 Regulação *Downstream*

As atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado junto aos usuários finais são exploradas com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Por este motivo, de nada adiante se estimular a competição nas atividades upstream se os Estados não permitirem que seja realizada venda direta para o consumidor final. Nesta seção, a regulação do Estado de São Paulo é descrita, por se tratar de uma regulação que permitiu um rápido desenvolvimento da até então incipiente indústria de gás natural no Estado. A regulação deste estado já previa, em seus contratos de concessão assinado com as três áreas de concessão do estado, a liberalização da comercialização no Estado. Além do estado de São Paulo, o único estado brasileiro que possui uma regulação que previa a liberalização da comercialização foi o estado do Rio de Janeiro.

A regulação no Estado de São Paulo

A regulação *downstream* (distribuição e comercialização de gás natural) no estado de São Paulo teve início em 1999, após a privatização da companhia de gás de São Paulo. Em 1999 e 2000 também foram criadas duas áreas de concessão no Estado, áreas até então inexploradas, e que foram arrematadas através de leilões pelas empresas Gás Natural SPS e Gás Brasileiro. No próprio contrato de concessão das três distribuidoras, há regras claras para os três primeiros ciclos tarifários (com cada ciclo tendo a duração de 5 anos), além dos mecanismos da regulação tarifária no período. Nesses contratos, o monopólio da distribuição é durante 30 anos, podendo ser renovado mediante requerimento da distribuidora. O contrato também prevê o fim do monopólio da comercialização para os grandes consumidores industriais²⁷ e termelétricas, nas três áreas de concessão, 12 anos após da assinatura do contrato. Após este período, grande parte da infra-

²⁷ São considerados grandes consumidores industriais os que consomem mais do que 500.000 metros cúbicos mensais.

estrutura de distribuição já terá sido amortizada, sendo então propícia a introdução da competição nesta etapa da cadeia. Isto significa que, já a partir de 2011, haverá um marco regulatório no Estado permitindo a introdução da competição para os grandes consumidores industriais e termelétricas no Estado.

A regulação de preços no primeiro ciclo tarifário, que se iniciou em 1999, seguiu, em linhas gerais, os princípios da regulação tradicional do tipo “serviço pelo custo”, além de compromissos e metas estabelecidos no contrato de concessão. Em um mercado ainda incipiente e sem nenhuma experiência prática com a regulação, esta foi uma solução coerente para que se desse início a expansão da indústria do gás no Estado.

Com a experiência obtida no primeiro ciclo com relação à regulação dos custos e a evolução do mercado de gás natural, a metodologia do segundo ciclo já pôde incorporar alguns mecanismos de incentivo, através de um modelo híbrido - serviço pelo custo/regulação por incentivos, apresentado a seguir. O objeto desta regulação é a margem máxima da atividade de distribuição, doravante denominada Margem Máxima (MM). O valor da Margem Máxima inicial, P_0 , definido pela ARSESP (antiga CSPE) por ocasião de cada revisão em cada ciclo, é determinado através da equação (2):

“ ...

$$P_0 = \frac{BRRLi - \frac{BRRLf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{t=1}^{t=5} \frac{OPEX(t) + CAPEX(t) + ODESP(t)}{(1+r_{wacc})^t}}{\sum_{t=1}^{t=5} \frac{V(t)}{(1+r_{wacc})^t}} \quad (2)$$

Onde:

$OPEX(t)$: valor dos custos operacionais de prestação do serviço associado ao Plano de Negócios da Concessionária aprovado pela CSPE na revisão tarifária; $CAPEX(t)$: valor dos investimentos requeridos para a prestação do serviço, nas condições estabelecidas no Contrato de Concessão, associado ao Plano de Negócios da Concessionária aprovado pela CSPE na revisão tarifária; $ODESP(t)$: valor das outras despesas (incluindo impostos) do ano t ; $BRRLi$ e $BRRLf$ são os valores da Base de Remuneração Regulatória líquida ao início e ao fim do ciclo tarifário já definidos; $V(t)$: volume de gás canalizado distribuído; e r_{wacc} : taxa de retorno sobre

o capital investido no ciclo tarifário, definido pela CSPE no processo de revisão tarifária.” (CSPE, 2003).

A fixação dos valores de BRRLi e BRLLf parte do princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. BRRL define o valor dos ativos da concessionária, calculados a partir do processo de privatização da empresa.

A quarta subcláusula da cláusula décima terceira do contrato de concessão define a metodologia para o cálculo da Margem Máxima para o ano t do ciclo (MM_t), que é expressa em reais por m^3 e calculada conforme segue:

“ ...

$$MM_t = P_t + K_t, e \quad (3)$$

$$P_t = P_{t-1} [1 + (VP - X)]$$

(3)

Onde:

VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas; X: fator de eficiência (percentual); P_t : valor da Margem Máxima sem ajuste no ano t, expressa em reais por m^3 ; e K_t : termo de ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima aplicada no ano t, em reais por m^3 .”

De acordo com a terceira subcláusula da cláusula décima terceira do contrato de concessão, “...será aplicada, no início do quarto ano do segundo ciclo, uma redução ou elevação na Margem Máxima (MM), com base nas margens obtidas nos três primeiros anos deste segundo ciclo. Neste caso, as diferenças apuradas, do primeiro ao terceiro ano, terão seus valores atualizados, nos termos da Décima Oitava Subcláusula desta Cláusula, procedendo-se as adaptações necessárias...”. A décima oitava subcláusula diz que: “O Termo de Ajuste (K_t) para o período t será expresso em reais por m^3 e será calculado da seguinte forma:

$$K_t = [(MM_{t-1} - MO_{t-1}) (1 + r_{t-1}) V_{t-1}] / V_t \quad (4)$$

Onde:

MM_{t-1}: Margem Máxima (MM), no ano t – 1, expressa em reais por m3; MO_{t-1}: Margem Obtida, no ano t – 1, expressa em reais por m3; r_{t-1}: taxa de juros média anual, no ano t – 1; V_t: volume anual previsto para o ano t, expresso em m3; e V_{t-1}: volume anual distribuído, no ano t – 1, expresso em m3.” (CSPE, 2003).

Excepcionalmente, no segundo ciclo, é permitido um K_t positivo. Isto significa que, mesmo que a margem média não atinja o valor da margem média máxima estabelecida pela ARSESP, o valor é corrigido de acordo com décima oitava sub-cláusula acima mencionada.

A margem média máxima limita os ganhos da concessionária, congelando sua margem de lucro. Com a margem congelada, o foco principal da distribuidora é aumentar suas receitas, e isto é feito através do aumento das vendas.

4.4 Considerações Finais

O presente capítulo buscou responder à seguinte questão: Como foi a evolução, e como é atualmente a regulação da indústria do gás natural no Brasil?

Conforme descrito neste capítulo, a Lei 9.478/97 buscou o desenvolvimento da indústria do gás natural no país, que se inspirou em países como a Inglaterra e os Estados Unidos na elaboração das reformas do setor de petróleo e gás natural. No entanto, a tão esperada competição ainda não se desenvolveu efetivamente nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás. A Lei 9.478/97 tinha como um de seus objetivos o desenvolvimento gradual da competição na indústria do gás natural no Brasil. Contudo, 10 anos após a promulgação desta Lei, pouco avanço foi conseguido neste sentido, com a Petrobrás e suas subsidiárias dominando as atividades de exploração, produção, transporte e armazenamento de gás natural no país (MARTINS, 2006). Atualmente existe um monopólio de fato, e não de direito, exercido pela Petrobras e suas subsidiárias, já que não há regulação tarifária nas atividades de transporte e armazenamento. As distribuidoras estaduais estão à mercê da política de preços da Petrobrás e subsidiárias, e possíveis investidores na produção de gás natural são inibidos porque não há garantias de que o gás natural produzido por eles será entregue até o consumidor final (o acesso a rede de transmissão de gás é atualmente negociado entre as partes interessadas).

Não tem sido prática de a Petrobrás fixar preços abusivos para o gás natural, tendo em vista a restrição “natural” dos preços dos energéticos que podem substituir o gás; entretanto, esta situação pode mudar do dia para a noite, já que a Petrobrás pode efetuar aumentos do gás nacional conforme desejar. A discussão de uma Lei do Gás no congresso e no senado teve como um de seus objetivos modificar a Lei 9.478/97, o que culminou na aprovação da Lei do Gás 11.909/09, em 4 de março de 2009. Uma discussão mais aprofundada desta Lei é efetuada no capítulo 8 desta tese.

Novamente, é relevante ressaltar a importância da Petrobrás e suas subsidiárias no desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil, assumindo todos os riscos inerentes ao processo, através de investimentos maciços na infra-estrutura do gás natural no país. A força política e social da empresa é enorme, sendo, até mesmo, motivo de orgulho nacional. A idéia desta tese não é contestar o papel estratégico da Petrobrás, mas sim adicionar elementos de flexibilização da demanda e da oferta de gás natural, que possam, ao mesmo tempo, ajudar a própria empresa, e, também, propiciar o desenvolvimento da competição em algumas etapas da cadeia do gás, trazendo uma maior eficiência econômica na indústria do gás.

Outro entrave no desenvolvimento da competição é a proibição da venda de gás diretamente ao usuário final, devendo este ser comercializado apenas com as distribuidoras estaduais. Os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo são os únicos a preverem em seus contratos de concessão a liberalização da comercialização de alguns segmentos consumidores. No Estado de São Paulo, a liberalização da comercialização para os grandes consumidores industriais e termelétricas, 12 anos após da assinatura do contrato de concessão, será um marco na introdução da competição na indústria do gás natural. Entretanto, algumas modificações na regulação estadual são também necessárias para que a competição se desenvolva de fato. O capítulo 7 também discute esta questão, propondo algumas alterações nas leis do gás e regulação estadual que possa criar um ambiente propício para o desenvolvimento da competição.

O atual arcabouço legal e regulatório da indústria do gás natural no Brasil difere em alguns aspectos da regulação em outros países. Após o detalhamento da regulação nos Estados Unidos, Reino Unido, Canadá, Argentina e Japão, efetuado no capítulo seguinte, é possível realizar esta comparação.

CAPÍTULO 5

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL

Desde os anos 80, inúmeros países iniciaram a reestruturação da indústria de gás natural, com o intuito de aumentar a eficiência econômica do setor através do estabelecimento da competição. Os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido são alguns exemplos bem sucedidos desta estratégia, que se bem conduzida, tendem a diminuir os preços para o consumidor final, aumentar o volume de gás efetivamente entregue e também criar novos mecanismos de flexibilização da demanda e oferta de gás (IEA, 2002). Ainda que nem sempre os preços para os consumidores finais em mercados liberalizados diminuam, eles resultam numa melhor alocação eficiente de recursos (IEA, 2004).

Este capítulo tem como objetivo explicar o racional do processo de reestruturação iniciada no mundo, para uma posterior descrição do processo de reestruturação nos Estados Unidos, Reino Unido, Canadá, Japão e Argentina. A experiência internacional é importante para que o Brasil possa elaborar um arcabouço legal e regulatório robusto e favorável ao desenvolvimento da competição e da infra-estrutura na indústria do gás natural, considerando-se as experiências positivas e negativas destes países juntamente com as particularidades do mercado brasileiro.

Neste capítulo, as perguntas a serem respondidas são: Quais foram os elementos básicos no processo de reformas no exterior? Quais foram os impactos destas reformas nesses países? Quais são as particularidades da regulação no Brasil se comparado com outros países?

5.1 O processo de reestruturação da indústria do gás natural

Conforme descrito no capítulo 3, a indústria do gás natural possui características de indústria de rede, e por este motivo, exige grandes investimentos iniciais devido aos altos custos marginais e altos riscos técnicos e financeiros envolvidos. Por este motivo, a estrutura monopolista pode ser considerada adequada no início de seu desenvolvimento. Com a depreciação do investimento, estes riscos e os custos marginais tendem a diminuir, e o retorno sobre o investimento, por sua vez, aumentar. A falta de transparência nos preços da commodity gás e do transporte, juntamente com o aumento do lucro, tendem a refletir em pressões da sociedade para ações do governo através de uma regulação mais rígida e/ou da introdução da competição (IEA, 1998).

Preço

A precificação do gás natural varia conforme a estrutura de mercado. Em mercados monopolizados, apenas uma empresa detém o monopólio do transporte e da venda de gás natural para os consumidores finais. Neste caso, o órgão regulador normalmente considera o custo do gás mais um lucro “justo e razoável” para a concessionária; este é o caso das três áreas de concessão de gás canalizado do Estado de São Paulo e das duas concessionárias do Rio de Janeiro. O regulador pode também, baseando-se no valor de mercado dos combustíveis substitutos²⁸ (como o óleo combustível, por exemplo), estabelecer o preço do gás; este tipo de regulação foi adotada pela ANP até dezembro de 2001. É ainda comum, neste tipo de regulação, a discriminação dos preços do gás natural conforme os segmentos de consumo. Subsídios cruzados entre estes segmentos são também comuns neste tipo de regulação (IEA, 1998).

Conforme descrito na introdução desta tese, este tipo de abordagem tarifária é complicada quando se tem combustíveis com potenciais de substituição disponíveis. O gás natural é, na grande maioria dos casos, um bem intercambiável, e por isso pode ser substituído tecnicamente

²⁸ Esta metodologia é conhecida como preço *Netback* do gás natural, que considera que o preço do gás para o consumidor final seja a alternativa mais barata para que o consumidor decida pelo gás natural, considerando-se as diferentes eficiências, limites de emissões e padrões.

por outros combustíveis, como por exemplo, derivados de petróleo e biomassa. A diferença é que, na maioria dos casos (o que inclui o Brasil), o gás natural possui sua tarifa regulada para o consumidor final; seus substitutos, por sua vez, são reajustados conforme a lei da oferta e procura. Alguns derivados de petróleo são normalmente reajustados conforme flutuação dos preços do barril de petróleo. Este descolamento entre os preços relativos do gás natural e seus substitutos leva a uma artificialidade dos preços do gás para o consumidor final. Este fato pode refletir em pressões pela demanda de gás - quando seu preço relativo for menor do que de outros combustíveis -, ou em sobra de gás - quando seu preço relativo for maior. Por mais que o preço do gás natural no Brasil seja indexado a variáveis como uma cesta de preços de óleo combustível, ao dólar e a outros índices, a velocidade da regulação não acompanha a dinâmica do mercado. No Brasil, os reajustes tarifários das concessionárias de distribuição de gás natural são normalmente anuais, e as revisões tarifárias a cada quatro ou cinco anos.

A introdução da competição através do livre acesso não discriminatório à infra-estrutura de transporte (transmissão e distribuição), geralmente estimula a entrada de novos agentes no mercado. O preço do gás natural para os consumidores finais num mercado deste tipo são determinados conforme a lei da oferta e demanda. Neste mercado, em qualquer momento dado, o preço de mercado do gás natural, seja através do preço base em contratos de longo prazo ou do mercado spot (curto prazo), é determinado pela propensão marginal do consumidor a pagar e do fornecedor a vender (IEA, 1998) (VARIAN, 2003). Em mercados competitivos, existe somente um preço de gás natural numa dada localização. Este princípio é contrastado com o monopólio, que pode especificar um preço de gás para cada segmento de mercado, discriminatoriamente. No caso de não haver limites para a capacidade de transporte, preços do gás em mercados competitivos refletem os custos de movimentação deste gás; ou seja, se o gás flui do ponto A para B, o preço de B deve ser igual ao preço de A mais o custo do transporte. O custo do transporte, por sua vez, é determinado através de uma tarifa regulada ou de uma taxa cobrada pelo mercado secundário. No caso em que a capacidade esteja sendo totalmente utilizada, este mercado se torna desconectado e o balanço de oferta e demanda não pode mais influenciá-lo, o que pode refletir em divergências de preços *spot* (curto prazo) de gás (IEA, 1998).

No curto prazo, alguns fatores podem afetar o comportamento da demanda por gás natural, como:

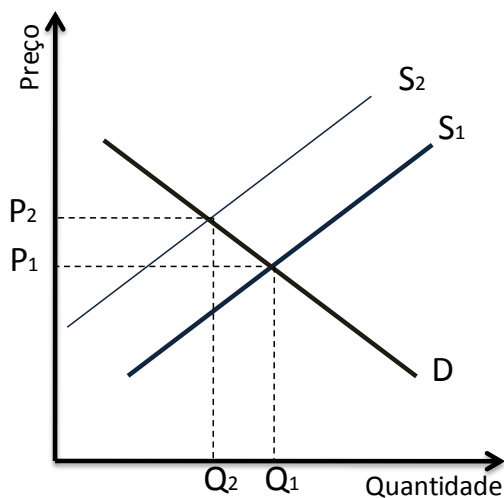
1. Sazonalidade da demanda por gás natural em períodos mais aquecidos nas atividades industriais;

2. Sazonalidade da utilização de gás natural para a geração termelétrica;

3. Capacidade de troca de combustíveis no curto prazo. Veículos automotivos e indústrias com equipamentos multi-combustíveis precisam apenas apertar um botão, enquanto outras indústrias podem levar bem mais tempo caso não possuam equipamentos substitutos de back-up.

4. Em países como os Estados Unidos e Reino Unido, o uso de calefação a gás natural no inverno em residências e pequenos comércios faz com que exista uma forte sazonalidade destes segmentos neste período.

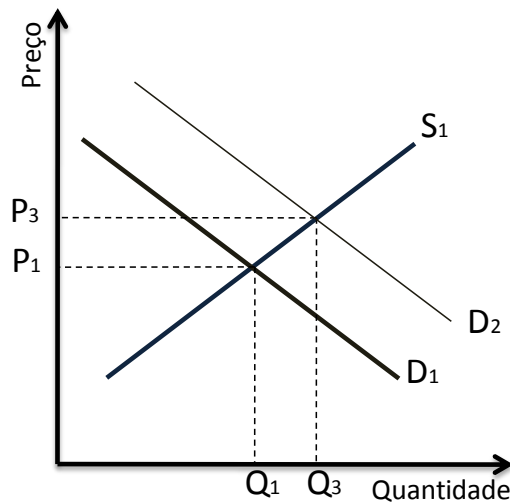
A figura 17 ilustra o impacto nos preços de uma mudança brusca na oferta de gás em um mercado tipicamente competitivo, causado, por exemplo, pela interrupção temporária na produção de um poço produtor. Com a diminuição da oferta de gás, a curva de oferta caminha de S_1 para S_2 , o que causa um aumento nos preços de P_1 para P_2 , reduzindo o equilíbrio de demanda por gás de Q_1 para Q_2 .



Fonte: adaptação de IEA (1998)

Figura 17: Determinação de preços de gás no curto prazo com variação da oferta

A figura 18 ilustra o impacto nos preços de uma mudança brusca na demanda de gás em um mercado tipicamente competitivo, causado, por exemplo, pelo aumento dos preços dos combustíveis substitutos (óleo combustível ou GLP, por exemplo). O aumento da demanda de gás de D_1 para D_2 causa um aumento nos preços de P_1 para P_3 .



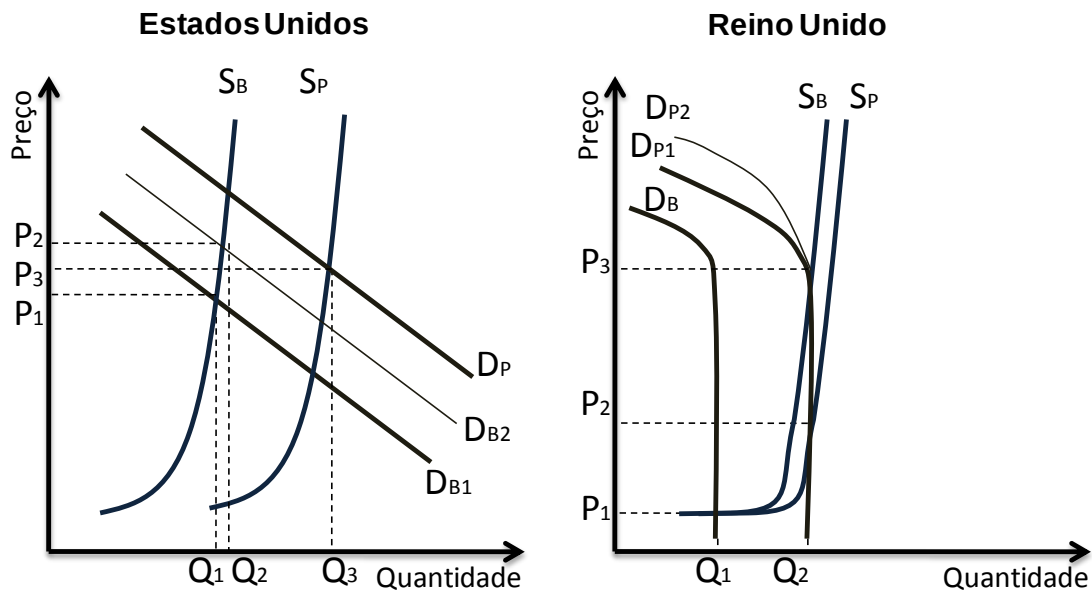
Fonte: adaptação de IEA (1998)

Figura 18: Determinação de preços de gás no curto prazo com variação da demanda

Entretanto, de acordo com IEA (1998) e IEA (2002), na prática, as curvas de oferta e demanda de gás natural variam conforme a capacidade de troca de combustíveis e disponibilidade de gás adicional no curto prazo (armazenamento ou excedente de gás). Nos Estados Unidos, por exemplo, a competição entre os combustíveis e a estocagem de gás são importantes na determinação de preços no curto prazo, devido à capacidade de troca de combustíveis da indústria e termelétricas e a existência de uma capacidade de armazenamento de gás considerável. No Reino Unido não existe esta intercambiabilidade devido ao excesso de capacidade neste país. A figura 19 ilustra esta situação.

Nos Estados Unidos, na época de baixa estação, a demanda quando passa de D_{B1} para D_{B2} (causada pelo aumento de preço de outros combustíveis), normalmente resulta num aumento da quantidade de gás fornecido de Q_1 para Q_2 e num aumento de preços de P_1 para P_2 . No inverno, as curvas de demanda e oferta vão na direção de D_p e S_p , conforme a demanda do mercado cativo

aumenta com o frio e o gás disponível para o armazenamento aumenta; com isso normalmente o preço de equilíbrio no inverno é maior (P_3), (IEA, 1998).



Fonte: adaptação de IEA (1998)

Figura 19: Curvas de oferta e demanda de gás natural nos Estados Unidos e Reino Unido

No Reino Unido, a forma e as interações das curvas de oferta e demanda são diferentes. No verão, existe um excesso de capacidade potencial de gás natural, em que a curva D_B cruza com S_B com um preço P_1 , geralmente abaixo de qualquer energético substituto. No inverno, a curva da demanda caminha para D_P . A curva de oferta caminha para S_P , menos do que nos Estados Unidos devido a limitada capacidade de armazenamento de gás. O preço e quantidade de equilíbrio são P_2 e Q_2 , respectivamente. Entretanto, ao preço P_2 não existe mais capacidade adicional de gás, já que todos os equipamentos duais já estão utilizando o gás natural. Na ilustração, a mudança da curva de demanda de D_{P1} para D_{P2} , causada, por exemplo, pelo aumento do preço do óleo combustível, não tem impacto sobre a demanda; a curva da oferta teria que diminuir sua oferta para S_B (nível de verão), causando um aumento de preços para P_3 , antes que alguns consumidores com equipamentos duais troquem gás natural por combustíveis alternativos. Portanto, a competição dos preços de gás, mais do que a competição entre combustíveis, é que determina os preços do gás natural no inverno e no verão no Reino Unido (IEA, 1998).

Esta análise realizada pela IEA demonstra que o potencial de troca de combustíveis e a capacidade de armazenamento nos Estados Unidos tendem a amenizar as flutuações sazonais e intertemporais do mercado. O excesso de produção no verão no Reino Unido (baixa estação) e a baixa capacidade de armazenamento explicam o porquê dos preços flutuarem tanto neste país.

Em ambos os países, o clima é o fator mais determinante na determinação de preços do gás natural, devido a grande participação do mercado cativo na flutuação da quantidade de gás demandada. No Brasil, devido ao clima mais ameno (o que implica num baixíssimo índice de utilização de gás natural para calefação), e da baixa participação dos setores residencial e comercial no gás natural, são outros fatores que determinam a flutuação da demanda de gás. A grande participação da indústria na utilização do gás natural para os consumidores finais (52% de acordo com o BEN de 2007), e a utilização do gás natural para termelétricas que são despachadas somente através da solicitação do ONS, fazem com que estes setores sejam determinantes na sazonalidade da demanda do Brasil.

A sub-seção abaixo detalha um pouco mais os mecanismos de flexibilização de oferta e demanda tradicionais e os mecanismos que podem ser desenvolvidos em mercados competitivos.

Segurança de suprimento

Mecanismos de flexibilização da oferta e da demanda de gás natural são essenciais para a segurança de suprimento energético. O tempo necessário entre a concepção do projeto de poços e gasodutos até o início de fornecimento leva ao menos dois anos²⁹, por este motivo, mecanismos de flexibilização são necessários para que a sazonalidade de consumo ou problemas operacionais não ocasione racionamentos de gás.

De acordo com IEA, (2002), alguns mecanismos de flexibilização de oferta e demanda podem ser adotados em países cuja indústria de gás tenha características de monopólio ou de competição; destacam-se:

²⁹ Este índice foi retirado de IEA (1998), e se refere aos Estados Unidos, cujo tempo necessário é notadamente menor do que no Brasil (dados da Petrobrás e Comgás), cujo tempo pode levar mais de três anos, devido principalmente morosidade e dificuldade de recebimento das licenças necessárias de projeto, instalação e operação.

1. **Excedente de oferta:** a capacidade ociosa de gás natural pode auxiliar na segurança de suprimento através do fornecimento de gás em períodos de picos de demanda ou problemas operacionais. A opção mais tradicional para se manter um excedente de oferta é através de poços tipo swing, que entram em operação somente nestas ocasiões.
2. **Estações de Gás Natural Liquefeito (GNL) em stand-by:** esta também é uma opção para a flexibilização da oferta, já que o gás natural permanece líquido em navios metaneiros, a espera da ordem de despacho. O plano estratégico 2007-2011 da Petrobrás prevê, até 2011, 21 milhões de metros cúbicos de gás natural disponível através de estações de GNL.
3. **Aumentos de pressão na tubulação:** aumentar a pressão da tubulação é uma opção eficaz nas variações horárias de demanda. No Reino Unido, por exemplo, o incremento da oferta pode chegar a 3% da demanda total com o aumento de pressão (IEA, 2002).
4. **Estocagem de gás natural em aquíferos, cavernas de sal ou poços de petróleo e gás depletados:** a estocagem de gás natural também é utilizada para ser utilizada em picos de demanda ou problemas operacionais.

Com relação aos mecanismos de flexibilização da demanda, o mais utilizado é o **contrato interruptível**³⁰ com grandes consumidores industriais e termelétricas. Estes consumidores possuem a capacidade de modificação do gás natural para outros combustíveis em caso de interrupção do fornecimento. Se este mecanismo tivesse sido utilizado pelas distribuidoras de gás

³⁰ Estes contratos são efetuados sem que haja uma garantia de entrega para o consumidor final; no caso da necessidade deste gás natural para outros fins, o contratante pode requerer a interrupção do fornecimento do gás natural do contratado.

natural no Brasil que não possuíam contratos de compra firme de gás em 2007, o problema de racionamento de gás possivelmente teria sido evitado.

Os mecanismos de flexibilização da oferta em mercados monopolizados normalmente refletem em custos maiores do que em mercados liberalizados (IEA, 2002). Isto porque estações de GNL em stand-by ou uma capacidade ociosa de gás natural não otimiza o sistema de transporte de gás. O gás está disponível em grande parte do tempo, mas não pode ser comercializado. A falta de um mercado para este gás reflete em custos maiores.

Com a introdução da competição, o preço se torna um novo instrumento para o balanceamento da oferta e demanda de gás. Neste caso, a flexibilização da demanda leva também a uma flexibilização da oferta, através da comercialização em curto prazo do gás disponível em estações GNL em *stand-by*, da capacidade ociosa e do gás armazenado em cavernas de sal ou poços de petróleo e aquíferos depletados. O livre acesso à infra-estrutura permite a criação um novo mercado para o gás natural (IEA, 2002). Com isso, novos mecanismos são criados para que este gás possa ser comercializado, aumentando a eficiência econômica do sistema através da otimização da utilização da capacidade de transporte. São eles:

1. **Trading Hubs:** Hubs são centros de mercado que ficam normalmente localizados próximos das plantas de armazenamento e grandes interconexões de gás. Os Hubs fornecem ao mercado serviços de capacidades físicas e administrativas. Os dois serviços principais dos Hubs são: a) diferentes possibilidades de transportes e interconexões entre redes; e b) balanço físico de gás no curto prazo. Os trading Hubs possibilitam a criação de um mercado spot (IEA, 1998);
2. **Mercado spot:** a criação dos Hubs possibilita também a criação de um mercado de curto prazo que pode auxiliar na otimização da capacidade de gás e se tornar a referência de preços no curto prazo; o mercado spot é fundamental para a criação de um mercado atacadista e varejista de gás natural, bem como o desenvolvimento de ferramentas de gestão de risco financeiro (derivativos).

O princípio do livre acesso não discriminatório brevemente descrito nesta seção foi fundamental no desenvolvimento da competição em países como os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido.

Interdependência entre os setores de gás natural e eletricidade no Brasil

No Brasil, os setores de gás natural e eletricidade possuem características de interdependência, ou seja, o consumo de um setor afeta a disponibilidade do outro. Isto ocorre devido à utilização do gás natural para a geração de eletricidade. Como o gás natural para a geração de eletricidade no Brasil visa complementar a geração hidrelétrica, existem períodos em que o gás natural não é utilizado, mas em outros é gerado em plena carga. Esta característica de complementação hidrotérmica para a geração de eletricidade ilustra a necessidade de uma discussão sobre a interdependência entre os setores elétricos e de gás natural. Esta seção pretende explicar o que é a interdependência, e quais são as variáveis deveriam ser consideradas na utilização do gás natural para a geração de eletricidade, bem como a importância de mecanismos de flexibilização da oferta e demanda deste energético na melhoria da eficiência econômica do sistema.

Antes de se estudar a interdependência entre o setor de gás e energia elétrica, é importante diferenciá-la da contingência. A interdependência pode auxiliar na elaboração de planos de contingência, mas seu conceito é fundamentalmente outro.

Um plano de contingência deve ser formulado para que, caso ocorram situações de força maior ou problemas operacionais, este seja executado para minimizar os impactos conjunturais do problema em questão. Um plano de contingências é importante para que os consumidores e fornecedores saibam o que fazer numa situação de crise, minimizando seus impactos, além de definir o papel e responsabilidade de cada agente envolvido.

Interdependência pode ser compreendida como a dinâmica de ser mutuamente responsável, e de se compartilhar um conjunto de princípios em comum³¹. A interdependência

³¹ Adaptação de <http://en.wikipedia.org/wiki/Interdependence> acesso em 02/10/2007.

entre os setores de gás e eletricidade é algo estrutural, importante para que todo o sistema funcione de forma harmoniosa e confiável, tanto em períodos de contingência ou não.

Primeiramente, considere os três principais agentes envolvidos na interdependência entre gás e eletricidade do sistema como um todo: os consumidores, o sistema de gás e o sistema elétrico. Conforme é possível notar na figura 20, os consumidores são apenas os demandantes de energia, o sistema de gás é apenas o ofertante, e o sistema elétrico é demandante de gás e ofertante de eletricidade.

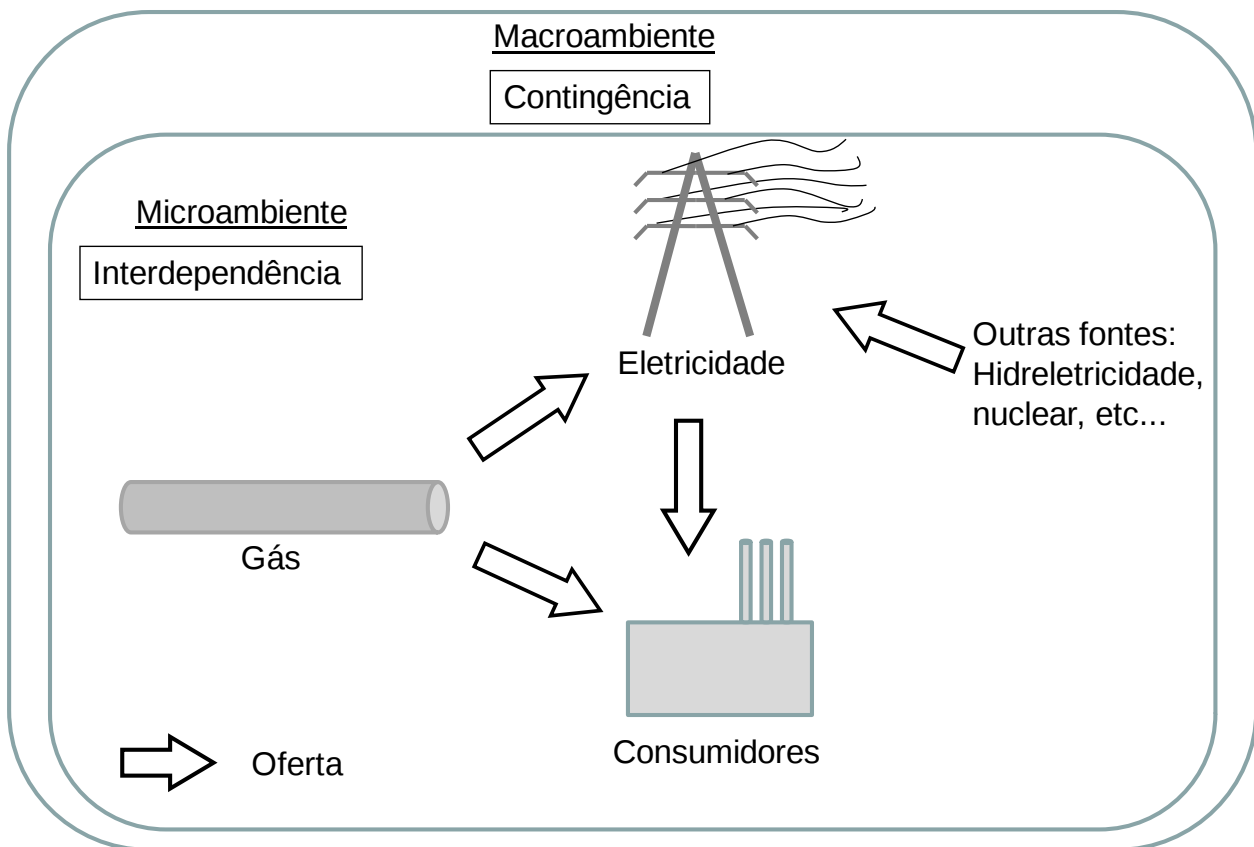


Figura 20: Visão Geral sobre a Interdependência do Setor de Gás Natural e Energia Elétrica

As equações abaixo ajudam na compreensão deste sistema, considerando-se uma situação em equilíbrio. Primeiramente as equações de demanda de energia:

$$D(c) = O(e) + O(g/c) \quad (1)$$

$$D(e) = O(g/e) + O(\text{outras fontes}) \quad (2)$$

$$D(g) = 0 \quad (3)$$

Sendo que $D(c)$ = demanda dos consumidores; $O(e)$ = oferta de eletricidade; $O(g/c)$ = oferta de gás para os consumidores; $D(e)$ = demanda de eletricidade; $O(g/e)$ = oferta de gás para o setor elétrico; $O(\text{outras fontes})$ = oferta de outras fontes de eletricidade (hidrelétrica e outras); $D(g)$ = demanda de gás.

Considerando-se as equações de oferta de energia, têm-se:

$$O(c) = 0 \quad (4)$$

$$O(e) = D(c/e) \quad (5)$$

$$O(g) = D(g/e) + D(g/c) \quad (6)$$

Sendo que $O(c)$ = oferta de energia do consumidor; $D(c/e)$ = demanda dos consumidores por eletricidade; $O(g)$ = oferta de gás natural; $D(g/e)$ = demanda de gás natural pela sistema elétrico; e $D(g/c)$ = demanda de gás natural dos consumidores..

Como o setor de gás é apenas um ofertante neste modelo, os dados mais importantes aqui são a oferta de gás $O(g)$ e a demanda de gás pelo setor elétrico $D(g/e)$. Com isso, a equação (6) pode ser considerada chave para a formulação de estratégias de interdependência:

$$\boxed{O(g) = D(g/e) + D(g/c)}.$$

O planejamento da oferta de gás natural deve se basear na demanda de gás para o setor elétrico e da demanda de gás para os consumidores. Isto é evidente, entretanto, o mundo real é dinâmico, e o desafio é justamente integrar todos os agentes envolvidos para que a demanda e a oferta por gás natural se equilibrem no curto prazo. Os mecanismos de flexibilização de oferta e demanda auxiliam nesse processo.

Relacionando estes dois princípios com a equação (6) acima, é possível concluir que as melhores opções para uma gestão eficiente desta interdependência é a flexibilização da oferta e demanda de gás natural. Mecanismos de flexibilização de oferta e demanda são descritos no capítulo seguinte.

A interdependência entre os setores de gás natural e eletricidade nos Estados Unidos é bem evidente, já que aproximadamente 31% de todo o gás natural consumido é para a geração de eletricidade. Os Estados Unidos criaram dois órgãos para investigar a questão da interdisciplinaridade. Os mais importantes são o *Gas/Electricity Interdependency Task Force* (GEITF), criado pelo *North American Electric Reliability Council* (NERC), e o *Gas Electric Coordination Task Force* (GECTF), do *North American Energy Standards Board* (NAESB). O GEITF tem seu foco na confiabilidade dos sistemas elétricos e de gás natural, para que as atividades de planejamento sejam coordenadas e possam funcionar harmoniosamente. O NAESB tem como objetivo rever, modificar e criar padrões relacionados à coordenação da interação entre as transações de gás e eletricidade.

Com relação ao Reino Unido, a crescente interdependência entre os setores de gás e eletricidade no país, fez com que, em 2003, o *Gas Industry Safety Group* (GISG) criasse o *Gas and Electricity Emergency Committee* (GEIC). O GEIC tem como função elaborar planos integrados de contingenciamento para os setores de gás e eletricidade.

No Brasil, ainda não há nenhum órgão específico que estude esta questão, ainda que haja a participação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico neste monitoramento. A flexibilização da oferta e demanda de gás natural são importantes para que seja possível gerir de forma mais eficiente a interdependência gás natural – eletricidade no Brasil; um mercado de gás natural mais dinâmico e mais flexível conseguiria atingir este objetivo.

5.2 Regimes de outorga

Antes de se iniciar a revisão da literatura internacional na reestruturação do setor de gás natural, é importante que seja feita a distinção entre os regimes de permissão, autorização, licença e concessão.

Permissão, autorização e licença são espécies de atos administrativos³² que se diferem quanto ao conteúdo.

i) Permissão é um ato unilateral, discricionário e precário, pelo qual a administração faculta ao particular a execução de serviço público (ex.: permissão para transporte de passageiros através de táxi) ou a utilização privativa de bem público (ex.: permissão para instalação de banca de jornal em praça pública), mediante licitação. A permissão pode ser onerosa ou gratuita.

ii) Autorização é um ato unilateral, constitutivo, discricionário e precário pelo qual a administração concede ao particular, em proveito deste, o uso de um bem público (ex.: utilização de uma praça para um evento) ou o desempenho de uma atividade (ex.: autorização para porte de arma), os quais, sem esse consentimento, seriam legalmente proibidos.

iii) Licença é mais um ato unilateral, declaratório e vinculado, pelo qual a administração faculta àquele que preencha os requisitos legais, o exercício de uma atividade. Ex.: licença para construir; licença para dirigir veículos automotores.

Concessão é uma espécie de contrato administrativo³³. Os contratos de concessão subdividem-se em concessão de serviços públicos, obras públicas ou uso de bem público. As principais diferenças entre permissão e concessão podem ser resumidas conforme a tabela 3 (Barbosa, 2007).

³² Ato Administrativo é toda declaração unilateral do Estado ou de quem lhe faça as vezes, no exercício de prerrogativas públicas, destinada a cumprir concretamente a lei (definição de Celso Antônio Bandeira de Mello). Todos os poderes (Executivo, Legislativo e Judiciário) praticam atos administrativos no exercício de função administrativa.

³³ Na definição de Hely Lopes Meirelles, "é o ajuste pelo qual a Administração delega ao particular a execução remunerada de serviço público ou de obra pública ou lhe cede o uso de um bem público, para que o explore por sua conta e risco, pelo prazo e nas condições regulamentares e contratuais".

Tabela 3: Principais Diferenças entre Concessão e Permissão

CONCESSÃO	PERMISSÃO
Pode ser para realização de obra pública, prestação de serviço público e uso de bem público	Pode ser para prestação de serviço público e uso de bem público
É espécie de contrato administrativo	É espécie de ato administrativo
Necessita de licitação na modalidade concorrência	Necessita de licitação, mas não exige modalidade específica
Sempre por prazo determinado	Pode ser por prazo indeterminado
Possui caráter não-precário	Possui caráter precário
Será firmado entre a administração e pessoa jurídica ou consórcio	Será firmado entre a administração e pessoa jurídica ou pessoa física

Fonte: Barbosa (2007)

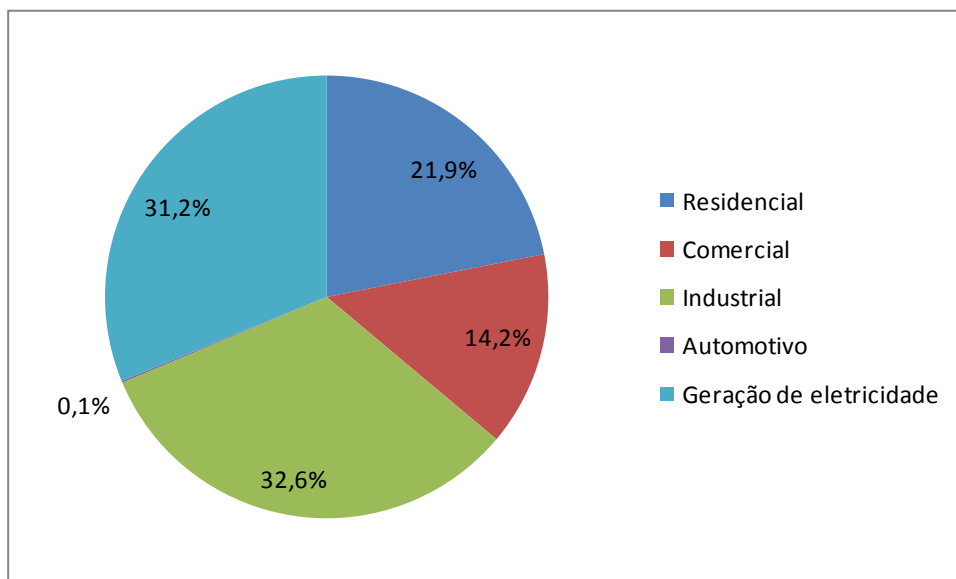
5.3 A experiência dos Estados Unidos

O gás natural representa, nos Estados Unidos, aproximadamente 21% do total de energia consumida no país. Em 2005 foram consumidos 613 bilhões de m³. Esta quantia representa aproximadamente 30% do total consumido no mundo (IEA, 2006). O Brasil, neste mesmo ano, consumiu cerca de 22 bilhões de m³ (BEN, 2006).

A Figura 21 ilustra o consumo setorial nos Estados Unidos, sendo possível notar que a participação setorial de mercado é equilibrada entre os setores industrial (32,6%), eletricidade

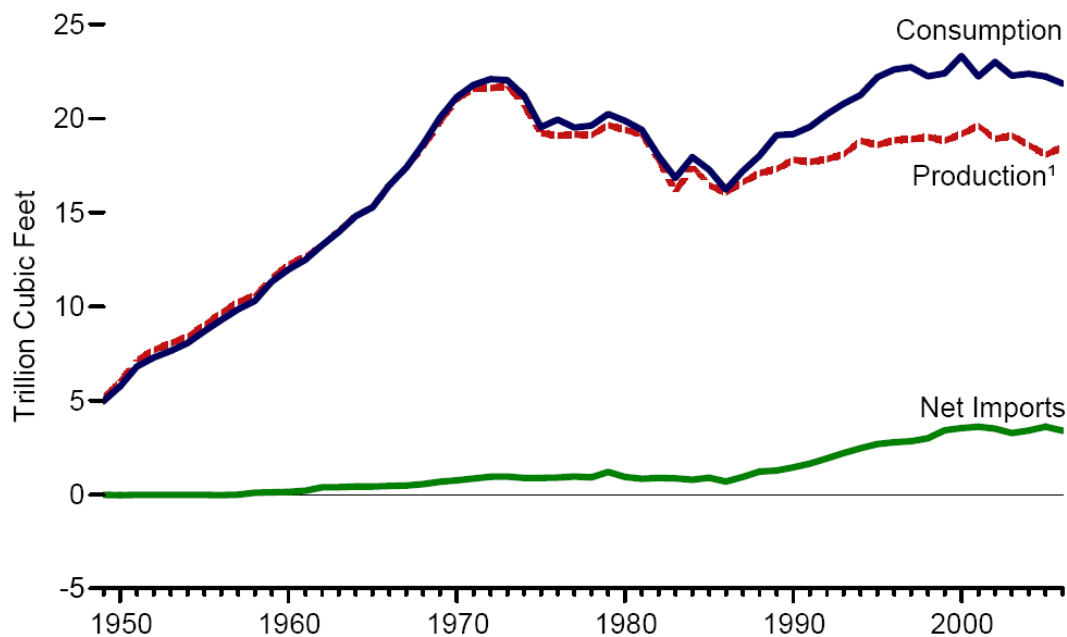
(31,2%) e residencial/comercial (36,1%). A produção de gás seco foi de 523 bilhões de m³, sendo que os Estados do Texas, Louisiana, Novo México e Oklahoma foram os maiores produtores (~52% do total). A importação de gás atingiu 118 bilhões de m³, já a exportação foi de apenas 21 bilhões de m³. O gás retirado dos poços de armazenamento subterrâneos totalizou 69 bilhões de m³, já o armazenado foi de 84 bilhões de m³ (DOE/EIA, 2007). O armazenamento de gás natural é um indicador de segurança de suprimento, já que este gás pode ser utilizado em períodos de pico de demanda, problemas operacionais ou de força maior.

A figura 22 mostra a evolução do consumo, da produção e da importação de gás natural entre 1949 e 2006. É possível notar que a trajetória ascendente da produção e consumo de gás natural foi interrompida pelo choque do petróleo em 1973, que acarretou numa grande crise mundial; este fato combinado com a ineficiência regulatória da época culminou na queda da produção. O histórico da regulação dos EUA é detalhado na próxima subseção.



FONTE: Adaptação de DOE – U.S. Department of Energy

Figura 21: Percentual do Volume de Gás Entregue aos Consumidores nos EUA em 2006



Fonte: U.S. Department of Energy (DOE)

Figura 22: Evolução do Consumo, da Produção e da Importação de Gás Natural nos EUA (em trilhões de pés cúbicos – 1 pé cúbico é aproximadamente 0,0283 metros cúbicos).

A infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural nos EUA é a mais extensa do planeta, com aproximadamente 480.000 km de extensão e com 5,0 bilhões de metros cúbicos de capacidade diária. A estocagem de gás natural é realizada em cavernas de sal e aquíferos depletados, sendo responsável, na média, por 15-20% do gás consumido nos cinco meses de inverno americano, podendo chegar num pico de 50% em alguns dias. Nos EUA existem atualmente 6.800 produtores de gás, 90 empresas possuidoras de gasodutos de transporte interestaduais e aproximadamente 70 intra-estaduais, 1.400 distribuidoras de gás local e mais de 300 agentes comercializadores (DOE/EIA, 2007).

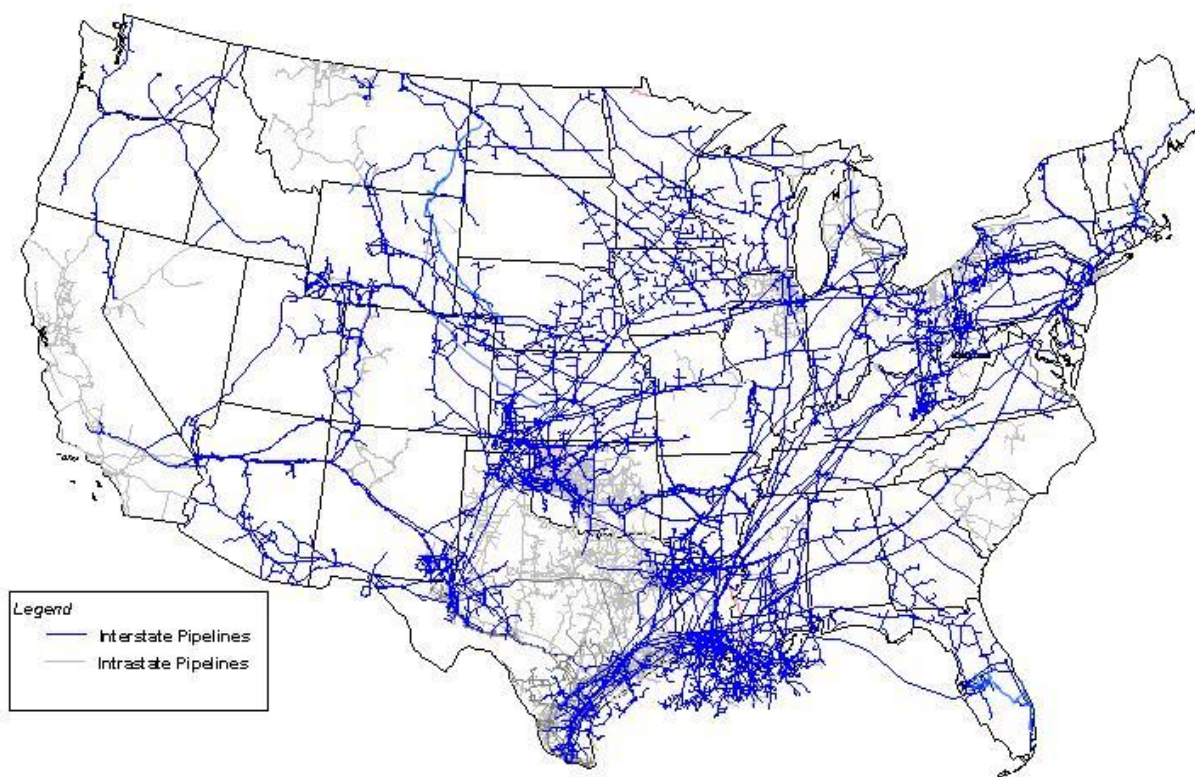
Nos Estados Unidos, é possível contratar gás natural através de contratos de curto prazo (*spot*), médio e longo prazos (geralmente indexados ao mercado *spot*). Esses contratos podem ser de gás firme, do tipo “no-notice”³⁴ ou interruptível. (FERC, 2007). O crescimento de seu mercado (com exceção da termelétricidade) é praticamente vegetativo, ilustrando sua maturidade (DOE/EIA, 2007).

³⁴ Gás do tipo “no notice” é um tipo de contrato que permite que o consumidor final compre certa quantidade de gás sem avisar a distribuidora com antecedência, normalmente devido a picos de produção ou consumo.

Histórico da reestruturação do setor de gás natural nos Estados Unidos

Durante o início da Grande Depressão nos Estados Unidos, que se iniciou em 1929 com a quebra da bolsa de Nova York, a indústria de gás natural estava numa situação caótica. Num mercado ainda não regulado, o Leste do país sofria com inúmeras interrupções de fornecimento e aumentos do preço de gás, enquanto havia um excesso de oferta de gás no Sudoeste. A interligação do sistema teria minimizado este problema, mas a Grande Depressão não permitiu com que as obras se concretizassem. No meio desse caos, as empresas distribuidoras locais, todas de capital privado, atuavam como monopolistas, cobrando altos preços. A prática dos preços de monopólio e a crescente importância do gás natural para os consumidores fizeram com que, em 1938, o governo dos Estados Unidos iniciasse a regulação na indústria de gás natural.

O *Natural Gas Act* (NGA) de 1938 foi a primeira intervenção direta do governo americano na indústria do gás natural. O NGA concedeu o controle do transporte e da comercialização interestadual de gás à *Federal Power Commission* (FPC), concedendo autoridade à FPC de estabelecer taxas de retorno “justas e razoáveis” para estas atividades. Nenhuma rede interestadual nova de gás poderia ser construída num mercado já abastecido por uma rede existente, e a construção de uma nova rede de gás deveria ser aprovada pela FPC.



Source: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System

Figura 23: Redes de gás interestaduais e intra-estaduais nos Estados Unidos

O NGA não especificava nenhuma regulação sobre o preço do gás natural na “boca do poço” e distribuição local.

Em 1954, a suprema corte americana decidiu que o gás natural produzido e que era vendido através do sistema de transporte interestadual estaria sujeito à regulação. Esse controle na “boca do poço” foi conhecido como *Phillips Decision*. A FPC instaurou um sistema tarifário baseado no “serviço pelo custo”, também com taxas de retorno consideradas “justas e razoáveis”. O impacto da *Phillips Decision* foi desastroso. O grande número de produtores de gás tornou a regulação do gás natural no poço impraticável; em 1959, por exemplo, havia 1.265 aplicações para a revisão das taxas de retorno, mas a FPC só foi capaz de examinar e agir em 240 delas. O controle na “boca do poço” foi desastroso para o mercado de gás, já que os baixos preços tetos praticados desde 1954 não estimularam o incremento da oferta. Para tentar minimizar os impactos desta

regulação, a FPC instituiu preços regionais, estabelecendo um teto de preços baseado no custo médio de exploração e desenvolvimento em 24 regiões produtoras diferentes; esta regulação de preços teve início apenas em 1968, o que se mostrou tarde demais para conter os impactos negativos da *Phillips Decision*. O resultado final culminou em problemas de abastecimento de gás natural na década de 70, as únicas regiões que não sofreram com o desabastecimento de gás foram os Estados produtores (cujo transporte intra-estadual não era regulado). Para agravar ainda mais a situação, o choque do petróleo de 1973 pressionou por uma maior demanda de gás em algumas regiões dos EUA, já que seu preço por MMBTU ficou relativamente mais barato do que o de derivado de petróleo (substitutos intercambiáveis). O colapso do abastecimento do sistema interestadual resultou no fechamento forçado do fornecimento de gás em mais de 4.000 plantas industriais e centenas de escolas, resultando na demissão de mais de 1 milhão de trabalhadores.

Em 1977, a jurisdição governamental da indústria do gás passou da FPC para a *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC. Em 1978, foi publicado a *Powerplant and Industrial Fuel Use Act* (FUA), que limitava a utilização de gás natural e óleo combustível primário em grandes caldeiras industriais e para a geração de eletricidade (visando encorajar outras fontes, como o carvão). Também em 1978, o Congresso americano aprovou o *National Gas Policy Act* (NGPA). O NGPA concedeu à FERC a autoridade sobre a produção de poços de gás natural intra-estaduais. Com isso, o gás produzido e comercializado dentro dos estados também começaram a ser regulados. O NGPA estabeleceu um complexo sistema de tarifas-teto na boca do poço, que variavam de acordo com a idade e a categoria do poço. Poços novos tinham uma tarifa teto mais alta, visando alcançar os preços reais de mercado. O objetivo da FPC era de encorajar a exploração de poços novos através de maiores taxas. Havia a crença de que não era necessário manter os preços do gás “velho” aos níveis de mercado. Como os produtores de gás não precisavam atender a demanda, o resultado desta regulação de preço foi um excesso de demanda pelo gás interestadual (o chamado gás regulado, que estava mais barato em 1978). Embora os mercados estaduais não regulados tivessem um preço maior do que o gás interestadual antes do início do controle de preços, seu suprimento era mais seguro.

Com a demanda de gás natural e de petróleo em declínio a partir de 1982, seus preços também foram se reduzindo. Uma data importante do NGPA foi em 1985, quando o teto de preços foi retirado da maioria dos poços novos. A partir deste ponto, a oferta abundante de gás

natural resultou numa queda continuada de preços. Apesar das falhas, o NGPA deu o primeiro passo na reestruturação do setor, instituindo uma redução gradual dos tetos dos preços na “boca do poço”.

Outro problema crítico foi a solução dos contratos de take-or-pay³⁵. As distribuidoras locais eram obrigadas a comprar quantidades mínimas de gás regulado, e por isso não conseguiam ter acesso ao gás *spot*, que estava mais barato no início da década de 80. Em 1984, a portaria FERC nº 380 liberou as distribuidoras locais de seus contratos de longo prazo, que incluíam cláusulas tipo take-or-pay. Esta medida estimulou a compra de gás no mercado *spot*. Como os contratos que as distribuidoras detinham com as empresas transportadoras eram firmes (tomando a maior parte da capacidade da tubulação), a liberação permitiu com que as empresas de transporte pudessem também vender gás interruptível no mercado secundário, contudo priorizando sempre o gás firme.

A portaria FERC 436 de 1985 mudou o modo de como a rede de transporte interestadual era regulada nos Estados Unidos. Antes desta portaria, as empresas transportadoras atuavam também como carregadoras, comprando gás natural diretamente do poço e revendendo-o às distribuidoras locais, usuários finais e agentes comercializadores. A portaria FERC 436 elaborou um modelo que incentivou as empresas transportadoras de gás a oferecer apenas serviços de transporte aos produtores e usuários finais, bem como às distribuidoras de gás locais. As empresas transportadoras que concordassem em prover apenas o serviço de transporte baseado na ordem de chegada para os consumidores, recebiam certificados opcionais que os permitiam arranjar o transporte sem autorização prévia da FERC. Os certificados expedidos exigiam que o transportador permitisse que seus clientes pudessem converter seus contratos de direito de compra de gás para níveis equivalentes de serviço de transporte por um período de cinco (5) anos. Os carregadores que não quisessem utilizar o transporte poderiam continuar a revender o gás – aquele em que as companhias compravam dos produtores e revendiam aos consumidores após o transporte. Os transportadores que não quisessem oferecer livre acesso à infra-estrutura de transporte poderiam apenas oferecer o serviço de revenda. Outra medida desta portaria foi considerar que os novos gasodutos de transporte seriam considerados como bens públicos se a

³⁵ Os contratos que contém cláusulas tipo *take or pay* estabelecem limites mínimos de consumo e do uso da capacidade de transporte, que deverão ser pagos mesmo que os volumes não tenham sido realizados.

empresa assumisse o risco do projeto. Os impactos da portaria FERC 436 foram positivos, já que se tornou mais fácil para as distribuidoras e outras companhias comprarem gás diretamente dos produtores e comercializadores. Entretanto, isto levou a uma reestruturação parcial, já que as empresas transportadoras eram encorajadas, e não obrigadas a prover o livre acesso. Pagamentos do tipo take-or-pay aumentaram para as transportadoras, já que menos consumidores compravam gás delas devido ao incentivo dado ao livre acesso, além da sobra de capacidade de transporte e gás natural na década de 80.

A portaria FERC 500, de 1987, criou um mecanismo para que as transportadoras transferissem as responsabilidades de seus contratos de longo prazo para os produtores, consumidores e distribuidoras de gás. No final de 1987, 80% de todas as responsabilidades do tipo take-or-pay já tinham sido voluntariamente renegociadas. Na maioria dos casos, as autoridades estaduais permitiram que as distribuidoras repassassem estes custos diretamente aos consumidores.

Em 1987, FERC revogou o *Powerplant and Industrial Fuel Use Act* (FUA), que limitava a utilização de gás natural e óleo combustível primário para a geração de eletricidade e em grandes caldeiras industriais. Esta revogação teve como motivador o excesso e a queda de preços do gás natural no país. O resultado foi um rápido aumento da demanda por gás natural nestes setores.

Em 1989, a produção de gás foi totalmente desregulamentada através do *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* (NGWDA). A partir desta Lei, todos os poços existentes tiveram seus preços liberados, incluindo os poços intra-estaduais e os descobertos antes de 1977. A partir de então, o preço do gás na “boca do poço” seguiria as leis de mercado da oferta e procura.

Em 1992, a FERC publicou a portaria 636, que ficou conhecida como a “regra da reestruturação”. Esta portaria foi elaborada para permitir o uso mais eficiente do sistema de transporte interestadual, mudando fundamentalmente a maneira de como as empresas conduziam seus negócios.

Portarias anteriores encorajavam os transportadores a proverem seus serviços de uma forma não discriminatória, sem favorecer seu próprio suprimento. A portaria 636 exigia que as transportadoras interestaduais separassem juridicamente suas vendas do serviço de transporte. O

motivo era assegurar que o gás de outros carregadores obtivesse a mesma qualidade nos serviços de transporte. Esta desverticalização aumentou a competição entre os carregadores, diminuindo o poder de mercado das transportadoras de gás natural. A portaria também exigia que os carregadores tivessem acesso na infra-estrutura de armazenamento de gás. A portaria 636 também encorajou o desenvolvimento de centros de mercados nas interconexões do sistema interestadual (os chamados Hubs³⁶), desenvolvendo o mercado spot. Foi estabelecida a liberação da capacidade de transporte e de armazenamento com a liberação da capacidade firme não desejada, e também a substituição do carregador na re-liberação da capacidade, caso fosse permitido pelos termos da liberação inicial. Para auxiliar no desenvolvimento dos Hubs, FERC exigiu que as companhias transportadoras de gás publicassem boletins diários para que os carregadores pudessem obter acesso às informações sobre a disponibilidade da capacidade do sistema de transporte. A portaria 636 exigiu que as transportadoras redesenhassem suas tarifas de transporte, para que a maior parte dos custos fixos fosse recuperada através da reserva de capacidade cobrada dos consumidores firmes; esta taxa era cobrada mensalmente com base na reserva de capacidade diária, baseada nas exigências do período de pico. Para os clientes interruptíveis, obviamente nenhuma taxa de reserva de capacidade era cobrada. Os custos variáveis eram recuperados através de taxas aplicadas numa base volumétrica do gás efetivamente transportado. Este sistema tarifário pretendia auxiliar no desenvolvimento da competição entre os fornecedores de gás, eliminando quaisquer distorções de preço inerentes da tarifação anterior, que alocava certos custos fixos na cobrança do uso da commodity gás. Por fim, foi exigido que as companhias de gás que tivessem suas vendas de gás firme desverticalizadas nos city gates³⁷, oferecessem um novo serviço de transporte firme, chamado de gás “não informado”. O gás “não informado” permitia que os consumidores recebessem mais gás do que o máximo contratado, atingindo seus picos de demanda sem ter que efetuar sua nominação (FERC, 1992), (LEE, 2004).

³⁶ Hubs são centros de mercado que ficam normalmente localizados próximos das plantas de armazenamento de gás. Os Hubs fornecem aos novos transportadores de gás os serviços de capacidades físicas e administrativas, que eram anteriormente realizados pelas próprias empresas de transporte. Os dois serviços principais dos Hubs são: a) diferentes possibilidades de transportes e interconexões entre redes, e b) balanço físico de gás no curto prazo.

³⁷ O termo em inglês não foi modificado para não alterar seu sentido. *City gate* é o divisor físico da rede de transporte para a rede de distribuição de gás natural. Neste local, a pressão do gás é rebaixada e é colocado um odorante, para que, caso haja vazamento de gás, ele possa ser identificado. A jurisdição, neste ponto, é transferida do âmbito federal para o estadual.

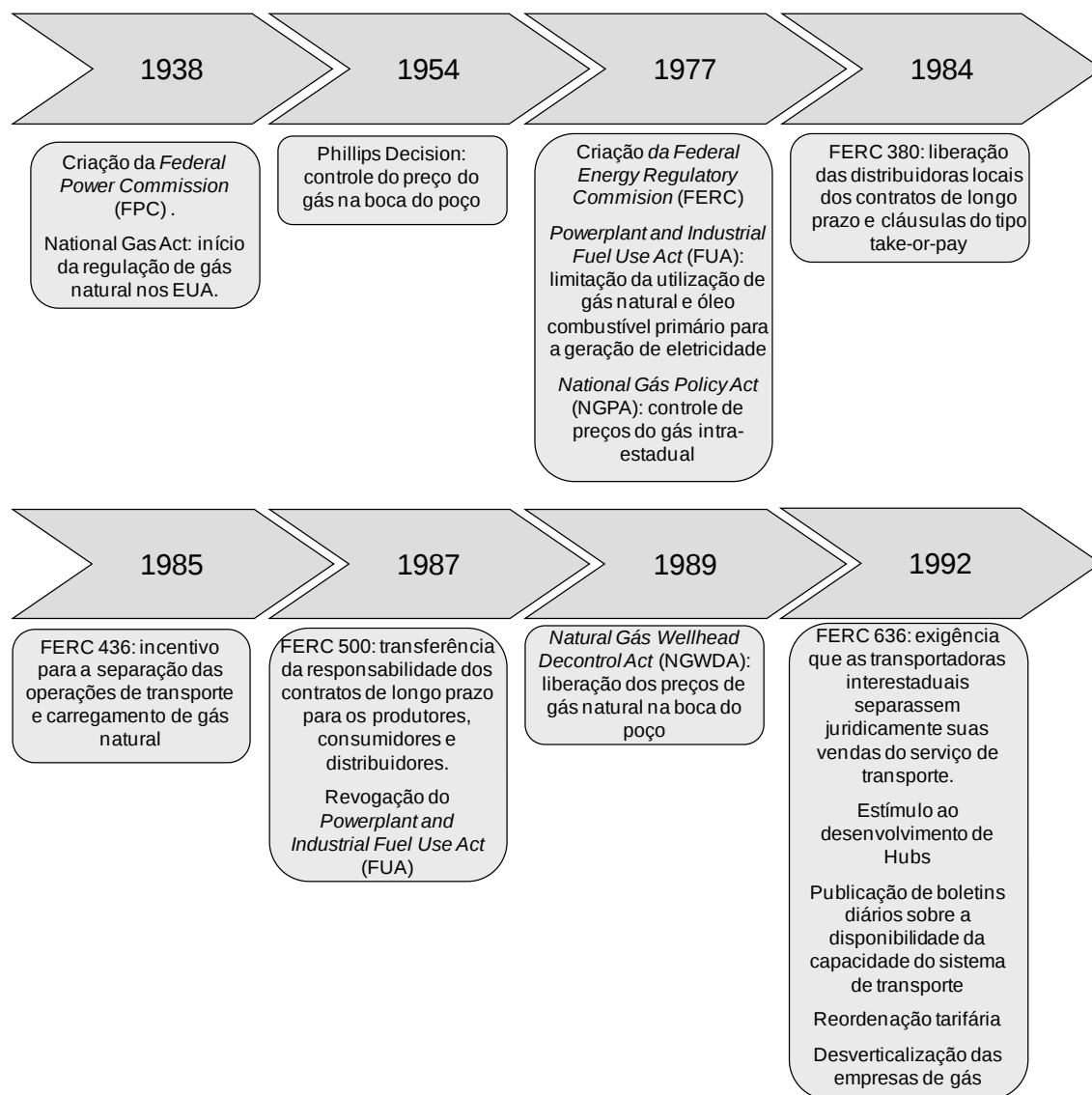


Figura 24: Evolução da Regulação de Gás Natural nos Estados Unidos

A portaria FERC nº 636 de 1992 completou o processo de desverticalização, transformando o modelo voluntário da portaria nº 436 num modelo mandatário. As redes interestaduais de distribuição a partir desta portaria eram proibidas de vender a *commodity* gás, podendo vender apenas o transporte. A portaria nº 636 completou a reestruturação da indústria de gás interestadual, separando completamente o transporte da venda de gás natural. A figura 24 resume a evolução da regulação da indústria do gás natural nos Estados Unidos.

Regulação Vigente nos Estados Unidos

Atualmente, a indústria de gás nos Estados Unidos é regulada pelo governo federal ou pelos estados, dependendo do possuidor das terras. Em nível federal, a exploração e operação geofísica necessitam da autorização do *Bureau of Land Management* (BLM). Após a exploração, os agentes podem perfurar o poço em conformidade com a delimitação espacial aprovada pelo Estado (GLG, 2007a).

Desde 2005, a importação e exportação de gás natural está sob jurisdição da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). O transporte de gás natural interestadual é também regulado pela FERC, bem como o armazenamento e o gás natural liquefeito (GNL). Os gasodutos que operam inteiramente dentro de apenas um estado (intra-estadual), são regulados pelos órgãos reguladores dos próprios estados. Em nível federal, empresas que desejam construir e operar gasodutos necessitam de uma autorização da FERC, que analisará a conveniência e necessidade deste gasoduto, através da expedição de um “certificado público de conveniência e necessidade”, que alega que o projeto é de interesse público. Além das autorizações da FERC, há inúmeros certificados ambientais que devem ser obtidos antes da construção de gasodutos. As tarifas do transporte interestadual são reguladas pela FERC, que se baseia na política de remuneração “justa e adequada” e do acesso não discriminado. A regulação também especifica regras dos contratos firmes e interruptíveis e as regras operacionais e de comunicação (GLG, 2007a).

De acordo com GLG (2007a), os gasodutos interestaduais e intra-estaduais nos Estados Unidos são altamente interconectados, facilitando os carregadores em rotas alternativas, bem como acesso a armazenagem. Em 2000, a FERC estabeleceu uma política de interconexão que permitia que um agente pudesse acessar uma interconexão se satisfizesse cinco (5) condições:

- (1) deve concordar em ratear os custos da interconexão;
- (2) a interconexão não deve afetar negativamente a operação do sistema;
- (3) a interconexão não pode diminuir os serviço dos outros consumidores;
- (4) a interconexão não deve infringir leis ou regulamentações ambientais e de segurança; e

(5) a interconexão proposta não deve violar obrigações contratuais das instalações da interconexão. O objetivo da FERC com esta política era de permitir que as forças competitivas operassem justamente, e que o livre acesso não impusesse restrições artificiais naqueles que demandassem acesso às suas tubulações.

Com o intuito de prover maior flexibilidade no período pós-reestruturação, a FERC publicou uma portaria permitindo que as empresas carregadoras que não possuísem poder de mercado pudessem escolher seu regime tarifário. Elas podiam escolher entre uma tarifa de serviço negociada ou uma “tarifa de recurso” já aprovada pelo regulador como “justa e razoável”. Este método propiciou uma maior flexibilidade para o carregador, que poderia escolher pela “tarifa de recurso” caso o preço demandado pelo transportador fosse considerado excessivo (GLG, 2007a).

Uma transportadora que desejasse negociar sua tarifa teria que:

- (1) utilizar a taxa de retorno aprovada pela Comissão como sua “taxa de recurso”;
- (2) fazer com que a “taxa de recurso” estivesse disponível para todos os consumidores existentes; e
- (3) alocar a capacidade limitada sem discriminação entre os consumidores que estivessem sob ambos os regimes (“taxa de recurso” e negociada).

Com relação à distribuição de gás natural, a mesma é tratada localmente, sob a jurisdição do estado em que ela está inserida. Tanto as leis quanto a regulação são de responsabilidade do estado.

A comercialização de gás natural não é rígida, permitindo com que o mercado possa funcionar o mais livremente possível. A portaria FERC 547 diz que qualquer pessoa que não possua gasodutos interestaduais pode comercializar gás natural. Entretanto, a portaria FERC 673 descreve alguns códigos de conduta que devem ser obedecidos, incluindo alguns padrões e requerimentos contratuais (GLG, 2007a).

Por causa de volatilidade dos preços do gás natural, centros de mercado foram sendo desenvolvidos nos Estados Unidos e no Canadá, que são as referências do mercado físico de gás

natural. A *New York Mercantile Exchange* (“NIMEX”) faz com que seja possível a comercialização de gás natural através de contratos de futuros e do tipo swap, que são quotados como referência principalmente no chamado Henry Hub, um dos maiores pontos de interconexão de gás natural nos Estados Unidos (GLG, 2007a).

O *Energy Policy Act* de 2005 fortaleceu a autoridade de FERC com relação a penalidades anti-manipulação de mercados e concedeu para o órgão a autoridade de negar ou aprovar aplicações referentes a localização, construção, expansão ou operação de terminais de GNL. Mais especificamente em relação ao GNL, o *Energy Policy Act* não requer livre acesso ou regulação tarifária de seus terminais. Entretanto, os terminais que oferecem o livre acesso não podem subsidiar a expansão da capacidade ou degradar os serviços dos consumidores existentes (GLG, 2007a).

5.4 A experiência do Canadá

O desenvolvimento da indústria do gás natural no Canadá se deu início em 1958, com a construção do gasoduto Trans-Canada, que levou gás da província de Alberta para os mercados em desenvolvimento no leste do Canadá. Em 1959, foi criado o National Energy Board (NEB), para regular e fiscalizar a construção de gasodutos no Canadá, incluindo o pedágio, as tarifas e a exportação de gás para outros países (IEA, 2004a).

O Canadá produziu, em 2006, 189 bilhões, consumiu 102 bilhões e exportou 87 bilhões de m³ para os Estados Unidos (IEA, 2007). Neste mesmo ano, as parcelas de mercado entregues aos consumidores finais mostraram equilíbrio entre os setores residencial, industrial e de geração de eletricidade.

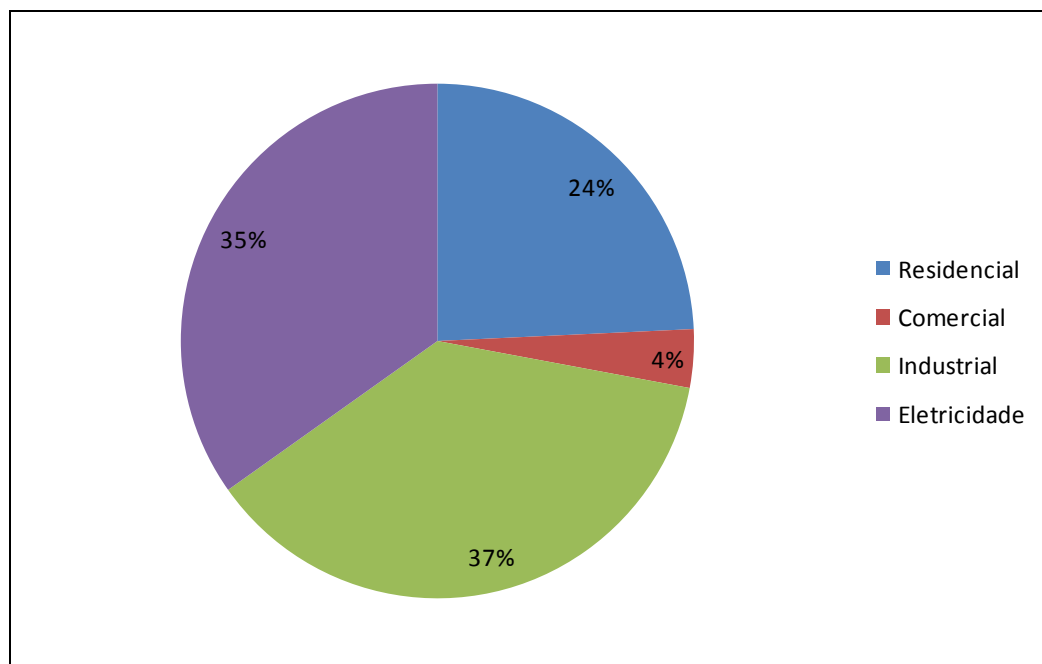


Figura 25: Percentual do Volume de Gás para os Consumidores no Canadá em 2006

Aproximadamente 80% de todo o gás natural produzido no Canadá é proveniente da província de Alberta, outros 16% são produzidos pela província de Saskatchewan. Do total de 6,2 trilhões de metros cúbicos de reservas provadas no Canadá, 4,2 trilhões estão em Alberta (IEA, 2007).

A figura 26 ilustra a infra-estrutura de gás natural no Canadá. O Canadá possui uma extensa rede de transmissão de gás natural. Existem oito grandes gasodutos, com uma extensão de aproximadamente 80.000 quilômetros. Todas as redes de transmissão (tanto inter-provinciais e intraprovinciais) são operadas e de propriedade da iniciativa privada, com exceção do sistema de transmissão em Saskatchewan, uma empresa provincial. Um projeto trazendo gás natural dos territórios do Noroeste (próximo ao Alaska) está sendo estudado (IEA, 2004a).

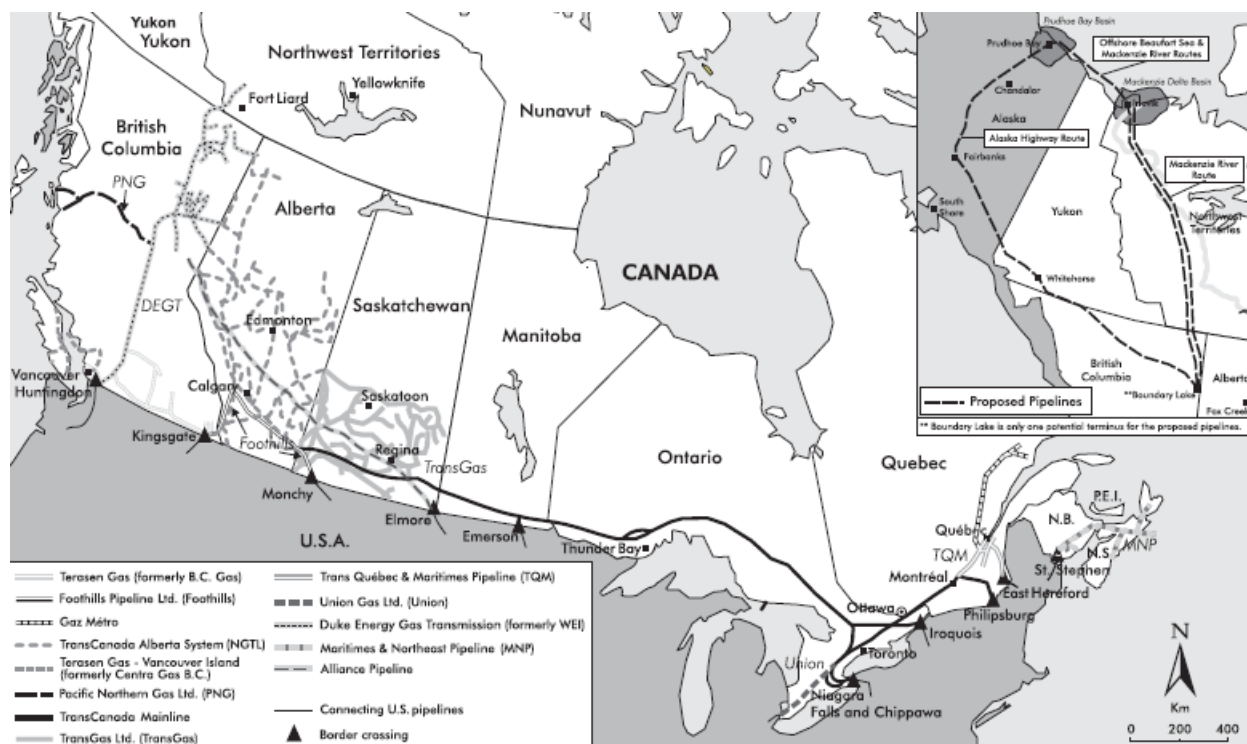


Figura 26: Infra-Estrutura de Transmissão no Canadá e Futuras Construções (Zoom - Northwest Territories, Fonte: IEA, 2004a)

A infra-estrutura de armazenamento é de grande importância no Canadá, devido a sazonalidade provocada pelo rigoroso inverno no país. A maior parte do consumo residencial e comercial é para a calefação. A capacidade de armazenamento no Oeste do Canadá é de 9,6 bilhões de metros cúbicos, e no Leste é de 7 bilhões de metros cúbicos; estes valores representam aproximadamente 9% do gás que é produzido no Canadá. Existem, no Canadá, 16 distribuidoras de gás locais, cuja distribuição física de gás é regulada (IEA, 2007).

Histórico da reestruturação do setor de gás natural no Canadá

Até o ano de 1980, a National Energy Board (NEB), regulador federal da área de energia no Canadá:

- i) Controlava diretamente os preços do gás nos mercados interno e externo

ii) Priorizava do mercado interno através da restrição às exportações, requerendo que houvesse um excedente para o país de 30 anos para que se aprovasse novos gasodutos de exportação. As operações também priorizavam o mercado interno

iii) Contratos de Take-or-pay

Os consumidores finais podiam apenas comprar gás natural das distribuidoras locais. O resultado deste tipo de regulação refletiram em altos preços de gás natural e numa grande excedente (“bolha”) de gás natural nas décadas de 70 e início da de 80. Este fato aliado à crise do petróleo e a recessão na década de 80, deixaram as empresas transportadores com enormes compromissos de venda de gás natural que não podiam ser entregues (CGA, 2003).

A reestruturação se iniciou em 1984, incluindo:

i) Abolição das taxas de reserva-produção de 30 anos, permitindo com que grandes quantidades de gás natural fossem exportados para os Estados Unidos.

ii) NEB autorizou o acesso de terceiros aos gasodutos, e permitiam que fosse criado um mercado secundário de capacidade nos gasodutos.

iii) Consumidores finais podiam comprar a commodity (gás) de outros, como comercializadores e produtores, não apenas das distribuidoras locais.

Com o livre acesso de terceiros às rede de transmissão e distribuição, a competição no mercado varejista foi se desenvolvendo. Os preços do gás natural foram declinando devido a maior liquidez do gás natural propiciado pela competição, já que grandes consumidores industriais e geradores de eletricidade podiam comprar o gás diretamente dos produtores, e consumidores residenciais também podiam comprar seu gás de agentes comercializadores. A figura 27 ilustra os impactos nos preços do gás natural após a desregulamentação do setor no Canadá.

É interessante notar na figura 27 o descolamento entre o custo e preços de gás natural na época da regulação mais rígida no Canadá. Após o processo de reestruturação do setor, os preços para os consumidores finais diminuíram; contudo, o *laissez-faire* deste período deixou algumas seqüelas no final da década de 90, com a escassez do produto devido à falta de envolvimento em

atividades de planejamento e de um arcabouço legal e regulatório que estimulasse os investimentos.

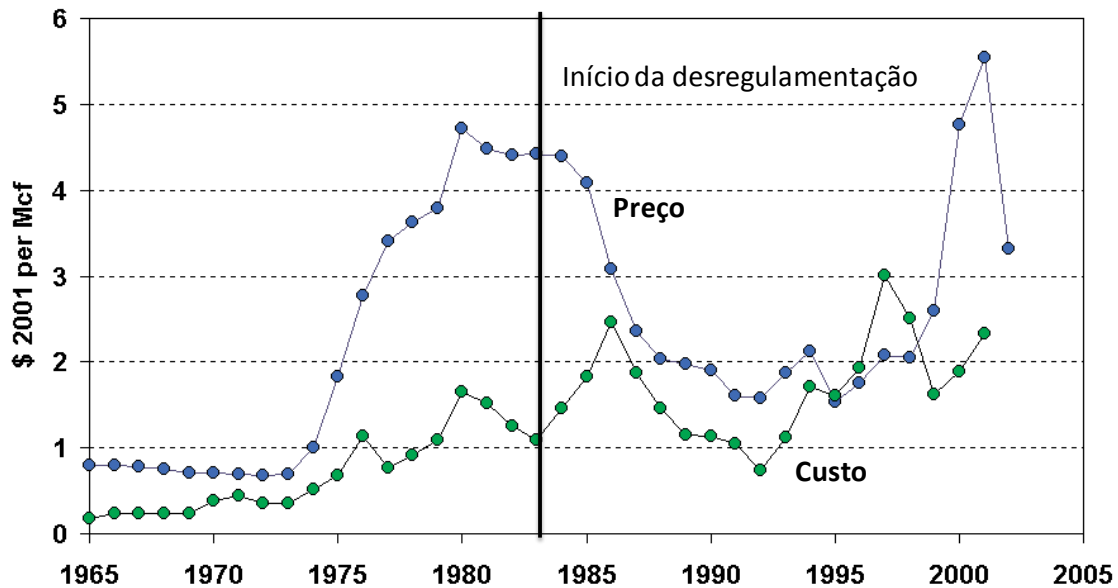


Figura 27: Evolução dos Custos e Preços do Gás Natural Antes e Após a Reestruturação no Canadá (Fonte: CGA, 2003)

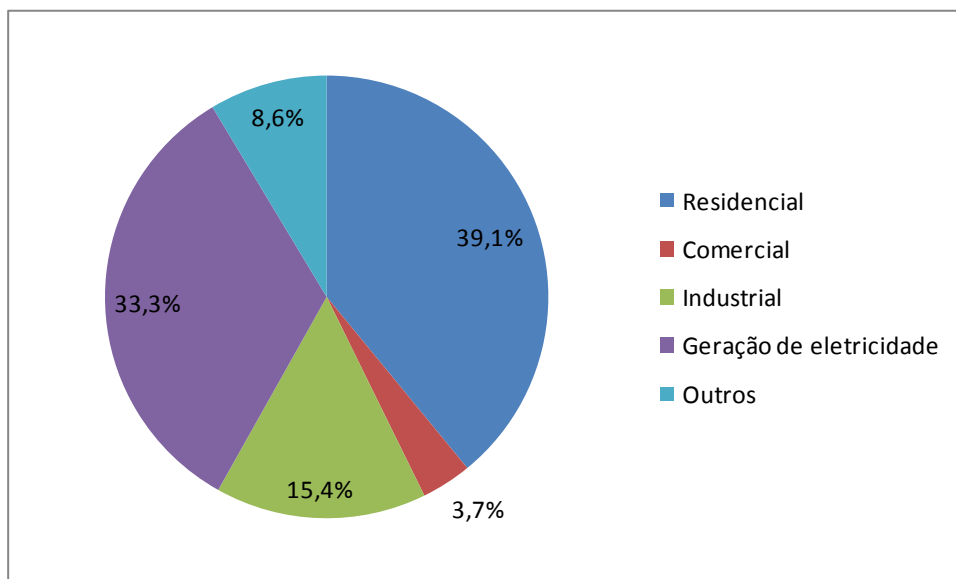
As tarifas de transmissão, distribuição e taxas de armazenamento ainda são reguladas ou controladas no Canadá.

5.5 A experiência do Reino Unido

Em 2006, o Reino Unido produziu 85 bilhões de m³, importou 22 bilhões de m³ e exportou 11 bilhões de m³ de gás natural. Consequentemente, o consumo interno foi de aproximadamente 96 bilhões de m³ de gás. É possível notar a grande participação do setor residencial no consumo (39,1%); os principais usos finais nas residências são para a calefação (72%), aquecimento D'água (26%) e cocção (2%). As térmicas a gás são responsáveis por 33,3%, o setor industrial por 15,4% e o comercial por 3,7%; outros usos (que inclui repartições públicas, uso não

energético de gás natural, agricultura e outros) são responsáveis pelos outros 8,6% (DBERR, 2007).

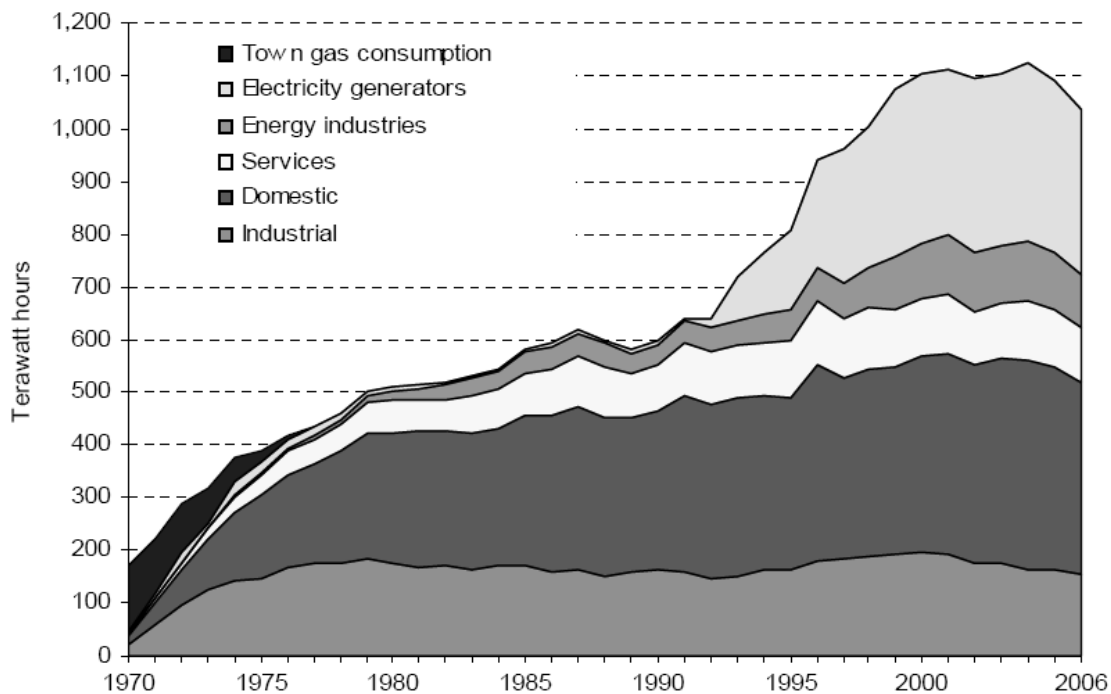
A evolução do consumo setorial de 1970 a 2006 pode ser vista na figura 28. A unidade utilizada pelo DTI foi o terawatt-hora³⁸. O gás de carvão (chamado de town gás) teve o seu fim no ano de 1977, quando o programa de conversão das redes para gás natural foi totalmente concluído. É possível notar o consumo estável no setor industrial, com certo declínio nos últimos 4 anos; o principal fator foi o desaquecimento do setor químico no Reino Unido. O crescimento do uso de gás natural para a geração de eletricidade nos últimos 10 anos se deu por causa das novas plantas de geração à gás com turbinas de ciclo combinado. Entretanto, desde 2005 o preço alto pago pelo gás natural vem diminuindo a demanda neste setor. O consumo de gás residencial é particularmente dependente da temperatura do inverno, já que 72% do consumo residencial de gás natural são para a calefação de ambientes e 26% para aquecimento d'água.



FONTE: Adaptação de DTI – Department of Trade and Industry

Figura 28: Percentual do Volume de Gás Entregue aos Consumidores Finais no Reino Unido em 2006

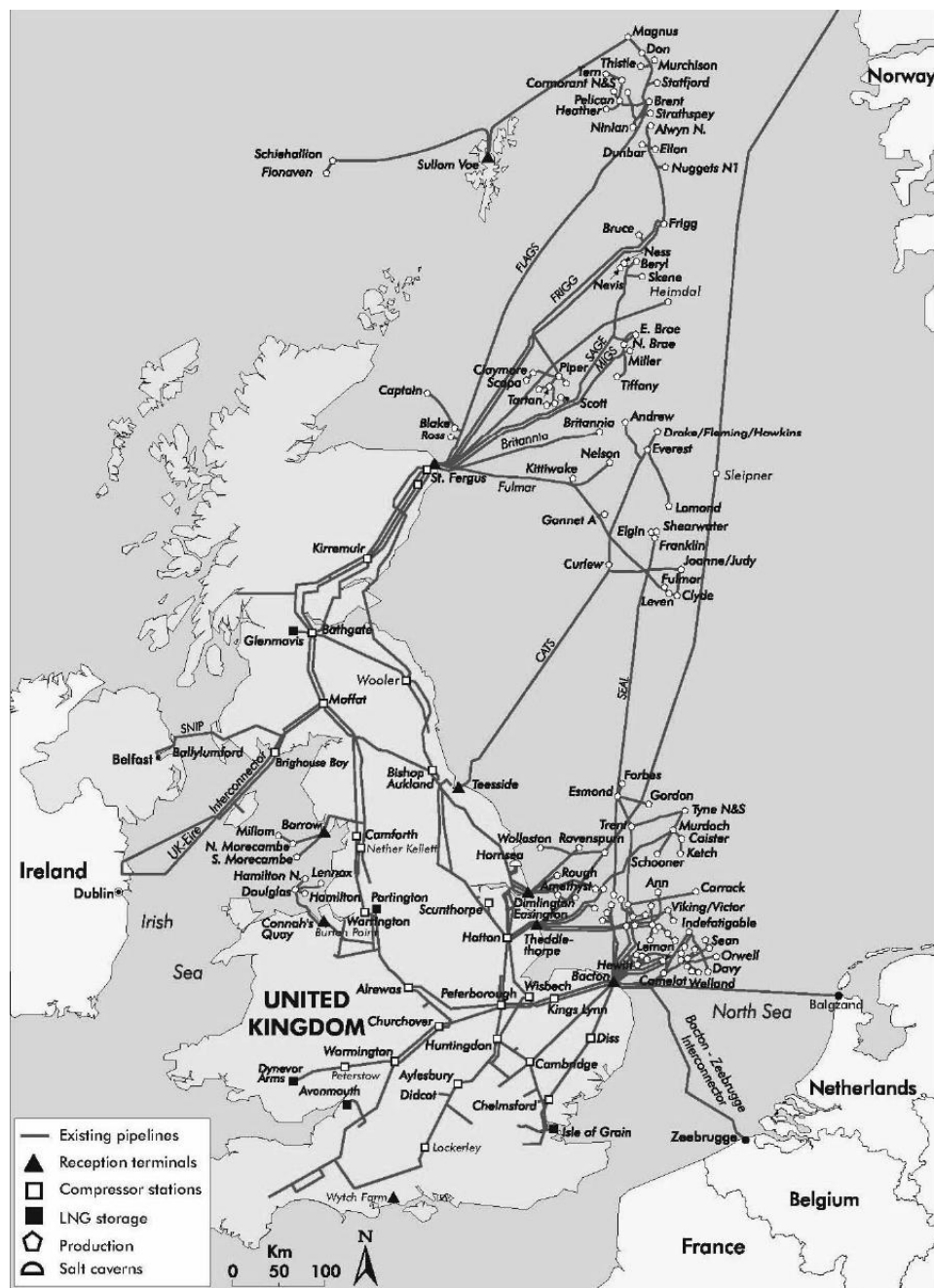
³⁸ O Department of Trade and Industry do Reino Unido utiliza-se da unidade terawatt-hora. 1 kilowatt-hora = 860 kcal.



FONTE: Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform –DBERR

Figura 29: Evolução do Consumo de Gás Natural no Reino Unido entre 1970 e 2006

O sistema de transmissão do Reino Unido totaliza 6.000 quilômetros de extensão e 23 compressores. Este sistema de compressores consegue atender 3% a mais da capacidade em períodos de picos horários com o aumento da pressão na tubulação (IEA, 2002).



Source: International Energy Agency and BERR

Figura 30: Redes de transmissão no Reino Unido

Histórico da reestruturação do setor de gás natural no Reino Unido

Até 1948, a indústria de gás natural no Reino Unido era praticamente a mesma dos últimos 100 anos, produzindo e distribuindo gás obtido a partir do carvão (town gas). O gás natural era manufaturado e fornecido através de uma série de empresas privadas que operavam o gás por município. O *Gás Act* de 1948 nacionalizou a indústria de gás da Inglaterra, Escócia e Irlanda. As mais de 1000 empresas privadas foram transformadas em 12 “áreas de gás”, cada uma com seu corpo gerencial próprio. As pessoas se referiam ao conjunto destas 12 áreas como British Gás. Um Conselho foi formado por um representante de cada área e um presidente, para estabelecer uma ligação entre as áreas e o Ministério da Energia e Combustíveis (DTI, 2005).

O uso crescente deste combustível e as grandes descobertas de petróleo e gás na plataforma continental da Grã Bretanha na década de 60, fizeram com que em 1966 houvesse a decisão de se converter as redes de gás de cidade (town gás) para gás natural, num programa nacional que durou dez anos (DTI, 2005).

O Gás Act de 1972, promulgado por um governo do Partido Conservador, fundiu as doze empresas regionais na British Gas Corporation, que passou a deter o monopólio da compra, transmissão e distribuição de gás para fornecimento público. A principal justificativa para esta medida foi a busca de uma maior eficiência econômica no setor (DTI, 2005).

Na década de 80, já com as redes de distribuição maturadas e amortizadas, o governo britânico iniciou a abertura do mercado, que também foi influenciada pela necessidade de recursos em curto prazo para o tesouro nacional. O Gás Act de 1986 privatizou a British Gas Corporation, mudando seu nome para British Gás Plc; esta operação arrecadou mais de 9 bilhões de libras para o tesouro britânico. Na época a empresa era responsável por 100 por cento da transmissão, distribuição e comercialização de gás canalizado na Grã Bretanha, além de possuir campos produtores significativos deste energético no país e contratos de importação da Noruega (DTI, 2005).

Simultaneamente à privatização da empresa foi estabelecido um conjunto de normas e foi criado um órgão regulador setorial, o *Office of the Gas Regulator* (OFGAS). O mercado foi dividido em duas categorias: a) mercado regulado, que incluía os consumidores com demanda inferior a 25.000 termais/ano³⁹ (cuja tarifa era regulada pelo OFGAS), e b) mercado competitivo, contemplando os consumidores com uma demanda superior a 25.000 termais/ano, não havendo regulação tarifária (DTI, 2005).

Em 1987, o Gas Consumers Council encaminhou ao *Office of Fair Trading* (OFT) uma denúncia de que a British Gas estava efetuando práticas monopolísticas com seus consumidores livres, através da falta de transparência de suas tarifas, da sua recusa em propiciar fornecimentos interruptíveis a alguns de seus consumidores, da sua falha em propiciar informações sobre os custos do wheeling e da posição dominante da empresa, que era o único comprador de gás natural junto aos produtores na Grã Bretanha. Sentindo a dificuldade de sustentar politicamente a tese da vantagem do monopólio privado sobre o estatal, o governo britânico passou a criar, via regulação da British Gas, condições para a emergência da competição no “mercado livre”, regido por contratos negociados entre a empresa concessionária e seus consumidores (DTI, 2005).

A partir de 1988, o *Monopoly and Mergers Commission* (MMC) obrigou a British Gas a entrar num programa de entrega efetiva de gás, em que no mínimo 10% do gás de poços novos deveria ser vendido ao mercado livre (revendedores ou consumidores finais). O programa evoluiu no início da década de 90, fazendo com que a cada ano uma quantidade fixa de gás fosse reservada para outros agentes (DTI, 2005).

Em 1992, o órgão regulador liberou todos os usuários que detinham uma demanda anual maior do que 2.500 termais (algo em torno de 6,7 milhões de metros cúbicos/ano) (DTI, 2005).

Em 1994 foi exigida a separação contábil nas atividades de comercialização, transporte e distribuição desenvolvidas pela BG. O *Gas Act* de 1995 exigiu a separação jurídica: uma mesma entidade legal não poderia possuir uma licença de transporte e uma de comercializador ou carregador, ao mesmo tempo. Posteriormente houve a liberação de todos os usuários restantes, por etapas (DTI, 2005).

³⁹ 250.000 termais por ano é aproximadamente 67 milhões de metros cúbicos de gás/ano, considerando-se que 1 m³ de gás tenha um PCS = 9.400 kcal/m³.

A figura 31 ilustra a evolução da regulação da indústria do gás natural no Reino Unido.

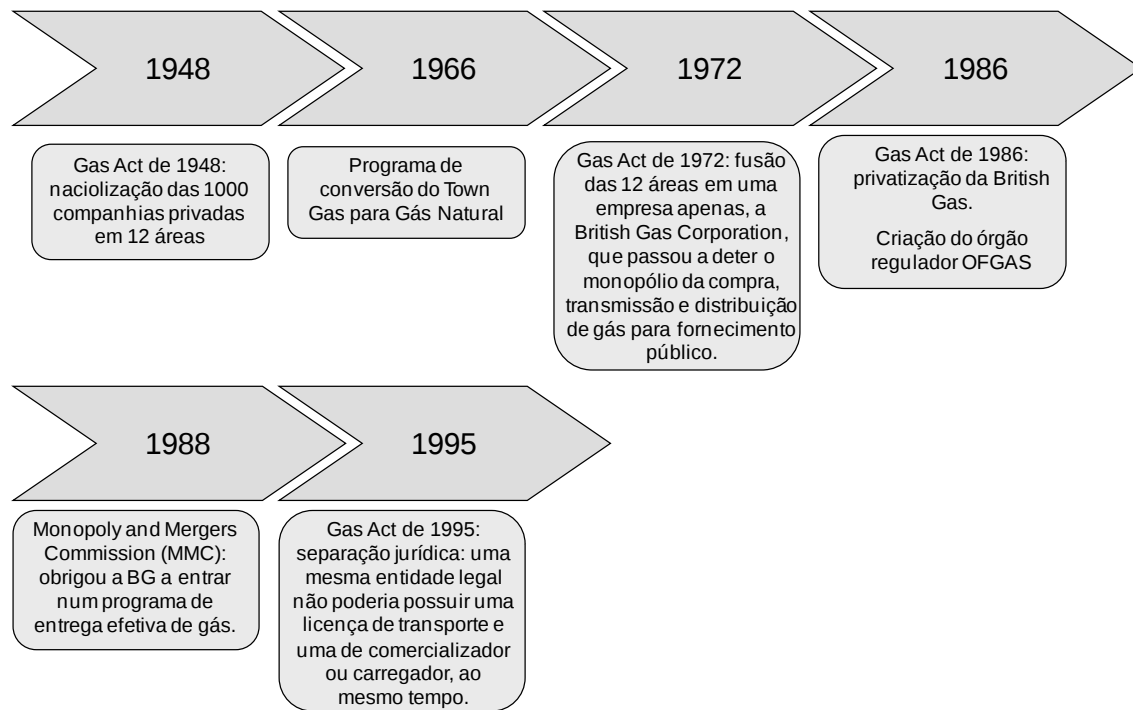


Figura 31: Evolução da Regulação no Reino Unido

Regulação Vigente no Reino Unido

Com relação ao direito de exploração de reservas de gás natural, a Lei do Petróleo provê ao Secretário de Estado, como o representante do governo do Reino Unido, o poder de fornecer licenças para a exploração, desenvolvimento e produção de reservas de gás natural (GLG, 2007). Essas licenças são de natureza contratual e regulatória. Contratual porque o direito de exploração é transferido da Coroa para o agente explorador. Regulatória porque existem Clausulas Modelo e termos que devem ser respeitados. De acordo com GLG (2007), as licenças mais comuns concedidas são:

- i) *Offshore Seaward Production Licence* (“SPL”): esta licença fornece a permissão da exploração ao descomissionamento em áreas relativamente pequenas (não mais do que algumas centenas de quilômetros quadrados). A fase de exploração dura aproximadamente quatro (4) anos, a avaliação mais quatro (4) e a exploração de

petróleo e gás por dezoito (18) anos. A licença expira no final de cada fase a não ser que o licenciado tenha alcançado progresso suficiente para continuar. A avaliação de cada fase é de responsabilidade do Secretário de Estado.

ii) *Offshore Exploration Licence*: esta é uma licença não exclusiva, que permite ao licenciado realizar pesquisas exploratórias sobre áreas do setor *offshore* em que uma “SPL” teria custos proibitivos. Esta licença cobre área geográficas relativamente grandes, não durando mais do que 3 anos e limitando a profundidade da exploração.

iii) *Onshore Petroleum Exploration and Development Licence*: é similar ao “SPL”, com exceção de que esta licença é *onshore* e a duração das fases são diferentes.

Com relação ao transporte de gás natural, os gasodutos do tipo *onshore* e *offshore* são associados a diferentes regimes regulatórios no Reino Unido. Como a maioria dos campos de produção de petróleo e gás são produzidos através de poços *offshore*, este trabalho descreve apenas este regime. A infra-estrutura de gasodutos *offshore* é construída e operada por companhias privadas, que também são as detentoras dos ativos. A principal legislação que se aplica na construção e operação deste gasodutos é o *Petroleum Act* de 1998. O *Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform -DBERR* (antigo *Department of Trade and Industry*) é o órgão responsável pela aprovação da infra-estrutura *offshore*; a regulação é de responsabilidade da OFGEM (GLG, 2007).

O armazenamento é regulado pela OFGEM, e provido basicamente por uma empresa apenas (a Centrica Storage Ltd), que opera o maior campo de armazenamento do Reino Unido, o chamado *Rough*. Carregadores podem acessar a infra-estrutura de armazenamento através de contratos de crédito firmado entre eles e a Centrica. Com esta carta de crédito, os carregadores normalmente injetam gás natural em *Rough* quando a demanda ou o preço do gás natural está em baixa, e retiram em tempos de picos de demanda ou preços altos. A principal legislação do setor de armazenamento é o *Gas Act* de 1986 (GLG, 2007).

O regime para a construção e operação de gasodutos *offshore* é o de autorização, sendo que há a necessidade (através das cláusulas modelo) de que o Secretário de Estado autorize baseado na política da DBERR, que preza por:

- i) Evitar a proliferação desnecessária de gasodutos;
- ii) Encorajar que as partes interessadas cooperem no dimensionamento e construção dos gasodutos, considerando as demandas futuras de mercado; e
- iii) Política de mercado aberto e competitivo.

Além destes itens, são necessárias inúmeras autorizações ambientais, baseadas na legislação ambiental vigente. O regime de armazenamento é similar, sendo necessária a obtenção de uma autorização para a construção e operação do mesmo.

Outro ponto importante são os pontos de conexão. Novos licenciados que desejem conectar seus gasodutos em gasodutos existentes, necessitam negociar com os donos dos gasodutos existentes. Entretanto, através do *Petroleum Act* de 1998, o Secretário de Estado pode requerer que o dono dos gasodutos existentes ampliem sua capacidade para permitir que um novo gasoduto seja interconectado (GLG, 2007).

Com relação ao acesso a terceiros à infra-estrutura de transporte de gás, as partes envolvidas são livres para negociar os termos em que o gás natural é transportado. Entretanto, se as partes não chegarem a um acordo satisfatório em termos de acesso (incluindo a tarifa aplicada), pode ser formulado um requerimento para o Secretário de Estado requerendo o livre acesso (GLG, 2007).

No Reino Unido, o gás natural, após seu processamento, entra no sistema nacional de transmissão (alta pressão), que consiste em 6.000 quilômetros de gasodutos e 23 compressores. Este sistema é operado pelo *National Grid*, que transporta o gás natural para as termelétricas, grandes usuários industriais e mais de 140 pontos para a distribuição (city gates), em 12 zonas de distribuição em todo o Reino Unido. Conforme descrito na subseção do histórico da regulação no Reino Unido, este modelo foi implementado através do *Gas Act* de 1986. A fundamentação para

a regulação da distribuição de gás natural é um sistema de licenças que procura distinguir os transportadores, carregadores e fornecedores de gás natural (GLG, 2007).

De acordo com GLG (2007), Os três tipos de licenças fornecidos em todo o sistema de transporte de gás no Reino Unido são:

- i) *Gas Transporter's Licence*: esta licença autoriza o licenciado a transportar o gás natural em área específicas, ou até outro gasoduto transportador. Há atualmente 13 transportadoras licenciadas no Reino Unido.
- ii) *Gas Shipper's Licence*: esta licença autoriza o licenciado a carregar o gás natural através dos gasodutos existentes. Os carregadores de gás compram o gás dos produtores, comercializadores ou outros carregadores e confeccionam contratos de transporte com os transportadores. Há atualmente 70 carregadores licenciados no Reino Unido.
- iii) *Gas Supplier's Licence*: esta licença autoriza o licenciado a fornecer gás para o consumidor final. Há atualmente aproximadamente 90 fornecedores de gás natural no Reino Unido.

O *Gas Act* de 1986 separou o fornecimento do transporte de gás. Um transportador de gás licenciado é proibido de obter uma licença de carregador ou fornecedor de gás. Entretanto, um agente carregador pode também obter uma licença de fornecedor de gás (GLG, 2007).

Todos os participante do mercado de gás estão sob o controle do *Network Code*, que realiza o balanço físico e não físico de gás natural diariamente, além de descrever procedimentos de entrada e saída do mercado, emergências e armazenamento (GLG, 2007).

Com relação a comercialização de gás natural, a OFGEM introduziu o *New Gas Trading Arrangements* (the “NGTA”) in October 1999. De acordo com GLG (2007), o NGTA inclui, basicamente, os seguintes aspectos:

- i) Um novo mercado diário (spot) de gás natural (OCM), permitindo com que os carregadores pudessem realizar um ajuste fino em suas posições no *National Grid*

(rede de distribuição) para realizar a compra ou venda de gás no *National Transmission System* (rede de transporte);

ii) Leilões de preço da rede de transporte; e

iii) Incentivos comerciais para que a rede de distribuição funcionasse como um sistema balanceador e incentivasse os carregadores a balancear suas posições.

O OCM é operado por um agente independente do mercado, a EnMO.

No Reino Unido, o GNL é utilizado como capacidade de armazenamento, para ser utilizado em períodos de picos de demanda ou falhas operacionais do sistema *offshore* de transporte. Atualmente há quatro (4) plantas de regaseificação em operação no Reino Unido. Não há ainda nenhuma autorização específica do governo para a construção e operação de estações de GNL, excluindo-se obviamente os requerimentos ambientais e de segurança necessários (GLG, 2007).

5.6 A experiência da Argentina

O gás natural representa, na Argentina, aproximadamente 45% do total de energia consumida no país. Em 2005 foram consumidos aproximadamente 35 bilhões de m³. 50% da energia elétrica produzida na Argentina é produzida através do gás natural (BEN-ARG, 2006). O consumo setorial na Argentina, ilustrado na figura 32, ilustra certo equilíbrio, o que é um sinal de que o mercado já está bem desenvolvido.

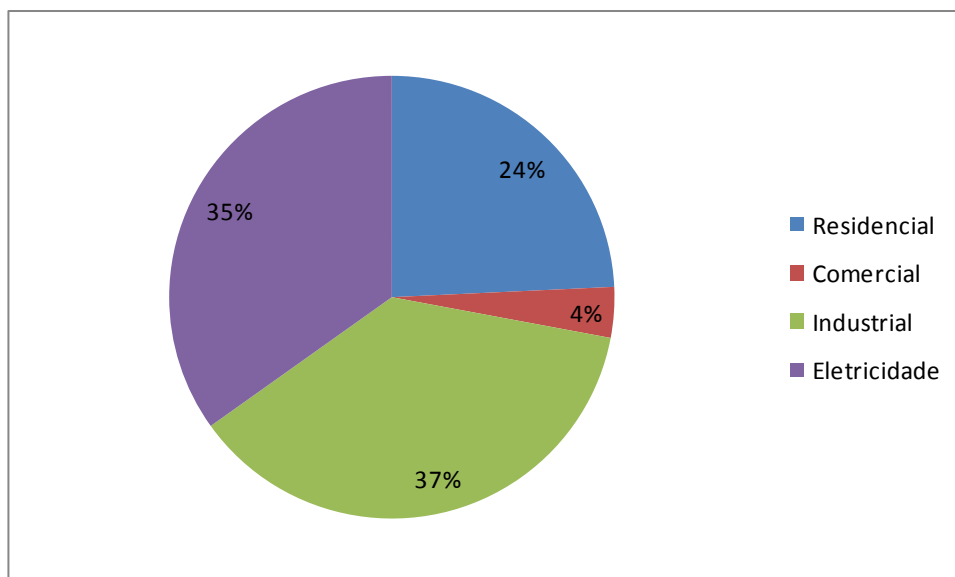


Figura 32: Percentual do Volume de Gás para os Consumidores na Argentina em 2006

A reestruturação do setor de gás natural na Argentina

Até 1992, a indústria de gás natural na Argentina era completamente monopolizada, de propriedade do estado e regulado diretamente pela Secretaria de Energia no Ministério da Economia, Trabalho e Serviço. A Lei do Gas de 1992 reestruturou e privatizou a indústria de gás na Argentina, estabelecendo uma nova estrutura regulatória (IEA, 1999).

O monopólio integrado da transmissão e distribuição, Gas Del Estado (GdE), foi reorganizada geograficamente e privatizada. A empresa foi dividida em duas empresas de transmissão de alta pressão, a Transportadora de Gas del Sur (TGS) e a Transportadora de Gas del Norte (TGN), e mais oito companhias de distribuidoras de baixa e média pressão (posteriormente estendido para nove). A idéia era estimular a competição entre as duas empresas de transmissão. O sistema de transmissão da Argentina pode ser visto na figura 26. Todas as companhias de distribuição foram vendidas para o capital privado (IEA, 1999).

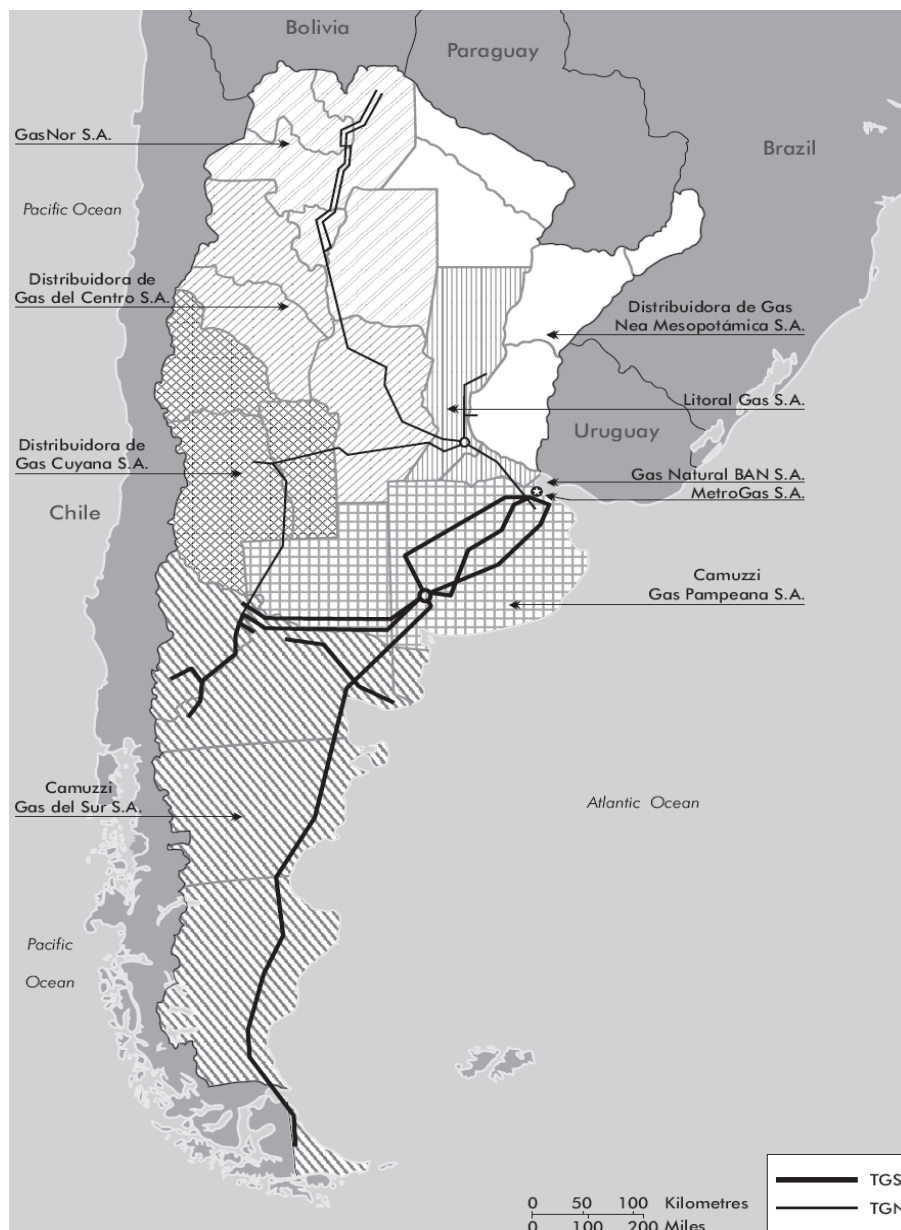
Uma autoridade regulatória independente, a Ente Nacional Regulador del Gas (Energas), foi criada para regular a indústria de gás, assegurando o suprimento e licenciando as empresas privadas. Uma de suas principais atividade é a regulação tarifária da transmissão e distribuição.

Um regime de livre acesso para a transmissão e distribuição de gás foi estabelecido. A capacidade de transmissão existente foi inicialmente designada para as companhias de distribuição sob contratos de dez anos, permitindo que fossem gradualmente reduzidos para 60% do total contratado. As empresas transportadoras (transmissão) não são permitidas a comercializar gás natural, devendo prover seus serviços num regime não discriminatório. Da mesma forma, empresas produtoras, armazenadoras, comercializadores e consumidores não podem possuir empresas transportadoras. Empresas distribuidoras também não podem possuir empresas de transmissão (IEA, 1999).

Empresas distribuidoras eram detentoras do monopólio da comercialização de gás natural de consumidores com um consumo abaixo de 10.000 m³/dia. Grandes consumidores (basicamente grandes consumidores industriais e geradoras de eletricidade) conectados à rede de distribuição local poderiam escolher entre o serviço de distribuição ou comprar gás diretamente dos produtores e contatar serviços de transmissão da TGS ou TGN, podendo negociar o acesso com as redes de distribuição ou conectar diretamente ao sistema de alta pressão (transmissão). Um novo entrante poderia participar do mercado de transmissão, já que não havia áreas específicas para estas companhias, diferentemente das empresas de distribuição (IEA, 1999).

A partir de 1994, os preços do mercado atacadista dos poços de gás foram completamente liberados para os consumidores com um consumo abaixo de 10.000 m³/dia.

A partir do governo de Nestor Kirchner, iniciou-se um processo de intervenção do Estado no setor de gás natural, que não é detalhado nesta seção. Contudo, é importante ressaltar que esta intervenção tem causado problemas de desabastecimento e de falta de investimento no setor, já que os preços vêm sendo controlados diretamente pelo governo.



Fonte: IEA (1999)

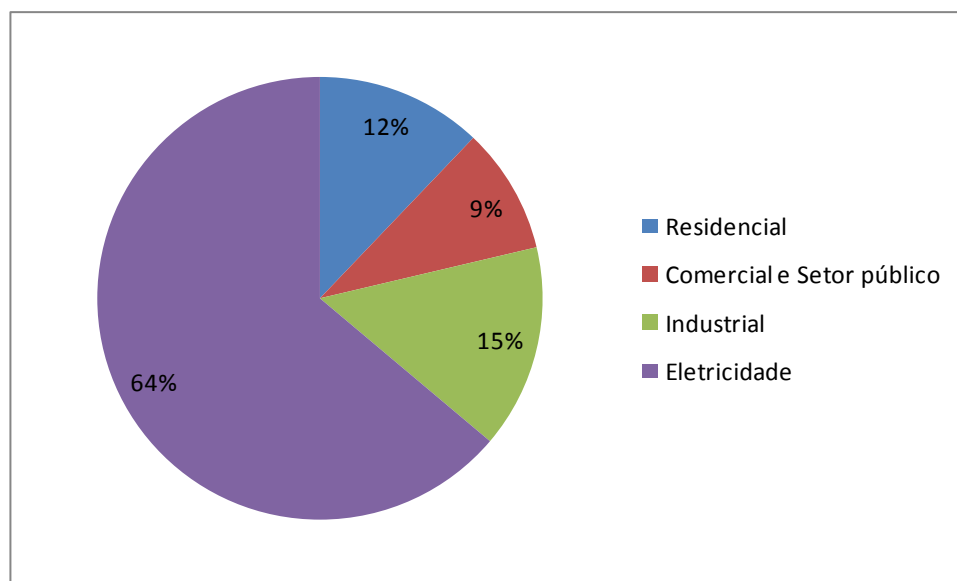
Figura 33: Redes de Transmissão de Gás Natural na Argentina (Fonte: IEA)

5.7 A experiência do Japão

A indústria de gás natural no Japão é fragmentada em várias companhias regionais integradas verticalmente. Até 2002, 234 distribuidoras de gás operavam no Japão (172 privadas e 62 públicas). As concessionárias de eletricidade importam a maioria do GNL disponível no país,

e a maioria das distribuidoras de gás importam o gás diretamente ou ainda as menores compram das maiores. As distribuidoras possuem áreas de exclusividade, e são protegidas da competição através da regulação governamental (IEA, 2003).

A produção doméstica de gás natural no Japão supre apenas 3,5% da demanda (3.2 bmc em 2004), o restante é importado através de estações de GNL. Em 2004, o consumo total de gás natural no Japão foi de 85,5 bmc, sendo que 64% do total foi consumido pelas termelétrica (IEA, 2007). De todas as termelétricas, 40% são do tipo bi-combustível, podendo trocar o gás natural por óleo combustível dependendo de seu preço relativo.



Fonte: IEA, 2003

Figura 34: Percentual do Volume de Gás Entregue aos Consumidores no Japão em 2004

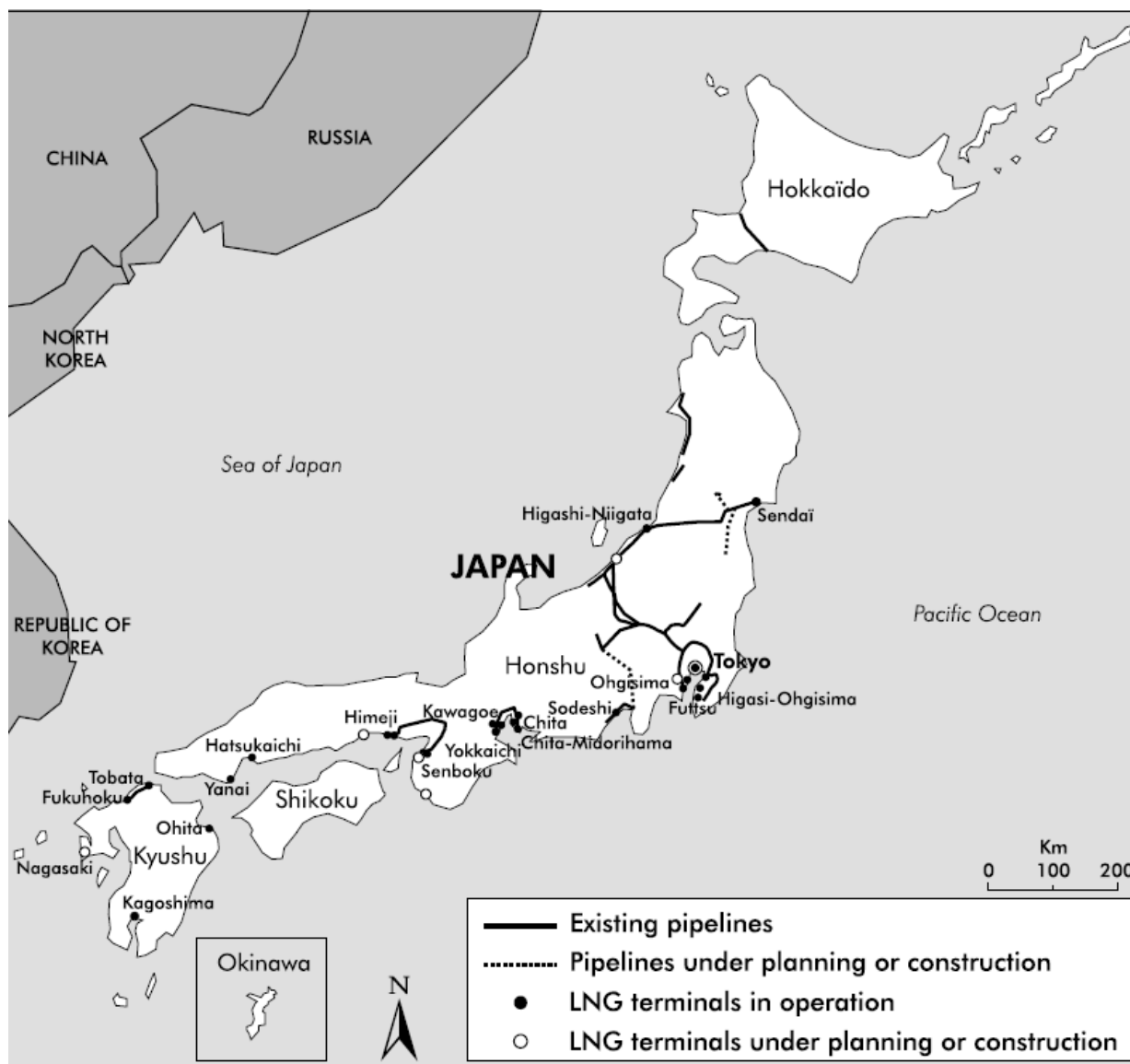
A exploração e produção de gás natural no Japão são subsidiadas pelo governo japonês, além do desenvolvimento de estações de liquefação. Não há imposto de importação de GNL, e o Banco e Desenvolvimento do Japão provê financiamentos com baixas taxas de juros para terminais de regaseificação, infra-estrutura de transporte (transmissão e distribuição).

A maior parte do gás natural consumido no Japão é importado através de GNL, proveniente de dez plantas de liquefação localizadas em oito países. A Indonésia e a Malásia são responsáveis

por mais de 50% do total de GNL importado pelo Japão. Os contratos de importação de GNL no Japão são de longo prazo, tipicamente de 20 a 25 anos (IEA, 2003).

No Japão existem 15.000 km de redes de transmissão e 200.000 km de redes de distribuição de gás natural. O país possui 24 terminais de regaseificação, com uma capacidade de 614,2 mmc diários (ou 224 bmc ano). A capacidade de armazenamento é de aproximadamente 7,3 bmc de gás natural (através de estações de GNL em standby). Este armazenamento, nas condições expostas, conseguiria suprir o país por 12 dias, caso o Japão não conseguisse comprar mais GNL.

Com relação a reforma regulatória no Japão, alguns passos iniciais em direção da competição foram dados em 1995, quando as atividades no varejo foram parcialmente liberalizados. A partir deste ano, grandes consumidores (acima de 2 mmc anuais) podiam escolher seu fornecimento e negociar as taxas. Em 1999 a liberalização se expandiu para consumidores cuja demanda anual era maior do que 1mmc, e obrigou as empresas locais a permitirem o acesso a terceiros, obrigando-os também a publicar boletins eletrônicos diários sobre taxas, contratos e condições de acesso. Como resultado, 11 novas companhias entraram neste mercado e as tarifas para os consumidores finais diminuíram (IEA, 2003).



Fonte: IEA, 2003

Figura 35: Infra-Estrutura de Transmissão no Japão e Projetos Futuros

5.8 Considerações Finais

A experiência internacional descrita neste capítulo ilustrou o processo da reestruturação da indústria do gás natural em alguns países do mundo, e pode auxiliar o Brasil na construção de um arcabouço legal e regulatório que seja capaz de promover a competição em algumas etapas da

cadeia, além de fomentar o desenvolvimento da infra-estrutura da indústria de gás como um todo. Após o processo de reestruturação, a queda dos preços para o consumidor final pôde ser observada nos Estados Unidos, Canadá e Reino Unido; também foi possível identificar a criação de novos mecanismos de flexibilização de oferta e demanda, que auxiliam na atenuação de possíveis pressões pela demanda ou excedente de gás natural.

Quando se compara a situação vigente do setor de gás natural do Brasil com os Estados Unidos, é possível encontrar alguns pontos em comum com o passado americano. A escassez de gás natural dos anos 2006, 2007 e grande parte de 2008 no Brasil pode ser comparada com o início da década de 1970 nos Estados Unidos, em que houve pressão da demanda de gás natural devido ao choque dos preços do petróleo em 1973. A falta de mecanismos de flexibilização de demanda nos Estados Unidos, assim como ocorre atualmente no Brasil, fez com que houvesse um colapso no abastecimento de gás natural, forçando os americanos a proibir o consumo de gás natural para a geração de eletricidade e em grandes indústrias, através do *Powerplant and Industrial Fuel Use Act* (FUA). No Brasil, a Petrobrás foi a primeira a efetuar planos de contingência, cortando o consumo de gás natural em refinarias; contudo, efeitos também foram sentidos na indústria brasileira. Nos próximos anos, em que se espera grande excedente de gás natural no Brasil (detalhes no capítulo 7), a situação tende a se parecer com a bolha de gás ocorrida no final da década de 1980 nos Estados Unidos, que incentivou a reestruturação do setor de gás natural e a criação de novos mecanismos de flexibilização de oferta e demanda de gás natural naquele país. Já há interesse da própria Petrobrás nesta flexibilização, conforme declaração de seu presidente no mês de Março de 2009.

Neste capítulo, as perguntas a serem respondidas foram: Quais foram os elementos básicos no processo de reformas no exterior? Quais foram os impactos destas reformas nesses países? Quais são as particularidades da regulação no Brasil se comparado com outros países?

Nos Estados Unidos, o processo de reestruturação foi uma consequência clara da bolha de gás da década de 80. Havia grande excedente de gás, e a partir desta situação o próprio mercado foi criando as condições para o desenvolvimento da competição. No Reino Unido, a cadeia do gás natural era praticamente toda verticalizada, e foram necessárias algumas medidas coercitivas para que a competição se iniciasse de fato. Algumas medidas-chaves foram coincidentes no processo de reestruturação em todos os países pesquisados, como o livre acesso não

discriminatório à infra-estrutura de transporte (transmissão e distribuição), a regulação tarifária das atividades de transporte e distribuição, e a transparência de informações através de boletins diários com informações sobre a capacidade e movimentação de gás natural. No Canadá, o descolamento entre o custo e preços de gás natural na época da regulação mais rígida, fez com que a sociedade pressionasse o governo para iniciar o processo de reformas no setor. Após o processo de reestruturação do setor no país, os preços para os consumidores finais diminuíram. Contudo, o *laissez-faire* deste período deixou algumas seqüelas no Canadá no final da década de 90, com a escassez de gás natural, devido principalmente à falta de envolvimento governamental nas atividades de planejamento e também na estrutura legal e regulatória do país, que não buscou de maneira eficaz a manutenção dos investimentos em infra-estrutura.

A Tabela 4 compara a regulação do setor de gás natural no Brasil, Estados Unidos e Reino Unido. A Argentina, Canadá e Japão não são abordados nesta tabela devido à falta de algumas informações e pela menor importância relativa no processo de reestruturação mundial.

Tabela 4: Quadro comparativo entre a regulação no Brasil, Estados Unidos e Reino Unido
Fonte: adaptação de FERC (2007), DBERR(2007) e ANP (2007)

		Brasil	Estados Unidos	Reino Unido
Regime de outorga	Exploração	Concessão (leilão)	Licença: contrato de leasing entre as partes (detentor das terras e empreendedor), o que inclui royalties (detentor da terra e governo) e especificações	Licença de exploração expedida pelo governo
	Produção	Concessão (leilão)	Licença (=exploração)	Licença
	Armazenamento	Autorização	Autorização	Autorização
	GNL	Autorização	Autorização	Autorização
	Transporte	Autorização	Autorização	Licença
	Distribuição	Concessão (áreas)	Estadual (varia)	Licença
Regulação	Produção	Competição	Competição	Competição
	Armazenamento	Competição	Competição. Regulado pela FERC	Competição. Regulamentado pela OFGEM
	Tarifas de Transporte (alta pressão)	Gás nacional e importado: tarifas negociadas entre os agentes (desde 31/12/2001)	Regulado pela FERC ou Estados (no caso de inter e intra-estaduais, respectivamente). Clientes podem negociar a tarifa ou escolher a tarifa regulada.	Regulada pela OFGEM
	Tarifas de Distribuição (baixa pressão)	Regulado pelos órgãos reguladores estaduais.	Regulado pelos órgãos reguladores estaduais.	Regulada pela OFGEM
	Comercialização de gás natural	Upstream: competição Downstream: regulado pelos órgãos reguladores estaduais.	Competição. Regulação se limita ao respeito a um código de conduta.	Competição.
	Interdependência Gás/Eletricidade (entidade regulatória)	Eletricidade: ANEEL Gás Natural: ANP para upstream e reguladores estaduais no downstream	Upstream: FERC (em conjunto - gás natural e eletricidade - sem priorização.	OFGEM
Participações cruzadas/ Exigência de desverticalização		Upstream: separação contábil das atividades de transporte e carregamento de gás.	Empresas transportadoras são proibidas de comercializar gás natural. Separação jurídica.	Empresas transportadoras são proibidas de comercializar gás natural. Separação jurídica.
Livre acesso à rede de transporte		Acesso é permitido e deve ser negociado entre as partes.	Livre acesso não discriminatório. Empresas transportadoras informam diariamente dados sobre contratos e serviços oferecidos	Negociado, mas caso não se chegue num acordo, o Secretario de Estado pode intervir, e até exigir expansão da capacidade do gasoduto se necessário
Propriedade dos ativos	Exploração/ Produção e Transporte	Privado	Privado	Privado
	Distribuição	Privado. Contudo, no final do período de concessão, alguns Estados possuem a prerrogativa de comprá-los, caso desejem.	Privado	Privado
Operador do sistema de transporte		Órgão Regulador (ANP)	Hubs (operadores independentes). Similar ao ONS no Brasil.	Hubs (operadores independentes). Similar ao ONS no Brasil.
Mercado Secundário		Nenhum	Atacadista e Varejista	Atacadista e Varejista

CAPÍTULO 6

REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A experiência do Brasil na reestruturação do setor elétrico brasileiro pode auxiliar no processo de reestruturação do setor de gás natural, no sentido de se aproveitar as experiências positivas e evitar erros semelhantes.

A pergunta a ser respondida neste capítulo é: Quais foram os aspectos positivos e negativos do processo de reformas do setor elétrico no Brasil que podem ser aproveitados no processo de reforma do setor de gás natural?

Outro fator importante na análise do setor elétrico brasileiro é a crescente participação do gás natural na geração termelétrica, o que aumenta a interdependência dos setores de geração de eletricidade e de gás natural. Em 2007, o setor foi responsável por mais de 4% da geração (BEN, 2008). Para o médio prazo, há uma tendência de que a geração termelétrica a gás natural cresça ainda mais, tendo em vista as reservas provadas de gás natural de origem nacional que serão exploradas, e a vantagem em termos ambientais com relação a térmicas a óleo combustível e carvão mineral.

Dados preliminares do ONS ilustram que esta participação do gás natural na geração térmica aumentou em 2008. Para melhorar a garantia do atendimento energético, o CMSE aprovou, em sua 59ª reunião, a implementação de procedimentos operativos de curto prazo, que consiste, quando necessário, no aumento ou mesmo na inversão de intercâmbios inter-regionais e/ou na geração térmica adicional, funcionando com um “Estoque de Segurança”. A geração termelétrica a gás natural possui e possivelmente terá função importante neste contexto.

Além destes fatores, há também duas estações de Gás Natural Liquefeito (GNL) em implantação no país. O terminal de regaseificação de gás natural que a Petrobrás concluiu em setembro de 2008 em Pecém (CE), possui uma capacidade de regaseificar até 7 milhões de metros cúbicos por dia. O início de operação desta estação de GNL traz reflexos diretos para as térmicas Termoceará, Termofortaleza e Termoaçu. As três térmicas possuem uma capacidade de geração de 1.011 MW. O terminal que está sendo instalado na Baía de Guanabara (RJ) ainda está em fase de implantação, com previsão de conclusão em meados de 2009, possui capacidade de regaseificação de 14 milhões de metros cúbicos por dia, podendo atingir o máximo de 20 milhões de metros cúbicos por dia (Transpetro, 2008).

O presente capítulo pretende descrever a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciando-se com o projeto Re-Seb, para uma posterior abordagem do novo modelo do setor elétrico. Conforme descrito no primeiro parágrafo deste capítulo, a reestruturação do setor elétrico brasileiro pode auxiliar no processo de reestruturação do setor de gás natural.

6.1 Reestruturação do setor elétrico brasileiro: o Projeto RE-SEB

De acordo com Joskow (2008), a privatização do setor elétrico combinada com a aplicação de uma boa regulação por desempenhos (performance-based) nas empresas distribuidoras, levou à redução de custos significativos em termos de custo sem a redução da qualidade dos serviços de energia. Mercados atacadistas também estimularam a melhoria do desempenho dos geradores de energia e auxiliou na mobilização de investimentos em capacidade adicional de energia. Contudo, é importante ressaltar que este processo é desafiador, tanto em termos técnicos como políticos.

De acordo com Barbosa (2007), conforme amplamente apresentado em vários estudos e diagnósticos, a situação de crise do setor elétrico no período inicial da década de 90 ficou evidente em virtude dos seguintes aspectos:

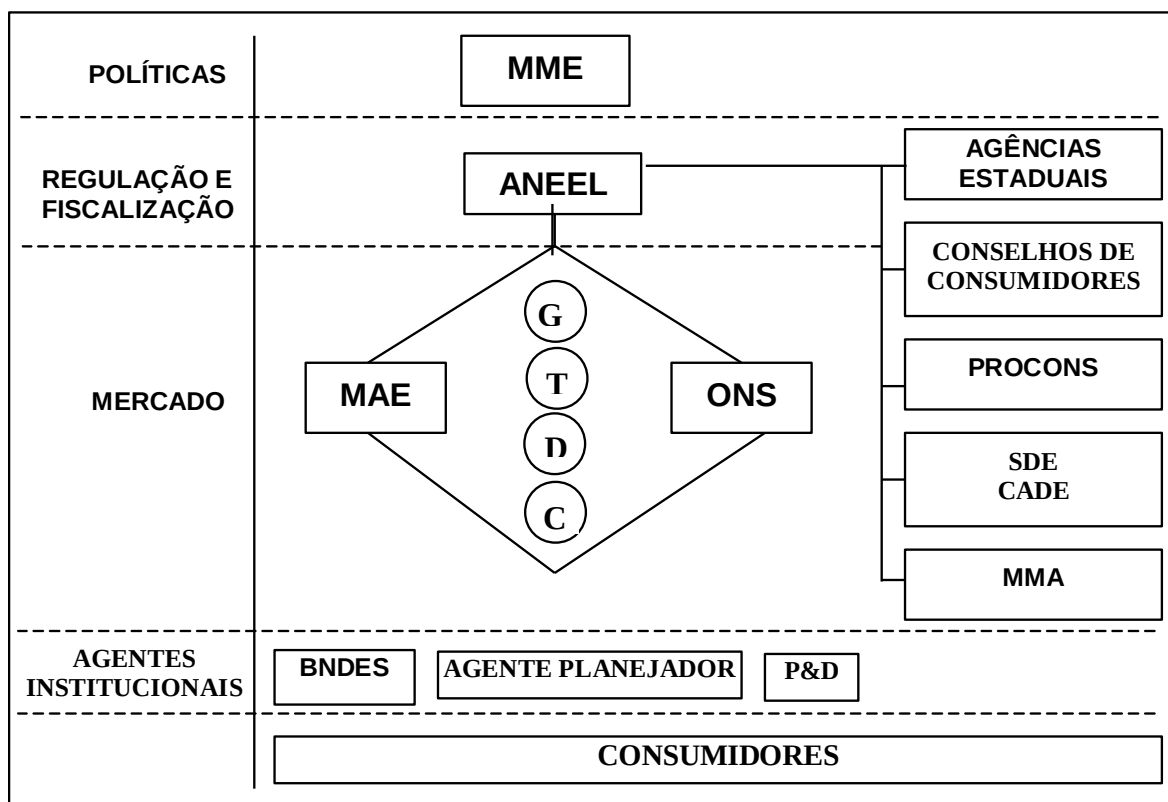
- Falta de estímulos à eficiência
- Investimentos insuficientes

- Tarifas defasadas
- 23 obras paralisadas, 10.000 MW – U\$ 10 bilhões
- 33 concessões de usinas não iniciadas – concessões cassadas
- Concessões de distribuição vencidas
- Contratos de Concessão inexistentes
- Inadimplência setorial
- Contribuinte onerado em US\$ 25 bilhões (preparação das empresas para a privatização)

No contexto previamente delineado, em meados da década de 90, o governo cria o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o RE-SEB, com o intuito de preparar o setor de energia para receber investimentos da iniciativa privada procurando, assim, viabilizar os investimentos necessários à retomada do crescimento da oferta de energia (BARBOSA, 2007).

A Figura 36 apresenta a estrutura proposta para o setor e os principais agentes, entidades e associações complementares e em seguida, será descrito de forma sucinta, o papel proposto para os principais agentes criados com esta reestruturação.

O Mercado Atacadista de Energia-MAE (atualmente CCEE: Câmara Comercializadora de Energia Elétrica), seria um ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas no qual se processam a compra e venda de energia entre seus participantes, tanto através de contratos bilaterais como em regime de curto prazo. O MAE tinha por funções registrar os contratos bilaterais (contratos de longo prazo estabelecidos entre empresas geradoras e de distribuição e varejo); estabelecer o preço de energia de curto prazo e proporcionar a compra e venda de energia não contratada *spot* e manter a ampla liberdade comercial. Os membros integrantes do MAE eram as empresas geradoras com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, as empresas comercializadoras com mercado igual ou superior a 300 GWh/Ano e as empresas de importação e exportação de energia com montante igual ou superior a 50 MW (Barbosa, 2007).



Fonte: BARBOSA (2007).

Figura 36: Estrutura Institucional do Setor Elétrico – projeto RE-SEB

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi instituída pela lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, tendo por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Os consumidores livres são usuários de eletricidade para os quais é dada a opção de contratar o fornecimento da eletricidade com um agente de comercialização mesmo se eles estão localizados fora da área geográfica no qual a unidade de consumo está localizada. Até 1995 todos os consumidores de eletricidade no Brasil eram consumidores cativos de concessionárias que funcionavam na sua área geográfica. A implementação da livre escolha para os consumidores foi implementada gradualmente. Em 1998, a lei permitiu que os consumidores com demanda contratada maior ou igual a 10.000 kW servidos por tensões maiores ou iguais a 69 kV pudessem escolher seu fornecedor de energia elétrica. A partir de Julho de 2000 o patamar

mínimo de carga de 10.000 kW foi reduzido para 3.000 kW, podendo a contratação ser feita de concessionária, permissionária ou Produtor Independente autorizado para fornecer eletricidade. A proposta original de reestruturação do setor elétrico brasileiro (projeto RE-SEB) previa ainda que, a partir de Julho de 2003 haveria nova redução do patamar mínimo de carga, porém tal redução não ocorreu (Barbosa, 2007).

Dentre os fatores que contribuíram para as críticas do Re-Seb, destacam-se:

- O abandono das atividades de planejamento por órgãos do governo, deixando esta atividade para o mercado. Com isso, a segurança de suprimento futura de energia foi prejudicada.
- A dificuldade de se iniciar a construção de novas hidrelétricas, que é a base do sistema de geração brasileiro. Um dos grandes motivos desta demora foi a morosidade na obtenção de licenças ambientais.
- O mercado de derivativos em energia elétrica não foi desenvolvido propriamente. Com isso, os riscos de preços foram assumidos para os próprios agentes consumidores, e não por outros agentes de mercado acostumados a lidar com esta questão (bancos, especuladores, etc...).

6.2 Novo modelo do setor elétrico

Desde o início o RE-SEB sofreu muitas críticas, começando pela cultura e experiência prévia dos consultores contratados, afetos a lidar com sistemas predominantemente térmicos, passando pela ideologia neo-liberal que impulsionou as mudanças na época e terminando no próprio conteúdo do relatório no tocante ao tratamento da indústria verticalizada de energia elétrica brasileira (Barbosa, 2007, *apud* Rosa, 1997 e Tolmasquim et al., 2002) e da pouca atenção dispensada à complementariedade que a produção de energia no país apresenta, tanto no tocante à produção a partir de biomassa, quanto aos diferentes regimes hídricos das bacias brasileiras (Barbosa, 2007, *apud* Schaeffer, 2004). O racionamento imposto pela crise de abastecimento decretado entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 alimentou ainda mais as críticas,

de tal forma que acadêmicos e agentes setoriais propuseram alterações no modelo institucional e na forma de comercializar energia (Barbosa, 2007, apud Sauer, 2002 e APINE, 2003). O novo governo, empossado em 2003, divulgou a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, que ratifica e incorpora muita das sugestões dos agentes do setor e acadêmicos. Mais adiante, tal proposta foi consolidada em duas Medidas Provisórias, de Nº 144 e 145, editadas em 11/12/2003.

O modelo de 2004 tem como premissas alcançar a modicidade tarifária, a segurança no suprimento e estabelecer um marco regulatório estável. A estabilidade no marco regulatório seria alcançada através de regras e definições claras sobre as responsabilidades dos diversos órgãos responsáveis pelo funcionamento da indústria de energia elétrica, tais como: a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE, o Operador Nacional do Sistema – ONS, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o Comitê Coordenador do Planejamento Energético – CCPE, e o próprio Ministério de Minas e Energia – MME. A definição clara das funções de cada um destes imprime estabilidade ao marco regulatório do setor e aumenta a confiança do investidor privado (Barbosa, 2007).

Pretende-se alcançar a segurança no suprimento ao se planejar a expansão do setor de forma a possibilitar crescimento econômico, o que implica em administrar uma sobre capacidade no sistema, a qual deverá ser bem equacionada pela empresa responsável pelos estudos no setor, a EPE. A partir das orientações do CNPE, a EPE realiza estudos que define o nível ótimo de capacidade do sistema, bem como a porcentagem de cada tipo de fonte a matriz energética deverá ter para possibilitar a otimização da segurança do suprimento. Modicidade tarifária e segurança no suprimento são dois objetivos que precisavam ser bem equacionados no novo modelo (Barbosa, 2007).

De acordo com Barbosa (2007), os principais agentes no mercado de energia no novo modelo são:

- *Distribuidores*: são os agentes que fornecem energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada
- *Vendedores*: são geradores, importadores e comercializadores de energia elétrica

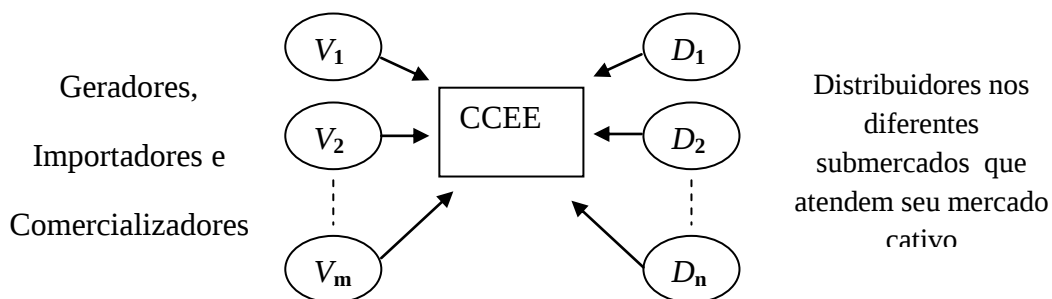
- *Consumidor livre*: são consumidores que possuem carga instalada maior ou igual a 3MW, atendidos em qualquer tensão, e que exerceram a opção de compra de energia no ambiente de contratação livre (ACL)
- *Consumidor potencialmente livre*: São consumidores que possuem carga instalada maior ou igual a 3MW, atendidos em qualquer tensão, e que não exerceram a opção de compra de energia no ambiente de contratação livre (ACL), tendo sua tarifa regulada.
- *Autoprodutor*: são aqueles que produzem energia para uso exclusivo.

O Ambiente de Contratação Livre

No Ambiente de Contratação Livre os agentes podem firmar contratos livremente a preços e condições negociadas. Os distribuidores são proibidos de participar do ACL. Os clientes potencialmente livres precisam avisar com certa antecedência para se tornarem livres, que é seis meses ou a antecedência prevista na cláusula de denúncia do contrato. Participam do ACL os clientes livres, os comercializadores, os geradores concessionários de serviço público e os produtores independentes de energia (PIE). Um empreendimento novo de geração hidráulica poderá dedicar uma parcela da energia assegurada ao ACL, porém ele terá de pagar um valor correspondente a esta parcela que será revertido em prol da modicidade tarifária. No ACL, diferentemente do ACR, não há obrigatoriedade da publicidade nas transações bilaterais entre os agentes. Porém tais transações, assim como as realizadas no ACR devem ser registradas na CCEE e homologadas pela ANEEL quando for o caso (Barbosa, 2007).

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O inciso I do § 2º do Art. 1º do Decreto 5.163 define o ACR como o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação. A Figura 37 ilustra este ambiente e identifica os seus participantes.



Fonte: BARBOSA (2007).

Figura 37- Organização do ACR

No ACR permite-se apenas comercialização através de licitação. O tipo de licitação mais comum para atender necessidades que envolvem grande número de vendedores e compradores é o leilão. As distribuidoras poderão participar de cinco tipos de licitações para compra de energia elétrica por quantidade ou disponibilidade, dos quais três tipos são leilões realizados no ACR em que participam outras distribuidoras, os outros dois tipos são licitações realizadas pelas distribuidoras de forma individual, que se diferem por sua antecedência com relação ao ano base “A” (Barbosa, 2007).

A legislação obriga os agentes vendedores a apresentarem lastro para garantir a cobertura da totalidade de seus contratos de venda assim como os agentes distribuidores a garantir o atendimento a totalidade de seu requisito através de contratos registrados na CCEE. Os consumidores atendidos parcial ou integralmente no ACL também devem garantir o atendimento de seu respectivo requisito de energia através de contratos registrados na CCEE ou através de geração própria. De forma a criar condições às distribuidoras de atender as suas obrigações, a atual legislação institui a sistemática de leilões regulados realizados no ACR (Barbosa, 2007).

Tal processo prevê, anualmente, a declaração dos agentes de distribuição, vendedores, auto-produtores e consumidores livres de seus respectivos requisitos para os cinco anos subsequentes, no entanto, apenas as distribuidoras devem apresentar as necessidades de contratação para o atendimento da totalidade de seus requisitos (Barbosa, 2007).

De acordo com o novo modelo, descrito em Barbosa (2007), a energia elétrica a ser licitada é proveniente de empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração e

os leilões de compra serão promovidos baseados nas declarações de necessidades dos agentes e com a seguinte periodicidade e características:

- a) **Leilão de A-5:** São leilões realizados com antecedência de cinco anos em relação ao início do período de suprimento. Dado que legislação prevê que o lastro físico destes contratos é oriundo de novos empreendimentos, as necessidades de contratação servirão de base para o MME licitar novas obras para a expansão da oferta. Estes contratos têm prazos de duração entre quinze e trinta anos.
- b) **Leilão de A-3:** Análogo ao Leilão de A-5, estes leilões são realizados com antecedência de três anos em relação ao início do período de suprimento e também possuem o lastro físico destes contratos baseados em novos empreendimentos de geração. Estes contratos têm prazos de duração entre quinze e trinta anos.
- c) **Leilão de A-1:** são leilões realizados no ano que antecede ao início do período de suprimento. Estes contratos possuem garantia física associada aos empreendimentos de energia existente. Os contratos têm período de suprimento entre cinco e quinze anos.
- d) **Leilões de ajuste:** é prevista a realização, para o ano em curso, de leilões específicos para a contratação de ajuste pelos agentes de distribuição com prazo de suprimento máximo de dois anos.

A fim de estabelecer um período de transição, foi previsto um leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos de energia existente abrangendo produtos com início de suprimento em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009 sem limites para as quantidades contratadas.

Tabela 5: Evolução dos modelos do setor elétrico brasileiro

	Antigo Modelo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995-2003)	Novo Modelo (a partir de 2004)
Planejamento	Determinativo (GCPS)	Indicativo (CCPE)	Planejamento misto (EPE)
Contratação pelas Distribuidoras	100% do mercado	Maior que 85% do mercado	100% do mercado
Sobras / Déficits de balanço energético	Rateio entre as distribuidoras	Liquidadas no MAE	Liquidadas no CCEE
Equilíbrio entre Oferta e Demanda	Sim	Sem garantia	Sim (implícito)
Agentes	Empresas Estatais	Ênfase na privatização	Convivência entre estatais e privadas
Estrutura Empresarial	Empresas verticalizadas	Orientação para a desverticalização (G, T e D)	Desverticalização (G, T e D)
Mercado	Regulado	Livre	Convivência entre Livre e Regulado

Fonte: Barbosa (2007) *apud* Neiva, F.A., 5º Encontro de Negócios e Energia, CIESP, S.Paulo, 10/08/2004

6.3 Considerações Finais

Este capítulo descreveu o projeto Re-Seb e o novo modelo do setor elétrico, visando encontrar paralelos com o setor de gás que possam contribuir no processo de reestruturação deste setor.

A pergunta que procurou ser respondida neste capítulo foi: Quais foram os aspectos positivos e negativos do processo de reformas do setor elétrico no Brasil que podem ser aproveitados no processo de reforma do setor de gás natural?

Para a expansão do mercado de energia elétrica, foi fundamental a introdução gradativa da competição entre agentes, e neste sentido, as normas legais editadas à época previram diversos mecanismos, como: a competição no segmento da geração de eletricidade, compreendendo a livre comercialização e o auto-consumo; o livre acesso dos produtores e dos consumidores de grande porte aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica; e a compra de energia elétrica livremente pelos consumidores de grande porte.

Conforme descrito neste capítulo, dentre os fatores que contribuíram para as críticas do Re-Seb, destacam-se: 1) o abandono das atividades de planejamento por órgãos do governo; 2) a dificuldade de se iniciar a construção de novas hidrelétricas, principalmente devido à morosidade na obtenção de licenças ambientais; e 3) o não desenvolvimento de derivativos em energia elétrica, deixando para os próprios agentes consumidores os riscos de preço.

Neste contexto, algumas lições podem ser aprendidas no setor elétrico e que podem ter rebatimento no setor de gás natural. No processo de reestruturação do setor de gás natural, o governo não deveria deixar as atividades de planejamento apenas para o mercado, já que a iniciativa privada normalmente não coloca o benefício público como uma de suas prioridades; a escassez de produtos normalmente eleva os preços, o que pode interessar ao mercado em determinadas situações. A criação da EPE, que atualmente também realiza as atividades de planejamento do setor de gás natural, tende a assumir este papel através de um planejamento indicativo para o setor energético. Deve-se também incentivar o desenvolvimento de mercados derivativos para o gás natural, deixando para outros agentes, que não para os consumidores finais, os riscos de preço. Os derivativos tendem a atenuar grandes flutuações de preços, provendo certa previsibilidade para o consumidor final. Conforme foi descrito no capítulo de experiência internacional, países como os Estados Unidos e Reino Unido têm obtido sucesso neste tipo de operação com o gás natural, que possui certa vantagem com relação à eletricidade, pois a própria tubulação funciona como um estoque de curto prazo.

CAPÍTULO 7

PROJEÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DO BRASIL EM 2011

De acordo com IEA (1998), excesso de capacidade e de molécula de gás natural são condições necessárias para que a competição se desenvolva na cadeia do gás natural. Esta seção pretende estimar o mercado de gás natural para o ano de 2011 no Brasil, ano em que se iniciará a liberalização da comercialização de gás no estado de São Paulo. Para a projeção de demanda, é considerada uma projeção logística para todo país; para a projeção da oferta, é considerado o plano de expansão da Petrobrás para o setor e o Plano Decenal 2007-2016 de Energia da EPE.

A pergunta a ser respondida neste capítulo é: Haverá excesso de capacidade e disponibilidade de gás natural no Brasil nos próximos anos?

A utilização do gás natural na indústria Brasileira é recente. De acordo com Bajay *et al* (2008), o gás natural obteve altas taxas de penetração em médias e grandes indústrias no Brasil nos últimos anos, em substituição principalmente ao óleo combustível e ao gás liquefeito do petróleo (GLP). O estudo evidencia altas taxas de penetração e uma recente maturação deste combustível na indústria; existe apenas uma substituição residual para o óleo combustível e GLP, de mais difícil penetração, devido principalmente a pulverização do mercado potencial remanescente e às longas distâncias dos pontos de consumo até os gasodutos de distribuição. Para o setor industrial, carro chefe do consumo de gás natural, o maior potencial ainda existente reside no sul de Minas Gerais e na região Sul do país.

Os resultados do estudo de Bajay *et al* (2008) estão sendo concluídos, e consideram apenas o setor industrial para sua projeção (por ser o único objeto de estudo). Uma boa opção para a projeção do consumo global de gás natural no Brasil são as curvas logísticas.

Curvas logísticas são freqüentemente utilizadas para estimar a taxa de adoção de certa tecnologia ou produto no decorrer do tempo, sendo sua abordagem normalmente ligada à projeção da oferta para um mercado incipiente até sua maturação. No Brasil, o desenvolvimento da indústria do gás natural é recente, com apenas dois grandes campos de produção operando até 2007. O primeiro destes campos foi desenvolvido no início da década de 80, na Bacia de Campos (RJ). O gás proveniente deste campo foi rapidamente consumido no Sudeste do país, devido sua vantagem comparativa em termos de qualidade e preço com relação aos seus substitutos mais diretos (GLP e óleo combustível); seu uso também foi incentivado no setor automotivo (através do GNV). Após a maturação dos gasodutos de transporte que ligam este gás ao mercado, o gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol) foi construído e teve o início de suas operações em 1999. Após seis anos do início de operação do GasBol, sua capacidade já estava praticamente tomada.

As características do consumo de gás natural nas décadas de 80 e 90 podem ser intimamente ligadas ao desenvolvimento destes dois campos. Tanto o consumo de gás natural nas décadas de 80 e 90, bem como a evolução do consumo de gás natural entre 1970-2006 se comportam como uma curva logística - as figuras 2 e 3 do capítulo 2 ilustram esta afirmação.

A equação (1) ilustra o modelo logístico considerado para a projeção da demanda.

$$C(t) = \frac{K}{1 + \exp(-\alpha(t - \beta))} \quad (1)$$

em que: K é a capacidade de suporte, i.e., o limite para onde tende e se estabiliza o crescimento do sistema. O parâmetro α determina o tempo de crescimento da curva: o tempo que a curva leva para crescer de 10% a 90% da capacidade de suporte (K). Finalmente, β é o tempo médio de crescimento, quando a curva chega a 50% do parâmetro K. É importante ressaltar que o modelo logístico básico é simétrico em torno do seu ponto médio β (Hosmer et al, 2000).

Especificamente para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, esta tese também considera o planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o chamado plano decenal

de energia. Com ambos os planejamentos disponíveis, espera-se obter certa robustez com relação ao mercado de gás a partir de 2011, ano em que os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo terão seus mercados liberalizados para a comercialização.

7.1 Projeção de oferta e demanda de gás natural para 2011

O Plano de negócios da Petrobrás 2008-2012 prevê um incremento da oferta de gás dos atuais 45,4 milhões de metros cúbicos diários (mmc/dia) para 128,9 mmc/dia (55,1 mmc/dia importado e 73,8 mmc/dia nacionais). Destes 128,9 mmc/dia, aproximadamente 21 mmc/dia serão de GNL (Gás Natural Liquefeito). Para este incremento na oferta, a Petrobrás considerou um aumento de 17,7% ao ano no consumo de gás natural entre 2005 e 2011. Corretamente, a companhia considerou uma taxa alta de crescimento para que, num futuro próximo, o Brasil já não tenha mais problemas de abastecimento deste combustível. Para se ter uma idéia de como a taxa considerada é elevada, entre 2005 e 2006 (dois anos inteiros), o aumento do consumo total em termos percentuais, de acordo com o BEN (2008), foi de apenas 5%; de 2006 para 2007, de apenas 4%. Outro fator importante considerado pela Petrobrás é que haverá gás necessário para o abastecimento de 100% da carga das térmicas até 2011; 48,4 mmc/dia serão destinados a atender a plena capacidade dessas térmicas.

Contudo, já é possível prever a maturação do mercado de gás em algumas regiões do país, notadamente nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, principais mercados do gás natural. O plano de expansão da Comgás, maior distribuidora de gás do país (responsável por aproximadamente 30% do consumo final do Brasil), já prevê esta maturação no setor industrial, responsável por aproximadamente 80% das vendas desta distribuidora. Outros fatores contribuem para uma chamada atenuação deste crescimento de 17,7% considerado pela Petrobrás, que é necessário para que seja possível estimar o valor de K (limite superior) na fórmula da curva logística:

1. A escassez temporária de gás natural vem freando novas expansões das redes de distribuição, e com isso também freando a demanda de gás; esta situação

perdurará até o início de produção das expansões previstas no plano estratégico 2008-2012;

2. Como os dados analisados no modelo logístico simples são até 2006, não são consideradas as crises de abastecimento em 2007, que poderia distorcer a projeção através de valores de demanda contingenciados.

3. As recentes crises da Bolívia, crises operacionais e a disponibilidade de tecnologias limpas na queima de lenha em caldeiras a baixa pressão está fazendo com que as empresas reavaliem o risco de suprimento energético e busquem esta como uma alternativa ao gás natural.

4. O recente aumento do gás efetuado pela Petrobrás de 25% a 30% para as distribuidoras em 2008. Ainda que este aumento seja justificável (devido ao grande aumento do preço relativo do óleo combustível e outros derivados com relação ao gás), ele afugentará ainda mais a expansão do consumo de gás.

É importante ressaltar que o parâmetro K é vital na elaboração do modelo, e é um elemento difícil de estimar. O objetivo da aplicação deste modelo logístico não é se propor um cenário tendencial para a demanda de gás natural, mas sim utilizá-lo para mostrar que há uma tendência de sobra de gás para 2011.

Como a proposição deste trabalho é realizar um cenário agressivo com relação à expansão da demanda - para verificar a possibilidade de um excedente de gás em 2011 -, é considerado que as térmicas despachem 100% de sua capacidade em 2011. A projeção logística realizada neste trabalho desconsidera o montante das térmicas para sua projeção, já que a operação delas depende de inúmeros fatores que não são quantificados neste trabalho.

Com base na evolução histórica e nos fatores apontados, considera-se, num cenário otimista, $K = 128,9$ milhões de m^3 diários como sua capacidade de suporte (limite para onde tende e se estabiliza o crescimento do sistema), já que esta será a disponibilidade de gás natural total para o ano de 2011. O modelo de projeção desconsidera até mesmo os 48,4 mmc/dia que são destinados às térmicas, para que o modelo seja o mais agressivo possível com relação a expansão da demanda.

A figura 38 e a tabela 6 ilustram os resultados desta projeção otimista do consumo total (excluindo-se o destinado para as térmicas) de gás natural. A tabela 6 ilustra o resumo da situação para 2011, considerando-se que 100% das térmicas sejam despachadas e que o incremento da demanda nos outros segmentos siga conforme a figura 38.

De acordo com o cenário otimista proposto, em 2011 possivelmente haverá um excedente de gás de aproximadamente 14,4 mmc/dia (128,9 – 114,5). Provavelmente o excedente na maior parte do ano será maior do que isso, já que as térmicas, no Brasil, são utilizadas para a complementação hidrotérmica, e raramente são utilizadas como capacidade firme para a produção de eletricidade.

Tabela 6: Oferta e demanda de gás natural em 2011 e projeção para 2011.

	Demanda		Oferta
	2007	2011 (projeção)	2011
Geração de Eletricidade	9,6	48,4	
Outros consumos	47,4	66,1	
TOTAL	50,4	114,5	128,9

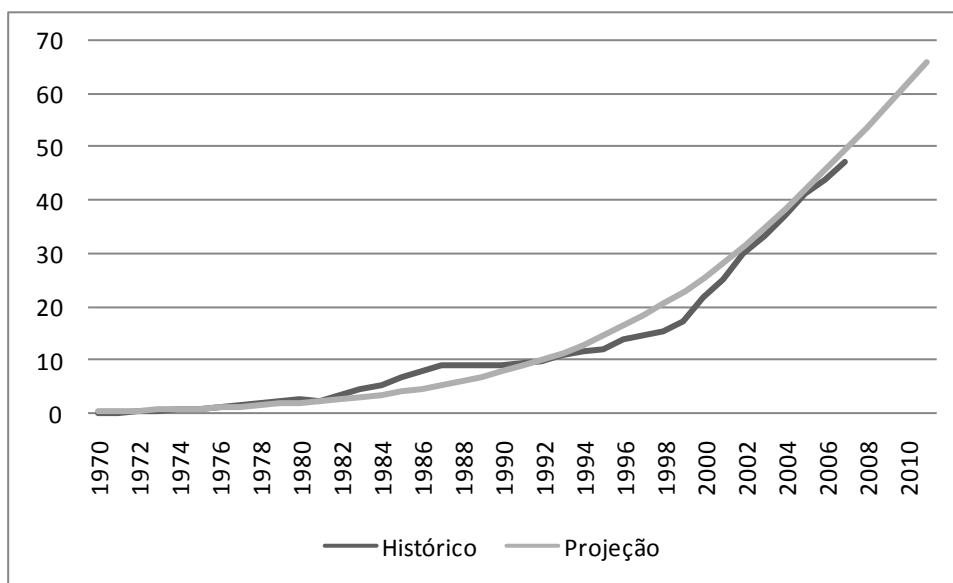


Figura 38: Consumo real e projeção logística do consumo de gás natural para 2011, em milhões de metros cúbicos diários (consumo total menos o destinado às térmicas)

O modelo descrito neste capítulo não contemplou a crise econômica mundial, que se iniciou no início do segundo semestre de 2008. A demanda por gás natural no final de 2008 e nos três primeiros meses de 2009 diminuiu drasticamente. No dia 15 de abril de 2009, a Petrobrás realizou um leilão de excedente de gás natural para as distribuidoras, para os dois meses seguintes. Segue uma declaração do presidente da Petrobrás José Sergio Gabrielli na mídia, em março de 2009: *“Precisamos flexibilizar a demanda, com o quarto tipo de contrato, desta vez para mercado de curto prazo, e flexibilizar a oferta, como fizemos com os dois terminais de regaseificação de GNL (gás natural liquefeito)”*. O presidente Gabrielli ainda afirma que atualmente (início de 2009), existem aproximadamente 40 a 45 milhões de metros cúbicos diários ofertados para as distribuidoras, e mesmo assim há um excedente em grande parte do ano, principalmente quando as usinas termelétricas a gás natural não estão operando. Como em 2013 é previsto uma oferta de aproximadamente 135 milhões de metros cúbicos para as distribuidoras, o excedente de gás natural será possivelmente ainda maior, daí a necessidade de mecanismos de flexibilização, assim como os que ocorreram em países como os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido.

7.2 Projeção de oferta e demanda de gás natural da EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a responsável pela elaboração do Plano Decenal de Energia, visando realizar o planejamento indicativo do setor; este plano é revisado anualmente. Em sua última revisão, foi elaborado o planejamento do setor de gás natural para a região Sudeste, considerando dois cenários principais, chamados de trajetória inferior e superior. Na trajetória inferior, o crescimento da demanda é considerado mais baixo do que o cenário tendencial. No caso da trajetória superior, este crescimento é dado como acima do tendencial.

A metodologia adotada pela EPE para a projeção da demanda no Plano Decenal 2007-2016 teve como ponto de partida a definição de premissas macroeconômicas e setoriais, as quais foram utilizadas como informações e dados para as simulações nos modelos adotados para a obtenção das projeções da demanda. A partir da análise da inserção da economia brasileira no contexto internacional, as premissas macroeconômicas englobaram a formulação de cenários

mundiais e nacionais. A quantificação das variáveis macroeconômicas nacionais foi validada com auxílio de um modelo de consistência macroeconômica. As premissas setoriais abordaram, para cada segmento da sociedade e cada setor da economia, as principais características da sua dinâmica própria, identificando as variáveis determinantes do consumo de cada energético envolvido na atividade do correspondente segmento ou setor. Analisaram-se também as principais fontes de energia com potencial uso final em cada setor/segmento, bem como a competitividade entre energéticos no atendimento a determinado uso final. Com base nas premissas e cenários adotados, procedeu-se à simulação da demanda futura de energia com o apoio de metodologia apropriada à projeção dessa demanda, recorrendo-se a modelos específicos para cada setor ou segmento e para cada fonte de energia. Neste contexto, foram adotadas duas abordagens complementares, com a utilização simultânea de modelos do tipo *top-down* e *bottom-up*, buscando-se, através de sucessivas iterações, a convergência dos resultados. Observa-se, finalmente, que a metodologia adotada contemplou também a análise dos resultados consolidados a projeção da demanda final de energia, confrontando-os com o comportamento histórico registrado no Balanço Energético Nacional – BEN e avaliando a evolução de alguns parâmetros importantes, tais como, a elasticidade-renda do consumo de energia e a intensidade energética da economia, etc (EPE, 2007).

Os dados sobre projeção de oferta são obtidos através dos planos das empresas do setor, notadamente a Petrobrás.

As figuras 39 e 40 ilustram as trajetórias inferior e superior encontradas para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país.

Descrição	Período									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Oferta	43.168	46.805	86.482	93.288	94.478	94.882	97.628	107.156	111.698	110.785
Demanda	61.189	66.038	69.317	74.606	78.920	85.711	92.128	93.622	95.071	96.390
Saldo	-18.021	-19.233	17.164	18.682	15.558	9.171	5.500	13.534	16.626	14.394

Fonte: EPE (2008)

Figura 39: Trajetória inferior (dados em mil metros cúbicos diários)

Descrição	Período									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Oferta	43.168	46.805	86.482	93.288	94.478	94.882	97.628	107.156	111.698	110.785
Demanda	61.466	66.608	70.249	75.895	81.795	90.230	97.142	98.930	100.675	102.307
Saldo	-18.298	-19.802	16.232	17.393	12.682	4.652	486	8.225	11.023	8.477

Fonte: EPE (2008)

Figura 40: Trajetória superior (dados em mil metros cúbicos diários)

Em ambos os cenários da EPE haverá excedente de oferta de gás natural já a partir de 2009. Os resultados da EPE reforçam a tese de que os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo terão excedente de gás natural nos anos da liberalização da comercialização nesses estados (Rio de Janeiro em 2009 e São Paulo em 2011). Para o ano de 2011, espera-se um excedente de oferta de gás natural entre 12,7 mmc/dia e 15,6 mmc/dia para a região.

De acordo com EPE (2008), parte deste gás será transportado e vendido para o Nordeste através do gasoduto em construção GASENE (e ser concluído em 2009), mas mesmo assim, entre 2009 e 2011, a oferta conjunta das Regiões Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste é suficiente para o atendimento da demanda considerada para as Regiões.

7.3 Planejamento da expansão da infra-estrutura de transporte de gás natural

Para que o gás natural produzido possa ser entregue às distribuidoras, se faz necessário um planejamento coordenado com as empresas transportadoras. Esta seção descreve o planejamento da expansão dos gasodutos de transporte, que se mostra coerente com o planejamento de expansão da produção de gás natural.

A infra-estrutura de transporte de gás natural em operação no Brasil possui aproximadamente 6.200 km de extensão (dados da ANP, em setembro de 2008). As empresas transportadoras de gás natural que atualmente operam no território nacional são: Petrobrás Transporte S.A. – TRANSPETRO, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. –

TBG, Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB, GasOcidente do Mato Grosso Ltda. – GOM. A tabela 7 ilustra a extensão dos gasodutos em operação no Brasil.

Tabela 7: infra-estrutura de gasodutos em operação no Brasil (em km)
(Fonte: elaboração própria com base em dados da ANP)

Gasodutos (Gás Nacional)	Nordeste	1.712,0
	ES	575,5
	RJ, SP e MG	1.005,0
Total Gás Nacional		3.292,5
Gasodutos (Gás Importado)	Gasbol (Br)	2.583,0
	Lateral Cuiabá	267,0
	Uruguaiana	50,0
Total Gás Importado		2.900,0
TOTAL		6.192,5

A Transpetro é a maior empresa transportadora de gás natural do Brasil. A companhia possui mais de 3.000 km de gasodutos em operação. De todo o gás natural transportado pela Transpetro, aproximadamente 50 milhões de m³ são entregues para às distribuidoras estaduais. De acordo com as informações do Plano Estratégico 2015 da empresa, os novos gasodutos em construção, somado aos já existentes, totalizarão 8.000 até 2011. Este planejamento está em conformidade com o plano de expansão da Petrobrás, que prevê que o fornecimento de gás natural chegue aos 134 milhões de m³/dia até 2012, sendo 114 milhões movimentados pelos gasodutos da Transpetro. Somente na região Sudeste, de acordo com o Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangas), até 2010 estão previstos as conclusões de seis gasodutos na região Sudeste: Campinas-Rio (SP-RJ), Japeri-Reduc (RJ), Gasduc III (RJ), Gastau (SP), Gasbe II (RJ-MG), Paulinia – Jacutinga (SP-MG); estes gasodutos totalizam mais de 1.000 km de extensão.

A extensão dos gasodutos da TBG totaliza 3.150 km (557 km na Bolívia e 2.593 km no Brasil), com 18 estações de compressão. Sua capacidade é de 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia; desde 2007 o gasoduto está operando em seu limite de capacidade.

A transportadora TSB possui apenas 50 km de rede de gás natural (trechos 1 e 3). As obras de extensão do trecho 2, de 565 km, foram paralisadas. O trecho 1 é responsável pela importação de gás natural da Argentina, visando o abastecimento da térmica AES Uruguaiana (capacidade de 640 MW). Quando o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 2) se completar,

será possível aumentar a capacidade de produção da usina Termo Canoas dos atuais 160 MW para 500 MW, e também abastecer a Termo Gaúcha, também com capacidade de 500MW. A crise de abastecimento de gás natural que a Argentina sofre atualmente, aliado à instabilidade econômica e política do país, podem ser consideradas como as grandes responsáveis pela interrupção da construção do trecho 2.

O último gasoduto em operação existente é o da empresa Gás Ocidente, que liga a Bolívia até Cuiabá, no Mato Grosso. A extensão deste gasoduto é de 283 km, e é responsável por abastecer a Termelétrica Mario Covas (em Cuiabá), com capacidade de geração de 480 MW.

7.4 Considerações Finais

Conforme já descrito na introdução deste capítulo, o excesso de capacidade e de molécula de gás natural são condições necessárias para que a competição se desenvolva na cadeia do gás natural (IEA, 1998).

Este capítulo mostrou evidência de que em 2011 haverá sobra de gás natural no país, bem como nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. No ano de 2011 os estados de São Paulo e Rio de Janeiro já terão as atividades de comercialização liberalizadas para grandes consumidores industriais e termelétricas, conforme prevê a regulação de ambos os estados.

Esta evidência responde a pergunta principal deste capítulo: Haverá excesso de capacidade e disponibilidade de gás natural no Brasil nos próximos anos?

De acordo com o cenário otimista proposto na projeção logística desta tese, em 2011 possivelmente haverá um excedente de gás de pelo menos 14,4 mmc/dia (128,9 – 114,5). Como as térmicas a gás natural não são utilizadas na base de geração de eletricidade do país, possivelmente o excedente na maior parte do ano será maior do que isso.

De acordo com o Plano Decenal de Energia 2007-2016 elaborado pela EPE, para o ano de 2011, espera-se um excedente de oferta de gás natural entre 14,7 mmc/dia e 15,6 mmc/dia para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país.

CAPÍTULO 8

UM ARCABOUÇO LEGAL E REGULATÓRIO PARA O ESTÍMULO DA COMPETIÇÃO E O DESENVOLVIMENTO DA INFRA-ESTRUTURA DE GÁS NATURAL DO BRASIL

O presente capítulo pretende elaborar o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil, considerando-se o atual estágio de desenvolvimento desta indústria no país. O ponto chave para esta resposta reside numa análise sobre a Lei do Gás 11.909/09, sancionada pelo Presidente da República em 04 de março de 2009. Com base numa análise crítica desta Lei, e corroborado pelos capítulos 3, 4, 5, 6 e 7, é possível chegar a uma proposta adequada para o país.

O capítulo 3 realizou uma fundamentação teórica, e buscou responder em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica uma regulação mais rígida, em quais etapas da cadeia do gás natural se justifica a introdução da competição, e se há evidências teóricas e empíricas da influência do processo de reformas nos investimentos.

O capítulo 4 descreveu a indústria do gás natural no Brasil, incluindo o marco inicial da Lei 9.478/97, e a evolução do mercado e a regulação no País, procurando descrever as particularidades do mercado e regulação no Brasil.

O capítulo 5 realizou uma pesquisa bibliográfica, descrevendo os elementos básicos no processo de reformas do setor de gás natural no exterior, e seus rebatimentos no mercado.

Puderam-se notar algumas medidas chaves que foram coincidentes no processo de reestruturação em todos os países pesquisados, como: o livre acesso não discriminatório à infra-estrutura de transporte, distribuição e armazenamento de gás; a regulação tarifária das atividades de transporte; a transparência de informações através de boletins diários com informações sobre a capacidade dos gasodutos e contratos firmados.

O capítulo 6 descreveu a experiência brasileira na reestruturação do setor elétrico, iniciando-se com a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (projeto Re-seb), para uma posterior descrição do novo modelo do setor. Este capítulo procurou descrever quais foram os aspectos positivos e negativos do processo de reformas do setor elétrico no Brasil que podem ser aproveitados no processo de reforma do setor de gás natural.

O capítulo 7 realizou a projeção da oferta e da demanda de gás natural no Brasil, para verificar se a partir de 2011 há possibilidade de excesso de capacidade e a disponibilidade de gás natural no país – estas são duas condições vitais para que a competição se estabeleça efetivamente (IAE, 1998). No cenário otimista com relação à expansão da demanda que foi considerado, possivelmente haverá sobra de gás natural em 2011 no Brasil. Ambos os cenários elaborados pela EPE também evidenciam esta situação para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e também para o Brasil, o que favoreceria o desenvolvimento da competição.

O presente capítulo pretende propor elementos que favoreçam a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil. Primeiramente, o processo de formação da Lei do Gás 11.909/09 é descrito. Posteriormente as opiniões dos principais agentes do governo e de mercado sobre esta Lei são sumarizadas. Com base nos capítulos anteriores e nas seções 8.1 e 8.2 do presente capítulo, é possível analisar criticamente Lei do Gás 11.909/09. Após esta análise crítica, são sugeridas algumas modificações.

8.1 Lei do Gás

PL 334/2007

Em Junho de 2005, Senador Rodolpho Tourinho apresenta o PLS 226/2005, que trata da matéria de uma Lei do Gás. Em Agosto de 2006, o projeto do Senado é aprovado pela Comissão de Assuntos Econômicos e pela Comissão de Constituição Justiça e Cidadania (CCJ). Em Março de 2007, o projeto é enviado à Câmara dos Deputados, e é renomeado para PL 334/2007. O Projeto destacava os seguintes pontos:

1) O Transporte Dutoviário

O regime de outorga defendido pelo PL 334/07 é o de concessão, por ser, na visão do senador, um regime de outorga mais transparente. Com relação aos gasodutos existentes, o período de exclusividade seria algo entre 8 e 15 anos. Após este período, o gasoduto passaria automaticamente para o proprietário, sem licitação, com um novo prazo de concessão, que seria calculado pelo Poder Público. No caso dos gasodutos enquadrados pela CDE (sem viabilidade econômica), o período de exclusividade seria de 15 anos. Para gasodutos novos, não haveria um prazo de exclusividade, sendo estes licitados a partir do critério da menor receita.

No regime de concessão, seriam fixadas as regras tarifárias, que estariam explicitadas em contratos, e que seriam determinadas pelo processo de licitação. O regulador (ANP) estabeleceria uma metodologia com garantia de receita anual para o investidor e com mecanismos de revisão tarifária que assegurassem o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A definição da construção de novos gasodutos seria realizada através de um planejamento participativo, já que o Poder Executivo definiria os novos gasodutos a serem construídos com base em estudos setoriais e técnicos desenvolvidos por quaisquer agentes interessados.

2) O Livre Acesso

Os transportadores devem permitir o acesso não discriminatório a terceiros interessados na contratação de capacidade de transporte, excluindo-se o período de exclusividade para os gasodutos em operação ou no estágio de instalação.

3) Desverticalização

O PL 334/07 define que o transportador e o armazenador não podem comprar e vender gás natural com fins comerciais; e são consideradas integradas as empresas que exercerem (i) a atividade de transporte e que participarem, com mais de 20%, do capital de outras empresas que exerçam qualquer das atividades de produção, armazenagem e comercialização de gás natural; e (ii) qualquer das atividades de produção, armazenagem e comercialização de gás natural e que participarem, com mais de 20% do capital de outras empresas que desempenhem a atividade de transporte. Esse projeto de lei prevê ainda que, respeitados os contratos de concessão, uma mesma empresa, desde que atuante em áreas remotas ou de fronteira, poderá exercer simultaneamente as demais atividades.

4) O papel da ANP e o Operador Nacional do Sistema de Gás Natural (ONGÁS)

A ANP seria a responsável por elaborar os editais, as licitações e os contratos. O acompanhamento e movimentação do sistema seria efetuado por um operador nacional do sistema de gás – ONGÁS -, a ser introduzida dentro do Operador Nacional do Sistema (ONS) para realizar o acompanhamento e movimentação de gás natural na malha de gasodutos, devendo articular-se com a ANP. As atribuições acima citadas seriam transferidas da ANP a ONGÁS.

Em Março de 2007, o projeto foi enviado à Câmara dos Deputados para ser avaliado com o projeto do governo por uma comissão especial, que concluiu pela elaboração de um projeto unificado. Por este motivo, o PL 334/2007 foi arquivado pela Câmara dos deputados. Contudo, alguns elementos foram aproveitados na elaboração do PL 6.673/2006 da câmara (PLC 90/2007 no senado).

Lei 11.909/09

O Projeto de Lei Nº 6.673 foi apresentado pelo governo em Março de 2006. Em janeiro de 2008, o PL 6673/2006 é enviado ao Senado, recebendo a designação de PLC 90/2007. O projeto enfoca a movimentação, estocagem e comercialização do gás natural. É importante frisar que a versão final do PLC 90/2007, que culminou na Lei 11.909/09, é resultado de uma evolução do

projeto inicial, que reflete as negociações e acordos feitos entre Petrobrás, Abegas, ANP, Abrace, e outros agentes, além de elementos do PL 334/2007. A opinião destes agentes é detalhada na seção seguinte.

De acordo com a última versão do PL 90/2007, sancionada pelo Presidente da República como Lei 11.909/09, os cinco principais pontos a serem destacados são:

1) O Transporte Dutoviário

Primeiramente, caberá ao Ministério das Minas e Energia (MME): i) propor, por iniciativa própria ou por terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados; ii) estabelecer as diretrizes do processo de contratação de capacidade de transporte; e iii) definir o regime de concessão ou autorização; iv) fixar o período de exploração exclusiva da capacidade contratada pelos carregadores iniciais⁴⁰.

A licitação para a concessão, ou a outorga de autorização, para o exercício da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos, será precedida de chamada pública para a contratação de capacidade, com objetivo de identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva.

É importante ressaltar que, para gasodutos existentes, os contratos de autorização serão respeitados, bem como as tarifas. Para novos gasodutos autorizados, a tarifa será proposta pelo transportador e aprovada pela ANP.

No processo de licitação para gasodutos concedidos, a proposta da empresa transportadora vencedora será a de menor receita anual. As tarifas de transporte a serem pagas pelos carregadores em gasodutos sob o regime de concessão serão estabelecidas pela ANP, aplicando a tarifa máxima fixada no processo de chamada pública.

⁴⁰ Carregador inicial é aquele cuja contratação de capacidade de transporte tenha viabilizado, ou contribuído para viabilizar, a construção do gasoduto, no todo ou em parte.

O acesso aos gasodutos de transporte dar-se-á por contratação de serviço de transporte firme em capacidade disponível⁴¹, interruptível em capacidade ociosa⁴², e extraordinário⁴³ em capacidade disponível.

Empresas transportadoras realizarão exclusivamente esta atividade, podendo também realizar atividades de estocagem de gás natural.

2) O Livre Acesso

Para gasodutos concedidos, caberá ao MME, ouvida a ANP, fixar o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte. O acesso a terceiros aos dutos de transporte será regulado, sendo facultado o estabelecimento de um período de exclusividade para os agentes que viabilizam a construção deste duto.

Para os dutos existentes, em construção ou em processamento ambiental, o período de exclusividade será de 10 anos após a aprovação desta Lei; neste período, as tarifas serão aplicadas de acordo com a empresa transportadora. O acesso a terceiros pode ser negociado neste período.

Para novos gasodutos autorizados, o livre acesso será negociado, contudo, as tarifas devem ser aprovadas pela ANP.

3) Desverticalização

Exige-se apenas a separação contábil das atividades de produção, transporte e carregamento de gás natural.

Empresas transportadoras realizarão exclusivamente esta atividade, podendo também realizar atividades de estocagem de gás natural.

4) Reforço das Atribuições da ANP

⁴¹ Capacidade disponível é a parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte que não tenha sido objeto de contratação sob a modalidade firme

⁴² Capacidade ociosa é a parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte contratada e que, temporariamente, não esteja sendo utilizada

⁴³ Serviço de transporte extraordinário é a modalidade de contratação da capacidade disponível, a qualquer tempo, e que contenha condição resolutive, na hipótese de contratação da capacidade firme disponível.

Dentro da visão de fortalecimento da Agência Nacional de Petróleo, a proposta é que sejam mantidos os registros de contrato de comercialização de gás natural em toda a sua área de competência. A outra parte de comercialização entre Estados é obrigatória, e está se prevendo, na lei, que a ANP mantenha esses registros. Cabe à ANP caracterizar claramente as reservas de gás natural que serão comercializadas (os volumes a serem ofertados); a condução do processo licitatório de novos projetos e ampliação das capacidades dos gasodutos transportes; a instalação dessa estocagem; a supervisão da movimentação do gás na rede de transporte; a coordenação em situação caracterizada como de emergência; a monitoração das capacidades de transportes existentes que não estejam sendo utilizadas e as modalidades possíveis de sua contratação.

8.2 Opinião de diversos agentes do mercado e governo

Conforme descrito na seção 8.1, a Lei 11.909/09 é resultado de uma evolução do projeto inicial, que reflete as negociações e acordos feitos entre Petrobrás, Abegas, ANP, Abrace, e outros agentes de mercado, além de elementos do Projeto de Lei PL 334/2007. Abaixo são transcritas as opiniões da Petrobrás, Abegás, ANP e Abrace, para que seja possível mapear os interesses destes agentes na elaboração da proposta final da Lei 11.909/09.

Petrobrás

A Petrobrás, representada pelo seu presidente, Ilmo. Sr. José Sérgio Gabrielli de Azevedo, expôs a opinião da empresa na Audiência Pública Nº0416/07, em 18/04/2007, sobre alguns aspectos da indústria do gás natural no Brasil e no mundo, além de alguns pontos que considerou relevantes sobre uma provável Lei do Gás. De acordo com o presidente da empresa:

“ ...Tanto o gasoduto quanto o transporte de gás natural liquefeito exigem volumes de investimentos bastante elevados no transporte. Essa é uma diferença importante, porque isso condiciona o comportamento e o funcionamento do mercado de gás de forma distinta do mercado do petróleo. A maior parte do investimento no mercado do petróleo está na produção e

no processamento, enquanto que no mercado de gás o transporte é um elemento fundamental dessa indústria.

Mais ainda, o gás é um produto que, do ponto de vista do consumidor, tem mais substitutos do que outros. A energia elétrica, por exemplo, praticamente não possui substitutos. Já o gás natural encontra substitutos no óleo combustível, no óleo diesel, no GLP, no carvão ou em outros componentes. Portanto, temos vários substitutos para o gás natural, o que dá à indústria do gás uma composição interessante, sendo que o investimento exige contratos longos — altamente de capital intensivo —, mas o preço da demanda é determinado pelo custo do produto alternativo ao uso do gás e não ao custo de produção e de infra-estrutura do gás. Ou seja, tal mercado depende fortemente da existência de alternativas, o que vai definir como será a remuneração dos investimentos realizados no mercado de gás.

Há um crescimento extremamente acelerado da demanda de gás. Ou seja, estamos na fase da infância da indústria de gás no Brasil. Essa fase, portanto, como em toda indústria nascente, é de transição e envolve um conjunto de desafios, riscos e elementos regulatórios, tornando importante que levemos em conta o contexto geral da indústria de gás no Brasil.

Dentro do regime de exploração ou regime de outorga discute-se a concessão e a autorização, 2 regimes legais que permitem acesso a esses tipos de serviços. Isso tem implicações distintas constitucionais, tem implicações distintas referentes à legislação, à regulação, à responsabilização, às definições das responsabilidades das diversas partes desses tipos de contrato. No que se refere à exploração e à produção, temos concessão através de leilões anuais da ANP; temos autorização no tratamento, processamento, liquefação e regaseificação; temos autorização e concessões no transporte por gasoduto, e temos e concessões na distribuição a partir do monopólio estadual, definido pela Constituição brasileira.

No que se refere à autorização há preservação da situação atual, ou seja, existe atualmente uma série de autorizações. A manutenção dessas autorizações preserva os direitos dos proprietários; garante uma estabilidade regulatória; mantém para os novos dutos o mesmo regime para os já existentes; é um processo mais ágil e permite que haja uma atividade empreendedora de quem queira assumir o risco maior para a criação de novos dutos. Sem dúvida, a autorização é mais arriscada para o investidor, mas ela, ao mesmo tempo, permite ao

investidor que queira assumir esse risco a possibilidade de entrar em diversas áreas; otimiza a integração e a gestão de projetos de produção de gás.

A concessão, por seu turno, é uma forma de outorga de iniciativa do Poder Executivo. Portanto, obriga o Poder Executivo a se comprometer mais com os resultados da concessão. Significa aumento do risco, pois o Poder Público se compromete a garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Aumentando a responsabilidade do Poder Público, diminui, conseqüentemente, o risco do investidor privado, ou daquele que queira assumir esse risco.

Do ponto de vista do acesso a terceiros, há 2 tipos de situações no transporte: os gasodutos, que levam o gás, cujo acesso é negociado. Havendo possibilidade, espaço na infraestrutura, há uma tarifa negociada entre o transportador e o dono da molécula, conseqüentemente, há um processo de negociação de acesso a esses gasodutos.

Em média, são necessários 5 anos até que o gasoduto atinja sua plenitude. A rampa de alcance desse gasoduto é em torno de 5 anos. Então, o período de 15 anos seria adequado para a remuneração do investimento na área dos gasodutos.”

Cada tipo de gasoduto, a nosso ver, deveria ter um regime de outorga, uma forma de regulação que tivesse significado econômico, de eficiência para o sistema. Queremos um sistema que atraia investimentos, que viabilize a entrega da molécula a custos economicamente viáveis para o consumidor, e que permita a expansão da utilização desse gás no ritmo necessário para atendimento ao mercado e para viabilizar o escoamento da produção.

Nos EUA e na União Européia houve um primeiro momento de completa abertura do mercado, de fatiamento dos diversos segmentos do mercado, portanto, a idéia do livre acesso como elemento fundamental. Com a rede montada e o processo de maturação da indústria (mercados interligados, com produção e transporte definidos), a economia de escala atinge todos os segmentos e o conceito de livre acesso torna-se um elemento importante para o funcionamento integral da indústria. Essa fase de quebra dos monopólios existentes tinha como pressuposto atrair novos investimentos e viabilizar novos agentes atuando nas diversas áreas, de forma a ampliar a capacidade. Não foi isso o que ocorreu na Inglaterra, nem na Europa como um todo. Observa-se recentemente um retorno à idéia de que é preciso preservar o retorno do investidor, de quem investiu para construir a infraestrutura, reduzindo a percepção de risco, a

possibilidade de se arriscar mais fazendo um investimento muito pesado em construção de infra-estrutura. Levantamentos preliminares indicam que esses gasodutos cobrem uma extensão superior a 6 mil quilômetros na Europa, transpondo ambientes variados e diversificados (mares, cadeia de montanhas, etc) com uma estrutura que envolve investimentos intensivos de capital em regiões como a Rússia, China, etc.

Por exemplo, o BBL, gasoduto Balgzand Bacton Line, em operação desde 2006, é estruturante na Europa, basicamente entre Inglaterra e Holanda, tem exclusividade de 15 anos.

Diversas agências reguladoras vem atuando no sentido de estimular o envolvimento de diversos protagonistas (empresas, investidores, etc.). O Federal Energy Regulatory Commission, nos Estados Unidos, hoje responsável pela expansão no mercado de Gás Natural Liquefeito — GNL, principalmente na regulação de infra-estrutura de transporte por navios em unidades de regaseificação. Nos Estados Unidos, a cláusula de livre acesso nesses terminais foi removida a fim de viabilizar o investimento e diminuir o risco das empresas envolvidas na construção desses terminais.

Na Inglaterra, a Office of Gas Energy and Electricity Markets tem exclusividade nos terminais de regaseificação. O Conselho Ministerial de Energia da Austrália definiu em 15 anos o prazo de exclusividade para os novos gasodutos.

É importante manter a autonomia das agências reguladoras, de tal maneira que tenhamos as garantias para esses investimentos. A Lei do Gás deve ser uma lei simples, objetiva, que trace as diretrizes que viabilizem a expansão do mercado, sem cercear a atividade empreendedora, a atividade de investimento e a assunção de risco, mas deve ser possível um arcabouço em que o investidor seja capaz de mensurar o risco a que está exposto e tenha garantias de estabilidade das regras.”

Agência Nacional do Petróleo (ANP)

A ANP, através da Audiência Pública N°0260/07, em 28/03/2007, e em diversos eventos, demonstrou sua opinião em relação a uma Lei do Gás para o setor.

Em virtude da exigência legislativa de que a ANP regulará a preferência, a ANP aprovou a Resolução nº 27, de 2005, que diz que as novas instalações de transporte dutoviário de gás natural possuirão prazo de proteção de 6 anos.

“ Com relação ao regime de outorga, levando-se em conta que a atividade de transporte por dutos tem característica de monopólio natural, as opiniões da ANP sobre esse assunto, considerações que expomos à consideração de V.Exas., são no sentido de que a autorização deveria prevalecer para as atividades definidas nos 2 projetos, excluídos o transporte em dutos e o armazenamento. A concessão prevaleceria para o transporte em dutos e armazenagem. A ANP diz que deveria ser evitada a dualidade autorização ou concessão e os riscos de subjetividade na escolha. Isto porque na hora em que se admite que o transporte em dutos é submetido a um regime de autorização ou de concessão e que isso será definido posteriormente, a cada caso concreto, não haverá critério estabelecido.

Com relação às participações cruzadas, em relação ao projeto do Senado, deveriam ser melhor definidas o que é empresa pequena e empresa média, senão torna-se aleatório, passível de diferentes interpretações a cada instante; deveriam também ser caracterizadas as áreas remotas ou de fronteira. O PL 334/07 defende, ainda que por prazo determinado, uma transferência de atribuições da ANP para a ONS, instituição do setor elétrico. A ANP tem a prerrogativa de fiscalizar o transporte de gás natural, assim como a garantia do suprimento do energético. De acordo com a ANP, o órgão vem se capacitando cada vez mais para cumprir esta missão, já tendo estruturado o seu Centro de Monitoramento de Gás Natural (CMGN), com dados históricos sobre o transporte de gás natural. Por este motivo, a ANP não vê sentido para que um novo órgão opere o sistema”.

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGAS

A ABEGÁS é uma Associação fundada em 1990, com o objetivo principal de integrar e representar a indústria do gás canalizado, principalmente as concessionárias estaduais de distribuição. A ABEGÁS também representa o Brasil na International Gas Union (IGU), uma organização mundial que tem como objetivo promover o avanço técnico e econômico da indústria do gás natural nos cinco Continentes.

As opiniões da ABEGAS são descritas a seguir, e são baseadas em participação em Audiência Pública Nº 0379/07, de 14/04/2007, e numa apresentação para a associação comercial do Rio de Janeiro, em 27 de Março de 2006. Na Audiência Pública, a ABEGAS representava 5 entidades: a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres — ABRACE; a Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro — ABIVIDRO, que congrega os produtores de vidro; o Instituto Brasileiro de Siderurgia — IBS; a Associação Brasileira da Indústria Química — ABIQUIM, que reúne as indústrias químicas; e a Associação Brasileira do Alumínio — ABAL, que reúne as indústrias de alumínio. Essas 5 entidades consumiram 44% de todo o gás natural comercializado em 2005 no Brasil (19,4 milhões de m³/dia).

“Quanto ao regime de outorga da atividade de transporte, a ABEGAS defende que o transporte de gás natural, monopólio da União, deverá ser, em nossa opinião, objeto de contrato de concessão, cabendo à União estabelecer as condições e critérios para outorga, de modo a abranger, entre outros, períodos de exclusividade para os gasodutos de transporte existentes ou em fase de implantação quando da edição do marco regulatório. A movimentação de gás natural em gasodutos de transferência ou de produção para atendimento de interesse específico e exclusivo de seu proprietário poderá, sim, ser feita — somente neste caso —, mediante autorização, sendo vedada a sua utilização para usos e processos produtivos comerciais.

Aliado ao mercado secundário, que deveria ter uma regulamentação específica no sentido de prover mais transparência, liquidez e agilidade. A ABEGAS sugere a instituição de uma câmara de comercialização destinada à contabilização da oferta e demanda do gás natural contratado e a contratar em todo o território nacional.

Com relação à operacionalização, a ABEGAS sugere a criação da ONGÁS. Entretanto, este órgão seria diferente em projeto de lei aprovado no Senado Federal, devido a uma completa e inadmissível subordinação do gás ao sistema elétrico, ao delegar para a ONS a incumbência de supervisionar a movimentação do gás natural. A proposta da ABEGAS é no sentido de que a Lei do Gás promova a instituição da ONGÁS, cujas tarefas, inicial e transitoriamente, deveriam ser desenvolvidas pela ANP ou até perpetuadas por ela, mas não pela ONS.

Sobre a desverticalização das atividades, a ABEGAS defende o fortalecimento da competitividade e da expansão setorial, por meio da redução de concentração do exercício das atividades por agentes atuantes em toda a cadeia produtiva. A idéia é incluir comandos destinados a desverticalizar as atividades de produção, transporte e comercialização de gás natural”.

ABRACE

A Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica e de Consumidores Livres, elaborou o documento “Aspectos Econômicos do Mercado de Gás Natural e o PLC 90/2007”, em que a entidade defende algumas modificações no projeto de lei atualmente em trâmite na CCJ.

“ Na visão da ABRACE, a pretendida expansão do mercado de gás natural somente ocorrerá se forem implantadas medidas que propiciem a realização e o retorno dos investimentos realizados, destacando-se as seguintes:

- a) Permitir que consumidores possam investir na importação e/ou produção do gás natural e utilizá-lo para seu próprio consumo, valendo-se de gasodutos próprios (de uso exclusivo) ou de gasodutos de terceiros - autoconsumo;*

A figura do autoprodutor contribui para contestar os preços cobrados nas margens de transporte e distribuição (no atual modelo não existem tarifas reguladas de uso do sistema de transporte e distribuição), reduzindo a assimetria de informação entre regulador e regulado, e se justifica no sentido de fomentar a eficiência produtiva e dinâmica.

- b) *Permitir que consumidores de grande porte possam adquirir o gás natural diretamente de outros produtores ou comercializadores – livre comercialização;*

O consumidor livre é uma figura que deve ser incentivada para que os novos investidores na produção possam encontrar alternativas de mercado para a venda do gás natural produzido. Vale lembrar que as empresas do segmento de distribuição - que hoje erroneamente se confunde com a comercialização, por conjunturalmente deter monopólio físico na movimentação do gás natural- possuem em sua maioria participações cruzadas de outros agentes que também atuam nos segmentos de produção e transporte. Mesmo no caso da instituição de um livre acesso à rede de transporte, caso não exista por parte dos órgãos competentes poder de enforcement, isto caracterizará maior barreira à entrada para a venda de gás natural por outro produtor.

- c) *Garantir o acesso dos consumidores também aos gasodutos de transporte – livre acesso.”*

Neste contexto, vale destacar que as normas que regem o Setor Elétrico Brasileiro, cuja analogia se faz pertinente também por envolver indústrias de rede, previram a figura do consumidor livre e o livre acesso dos agentes produtores e daqueles consumidores tanto aos sistemas locais de distribuição, quanto diretamente aos sistemas de transmissão. Esta garantia de acesso é relevante porque afasta eventual abuso por parte dos agentes detentores das instalações, preterindo alguns em detrimento de outros.

Portanto, os principais aspectos da lei defendidos pela Associação são a permissão para produção e importação para consumo próprio; o livre acesso aos gasodutos de transporte; e a distinção entre as atividades de comercialização e distribuição de gás.

A tabela 8 resume os principais pontos abordados pelos agentes de governo e mercado com relação a Lei do Gás. Alguns destes pontos foram considerados na proposta final da Lei 11.909/09, como a adoção do regime de concessão, no geral, e autorização, para alguns casos; a definição do período de exclusividade, que por se tratar de item controverso, será estudado pelo órgão regulado caso a caso; a importância da regulação tarifária nas atividades de transporte de gás natural; e a ANP como operador do sistema.

A opinião dos diversos agentes de mercado deixou claro os desejos e anseios da Petrobrás, ANP, ABEGAS e ABRACE.

A Petrobrás, por dominar o mercado upstream, conforme evidenciado em Martins (2006), defende a manutenção da maior parte da Lei 9.478/97, que permitiu com que houvesse o desenvolvimento da então incipiente indústria do gás natural no Brasil. A empresa não opinou explicitamente sobre alguns que poderiam enfraquecê-la ou diminuir seu controle de preços sobre as atividades de transporte, mas defendeu um período de exclusividade de 15 anos.

A ANP defendeu um maior reforço de suas atribuições no que tange a operação do sistema, o processo de outorga de concessões e a regulação tarifária. O período de exclusividade considerado pela ANP é de 6 anos.

A ABEGAS, por representar as distribuidoras estaduais, defende a competição, a regulação tarifária das atividades de transporte e transparência de informações da cadeia *upstream*, para que as distribuidoras tenham mais opções de compra da *commodity* gás e dos serviços de transporte. Defendem um operador independente de gás natural, que não a ANP.

A ABRACE, por representar os grandes consumidores de energia, defende maior flexibilidade para a compra de gás e a regulação para as atividades de transporte; defende também a desverticalização das atividades da cadeia de gás, o livre acesso e a permissão da construção de gasodutos para o auto-consumo.

Tabela 8: resumo dos principais pontos abordados pelos agentes de governo e mercado com relação a Lei do Gás

	Petrobrás	ANP	ABEGAS	ABRACE
Regime de Outorga para gasodutos de transporte e atividades de armazenamento	Autorização	Concessão	Genericamente Concessão. Autorização apenas para gasodutos de transferência	sem opinião explícita
Acesso e prazo de carência	15 anos de exclusividade	6 anos de exclusividade	sem opinião explícita	livre acesso e permissão para a construção para o autoconsumo
Tarifas	sem opinião explícita	Tarifas reguladas	Tarifas reguladas	Tarifas reguladas
Participações cruzadas	sem opinião explícita	Necessidade de se evitar participações cruzadas ao longo da cadeia. Sugere mais clareza nos 2 Projetos de Lei	Necessidade de se evitar participações cruzadas ao longo da cadeia	Desverticalização das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de gás natural
Operador do sistema	Agência Nacional do Petróleo (ANP)	Agência Nacional do Petróleo (ANP)	Criação de um Operador do Sistema Nacional de Transporte de gás (ONGÁS) disjuncto à ONS	sem opinião explícita

8.3 Avaliação crítica da Lei do Gás e elaboração de algumas novas propostas

A presente seção pretende analisar criticamente a Lei 11.909/09, conhecida como Lei do Gás. Esta análise se baseia na fundamentação teórica efetuada no capítulo 3; nas particularidades do mercado, legislação e regulação do Brasil que foram detalhados no capítulo 4; na experiência internacional efetuada no capítulo 5; e na experiência brasileira na reestruturação do setor elétrico realizada no capítulo 6.

A tabela 9 compara a Lei 9.478/97 com a Lei 11.909/09, e as subseções seguintes analisam criticamente a Lei 11.909/09, buscando defender algumas novas propostas.

Tabela 9: comparação da Lei 9.478/97 com a Lei 11.909/09

	Lei 9.478/97	Lei 11.909/09
Regime de Outorga para gasodutos de exploração e produção	Concessão, mediante a leilões da ANP	Não modifica a Lei 9.478/97
Regime de Outorga para gasodutos de transporte e atividades de armazenamento	Autorização	Autorização ou concessão (definido pelo MME)
Planejamento da expansão	Empresa	Determinativo (MME)
Acesso e prazo de carência	Não há prazo de carência, e o acesso de terceiros é permitido, devendo ser negociado entre as partes	Gasodutos novos concedidos e autorizados: a ser definido pela ANP. Gasodutos autorizados: 10 anos
Tarifas	Gás nacional e importado: tarifas negociadas entre os agentes (desde 31/12/2001)	Tarifas reguladas para gasodutos novos (concedidos ou autorizados)
Participações cruzadas	Exige separação contábil das atividades de produção e transporte	Empresas transportadoras realizarão exclusivamente esta atividade, podendo também realizar atividades de estocagem de gás natural. Separação contábil apenas
Operador do sistema	Agência Nacional do Petróleo (ANP)	Não modifica a Lei 9.478/97
Mercado Secundário	Não prevê	Não prevê

Regime de outorga para as atividades de exploração e produção de gás natural

De acordo com ANP (2002), cabe à ANP, como órgão regulador do setor, promover estudos visando à delimitação de blocos e também as licitações para concessão de exploração, desenvolvimento e produção; celebrar, em nome da União, os contratos delas decorrentes; e fiscalizar a sua execução. É o órgão regulador que é o responsável pela definição dos blocos a serem licitados, tendo como base estudos geológicos efetuados nestas áreas.

Conforme descrito no capítulo 3, as atividades de exploração e produção, ainda que possuam custos marginais elevados e os chamados custos não recuperáveis em sua composição, não podem ser consideradas como monopólios naturais (IEA, 1998). Ainda que existam ganhos de escala, são necessárias características de sub-aditividade para que haja a caracterização de um monopólio natural (Joskow 2005).

Dada a característica competitiva das atividades de exploração e produção de gás natural, qual seria sua melhor configuração?

Conforme descrito no capítulo 5, o desenvolvimento da competição nas atividades de exploração e produção em países como os Estados Unidos e Reino Unido foi fomentado pelo dinamismo do regime vigente. Nos Estados Unidos, é necessário apenas que o detentor da terra entre em acordo com a empresa de exploração/produção para que se inicie o empreendimento; o governo americano simplesmente monitora e recolhe os royalties inerentes ao processo (GLG, 2007a). No Reino Unido, é necessário apenas que as empresas que desejam explorar ou produzir gás natural cumpram os requisitos e regras vigentes para a obtenção da licença. Os riscos em ambos os países são assumidos pelas empresas (GLG, 2007).

No Brasil, o processo de outorga de blocos é um processo competitivo, mas também reforça um papel mais ativo do Estado.

Desde a instituição, em 1997, do atual regime regulador para o setor até 2007, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 12,6 bilhões de barris; as reservas provadas de gás natural cresceram de 228 bilhões de m³ para 365 bilhões de m³. A produção anual de petróleo, no mesmo período, aumentou de 316 milhões de barris para 669 milhões de

barris (volume que marcou a auto-suficiência do Brasil em produção de petróleo) e a produção anual de gás natural passou de 9,8 bilhões de m³ para 18,2 bilhões de m³ (ANP, 2009).

O arcabouço institucional do Brasil para o setor de petróleo e gás natural, ao atender aos objetivos de ampliação do conhecimento sobre o potencial do País em hidrocarbonetos e, como resultado, de incremento das reservas e da produção, constitui hoje uma referência para os estudos e debates em vários países sobre a reforma do papel do Estado nesse setor (ANP, 2009).

De acordo com a ANP, os principais objetivos da licitação de blocos exploratórios e produção são:

- Permitir melhor planejamento de longo prazo às empresas de aquisição de dados e às empresas operadoras
- Elevar o número de participantes de mercado de exploração e produção (E&P) no Brasil
- Criar um calendário de licitações, reduzindo o intervalo entre elas;
- Maior dinamismo e competição no mercado, incentivando a participação de pequenas e médias empresas
- Modelo de continuidade o longo prazo

Dado o caráter estratégico do gás natural como energético para o Brasil, e tendo a ANP como um de seus objetivos o desenvolvimento da competição nas atividades de E&P, o que inclui um modelo de continuidade em longo prazo, não há razão aparente para sua modificação. Ainda que a competição não tenha se desenvolvido efetivamente em atividades de E&P de gás natural, conforme ilustrado em Martins (2006), o atual arcabouço legal e regulatório nas atividades de transporte e distribuição no país inibe a participação de outros agentes, conforme demonstrado no capítulo 4.

Regime de outorga para as atividades de transporte de gás natural

De acordo com a Lei 9.478/97, gasodutos de transporte são regidos pelo regime de autorização.

A seção 8.2 detalhou a Lei 11.909/09, que diz que caberá ao Ministério das Minas e Energia (MME): i) propor, por iniciativa própria ou por terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados; ii) estabelecer as diretrizes do processo de contratação de capacidade de transporte; e iii) definir o regime de concessão ou autorização; iv) fixar o período de exploração exclusiva da capacidade contratada pelos carregadores iniciais. A licitação para a concessão, ou a outorga de autorização, para o exercício da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos, será precedida de chamada pública para a contratação de capacidade, com objetivo de identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva.

É explícito o caráter determinativo desta Lei, provendo ao MME o poder discricionário da construção de gasodutos, bem como seu regime de funcionamento (autorização ou concessão). Ainda que haja diretrizes para que seja escolhido o regime de autorização, o modelo híbrido concessão/autorização desta proposta poderia dar a percepção de risco regulatório para o investidor. De acordo com Pedell (2006), o regime regulatório é essencial para incentivar os investimentos e proteger os consumidores ou usuários; por este motivo, há a necessidade de um cuidado extra na elaboração ou mudanças na regulação, principalmente durante o processo de liberalização e reestruturação de mercados. O risco regulatório deve ser mitigado através do estabelecimento de regras claras, evitando mudanças bruscas no decorrer do tempo

Conforme descrito no capítulo 5, nos Estados Unidos o regime é de autorização (GLG, 2007a), no Reino Unido é necessária apenas uma licença para sua construção (GLG, 2007). Nos Estados Unidos, o regime de autorização e a regulação existente após o processo de reestruturação não impediram que a competição e o investimento em infra-estrutura fossem realizados (Von Hirschhausen, 2008).

A mudança de regime dos gasodutos existentes de autorização para concessão, no Brasil, conforme determina a Lei 11.909/09, é uma modificação drástica e não necessária para o

desenvolvimento da competição e infra-estrutura de gás natural no País; esta mudança poderia aumentar a percepção de risco regulatório, fazendo com que a taxa de retorno do investimento exigida para o investimento aumentasse (o que fatalmente refletiria nas tarifas para o consumidor final).

Com a introdução do regime de concessão, a Lei 11.909/09 diz que haveria ainda a possibilidade de novas autorizações para gasodutos, e a manutenção do regime de autorização dos gasodutos existentes. A configuração do sistema de gasodutos no Brasil se tornaria um modelo híbrido, com trechos concedidos e outros autorizados. Não há relato na literatura de outros países que passaram pelo processo de reestruturação com um tipo de modelo híbrido como este (vide capítulo 5 as experiências americana, britânica, argentina, japonesa e canadense). Este tipo de configuração não é pertinente, já que em diferentes trechos as moléculas de gás estariam sujeitas a regimes regulatórios diferentes, o que no longo prazo possivelmente se tornaria um problema em termos operacionais, já que o arranjo contratual e as condições de acesso em ambos os regimes foram concebidos de maneira diferente na Lei 11.909/09.

Ambos os regimes de concessão e autorização possuem vantagens e desvantagens, mas nenhum pode ser considerado como determinante no que tange o desenvolvimento da competição e da infra-estrutura. A tabela 10 descreve qualitativamente esta questão.

Tabela 10: vantagens e desvantagens dos regimes de autorização e concessão

	Autorização	Concessão
Vantagens	Risco assumido totalmente pela empresa Mais dinâmico	Transparente
Desvantagens	Pouco transparente	Moroso Risco de leilões vazios

A concessão, conforme determina a Lei 11.909/09, é um regime mais determinativo, já que confere ao órgão do governo responsável a prerrogativa de estabelecer os trechos a serem concedidos; há também o risco de haver leilões vazios, sem interessados. A vantagem deste

regime é de ser mais transparente, e geralmente mais participativo, devido à configuração de leilões proposta. No regime de autorização, o risco é totalmente assumido pela empresa que deseja construir o gasoduto, e por ser conduzido pelo próprio interessado, tende a ser um regime mais dinâmico e de mercado, ainda que menos transparente.

Como o regime de autorização é o regime vigente no país, e tende a ser mais dinâmico, uma proposta seria mantê-lo e mitigar suas desvantagens.

A autorização concedida pela ANP para a construção de novos gasodutos poderia ser vinculada a um parecer da Empresa de Pesquisa Energética, que poderia coordenar este processo, contando com a colaboração das distribuidoras estaduais, universidades, centros de pesquisa, comercializadores e consumidores finais (representados pelas associações de classe). A publicidade desta informação seria importante para evitar assimetrias de informação, comum neste tipo de regime (por ser conduzido pela empresa interessada). Os riscos seriam assumidos apenas pelas empresas solicitantes, sem a participação direta do governo.

Este dinamismo é importante para o desenvolvimento da infra-estrutura da indústria de gás no país, já que as condições do mercado de combustíveis tem se mostrado voláteis nos últimos 5 anos, conforme evidenciado nas grandes flutuações de preços do barril de petróleo. O petróleo, conforme descrito na introdução desta tese, funciona como um balizador para os preços do mercado de combustíveis.

Portanto, a proposta seria a manutenção do regime vigente de autorização para a construção de gasodutos de transporte, o que diminuiria a percepção de risco regulatório e possíveis problemas regulatórios futuros na operação do sistema.

Planejamento da expansão

Atualmente, as atividades de planejamento do setor elétrico no Brasil são um misto do planejamento determinativo e indicativo, já que há a elaboração do planejamento indicativo pela EPE, mas há a necessidade de contratação de eletricidade através de leilões (geração e transmissão, por exemplo), que são realizados de forma determinativa. No caso do gás natural, a

situação não é tão diferente assim. Conforme descrito na Lei 9.478/97, as atividades de planejamento são da seguinte forma:

- a) Exploração e produção: áreas licitadas pela ANP, que através de leilões concedem à empresa vencedora a outorga do campo por determinado tempo. Aqui fica evidente a participação direta do governo, através da definição dos blocos a serem licitados. O planejamento da expansão é efetuado pelo governo.
- b) Transporte e armazenamento: a empresa necessita apenas de uma autorização da ANP para a construção de um gasoduto. O órgão regulador pode autorizar ou não sua construção. Desta forma, é a indústria que realiza o planejamento da expansão das redes de transporte e armazenamento.
- c) Distribuição e comercialização: responsabilidade dos Estados, conforme estabelecido na constituição de 1988. Nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, áreas de concessão foram outorgadas à empresas privadas, que efetuam o planejamento de suas atividades. Ainda assim existem alguns compromissos assumidos na assinatura do contrato de concessão, como a substituição de redes antigas, por exemplo. Entretanto, em linhas gerais, são as empresas que realizam as atividades de planejamento da expansão das redes de distribuição.

Portanto, o planejamento da expansão dos gasodutos de transporte era efetuado pela empresa que deseja construir os gasodutos, assumido, assim, os riscos inerentes ao processo.

A Lei 11.909/09 torna este modelo mais determinativo, já que, para os gasodutos concedidos, o trecho do gasoduto e suas dimensões são determinados pelo MME, e licitados através de leilões cujo critério utilizado é o de menor receita anual.

Este planejamento tende a ser semelhante ao planejamento das linhas de transmissão, em que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL é a responsável pela licitação e contratação de linhas de transmissão da rede básica no país. Antes da definição das linhas de transmissão a serem licitadas, existem dois estudos indicativos que são subsídios para esta decisão. O primeiro deles é o Programa de Expansão da Transmissão – PET, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e o segundo estudo é o Plano de Ampliações e Reforços

– PAR, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Após estes estudos, a licitação das linhas é efetuada de forma rígida (distância das linhas, voltagem, etc...), através de um leilão cujo critério utilizado é o de menor receita anual.

Conforme descrito no capítulo 6, o abandono das atividades de planejamento por órgãos do governo no setor elétrico brasileiro foi um dos fatores do racionamento de eletricidade em 2001. Por isso, Bajay (2006) enfatiza a importância da integração do planejamento indicativo com a competição.

A subseção anterior descreveu que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que entrou em cena desde 2003 para retomar as atividades de planejamento do setor elétrico no país, é também a responsável pelo planejamento indicativo de energia no Brasil (o que inclui o gás natural).

Conforme defendido nesta tese, o regime de autorização deveria ser mantido para todos os gasodutos. Diferente de um planejamento determinativo, no regime de autorização este planejamento deveria ser participativo, indicando as tendências de desenvolvimento do mercado de gás natural.

Conforme descrito na subseção anterior, a autorização concedida pela ANP para a construção de gasodutos novos ou expansão dos existentes poderia ser vinculada a um parecer da Empresa de Pesquisa Energética, que poderia coordenar este processo, contando com a colaboração das distribuidoras estaduais, universidades, centros de pesquisa, comercializadores e consumidores finais (representados pelas associações de classe). Desta forma, o planejamento realizado pela EPE mostraria os caminhos esperados do mercado de gás natural, e o mercado por si só poderia decidir em que local desejaria construir gasodutos, assumido os riscos inerentes a esse processo.

Esta prática tende a ser benéfica para todos os agentes envolvidos, inclusive para a empresa que está requerendo a autorização; quanto mais informações com relação ao mercado potencial futuro, menores são os riscos envolvidos no dimensionamento dos gasodutos e retornos esperados do investimento. Um mecanismo como esse evitaria possíveis assimetrias de informação no mercado, em conjunto com a regulação das operações comerciais do sistema (a ser detalhada em outra subseção).

Acesso e prazo de carência

Conforme descrito no capítulo 3, Von Hirschhausen (2008) diz que no geral, a abertura dos mercados *upstream* e *downstream* para a competição favorece investimentos em infra-estrutura, e a regulação do livre acesso pode alterar o comportamento das empresas existentes e entrantes no que tange a investimentos. Contudo, não há consenso na literatura sobre os efeitos da regulação nos investimentos em infra-estrutura, na medida em que os modelos existentes falham, por prover resultados ambíguos (Von Hirschhausen, 2008).

O estabelecimento do livre acesso é fundamental no desenvolvimento da competição (IEA, 1998). O livre acesso provê garantias aos produtores de que o gás produzido será transportado até o consumidor final. Conforme já descrito no capítulo 5, em países como os Estados Unidos e Reino Unido, o livre acesso é não discriminatório, e as informações são sobre capacidade e movimentação de gás natural são disponibilizadas diariamente.

O capítulo 4 detalhou a Lei 9.478/97, que não obriga a detentora do gasoduto a prover o livre acesso; este deve ser negociado entre as partes envolvidas. Um possível investidor na exploração e produção de gás natural que não esteja associado às empresas de transporte de gás dificilmente investiria no país isoladamente, já que este investidor não teria nenhuma segurança de que o gás natural que ele produzisse seria transportado.

O acesso deveria ser não discriminatório e obrigatório, mediante a uma remuneração justa para a empresa transportadora. No Brasil, já houve avanços com relação ao livre acesso. A resolução 27/05 da ANP, em seu Art. 7º, descreve que toda Capacidade Disponível de Transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em Instalações de Transporte deve ser ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação da Capacidade. Este é um importante passo para estabelecimento do livre acesso. Com a possível aprovação de uma Lei do Gás, faltaria apenas a obrigatoriedade, que é um dos elementos amplamente discutidos na elaboração da Lei do Gás.

Conforme descrito na seção anterior, de acordo a Lei 11.909/09, para gasodutos concedidos, caberá ao MME, ouvida a ANP, fixar o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte. O acesso a terceiros aos dutos de transporte será regulado, sendo facultado o estabelecimento de um período de exclusividade para os agentes que viabilizam a construção deste duto. Para os dutos existentes, em construção ou em licenciamento ambiental, o período de exclusividade será de 10 anos após a aprovação desta Lei; neste período, as tarifas serão aplicadas de acordo com a empresa transportadora (o acesso a terceiros pode ser negociado neste período). Para novos gasodutos autorizados, o livre acesso será negociado; contudo, as tarifas devem ser aprovadas pela ANP.

De acordo com a Lei 11.909/09, há espaço para a adoção de diferentes períodos de exclusividade conforme o gasoduto a ser construído. Isto pode ser considerado um avanço com relação a versão anterior deste projeto na câmara (PL 6.673/2006), que considerava um período fixo para o estabelecimento do livre acesso para todos os gasodutos.

O período de exclusividade deve ser estudado caso a caso, considerando-se um tempo estimado para a amortização dos investimentos antes da obrigatoriedade do livre acesso. Mercados que ainda não são conectados por gasodutos possuem características distintas. Por exemplo, num mercado concentrado cuja demanda reprimida é grande, o período de exclusividade deveria ser menor do que em um mercado em que haja pouca demanda e ainda pulverizada. Uma metodologia que leve em conta o mercado potencial atingido, a receita esperada e o período de amortização estimado deveria ser elaborada pela ANP; no entendimento desta tese, o estabelecimento de um período de exclusividade fixo poderia estimular o desenvolvimento de mercados com bom potencial, através de lucros excessivos, e também inibir a expansão da infra-estrutura em mercados menos promissores.

Conforme descrito no capítulo 3, de acordo com Von Hirschhausen (2008), o livre acesso deve ser regulamentado de forma a estimular o investimento em infra-estrutura. Este aspecto, em conjunto com o modelo de revisões e reajustes tarifários, tem se mostrado na prática elementos importantes no desenvolvimento da competição e infra-estrutura.

Mesmo com um período de exclusividade estabelecido, a competição pode se desenvolver até mesmo antes do final deste período, já que pode ser vantajoso para uma empresa transportadora vender o transporte de gás natural para outros agentes interessados, caso haja espaço ocioso no gasoduto. Conforme descrito no capítulo 5, o desenvolvimento de um mercado secundário em países como os Estados Unidos e Reino Unido estimulou a eficiência econômica dos gasodutos de transporte, e ao mesmo tempo remunerando a empresa transportadora de forma adequada.

Com o livre acesso estabelecido, atenção especial deveria ser dada em relação à transparência de informações sobre a capacidade física do gasoduto e da movimentação de gás natural. De acordo com IEA (1998), assim como em outros países em que a competição se desenvolveu, boletins diários com informações sobre a disponibilidade de gás e capacidade dos gasodutos deveriam ser publicados. A transparência de informações evita a ocorrência de assimetria de informações, permitindo que a obrigatoriedade do livre acesso mediante a uma tarifa de passagem funcione de forma eficiente e eficaz. Em todos os países estudados, esta foi uma condição fundamental para o desenvolvimento da competição. Com a obrigatoriedade do livre acesso e o fluxo de informações diárias funcionando, o mercado de curto prazo (*spot*) tende a se desenvolver e funcionar de forma harmoniosa (IEA, 2004). Além disso, ainda de acordo com IEA (1998), a padronização e harmonização de regras e procedimentos são importantes para que o mercado de desenvolva de forma mais homogênea. Estas questões devem ser abordadas pela ANP, no nível de regulamentação.

Outro ponto que não pode ser deixado de lado é o livre acesso em atividades de armazenamento de gás natural. Apesar de incipiente no país, esta atividade pode se tornar importante nos próximos anos. De acordo com IEA (2004), a transparência de informação e o livre acesso não discriminatório nas atividades de armazenamento são importantes para a segurança de suprimento (através de mecanismos de retirada e reposição de gás e estoques mínimos), e para que não haja assimetrias de informação entre os agentes do mercado. É importante ressaltar, ainda de acordo com IEA (2004), que nesta etapa de armazenamento, a regulação tarifária não é necessária, por não ser uma atividade tipicamente monopolista natural.

Regulação tarifária

Conforme descrito no capítulo 4, inicialmente, o gás natural de origem nacional era regulado, mas esta regulação terminou em 31 de dezembro de 2001; esperava-se que a competição tivesse se desenvolvido entre 1997 e final de 2001. Atualmente, os preços são livremente negociados entre as partes e expressos contratualmente. Cabe à ANP a arbitragem de conflitos quando da sua ocorrência (ANP, 2001).

O capítulo 3, em sua seção 3, descreveu a racionalidade da regulação tarifária, destacando sua importância nas atividades de transporte e distribuição de gás natural, cujas características de monopólio natural se justificam. Além disso, a regulação deve permitir com que o empreendedor obtenha uma remuneração considerada “justa e razoável”, visando à manutenção dos investimentos. (GORDON et al, 2003); IEA (1998) e (IEA, 2000). A Lei 11.909/09 propõe que as tarifas dos gasodutos sob o regime de concessão sejam reguladas.

A Lei 11.909/98 considera que para o processo de licitação para gasodutos concedidos, a proposta da empresa transportadora vencedora é a de menor receita anual. Para gasodutos autorizados, a tarifa será negociada entre os agentes envolvidos, e aprovada pela ANP. Conforme subseção “Regime de outorga para as atividades de transporte de gás natural”, esta tese defende que todos os gasodutos sejam autorizados.

Um aspecto importante, que será detalhado em nível de regulamentação pela ANP, é o tipo de regulação tarifária realizada. O capítulo 3 descreveu que, de acordo com Von Hirschhausen et alii. (2004), o arcabouço legal e regulatório pode estimular tanto o sobre-investimento como o sub-investimento; evidências da literatura mostram que o tempo entre as revisões tarifárias, a taxa de retorno permitida e a expectativa de ganhos futuros das empresas refletem na manutenção, expansão ou retração dos investimentos.

O mesmo capítulo ressaltou que nos Estados Unidos, apesar dos investimentos em gasodutos terem apresentado ciclos de sub e sobre investimento, na média, o crescimento do sistema foi razoavelmente alto (Von Hirschhausen 2008). Ainda, Joskow (2005a) não encontrou evidências de que a privatização e a reestruturação prejudicaram os investimentos.

O capítulo 3 enfatiza ainda que a regulação do tipo “serviço pelo custo” e “teto de preços” pareçam bem diferentes uma da outra, na realidade, elas possuem semelhanças (Viscusi *et alii.*, 2005).

A chamada regulação híbrida, uma mistura de dois ou mais tipos de regulação, foi comumente utilizada no processo de reformas das décadas de 80 e 90, melhorando a eficiência econômica do sistema e incentivando a inovação (Littlechild, 2008). Ela varia conforme os objetivos das políticas públicas desejadas e das características de mercado da firma regulada.

De acordo o capítulo 3, o tipo mais comum é a regulação do tipo “serviço pelo preço” (price-cap) e “partilha dos ganhos” (estabelecida pelo fator X), em que o regulador utiliza o modelo de serviço pelo preço e que parte dos ganhos obtidos pela empresa são capturados pelo órgão regulador; “Performance-Based Regulation” (PBR) é uma outra designação para regulação por incentivos. De acordo com NARUC (2000), a regulação do tipo PBR possui três etapas: 1) definição dos objetivos da regulação; 2) formulação de uma estrutura que permita o alcance destes objetivos; 3) detalhamento desta estrutura e obtenção dos parâmetros nela envolvidos.

Uma regulação do tipo PBR deveria ser adotada pela ANP para a regulação de gasodutos de transporte, visando estimular a competição e o investimento, e estar sempre alinhada ao planejamento indicativo realizado pela EPE. Esta abordagem torna possível tomar medidas que propiciem a segurança de suprimento. É importante que o investidor se sinta atraído em realizar os investimentos, e ao mesmo tempo que o órgão regulador procure estimular a eficiência econômica das empresas transportadoras através de um sistema de partilha de ganhos estabelecidos pelo fator X.

Participações cruzadas

A Lei 11.909/09 prevê apenas a separação contábil das atividades de produção, transporte e carregamento de gás natural. Empresas transportadoras realizarão exclusivamente esta atividade, podendo também realizar atividades de estocagem de gás natural.

A Lei 9.478/97 exigia apenas a separação contábil das atividades de produção, transporte, armazenamento e comercialização de gás natural no *upstream*. O capítulo 5 descreve que em outros países, como no Reino Unido, foi obrigada a separação contábil e jurídica das atividades de produção, transporte e comercialização de gás natural, já que havia subsídios cruzados e assimetrias de informações entre a empresa dominante e os agentes do mercado.

O enfoque no Brasil deveria ser na transparência de informação e na formulação de regras claras com relação ao livre acesso, e por este motivo não seria necessária a separação jurídica destas atividades. Esta abordagem é enfatizada no presente capítulo, e corroborado por IEA (1998), IEA (2002), IEA (2004) e pelas experiências descritas no capítulo 5. O estabelecimento do livre acesso não discriminatório, a regulação tarifária do transporte e a transparência de informações, são em tese suficientes para que a separação contábil funcione corretamente, possibilitando o monitoramento e fiscalização de possíveis participações cruzadas, que devem ser inibidas pelo órgão regulador.

Operador do sistema

Atualmente a operação do sistema de gás natural é realizada pelas empresas transportadoras, sendo que o monitoramento e fiscalização são efetuados pela ANP, que trabalha em coordenação com o ONS.

Nos Estados Unidos, Reino Unido e Canadá são as próprias empresas que realizam a operação do sistema, informando ao órgão regulador todos os dados necessários para o monitoramento do mercado. Nos Estados Unidos, por exemplo, centros de mercado (*Hubs*) emergiram em grandes interconexões do sistema, para que o mercado de curto prazo pudesse operar eficientemente; os *hubs* possuem registros de contratos de compra e venda de gás, e asseguram que estes contratos sejam cumpridos. O órgão regulador é informado instantaneamente de todas as operações físicas e comerciais de gás natural, visando monitorar o funcionamento do mercado e evitar a assimetria de informações.

A característica operacional da indústria do gás natural não requer uma ação instantânea, como ocorre no setor elétrico, em que o despacho é coordenado por um Operador Nacional do Sistema (ONS), independente. A própria tubulação de gás natural funciona como um pulmão, que é monitorado e utilizado através da variação da pressão; este mecanismo possibilita certa folga na operação do sistema. Além disso, é possível aumentar a capacidade dos gasodutos através de uma maior compressão do sistema. Estudos preliminares efetuados pela Comgas sugerem que, no caso do fechamento das válvulas do GasBol na Bolívia, o sistema continuaria operando por aproximadamente 3 dias, sem interrupção.

De acordo com a Lei 9.478/97, a ANP foi criada com o objetivo de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Não é função do órgão regulador operar sistemas de gás natural, mas sim monitorar e fiscalizar suas operações físicas e comerciais.

Algumas propostas iniciais para a “Lei do Gás” previam a criação de um operador de sistema independente, ou subordinado ao ONS. Felizmente, na versão final da Lei 11.909/09, estas propostas foram excluídas, deixando que as empresas operem o sistema. Como todos os registros contratuais devem estar disponíveis para a ANP, é necessária apenas uma regulamentação posterior visando a obrigatoriedade de se informar os volumes diários de contratos e movimentação de gás natural, visando prover maior transparência de informações para o mercado, e auxiliando no processo de criação de um mercado de curto prazo (*spot*).

Comercialização

O capítulo 3 descreve que, de acordo com IEA (1998), as atividades de comercialização possuem baixo custo marginal e, por este motivo, podem ser caracterizadas como potencialmente competitivas. Da mesma forma, podem ser consideradas competitivas as atividades de armazenamento, sendo necessário apenas o estabelecimento do livre acesso para seu desenvolvimento harmonioso (IEA, 2002).

Atualmente, a comercialização de gás natural para as distribuidoras de gás dos Estados é efetuada pelos comercializadores, que adquirem gás do produtor, pagando além da *commodity* gás uma tarifa de transporte para a empresa transportadora. Conforme evidenciado em Martins (2006), a Petrobrás e suas subsidiárias dominam quase que inteiramente este processo.

A comercialização para os usuários finais é realizada pelas próprias distribuidoras dentro dos Estados, através de uma tarifa regulada binomial (encargo de capacidade mais uma tarifa por metro cúbico consumido); estes contratos são de longo prazo, usualmente cinco de cinco (5) anos.

A regulação tarifária das atividades de transporte e o livre acesso, juntamente com a transparência de informações, tendem a criar condições para a flexibilização contratual (IEA, 1998). A criação de uma Câmara de Comercialização de Gás Natural (CCGN), semelhante ao que ocorre com o Setor Elétrico Brasileiro com a CCEE, deveria ser incentivada. Esta empresa estaria submetida à regulamentação por parte da ANP.

A criação desta CCGN criaria as condições necessárias para um mercado de curto prazo no país (*spot*). Com a possibilidade no futuro de se comercializar gás natural para grandes consumidores industriais e termelétricas nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, novos agentes comercializadores poderiam comercializar este gás através de contratos de curto, médio e longo prazos. Neste contexto, um operador do sistema independente seria importante na divulgação de informações diárias contendo o volume de gás comercializado e de capacidade do sistema de transporte e distribuição.

Além de contratos firmes de curto, médio e longo prazo, contratos interruptíveis deveriam ser incentivados. Atualmente o Estado de São Paulo possui uma tarifa interruptível, entretanto algumas distribuidoras não possuem lastro com a compra deste gás (conforme evidenciado na crise de abastecimento de 2007). Com o correto funcionamento do mercado interruptível, haveria um incentivo para o uso de equipamentos duais (funcionam com óleo combustível ou gás natural), assim como ocorre em indústrias e termelétricas nos Estados Unidos (IEA, 1998). Em períodos que o preço de gás está mais caro do que o óleo, o consumidor consome óleo combustível; em períodos que está mais barato, o gás natural é o combustível escolhido (detalhes no capítulo 5).

Possivelmente, assim como ocorreu nos Estados Unidos e no Reino Unido, haveria incentivo a uma indexação de contratos de médio e longo prazo aos preços de gás natural nos mercados *spot* e futuro. Os riscos de preço seriam assumidos pelo mercado de derivativos.

A tarifa binomial para grandes consumidores finais também é algo passível de melhoria. Ainda que o problema de saturação não atinja a maior parte dos gasodutos de distribuição, já é necessário enviar um sinal ao mercado de que o uso eficiente de gás natural deva ser incentivado, e o uso não eficiente punido. Atualmente, o contrato das distribuidoras com os grandes consumidores industriais são na base de consumos mensais, com cláusulas de mínimo e máximo contratuais, geralmente 15% para baixo (*Take or Pay*) e 15% para cima. Mesmo que o consumidor ultrapasse o valor máximo permitido, não há mecanismos práticos que punam ou obriguem o consumidor a retornar ao valor contratado. A má gestão do uso do gás natural por parte de alguns consumidores pode onerar outros consumidores, já que a rede de distribuição possui um limite de capacidade e os custos dos reforços de rede são considerados nas tarifas de gás através das revisões tarifárias. Uma gestão mais eficiente por parte dos grandes consumidores poderia otimizar a utilização desta malha, que por muitas vezes permanece ociosa e em outras próxima do seu limite de capacidade. A regulação econômica pode auxiliar neste processo, penalizando os consumidores que ultrapassarem uma demanda contratada diária. A tarifa trinomial tem este objetivo.

A idéia de uma tarifa trinomial já foi levantada pela ARSESP (órgão regulador de São Paulo) em sua Nota Técnica nº 3, de janeiro de 2004. De acordo com esta Nota Técnica, a tarifa trinomial consideraria um encargo de capacidade para os usuários com consumo mensal igual ou superior a 500.000 m³, excluídos os segmentos de “Termelétrica” e “Cogeração”. O encargo de capacidade seria expresso com base no volume diário máximo contratado (em m³/dia). Se o valor do maior volume diário consumido durante um mês fosse superior à capacidade contratada, seria acrescida à tarifa teto uma tarifa de ultrapassagem, que seria a diferença entre o maior valor diário mensal consumido e a capacidade contratada; o resultado deste produto seria ainda multiplicado por um fator. Seria importante que a idéia desta tarifa trinomial fosse retomada, buscando a gestão ótima dos gasodutos. Este tipo de tarifa, que cobra um encargo de capacidade, é utilizada há muito tempo em países como os Estados Unidos e Reino Unido, por estimular a eficiência e a racionalidade econômica.

Os principais pontos da legislação vigente, da lei 11.909/09 e da opinião desta tese estão resumidos na tabela 11.

Tabela 11: Comparação da Legislação Vigente com a Lei 11.909/09 e a proposta da tese

	Lei 9.478/97	Lei 11.909/09	Tese	
			Propostas	Justificativa
Regime de Outorga para gasodutos de exploração e produção	Concessão, mediante a leilões da ANP	Não modifica a Lei 9.478/97	Não modifica a Lei 9.478/97	Modelo de competição e participação do Estado tem funcionado.
Regime de Outorga para gasodutos de transporte e atividades de armazenamento	Autorização	Autorização ou concessão (definido pelo MME)	Autorização	Modelo híbrido de autorização/concessão não é indicado. Mudança não é determinante no estabelecimento da competição e manutenção da infra-estrutura.
Planejamento da expansão	Empresa	Determinativo (MME)	Participativo	Processo coordenado pela EPE.
Acesso e prazo de carência	Não há prazo de carência, e o acesso de terceiros é permitido, devendo ser negociado entre as partes	Gasodutos novos concedidos e autorizados: a ser definido pela ANP. Gasodutos autorizados: 10 anos	Caso a caso.	Diferentes mercados atingidos possuem diferentes tempos de amortização. Foco na transparência de informações e regulador como mediador de conflitos.
Tarifas	Gás nacional e importado: tarifas negociadas entre os agentes (desde 31/12/2001)	Tarifas reguladas para gasodutos novos (concedidos ou autorizados)	Tarifas reguladas	Regulação híbrida (<i>price cap</i> com partilha de ganhos).
Participações cruzadas	Exige separação contábil das atividades de produção e transporte	Empresas transportadoras realizarão exclusivamente esta atividade, podendo também realizar atividades de estocagem de gás natural. Separação contábil apenas	Empresas transportadoras realizarão exclusivamente esta atividade, podendo também realizar atividades de estocagem de gás natural. Separação contábil apenas	Enfoque na transparência de informações e na regulação (evitar participações cruzadas contábil).
Operador do sistema	Empresas	Não modifica a Lei 9.478/97	Não modifica a Lei 9.478/97	Não compete e não é usual no exterior o órgão regulador operar sistemas. Deve apenas fiscalizar e monitorar.
Mercado Secundário	Não prevê	Não prevê	Criação de uma Câmara de Comercialização de Gás Natural (CCGN)	Surgimento de um mercado secundário de curto prazo.

8.4 Desenvolvimento da competição e da infra-estrutura no *downstream*

As atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado junto aos usuários finais são exploradas com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Por este motivo, de nada adianta se estimular a competição nas atividades *upstream* se os Estados não permitirem que seja realizada venda direta para o consumidor final.

Conforme descrito no capítulo 4, os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro são os únicos estados a estabelecerem um fim para o monopólio da comercialização para o usuário final em seus contratos de concessão. Entretanto, algumas modificações regulatórias devem também ser efetuadas no *downstream* para que a liberalização da comercialização nesses estados não seja apenas um marco regulatório.

Apesar de ser item de difícil homogeneização, devido ao número de Estados Brasileiros (cujo estágio de desenvolvimento da indústria de gás, as características de mercado e regulação são diferentes), os mecanismos para a introdução da competição no *downstream* seguem, em linhas gerais, os mesmos princípios da regulação *upstream* ilustrados na seção anterior. De acordo com IEA (1998), o livre acesso não discriminatório à rede de distribuição, a regulação tarifária nas atividades de distribuição e a transparência de informações são vitais para que se construa um arcabouço legal e regulatório que possa incentivar a competição na etapa de comercialização.

Com relação ao livre acesso, assim como no *upstream*, leilões de alocação de capacidade deveriam ser adotados no *downstream*. O período de exclusividade para novos gasodutos também deveria ser estudado caso a caso, para que o empreendedor consiga amortizar seu investimento antes de ser obrigado a ceder espaço na tubulação (assim como exemplificado na seção 8.3). Entretanto, assim como na regulação *upstream*, as distribuidoras podem ser seduzidas a vender capacidade na tubulação antes mesmo da caducidade da exclusividade. É importante enfatizar que estas medidas devem ser implementadas em mercados mais maduros, assim como ocorre no segmento industrial em alguns Estados Brasileiros (Bajay *et alli*, 2008).

A regulação tarifária da distribuição é também importante no *dowsntream*, pagando-se um valor para a distribuidora de acordo com a quantidade de gás transportado. A regulação do Estado de São Paulo, efetuada pela ARSESP, já prevê o desenvolvimento de uma tarifa de passagem pelo duto de distribuição, que será calculada com base no volume de gás transportado.

Assim como no *upstream*, a transparência de informação sobre capacidade do gasoduto e volume de gás deveria ser fornecida diariamente ao mercado, para que seja possível a criação de um mercado varejista na distribuição. A distribuidora, diferentemente de uma empresa transportadora, pode comercializar gás natural para o consumidor final, por este motivo é importante que haja uma separação contábil das atividades de distribuição e comercialização, para que a empresa seja monitorada por possíveis abusos da empresa dominante. Atualmente as distribuidoras estaduais realizam ambas as atividades conjuntamente.

Portanto, o importante é que seja estimulado o livre acesso, uma regulação tarifária eficiente, eficaz e a transparente nas atividades de distribuição e comercialização de gás natural para o consumidor final.

8.5 A Função do governo Brasileiro em mercados competitivos de gás

Governos em mercados de gás competitivos possuem funções diferentes, mas importantes para assegurar o suprimento de gás da produção e importação até o consumidor final. Ao invés de administrar o setor de gás natural, governos devem estabelecer políticas claras e objetivas ao longo da cadeia, para gerir as implicações geopolíticas das importações e os impactos no meio ambiente, assegurando que o mercado consiga suprir gás natural de forma segura e confiável. Governos devem assegurar que os investimentos na cadeia do gás natural sejam coordenados, além de minimizar riscos regulatórios, através da criação de um modelo estável e previsível (IEA, 2004).

Dentro deste contexto, e levando em conta algumas experiências negativas no setor elétrico Brasileiro, como o racionamento de 2001, o governo brasileiro deveria prover ao

mercado a tranqüilidade necessária para que os consumidores o mercado se desenvolvam harmoniosamente. Dentre estas atividades, destaca-se o planejamento.

A EPE vem realizando o planejamento indicativo do setor de gás natural, através do plano decenal de energia (horizonte de 10 anos) e do plano nacional de energia (horizonte de 30 anos). O capítulo 7 descreveu o último exercício de planejamento para o setor de gás natural, através do plano decenal 2007-2016.

Além do exercício de planejamento, o país, através do Ministério de Minas e Energia, deveria estabelecer políticas claras para o setor de gás natural. Estas políticas deveriam considerar separadamente o gás natural como insumo para a geração de eletricidade e para usos térmicos. Um dos aspectos mais relevantes neste íterim é a regulação. De acordo com Pedell (2006), o regime regulatório é essencial para incentivar os investimentos e proteger os consumidores ou usuários; por este motivo, há a necessidade de um cuidado extra na elaboração ou mudanças na regulação, principalmente durante o processo de liberalização e reestruturação de mercados. O risco regulatório deve ser mitigado através do estabelecimento de regras claras, evitando mudanças bruscas no decorrer do tempo.

Com o desenvolvimento da competição, o enfoque da regulação tende a se modificar. A introdução de novos agentes no setor faz com que seja necessário monitorar o mercado para evitar possíveis práticas anti-competitivas, como o conluio ou o *dumping*⁴⁴ (VISCUSI et alli) A experiência americana possui inúmeros casos de práticas anti-competitivas, além de uma legislação e monitoramento que inibem estas práticas; esta revisão não é escopo deste trabalho, podendo ser objeto de investigação em trabalhos futuros.

⁴⁴ Conluio é uma pratica anticompetitiva em que dois ou mais agentes do mercado se unam visando lesar os consumidores ou outros agentes do mercado. Dumping é outra prática anticompetitiva, que visa eliminar a concorrência do mercado; esta prática ocorre quando algum agente vende determinado produto abaixo do custo de produção do mesmo.

8.6 Possíveis impactos no mercado brasileiro

Conforme descrito no capítulo 4, a atual configuração da indústria do gás natural no País segue, em linhas gerais a configuração da figura 41. O produtor de gás vende seu produto para os comercializadores, que pagam uma tarifa de transporte para as empresas transportadoras e comercializam este gás para as distribuidoras estaduais; as distribuidoras comercializam este gás para o consumidor final.

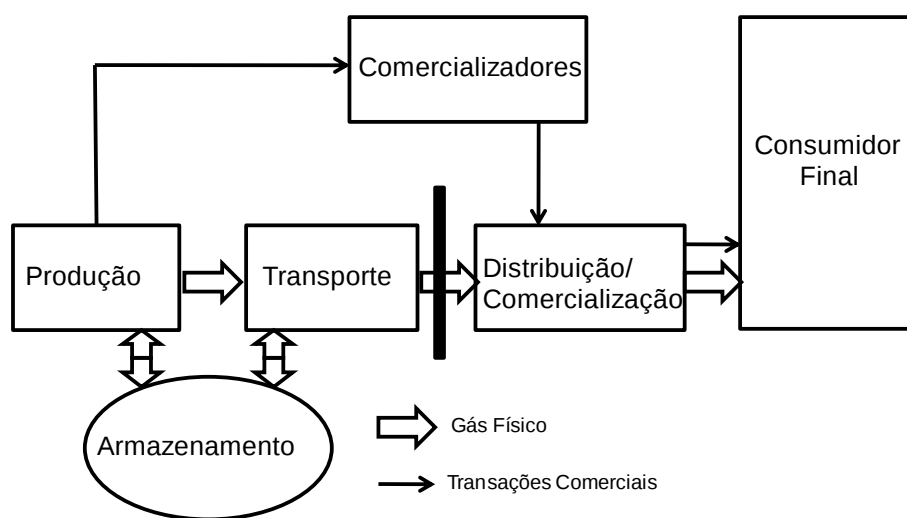


Figura 41: Organização da Indústria de Gás Natural no Brasil

Os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo serão os primeiros a liberalizarem a comercialização para alguns consumidores finais. Mais especificamente no Estado de São Paulo, a liberalização ocorrerá a partir de maio de 2011, para grandes consumidores industriais (acima de 500.000 metros cúbicos mensais) e termelétricas. A introdução da competição na comercialização nestes estados, aliado ao provável excesso de gás natural no início da próxima década, possivelmente irá modificar a configuração da indústria do gás natural, conforme descrito nas seções 8.3 e 8.4. As modificações propostas nesta tese tendem a auxiliar o processo de desenvolvimento da infra-estrutura e da competição na indústria de gás natural.

Assim como ocorreu em países como os Estados Unidos e Reino Unido, e conforme detalhado no capítulo 5, novos agentes se interessariam em produzir gás natural e comercializá-lo para as distribuidoras e usuários finais. As empresas transportadoras e distribuidoras seriam

obrigadas e permitir o acesso a terceiros em gasodutos já amortizados, mediante ao pagamento de uma tarifa de passagem. Com uma regulação tarifária eficiente, juntamente com a obrigatoriedade do livre acesso não-discriminatório, seria possível firmar dos contratos firmes ou interruptíveis. Estes contratos podem ser de curto, médio e longo prazos, criando uma ambiente propício para o desenvolvimento de um mercado secundário de gás; boletins informativos diários com relação a reserva de capacidade e volume de gás auxiliariam este processo (IEA, 1998); (Turner et Doty, 2007, cap. 21).

No Brasil, a configuração da indústria de gás natural possivelmente se desenvolveria conforme a figura 42, semelhante ao que ocorreu em outros países. O produtor, além de vender gás para o comercializador, poderia também vender gás natural no mercado atacadista, para o distribuidor ou diretamente para o consumidor final. Os comercializadores, que anteriormente podiam apenas vender às distribuidoras, poderiam também transacionar gás natural com o mercado atacadista, varejista e com os consumidores finais. As distribuidoras poderiam transacionar gás natural com o mercado atacadista e com os consumidores finais.

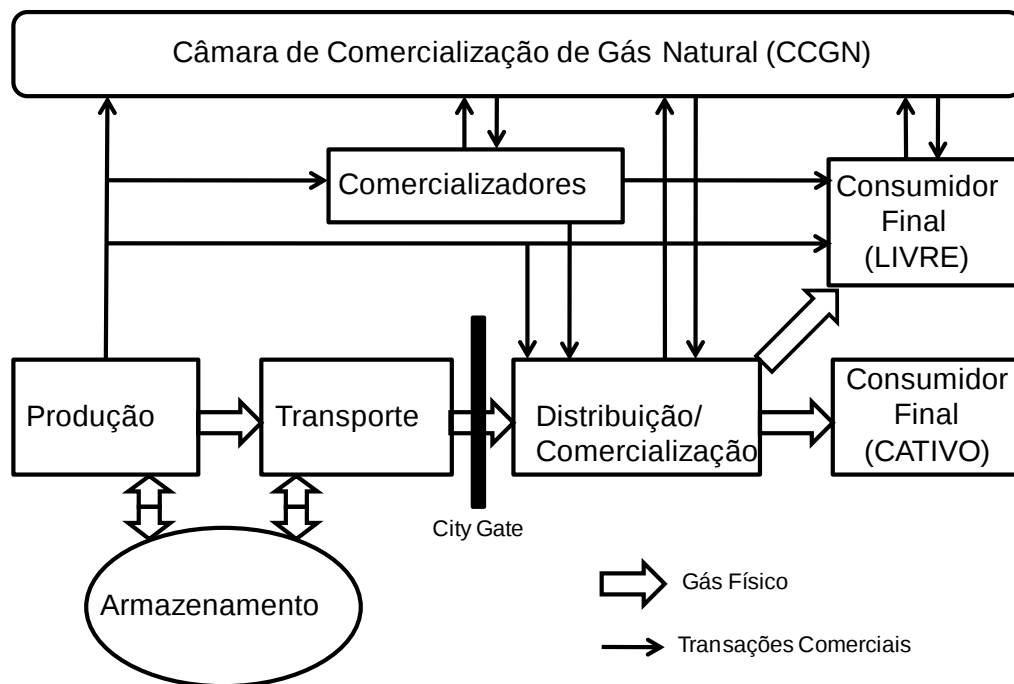


Figura 42: Provável Organização da Indústria de Gás Natural no Brasil após o Processo de Reformas

A antiga lei da oferta e demanda teria finalmente espaço na indústria do gás natural. Os episódios de racionamento devido à pressão da demanda, ocasionado por uma possível distorção de preços do gás natural em comparação aos energéticos substitutos (notadamente o óleo combustível), seriam corrigidos através do mercado *spot* através do aumento de preços. Da mesma forma, preços relativamente altos de gás natural, que ocasionariam excedente de gás, seriam corrigidos através de reduções do preço de gás natural no curto prazo. Com relação ao desenvolvimento da infra-estrutura, o mercado *spot* normalmente provê sinais de que há a necessidade de novos investimentos; esta informação, juntamente com o planejamento indicativo da EPE, proveria maior segurança para os novos investimentos, além de certa previsibilidade para o mercado no médio e longo prazo. A flexibilização contratual auxiliaria no incentivo de mercados secundários e de equipamentos duais.

A criação de mercados de curto prazo (*spot*) normalmente gera grande volatilidade no curto prazo (DOE, 2002). Esta desvantagem é normalmente mitigada através de instrumentos derivativos, comuns nos mercados dos Estados Unidos e Reino Unido, já que diversos consumidores (principalmente a indústria) necessitam de certa previsibilidade nos preços do gás natural, para que decisões de produção e investimentos possam ser realizadas com menores incertezas (IEA, 1998). Instrumentos derivativos são comumente utilizados para que os riscos de preço possam ser assumidos por outros agentes do mercado. As formas mais comuns de derivativos no mercado de gás natural nos Estados Unidos e Reino Unido são os contratos futuros e o mercado de opções (Turner et Doty, 2007, cap. 21). Com o desenvolvimento de um mercado de curto prazo, este pode ser considerado como uma consequência natural dos acontecimentos.

Um grande consumidor industrial que desejasse garantir um maior controle nos preços de gás poderia contratar todo o serviço de compra de gás, o que significaria comprar o gás do produtor e pagar todas as tarifas de transporte, distribuição, armazenamento, transporte e outras; outros consumidores podem desejar comprar o serviço de um comercializador ou de uma distribuidora. A flexibilização contratual em mercados competitivos é geralmente bem grande, permitindo que os agentes envolvidos possam escolher a melhor configuração, baseado na realidade de seus negócios e a propensão de riscos (Turner et Doty, 2007, cap. 21)..

Outro fato que merece maior destaque é a duração dos contratos de compra de gás natural em mercados competitivos, que tendem a diminuir (Turner et Doty, 2007, cap. 21).. Atualmente,

os contratos entre as distribuidoras e grandes consumidores industriais no Brasil são normalmente de cinco anos, com cláusulas que incluem mínimos e máximos consumos mensais. Nos Estados Unidos, contratos maiores do que seis meses são considerados de longo-prazo. Contratos de até três ou quatro anos podem ser com base em preços fixos ou com bases de mercado, dependendo dos interesses dos compradores e vendedores. A maior parte dos contratos com preços fixos são baseados nos mercados futuros para proteger o comprador e vendedor de oscilações de mercado, devido a picos ou vales de demanda (Turner et Doty, 2007, cap. 21).

A tabela 12 resume alguns dos principais termos contratuais vigentes no Brasil, e como eles tenderiam a ser caso a competição se desenvolvesse no país. Novamente, a experiência dos Estados Unidos, Reino Unido e Canadá são a base para a elaboração desta tabela, cujos preceitos já foram descritos neste capítulo.

Tabela 12: Possíveis diferenças entre os arranjos contratuais vigentes e após as reformas

	Vigente	Após 2011
Acordos Comerciais	Distribuidoras Estaduais	Distribuidoras Estaduais, Comercializadores, Produtores, Mercado Atacadista/Varejista
Quantidade	Fixa em base mensal com limites superiores e inferiores (take or pay)	Fixa em base diária, flexibilidade contratual (acordo entre as partes) com relação a limites superiores e inferiores (take or pay) e penalidades. Transações no mercado secundário são possíveis
Preço	Fixado pelo órgão regulador	Livre negociação. Preços fixos, variáveis (indexados). Contratos futuros.
Prazos Contratuais	Longos (geralmente de 3 a 5 anos)	Contratos diários, semanais, mensais e anuais.
Transporte	Firme ou interruptível	Firme ou interruptível

8.7 Considerações Finais

Este capítulo buscou efetuar uma revisão crítica da Lei 11.909/09, conhecida como a Lei do Gás, e estabelecer o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil. Este arcabouço legal e regulatório foi elaborado através de uma fundamentação teórica sobre a teoria da regulação, de uma análise crítica da Lei 11.909/09, da estrutura da regulação estadual vigente, do planejamento do mercado de gás natural, da opinião dos principais agentes de governo e de mercado, da experiência internacional, e da experiência da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Possíveis impactos da adoção desta proposta foram também explorados, baseado na literatura.

O presente capítulo analisou criticamente a Lei 11.909/09, conhecida com Lei do Gás. A tabela 11 sumariza os principais pontos de convergência e divergência entre a Lei do Gás e esta tese, que sugere algumas modificações para que a competição e a infra-estrutura se desenvolvam em algumas etapas da cadeia do gás natural. No caso do *downstream*, algumas diretrizes também foram descritas, para que a competição possa chegar até os consumidores finais em que a legislação de cada Estado permita. Dentre os principais pontos para o arcabouço legal e regulatório considerado ideal para a atração dos investimentos e desenvolvimento da competição, destacam-se: 1) regime único de autorização para a construção de gasodutos de transporte, vinculado a um parecer da EPE sobre a prospectiva do mercado a ser atingido; 2) Planejamento participativo, coordenado pela EPE; 3) Acesso e prazo de carência a ser elaborado caso a caso pela ANP; 4) Regulação tarifária das atividades de transporte 4) Foco na transparência de informações; 5) Criação de uma câmara de comercialização de gás natural; 6) Estimular o livre acesso, uma regulação tarifária eficaz e a transparente no *downstream*.

A Petrobrás já vem realizando ações do lado da oferta, visando a sua flexibilização, como os dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) que foram construídos em Pecém e na Baía de Guanabara. O presidente da empresa vem argumentando, na mídia, a criação de mecanismos de flexibilização da demanda de gás natural, que pode gerar mais dinamismo na indústria do gás natural, melhorando a eficiência econômica do sistema, e evitando que os preços do gás natural para o consumidor final destoem muito dos preços dos energéticos substitutos (notadamente o óleo combustível). A criação de mecanismos de flexibilização da oferta e demanda de gás natural, juntamente com um arcabouço legal e regulatório eficiente e eficaz, podem incentivar a entrada de novos agentes do mercado, desenvolvendo, assim, a competição nas etapas de produção e comercialização de gás natural, além de provocar o aumento dos investimentos no setor.

Dentre os possíveis impactos no mercado brasileiro com a adoção do arcabouço legal e regulatório proposto, destacam-se: 1) criação de um mercado atacadista de gás natural; 2) desenvolvimento de ferramentas de gestão de riscos financeiros, como os derivativos, por exemplo; 3) incentivo para a mudança nos contratos de longo-prazo para contratos em curto prazo no transporte e distribuição; 4) criação de um mercado de curto prazo (*spot*); 5) incentivo a

uma indexação de contratos de médio e longo prazo aos preços de gás natural nos mercados *spot* e futuro.

CAPÍTULO 9

CONCLUSÃO

Conforme descrito no decorrer desta tese, nos últimos 20 anos, inúmeros países vêm realizando reformas estruturais na indústria do gás natural, buscando a eficiência e a racionalidade econômica através da introdução da competição em determinadas etapas da cadeia. Ainda que nem sempre os preços para os consumidores finais em mercados liberalizados diminuam, eles resultam numa melhor alocação eficiente de recursos (IEA, 2004). No Brasil, a tão esperada competição ainda não se desenvolveu efetivamente nas atividades de exploração e produção de gás natural (Martins, 2006). Dez anos após a promulgação desta Lei, pouco avanço foi conseguido neste sentido, com a Petrobrás e suas subsidiárias dominando as atividades de exploração, produção, transporte e armazenamento de gás natural no país (Martins, 2006).

O problema é que atualmente não há garantias para o investidor de que o gás natural que ele venha a produzir será transportado até o usuário final, seja devido à falta de regulação nas atividades de transporte, ou pela impossibilidade de se vender gás diretamente ao usuário final, já que este gás deve ser comercializado apenas para as distribuidoras estaduais.

A presente tese buscou responder à seguinte pergunta: Qual é o arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil, considerando-se o atual estágio de desenvolvimento desta indústria no país?

A resposta para esta pergunta se contextualizou na Lei 11.909/09, e considerou a fundamentação teórica, as particularidades do regime legal e regulatório do Brasil, a experiência

nacional na reestruturação do setor elétrico e a experiência internacional para estabelecer este arcabouço legal e regulatório.

O capítulo 3 realizou uma fundamentação teórica, e evidenciou alguns pontos:

1) o transporte e a distribuição de gás natural possuem características de monopólios naturais, devido à característica *sub-aditiva* destas atividades Gordon *et alli*, 2003); IEA (1998); e IEA (2000);

2) para as outras etapas, de exploração e produção, armazenamento e comercialização de gás natural, a competição é mais indicada para se alcançar uma melhor alocação de recursos, ressaltando-se a necessidade da regulação do livre acesso na atividade de armazenamento (Joskow, 2005), IEA (1998), IEA (2002);

3) a teoria econômica não provê indicações claras sob quais condições os níveis de investimentos são mais eficientes, e quais fatores levariam ao *sub-investimento*; não há consenso na literatura sobre os efeitos da regulação nos investimentos em infra-estrutura, na medida em que os modelos existentes falham por prover resultados ambíguos (Von Hirschhausen, 2008);

4) de acordo com Von Hirschhausen (2008), na prática, a abordagem institucional parece ser o melhor indicador; o arcabouço regulatório pode estimular tanto o sobre-investimento como o sub-investimento. Evidências da literatura mostram que o tempo entre as revisões tarifárias, a taxa de retorno permitida e a expectativa de ganhos futuros das empresas refletem na manutenção, expansão ou retração dos investimentos (Von Hirschhausen *et alii.*, 2004);

5) Lee (2004) apresentou evidências empíricas de que um modelo híbrido de regulação e competição pode ter sucesso. A reestruturação da indústria requer uma combinação apropriada entre regulação e competição, e deve ser adaptada à situação específica de cada país.

O capítulo 4 ilustrou as especificidades do mercado e regulação do setor de gás natural no Brasil, para que fosse possível mapear as especificidades do regime legal, regulatório e a evolução do mercado no País.

O capítulo 5 descreveu a experiência internacional na reestruturação do setor de gás natural. Conforme descrito neste capítulo, algumas medidas chaves foram coincidentes ao processo de reestruturação em todos os países pesquisados:

- 1) livre acesso não discriminatório à infra-estrutura de transporte (transmissão e distribuição);
- 2) regulação tarifária das atividades de transporte e distribuição;
- 3) transparência de informações através de boletins diários com informações sobre a capacidade e movimentação de gás natural; e
- 4) o desenvolvimento da competição também propiciou a criação de novos mecanismos de flexibilização da demanda e oferta de gás natural, o que pode auxiliar no processo de segurança de suprimento.

Neste mesmo capítulo 5 foi identificado que o estágio da indústria do gás natural no Brasil nos anos 2006, 2007 e grande parte de 2008 pode ser comparado com o início da década de 1970 nos Estados Unidos, em que houve uma pressão da demanda de gás natural devido ao choque dos preços de petróleo em 1973. A falta de mecanismos de flexibilização da demanda nos Estados Unidos, assim como ocorre atualmente no Brasil, fez com que houvesse um colapso no abastecimento de gás natural, forçando os americanos a proibir o consumo de gás natural para a geração de eletricidade e em grandes indústrias, através do *Powerplant and Industrial Fuel Use Act* (FUA). Nos próximos anos no Brasil, em que se espera grande excedente de gás natural, a situação tende a se parecer com a bolha de gás ocorrida no final da década de 1980 nos Estados Unidos, que incentivou a reestruturação do setor de gás natural e a criação de novos mecanismos de flexibilização de oferta e demanda de gás natural naquele país.

Conforme evidenciado no capítulo 5, a introdução da competição através do livre acesso não discriminatório à infra-estrutura de transporte e armazenamento, juntamente com a regulação tarifária nas atividades de transporte, geralmente estimula a entrada de novos agentes no mercado, notadamente na produção e comercialização de gás natural.

O capítulo 6 descreveu o processo de desregulamentação do setor elétrico no Brasil, buscando elementos positivos e negativos que pudessem ser aproveitados para o setor de gás. Dentre os fatores que contribuíram para as críticas da reestruturação do setor, destacam-se:

- 1) o abandono das atividades de planejamento por órgãos do governo;
- 2) a dificuldade de se iniciar a construção de novas hidrelétricas, principalmente devido à morosidade na obtenção de licenças ambientais; e
- 3) o não desenvolvimento de derivativos em energia elétrica, deixando para os próprios agentes consumidores os riscos de preço.

O capítulo 7 realizou um exercício de planejamento do mercado de gás natural no Brasil, para encontrar evidências de um possível excedente de gás natural a partir de 2011, já que de acordo com IEA (1998), o excesso de capacidade e de molécula de gás natural são condições necessárias para que a competição se desenvolva na cadeia do gás natural. De acordo com o cenário otimista proposto na projeção logística desta tese, em 2011 possivelmente haverá um excedente de gás de pelo menos 14,4 mmc/dia (128,9 – 114,5). Como as térmicas a gás natural não são utilizadas na base de geração de eletricidade do país, possivelmente o excedente na maior parte do ano será maior do que isso. De acordo com o Plano Decenal de Energia 2007-2016 elaborado pela EPE, para o ano de 2011, espera-se um excedente de oferta de gás natural entre 14,7 mmc/dia e 15,6 mmc/dia para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país.

O capítulo 8 buscou efetuar uma revisão crítica da Lei 11.909/09 e propor um arcabouço legal e regulatório adequado para a atração de investimento e o desenvolvimento da competição na indústria do gás natural no Brasil. Conforme descrito neste capítulo, a resposta para esta pergunta considerou a fundamentação teórica, as particularidades do regime legal e regulatório do Brasil, a experiência nacional na reestruturação do setor elétrico e a experiência internacional para estabelecer este arcabouço regulatório, cujos principais pontos são:

- 1) Manutenção do regime de outorga vigente para as atividades de exploração e produção de gás natural no país: leilões de blocos realizados pela ANP;
- 2) Manutenção do regime de outorga vigente para as atividades de transporte e armazenamento de gás natural no país: autorização; contudo, esta autorização deveria ser

vinculada a um parecer da EPE sobre o planejamento de mercado nas regiões atingidas pelo gasoduto;

3) Planejamento participativo: Bajay (2006) et Pérez-Arriaga e Linares (2008) enfatizam a importância da integração do planejamento indicativo com a competição. O planejamento deveria ser realizado em conjunto com centros de pesquisa, universidades, distribuidoras de gás natural, grandes consumidores e produtores de gás;

4) Acesso e prazo de carência: deveria ser elaborado caso a caso, considerando-se um tempo estimado para a amortização dos investimentos antes da obrigatoriedade do livre acesso;

5) Tarifas reguladas: tarifas reguladas para as atividades de transporte de gás natural. Esta regulação deveria ser do tipo híbrida (*performance-based regulation*), considerando-se elementos da regulação teto de preços e partilha de ganhos, possuindo como um de seus objetivos a atração da competição e dos investimentos;

6) Evitar participações cruzadas, dando enfoque na transparência de informação, e separação contábil das diferentes atividades da cadeia (exploração e produção, transporte, comercialização, distribuição e comercialização ao consumidor final);

7) Criação de uma Câmara de Comercialização de Gás Natural (CCGN), nos moldes da CCEE do setor elétrico. Com a reestruturação, a flexibilização contratual tende aumentar, conforme descrito nos capítulos 5 e 8 (seção 8.6);

No caso do *downstream*, algumas diretrizes também foram descritas, para que a competição possa chegar até os consumidores finais no caso em que a legislação Estadual permitir. Neste contexto, o livre acesso, uma regulação tarifária eficiente, eficaz e a transparente das atividades de distribuição e comercialização de gás natural para o consumidor final são elementos primordiais.

Dentre os possíveis impactos no mercado brasileiro, baseado em (Turner et Doty, 2007, cap. 21); IEA (1998); IEA (2000), destacam-se:

1) criação de um mercado atacadista de gás natural;

2) desenvolvimento de ferramentas de gestão de riscos financeiros, como os derivativos, por exemplo;

3) incentivo para a mudança nos contratos de longo-prazo para contratos em curto prazo no transporte e distribuição;

4) criação de um mercado de curto prazo (*spot*);

5) incentivo a uma indexação de contratos de médio e longo prazo aos preços de gás natural nos mercados *spot* e futuro.

Desta forma, a antiga lei da oferta e demanda teria finalmente espaço na indústria do gás natural. Os episódios de racionamento devido à pressão da demanda, ocasionados por uma possível distorção de preços do gás natural em comparação aos energéticos substitutos (notadamente o óleo combustível), seriam corrigidos através do mercado *spot* com o aumento de preços. Da mesma forma, preços relativamente altos de gás natural, que ocasionariam excedente de gás, seriam corrigidos através de reduções do preço de gás natural no curto prazo. Com relação ao desenvolvimento da infra-estrutura, o mercado *spot* normalmente provê sinais de que há a necessidade de novos investimentos; esta informação, juntamente com o planejamento indicativo da EPE, proveria maior segurança para os novos investimentos, além de certa previsibilidade do mercado no médio e longo prazo. A flexibilização contratual auxiliaria no incentivo de mercados secundários e de equipamentos duais.

A experiência internacional, e até mesmo no Brasil, vem mostrando que o excesso de regulação nas atividades do gás natural pode levar a grandes distorções de preços com relação aos energéticos substitutos. Por outro lado, evidências na literatura mostraram que deixar que o mercado por si só conduza estas atividades pode levar a racionamentos e/ou práticas anti-competitivas (como *dumping* e conluio, por exemplo).

As modificações propostas nesta tese primaram pelo equilíbrio entre a regulação e o livre mercado, e foram baseadas na fundamentação teórica, na experiência internacional e nas particularidades do mercado e dos regimes legal e regulatório do Brasil. É necessário evitar que a regulação e o governo interfiram demais na indústria do gás, mas também não deixar que o mercado por si só conduza estas atividades livremente. As modificações propostas neste trabalho,

aliadas ao possível excedente de gás natural na próxima década, tendem a criar um ambiente propício para o desenvolvimento da competição em algumas etapas da cadeia do gás natural, bem como o desenvolvimento da infra-estrutura nesta indústria. Esta solução de compromisso entre a livre iniciativa e o governo tende a maximizar o benefício público, o que deve ser a atividade fim do Estado.

BIBLIOGRAFIA

- ANP, 1998. Portaria ANP Nº 43/98. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 1998a. Portaria ANP Nº 170/98. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 1999. Portaria ANP Nº 28/99. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2000. Portaria ANP Nº 118/00. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2000. Portaria ANP Nº 243/00. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2001. Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços. Nota Técnica. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ. 95p.
- ANP, 2001a. Portaria ANP Nº 32/01. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2003. Portaria ANP Nº 01/03. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2002. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ. 25p.
- ANP, 2004. Considerações Sobre o Processo de Formação de Preços de Gás Natural no Brasil. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ. 20p.
- ANP, 2005. Portaria ANP Nº 27/05. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2005a. Portaria ANP Nº 28/05. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2005b. Portaria ANP Nº 29/05. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP, 2009. As Rodadas de Licitações da ANP. Acesso em 23/02/2009
http://www.anp.gov.br/petro/entenda_as_rodadas.asp#rodada

AZEVEDO, J. S. G. Petrobrás S/A. 2006. Plano Estratégico 2007-2011. Rio de Janeiro.

BAJAY, S. V. Integrating competition and planning: A mixed institutional model of the Brazilian electric power sector. *Energy*. Elsevier, 2006 v.31, p. 865–876.

BAJAY, S. V. Notas de aula do curso de Política, Planejamento e Regulação, do curso de pós graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos da Faculdade de Engenharia Mecânica-Unicamp. 2005.

BAJAY, S. V.; WALTER, A. C. S; SANT ANA, P. H. M.; BERNI, M. D.; SIMÕES, A.; ROCHA, C. R.; DORILEO, I.; BORDONI, O.; MODESTO, M.; CARRIJO, R.; GORLA, F. Relatórios 1 e 2, convênio entre a Petrobrás e Unicamp referente ao projeto “Potencial de Utilização Térmica e Prêmio Pago pelo Gás Natural nos Segmentos Industriais em Substituição ao Óleo Combustível”, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE), Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Campinas, SP, abril de 2008.

BARBOSA, P.S.F. Revisão Detalhada de Estudos Anteriores Pertinentes à Regulação do Setor Elétrico Brasileiro e do Gás Natural no Brasil. Relatório 1, Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento. Revisão do Ambiente Legal e Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, sua Interação com o Setor Gás Natural, Identificação de Pontos de Ineficiência, Melhorias e Evolução. Petrobrás. 2007.

BEN-ARG. Balance Energetico Nacional, Serie 1950-2005. Secretaria de Energia. República Argentina. 2006.

CGA, 2003. Understanding the North American Natural Gas Market. Discussion Paper. Canadian Gas Association. 29p.

CSPE. Nota Técnica Nº 3: Cálculo das Margens Máximas e Fator X da Comgás. Comissão de Serviços Públicos de Energia, 2004.

DBERR. National Statistics. Digest of United Kingdom Energy Statistics. Department of Business Enterprise & Regulatory Reform. London. 2007

DTI. Energy Markets Limited. Conditions for Truly Competitive Gas Markets in the EU, Vol. 1. Department of Trade and Industry's. Brentford Middles. 224p. 2005.

DOE/EIA. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. of Energy, Energy Information Administration. 2002.

DOE/EIA. Annual Energy Review. Department of Energy, Energy Information Administration. 2007.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia, PDE 2007-2016. Empresa de Pesquisa Energética. 2007.

Federal Energy Regulatory Commission. FERC Order 436. Washigton D.C. 1985.

Federal Energy Regulatory Commission. FERC Order 500. Washigton D.C. 1987.

Federal Energy Regulatory Commission. FERC Order 636. Washigton D.C. 1992.

GAMBIAGGI, F. ALEM, A, C. Finanças Públicas: teoria e prática no Brasil. Segunda Edição, Editora Campus. 2001.

GASNET. Tabelas de venda de gás das distribuidoras no Brasil. www.gasnet.com.br acesso em 20/11/2007.

GORDON, D. V.; GRUNSCH, K.; PAWLUK, C. V. 2003. A natural monopoly in natural gas transmission. Energy Economics. Elsevier, v.25, 473-485p.

GRATWICK, K., N, EBERHARD, A. 2008. Demise of the standard model for power sector reform and the emergence of hybrid power markets. Energy Policy. Elsevier, v.36, p. 3948–3960.

HOSMER, D. W.; LEMESHOW, S. 2000. Applied Logistic Regression. Second Edition. John Wiley & Sons. New Jersey, USA. 375p.

GLG. The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2007. Chapter 31, United Kingdom. Global Legal Group. United Kingdom. 2007.

GLG. The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2007. Chapter 32, USA. Global Legal Group. United Kingdom. 2007a.

IEA. Natural Gas Pricing in Competitive Markets. 1998. International Energy Agency, Paris, FR. 179p.

IEA. Regulatory Reform in Argentina's Natural Gas Sector. 1999. International Energy Agency, Paris, FR. 122p.

IEA. Regulatory Reform: European Gas. 2000. International Energy Agency, Paris, FR. 78p.

IEA. Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. 2002. International Energy Agency, Paris, FR. 273p.

IEA. Energy Policies of IEA Countries. Japan 2003 Review. 2003. International Energy Agency, Paris, FR. 169p.

IEA. Security of Gas Supply in Open Markets. LNG and Power at a Turning Point 2004. International Energy Agency, Paris, FR. 494p.

IEA. Energy Policies of IEA Countries. Canada 2004 Review. 2004a. International Energy Agency, Paris, FR. 172p.

IEA. Natural Gas Information. 2007. International Energy Agency, Paris, FR. 520p.

JOSKOW, P. 2005 Regulation of Natural Monopolies. Cambridge, Center for Energy and Environmental Policy Research. Report. Cambridge, United States. 186 p.

JOSKOW, P. 2005a. Supply Security in Competitive Electricity and Natural Gas Markets. Cambridge, MA. Artigo preparado para apresentação em Beesley, Londres.

JOSKOW, P. Lessons learned from electricity market liberalization. The Energy Journal. International Association of Energy Economics, 2008, p.9-42.

LITTLECHILD, S. Some applied economics of utility regulation: a paper in honor of David Newberry. The Energy Journal. International Association of Energy Economics, 2008, p.43-62

LEE, W. 2004. US lessons for energy industry restructuring: based on natural gas and Californian electricity incidences. Energy Policy. Elsevier, v.32, p.237-259,.

MARTINS, M. P. S. 2006. Expansão do Setor de Gás: Monopólio na Produção X Preços Livres. Revista Brasileira de Energia, 12(2): 49-71.

MME. Balanço Energético Nacional 2007: Ano base 2007. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, DF.

MOHN, K., MISUND, B. Investment and uncertainty in the international oil and gas industry. Energy Economics. Elsevier, 2009 v.31, p. 240–248.

NARUC. Performance-based regulation for distribution utilities. The regulatory assistance project. National Association of Regulatory Utility Commissioners. Report. United States, 2000.

PEDELL, B. Regulatory Risk and the Cost of Capital. Determinants and Implications for Rate Regulation. Springer. Germany. 221p. 2006.

PEREZ-ARRIAGA, I., LINARES, P. Market vs. regulation: a role for indicative energy planning. The Energy Journal. International Association of Energy Economics, 2008, p.149-164.

PORTER, M, E. A Vantagem Competitiva das Nações. Editora Campus, Rio de Janeiro, Brasil, 13ª edição. 897p. 1990.

TRANSPETRO. Gás Natural Liquefeito. Apresentação da Gerência Técnica-Operacional de Gás Natural. Campinas, 03/09/2008.

TURNER, W., C.; DOTY, S. Energy Management Handbook. Fairmont Press. Sexta Edição. United Kingdom. 909p. 2007

PICTON-TUBERVILL, G.; JOHNS, M. 2007. Global Legal Group. The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2007. A practical insight to cross-border Gas Regulation work Chapter 31: United Kingdom. Global Legal Group Ltd, London.

VARIAN, H. R. Microeconomia; Princípios Básicos. Editora Campus, Rio de Janeiro, Brasil. 6ª edição. 778p. 2003.

VISCUSI, K., W.; HARRINGTON, J., E.; VERNON, J., M. Economics of Regulation and Antitrust. The MIT Press, EUA, 4ª edição. 928p. 2005.

HIRSCHHAUSEN, C., von. 2008. Infrastructure, regulation, investment and security of supply: A case study of the restructured US natural gas market. Utilities Policy. Elsevier, v.16, p.1-10.

HIRSCHHAUSEN, C., von, Beckers, T., Brenck, A., 2004. Infrastructure regulation and investment for the long-term: an introduction. Utilities Policy. Elsevier, v.12, p.203-210.

ANEXO I: PORTARIAS E RESOLUÇÕES DA ANP REFERENTES AO GÁS NATURAL

Desde sua criação, a ANP procura estabelecer uma estrutura de regulação que possa regulamentar, fiscalizar, monitorar, promover e informar as atividades de exploração, produção, processamento e transporte de gás natural, nas diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em conformidade com os interesses do País. Diversas portarias e resoluções foram publicadas pelo órgão sobre o gás natural desde sua criação.

A Portaria ANP Nº 43/98 estabelece a regulamentação para a importação de gás natural. De acordo com seu artigo 1º, a importação de gás natural somente será efetuada mediante prévia e expressa autorização da ANP.

A Portaria ANP Nº 170/98 estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liquefeito (GNL). De acordo com esta portaria, estas atividades dependem de prévia e expressa autorização da ANP, que é concedida em duas etapas: autorização de construção (AC) e autorização de operação (AO), mediante a apresentação de informações e licenças de outros órgãos competentes (ex: licença ambiental).

A Portaria ANP Nº 28/99 estabelece a regulamentação para o exercício das atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural. De acordo com esta portaria, fica condicionado à prévia e expressa autorização da ANP o exercício das atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural.

A Portaria ANP Nº 118/00 regulamenta as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e a construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL. Esta portaria cita diversas normas técnicas que devem ser respeitadas por quaisquer

agentes interessados em distribuir, construir ou ampliar centrais de distribuição de GNL. Para estas atividades, são necessárias autorizações, que devem ser solicitadas em requerimento à ANP.

A Portaria ANP Nº 243/00 regulamenta as atividades de distribuição e comercialização de gás natural comprimido (GNC) a granel e a construção, ampliação e operação de Unidades de Compressão e Distribuição de GNC. Diversas normas técnicas devem ser respeitadas, e assim como no GNL, para estas atividades, são necessárias autorizações, que devem ser solicitadas através de requerimento à ANP.

A Portaria ANP Nº 32/01 regulamenta o exercício da atividade de revenda varejista de Gás Natural Veicular - GNV em posto revendedor que comercialize este combustível. Esta portaria cita também diversas normas técnicas que devem ser respeitadas pelo revendedor varejista de GNV, que deve pedir um registro à ANP mediante a apresentação de certas documentações.

Visando à transparência e à mitigação de assimetrias de informação, a ANP publicou a Portaria Nº 1/03, que estabeleceu os procedimentos para o envio das informações referentes às atividades de transporte e de compra e venda de gás natural ao mercado, aos Carregadores e à Agência Nacional do Petróleo- ANP. De acordo com seu Artigo 2º, o Transportador, a partir da data do início de operação da instalação de transporte, manterá atualizado em sua página na Internet boletins eletrônicos contendo informações sobre capacidade e volume de gás sendo transportado, além de outras informações, como o modelo de contrato para cada tipo de serviço, ampliações planejadas, etc.

A Resolução ANP Nº 27/05 regulamenta o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao Transportador. Esta resolução estabelece definições para os seguintes termos: capacidade contratada de entrega, capacidade contratada de transporte, capacidade disponível de transporte, capacidade máxima de transporte, capacidade não utilizada de transporte, capacidade ociosa de transporte, carregador, dentre outros. Em seu Artigo 3º, a Resolução diz que o Transportador não poderá comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das Instalações de Transporte e para formação e manutenção de seu estoque operacional; o Artigo 4º diz que o Transportador permitirá o acesso não discriminatório às suas Instalações de Transporte. Em seu Art. 7º, a

resolução diz que toda Capacidade Disponível de Transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em Instalações de Transporte será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação da Capacidade; este artigo é um avanço para que a competição comece a efetivamente se desenvolver.

A Resolução ANP Nº 28/05 regulamenta a cessão de capacidade contratada de transporte dutoviário de gás natural. De acordo com esta Portaria, o Carregador, titular de um contrato de serviço de transporte firme, poderá ceder a um terceiro não transportador, total ou parcialmente, sua capacidade contratada de transporte, respeitados os direitos contratuais do transportador, podendo celebrar, caso necessário, aditivo ao contrato de transporte vigente, relativo à capacidade cedida.

A Resolução ANP Nº 29/05, ainda que não fixe nenhum valor, estabelece os critérios para cálculo de tarifas de transporte dutoviário de gás natural. Em seu Artigo 5º, a Resolução diz que a tarifa do serviço de transporte firme será estruturada, no mínimo, com base nos seguintes encargos:

I - Encargo de capacidade de entrada: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de recepção, as despesas gerais e administrativas e os custos fixos de operação e manutenção;

II - Encargo de capacidade de transporte: destinado a cobrir os custos de investimento relacionados à capacidade de transporte;

III - Encargo de capacidade de saída: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de entrega;

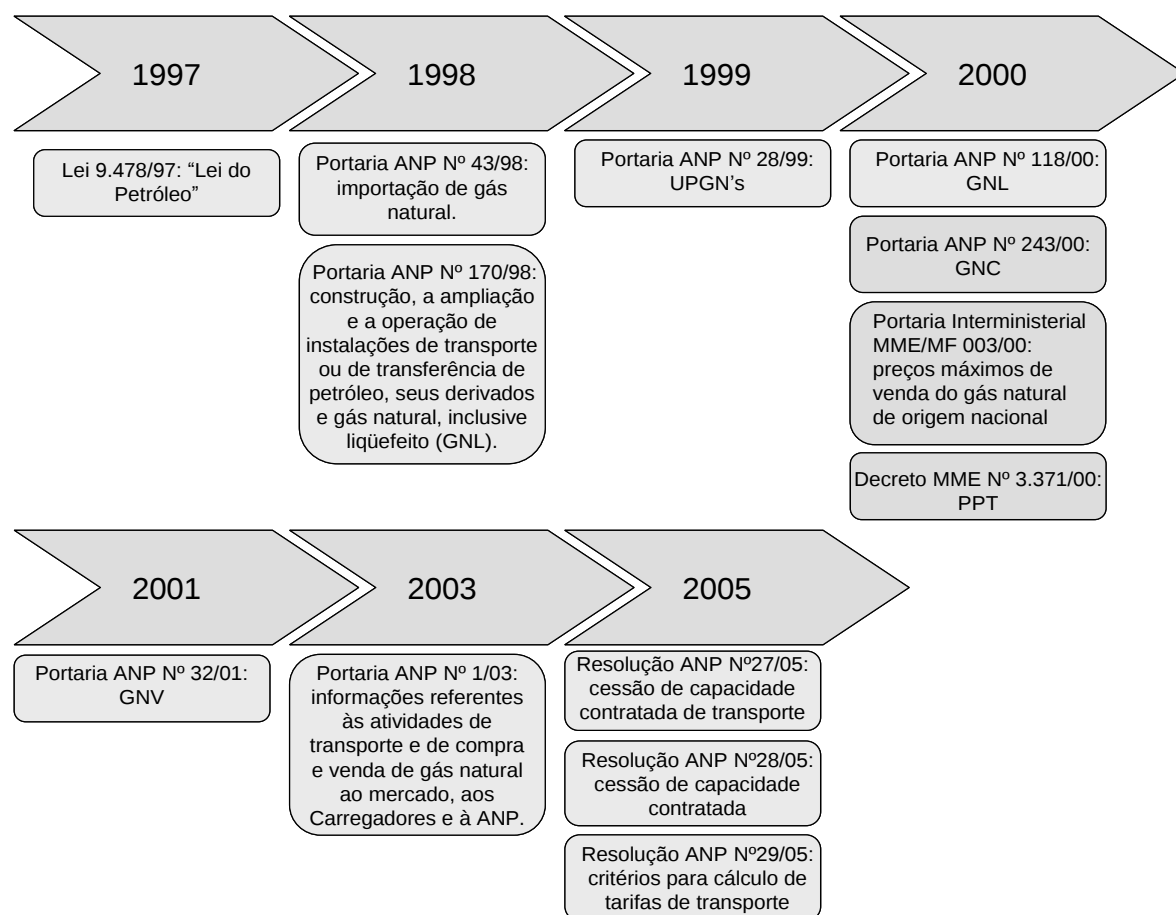
IV - Encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás.

Em seu Artigo 6º, a Resolução definiu que a tarifa do serviço de transporte interruptível será estruturada com base em um único encargo volumétrico, cujo valor será estabelecido em função da probabilidade de interrupção e demais condições deste serviço, tomando como referência o serviço de transporte firme.

A Resolução Nº 29/05 é semelhante à portaria FERC 636 dos EUA, que dentre outros pontos, exigiu que as transportadoras redesenhassem suas tarifas de transporte, para que a maior

parte dos custos fixos fosse recuperada através da reserva de capacidade cobrada dos consumidores firmes. Esta taxa era cobrada mensalmente com base na reserva de capacidade diária, baseada nas exigências do período de pico. Para os clientes interruptíveis, obviamente nenhuma taxa de reserva de capacidade era cobrada. Os custos variáveis eram recuperados através de taxas aplicadas numa base volumétrica do gás efetivamente transportado. Este sistema tarifário auxiliou no desenvolvimento da competição entre os fornecedores de gás nos EUA, eliminando quaisquer distorções de preço inerentes da tarifação anterior, que alocava certos custos fixos na cobrança do uso da commodity gás.

A linha do tempo ilustrada abaixo ilustra as principais portarias e resoluções da ANP, além das principais Leis do setor de gás natural no Brasil. É importante frisar que não há ainda regulamentação específica na área de segurança de suprimento.



: Linha do Tempo com as Principais Leis e Regulamentações do Setor de Gás Natural no Brasil