

A REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL: FATOS E DESAFIOS

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada Por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Helder Queiroz Pinto Júnior, D.Sc.

Prof. José Cesário Cecchi, D.Sc.

Prof. Giovani Vitória Machado, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL.

MARÇO DE 2003

COSTA, HELOISE HELENA LOPES MAIA DA
A Regulação da Indústria do Gás Natural
no Brasil: Fatos e Desafios [Rio de Janeiro]
2003

XIV, 134p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Planejamento Energético, 2003)

Tese – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Gás Natural, 2. Regulação, 3. Reforma do
Estado

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Dedico esta dissertação à minha mãe, Maria
Helena, à minha Tia Regina e às minhas avós,
Cordélia e Eda (*in memoriam*)

Agradecimentos

Inicialmente gostaria de agradecer à minha mãe, Maria Helena, pelo carinho, paciência e incentivo nos momentos difíceis da vida, principalmente nos momentos de apreensão ao longo da execução desta dissertação. Gostaria de agradecer também pelo seu constante e interminável prazer de fazer do mundo que vivemos um mundo melhor.

Ao Eloi Fernández Y Fernández, ao José Cesário Cecchi e ao Rafael Schechtman, por terem permitido realizar este mestrado juntamente às atividades profissionais na Agência Nacional do Petróleo – ANP. Além de agradecer pela confiança depositada em mim, gostaria também de agradecê-los pela amizade e pelo carinho.

Ao Roberto Schaeffer, pela competente e precisa orientação ao longo da elaboração deste trabalho, e, principalmente, pela compreensão das dificuldades de realizar, em conjunto, a elaboração dessa dissertação e os projetos decorrentes da vida profissional. Gostaria de agradecê-lo também pela confiança depositada em mim.

Ao Helder Queiroz Pinto Júnior, pelo valioso auxílio e constante incentivo na execução desta dissertação.

Aos amigos Ana Maria Silva, Andréa Monteiro, Berenice Maculan, Daniel Mendes, Fabiana Martins, Felipe Dias, Janaina Sala, João Loss, Joyce Silveira, Júlia Rotstein, Marcelo Caetano, Marina Tavares, Melissa Mathias, Otis Menezes, Regina Dalvi e Tatiana Lagun, pelo carinho e compreensão pelo constante “desaparecimento” no período de execução desta dissertação, bem como pela chance de poder tê-los como verdadeiros amigos. Às amigas Adriana Tajtelbaum, Christiane Borges e Viviana Faria, que além da grande amizade, deram-me apoio nos momentos críticos.

Aos colegas da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, pelas intermináveis horas de trabalho conjunto e que contribuíram direta ou indiretamente nesta dissertação.

Além destes, gostaria de agradecer aos demais colegas e ex-colegas da ANP, por quem tenho um profundo carinho, especialmente: Carmem Avólio, Deise Monteiro,

Elena Pigozo, Eliana Fernandes, Ernani Carvalho, Ester Virzi, George Silva, Geraldo Rodrigues, Giovani Machado, Jacira Reis, Jason Carneiro, Jorge Otávio Mello, Luciana Nunes, Luciana Oliveira, Márcia Borges, Newton Simão, Ney Cunha, Patrícia França, Patrícia Rocha, Reynaldo Taylor e Valéria Mattos.

Ao Armando Clemente e à Paula Gonzaga, pelo apoio “logístico” dado ao longo da realização dessa dissertação, principalmente pelos empréstimos do *notebook* durante a fase em que não pude utilizar meu computador pessoal.

Aos professores do Programa de Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro agradeço pelas aulas ministradas.

Aos funcionários do Programa de Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro gostaria de agradecer pela atenção e pelo apoio administrativo necessário ao longo do curso de mestrado. A Rita e Mônica, pela ajuda na busca da bibliografia, bem como pela compreensão dos constantes atrasos na devolução. À Sandra e à Simone, pela paciência e carinho que sempre tiveram por mim.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

A REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL: FATOS E DESAFIOS

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Março / 2003

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O propósito principal dessa dissertação consiste na investigação de como foi estruturada a atividade regulatória na indústria do gás natural no Brasil, após o processo de reforma do Estado ocorrida no País, e quais são os principais desafios a serem enfrentados para o seu desenvolvimento.

Esta análise parte da avaliação das especificidades das indústrias de infraestrutura que levaram ao processo de intervenção estatal e como este evoluiu no último século. A partir de então verifica-se como a reforma do papel do Estado brasileiro interferiu na estrutura da indústria petrolífera (petróleo, seus derivados e gás natural) e mais especificamente no setor gasífero.

A pesquisa é finalizada com a apresentação dos resultados da ação regulatória, nos últimos cinco anos, e dos principais desafios a serem ultrapassados para o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE REGULATION OF BRAZIL'S NATURAL GAS INDUSTRY: FACTS AND CHALLENGES

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

March / 2003

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

The main purpose of this dissertation is to investigate how the regulatory activity on natural gas industry was structured, after the state reform process was launched in Brazil and what are the main challenges to be faced for its development.

This analysis starts with the evaluation of the main characteristics of the infrastructure industries, which is necessary to understand the state intervention process and how it developed in the last century. From this point, it will be verified how these reforms changed the petroleum industry structure (oil, its refined products and natural gas) and particularly the natural gas sector.

The research is finalized with the presentation of the regulatory action results, during the last five years, and, then, with the description of the main challenges that will need to be overstepped to the natural gas industry development in Brazil.

SUMÁRIO

Capítulo I. Introdução	1
Capítulo II. Aspectos Teóricos e Históricos do Processo de Intervenção do Estado em Indústrias de Infraestrutura Energética.....	4
II.1. A Caracterização dos Serviços de Infraestrutura	5
II.2. O Processo Histórico de Intervenção do Estado nas Indústrias de Infraestrutura ..	7
II.3. Novas Formas de Organização das Indústrias de Infraestrutura	11
II.3.1. Monopólio Verticalmente Integrado	11
II.3.2. Integração Vertical e Concorrência na Produção.....	12
II.3.3. Livre Acesso à Rede de Transmissão/Transporte	13
II.3.4. Desverticalização Completa com Concorrência na Produção/ Distribuição e Livre Acesso à Rede de Transmissão/Transporte	14
II.3.5. Horizontalização das Diversas Cadeias Energéticas e Competição Inter-Energética	16
II.4. Princípios e Objetivos da Regulação em Indústrias de Infraestrutura.....	17
II.5. Principais Instrumentos de Regulação Ativa em Indústrias de Infraestrutura Energética	19
II.5.1. Regulação de Preços	20
II.5.1.1. Tarificação por Custo de Serviço (ou Tarificação pela Taxa de Retorno) ...	20
II.5.1.2. Tarificação pelo Custo Marginal e a Solução “Second Best”	22
II.5.1.3. Tarificação pelo Preço Máximo (Price Cap).....	24
II.5.2. A Regulação do Acesso	25
II.5.3. A Regulação da Qualidade.....	26
Capítulo III. A Reforma do Estado Brasileiro e os Impactos sobre a Indústria Petrolífera.....	28
III.1. A Reforma do Estado Brasileiro	29
III.1.1. O Papel do Estado Brasileiro: De 1930 a 1985.....	29
III.1.2. O Papel do Estado Brasileiro no Governo Sarney: Período 1985/89	31
III.1.3. O Papel do Estado Brasileiro nos Governos Collor e Itamar Franco: 1990/1993	32
III.1.4. O Papel do Estado Brasileiro no Governo Fernando Henrique Cardoso: 1994/2002	34
III.2. Os Impactos no Setor Petrolífero	37
Capítulo IV. A Evolução da Indústria do Gás Natural no Brasil e a Ação Regulatória.....	44
IV.1. Características Técnicas e Econômicas da Indústria do Gás Natural	45
IV.2. Breve Histórico do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil	50
IV.2.1. O Perfil da Oferta	52
IV.2.1.1. Infraestrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil	55
IV.2.1.2. Infraestrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil.....	57
IV.2.2. Perfil da Demanda	60
IV.2.3. Perfil Institucional	62
IV.3. A Regulação Decorrente do Atual Estágio de Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil.....	64

IV.3.1. A Regulação Setorial	65
IV.3.2. A Regulação da Concorrência.....	70
Capítulo V. Um Balanço da Ação Regulatória e os Principais Desafios para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil	73
V.1. Um Balanço da Ação Regulatória na Indústria do Gás Natural no Brasil	74
V.1.1. O Balanço em Números	75
V.1.1.1. As Ações de Cunho Geral – Não Específico ao Setor Gasífero	75
V.1.1.2. As Ações de Cunho Específico ao Setor Gasífero	77
V.2. Principais Desafios para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil	80
V.2.1. Política Energética para o Gás Natural	80
V.2.2. Acompanhamento de Práticas Anti-Competitivas.....	86
Capítulo VI. Conclusão.....	89
Referências Bibliográficas	93
ANEXOS	101
Anexo 1 – Reservas de Gás Natural no Brasil	102
Anexo 2 – Oferta de Gás Natural no Brasil	105
Anexo 3 – Infraestrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil.....	112
Anexo 4 – Infraestrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil	114
Anexo 5 – Consumo Final de Gás Natural no Brasil	116
Anexo 6 – Portarias Publicadas pela ANP para Regulamentação da Indústria de Gás Natural no Brasil	119
Anexo 7 – Resumo dos Resultados Obtidos nas Rodadas de Licitação de Blocos Realizadas pela ANP	124
Anexo 8 – Resumo das Autorizações Concedidas para Construção, Ampliação e Operação de Instalações de Transporte e para Importação de Gás Natural no Brasil	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Resultado Financeiro da Alienação de Ativos da União no Governo Fernando Henrique Cardoso (US\$ Milhões)	35
Tabela 4.1 – Composição Química Típica do Gás Natural no Brasil	48
Tabela 4.2 – Evolução da Participação do Gás Natural na Oferta Interna de Energia (%)	51
Tabela 5.1 – Participação na Matriz Energética Brasileira (%)	74
Tabela 5.2 – Resultado Consolidado das Rodadas de Licitação	75
Tabela 5.3 – Resumo das Resoluções de Conflito	78
Quadro 5.1 – Participação dos Principais Agentes Econômicos na Cadeia de Valor da Indústria do Gás Natural e nas Atividades Correlatas no Brasil	87
Tabela A.1 – Reservas Provadas de Gás Natural – 1964-2002	103
Tabela A.2 – Reservas totais e provadas de gás natural, por local (terra e mar), segundo Unidades da Federação – 1999-2002	104
Tabela A.3 – Produção Nacional de Gás Natural, por Unidades da Federação – 1964-2002	106
Tabela A.4 – Oferta Interna de Gás Natural no Brasil – 2000-2002	108
Tabela A.5 – Importação de Gás Natural no Brasil – 1999-2002	110
Tabela A.6 – Capacidade nominal de processamento de gás natural, segundo unidades produtoras – 2002	112
Tabela A.7 – Capacidade nominal prevista de processamento de gás natural, segundo unidades produtoras em construção	113
Tabela A.8 – Dutos de transporte de gás natural de produção nacional, segundo a malha – 2002	114
Tabela A.9 – Dutos de transporte de gás natural importado – 2002	115
Tabela A.10 – Consumo Final de Gás Natural, segundo segmento de Consumo – 1975-2001 (%)	116
Tabela A.11 – Média das Vendas de Gás Natural, segundo Unidades da Federação – 1995-2002 (mil m ³ /dia)	117
Tabela A.12 – Projetos de Expansão da Geração Termelétrica a Gás Natural	118
Tabela A.13 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 1	124
Tabela A.14 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 2	125
Tabela A.15 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 3	126
Tabela A.16 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 4	128
Tabela A.17 – Autorizações Concedidas para Construção, Ampliação e Operação de Instalações de Transporte de Gás Natural – 1998-2002	129
Tabela A.18 – Autorizações Concedidas e Válidas para Importação de Gás Natural – 1998-2002	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Cadeia Econômica numa Estrutura de Mercado de Monopólio Verticalmente Integrado	12
Figura 2.2 – Cadeia Econômica com Integração Vertical e Concorrência na Produção	13
Figura 2.3 – Cadeia Econômica com Livre Acesso à Rede de Transporte/Transmissão	

.....	14
Figura 2.4 – Cadeia Econômica com Desverticalização Completa, Concorrência na Produção/ Distribuição e Livre Acesso à Rede de Transporte/Transmissão	15
Figura 2.5 – Cadeia Econômica com Horizontalização das Diversas Cadeias Energéticas e Competição Inter-Energética	16
Figura 4.1 – A Cadeia de Valor da Indústria do Gás Natural	46
Figura 4.2 – Localização Geográfica da Malha de Transporte de Gás Natural no Brasil em 2002	60
Figura 4.3 – Perfil Institucional da Indústria do Gás Natural no Brasil	63

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Tarificação de Preço (Solução “ <i>Second Best</i> ”)	23
Gráfico 4.1 – Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil, por Unidade da Federação (mil m ³ /dia)	52
Gráfico 4.2 – Distribuição Percentual das Reservas Provadas de Gás Natural, segundo Unidades da Federação, em 31/12/2002	53
Gráfico 4.3 – Evolução da Malha de Transporte de Gás Natural (Km)	57

LISTA DE QUADROS

Quadro 5.1 – Participação dos Principais Agentes Econômicos na Cadeia de Valor da Indústria do Gás Natural e nas Atividades Correlatas no Brasil	87
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

SIGLÁRIO

AGERBA – Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
AGER/MT – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso
AGERGS – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul
AGR – Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos
AL – Alagoas
AM – Amazonas
ANA – Agência Nacional das Águas
ANATEL – Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo
ANTAQ – Agência Nacional de Transportes Aquaviários
ANTT – Agência Nacional de Transportes Terrestres
ARCE – Agência Reguladora do Ceará
ARCON – Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará
ARPE – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Pernambuco
ARSAL – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas
ARSEP – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte
Art. – Artigo
ASEP – Agência Reguladora dos Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro
ASES – Agência Reguladora dos Serviços Concedidos do Estado de Sergipe
Aut. – Autorização
BA – Bahia
BG – British Gas
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BTU – British Thermal Unit
CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CE – Ceará
CED – Comissão Nacional de Desestatização
CENPES – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello
CNP – Conselho Nacional do Petróleo
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
COPPE – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia
CSN – Companhia Siderúrgica Nacional
CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia
CVRD – Companhia Vale do Rio Doce
DCPP – Demonstrativo de Controle de Produtos Processados
DNC – Departamento Nacional de Combustíveis
DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral
E&P – Exploração e Produção
EPE – Empresa Produtora de Energia
ES – Espírito Santo
FGTS – Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
Gasod. – Gasoduto

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
 GNC – Gás Natural Comprimido
 GNL – Gás Natural Liquefeito
 GNV – Gás Natural Veicular
 IE – Instituto de Economia
 IEE – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia
 IEA – International Energy Agency
 INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
 IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
 Km – quilometro
 MA – Maranhão
 MARE – Ministério da Administração e Reforma do Estado
 MG – Minas Gerais
 MF – Ministério da Fazenda
 MME – Ministério de Minas e Energia
 MMBTU – Milhão de BTU
 MS – Mato Grosso do Sul
 MW – Megawatt
 Nd – Dado não Disponível
 NDC – Núcleo de Defesa da Concorrência
 OCDE – Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico
 PA – Pará
 PAEG – Plano de Ação Econômica do Governo
 PB – Paraíba
 PCI – Poder Calorífico Inferior
 PCS – Poder Calorífico Superior
 PE – Pernambuco
 PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A
 PND – Programa Nacional de Desestatização
 PPE – Programa de Planejamento Energético
 Pol. – Polegadas
 PPT – Programa Prioritário de Termelétricas
 PPT-C – Programa Prioritário de Termelétricas – Cogeração
 PR – Paraná
 REDUC – Refinaria Duque de Caxias
 SC – Santa Catarina
 SE – Sergipe
 SDE – Secretaria de Defesa Econômica
 SEAE – Secretaria de Acompanhamento Econômico
 SGMB – Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro
 SP – São Paulo
 SPE – Society of Petroleum Engineers
 RJ – Rio de Janeiro
 RN – Rio Grande do Norte
 RO – Rondônia
 RS – Rio Grande do Sul
 SCG – Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural
 TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil
 TSB – Transportadora Sul–Brasileira
 UF – Unidade da Federação
 UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro
 UGN – Unidade de Gás Natural
 UPCGN – Unidade de Processamento de Condensados de Gás Natural

UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural
URGN – Unidade de Recuperação de Gás Natural
URL – Unidade de Recuperação de Líquidos de Gás Natural
USP – Universidade de São Paulo
... – Dado Numérico não Disponível

Capítulo I. Introdução

A eficiência com que os bens e/ou serviços de infraestrutura são ofertados e/ou usados é um item central para determinar a competitividade da economia de um país, já que fornecem insumos básicos para o setor produtivo como um todo, seja como matéria-prima seja como combustível. No entanto, estes possuem algumas características de cunho econômico que os tornam diferentes de outros segmentos, necessitando, desta maneira, de alguma intervenção estatal.

Dentro deste contexto, ao longo de diversas décadas do século passado, o desenvolvimento das indústrias de infraestrutura em muitos países esteve atrelado ao investimento direto do Estado, estas se configurando sob a forma de monopólios públicos verticalmente integrados. Entretanto, com a alteração dos preceitos ao desenvolvimento econômico no final da década de 70, ganhou projeção a visão liberal que afirmava que esta forma de participação era ineficiente, necessitando, desta maneira, de reformas.

Sendo assim, diversos países engajaram-se em processos de reestruturação que visavam reduzir a participação do Estado na atividade de produção de bens ou prestação de serviços, passando a tarefa de gestor das indústrias de infraestrutura para agentes privados e assumindo o papel de regulador, já que as privatizações e/ou concessões por si só não garantem a reordenação do Estado e nem resolvem o problema da ineficiência econômica possível de ser observada nestes setores.

Portanto, o Estado, para exercer o seu papel de regulador, comumente cria organismos competentes (agências reguladoras setoriais e órgãos de defesa da concorrência) para controlar as ações dos agentes e arbitrar possíveis conflitos entre eles.

No caso das indústrias de petróleo e gás natural essas mudanças são claramente perceptíveis. Logo, o objetivo dessa dissertação consiste na investigação de como foi estruturada a atividade regulatória na indústria do gás natural no Brasil e quais são os principais desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento do setor gasífero no País, este ainda em estágio incipiente.

Para que seja possível compreender o que foi exposto acima, esta dissertação está estruturada com esta introdução e outros cinco capítulos.

O segundo capítulo identifica as principais características econômicas dos setores de infraestrutura que justificam a intervenção estatal e como foi a evolução desta ação dentro de uma perspectiva histórica. Em seguida, a partir da avaliação feita por Chevalier (1997) e apresentada por Rodrigues & Dias (1997) e Silveira (2000), são definidas as formas de organização industrial que os setores de infraestrutura energética podem se estruturar após a redução de barreiras institucionais à entrada promovidas nos processos de reforma do Estado. Por fim, são estabelecidos os principais fundamentos teóricos para a regulação setorial e de defesa da concorrência, bem como os instrumentos de que dispõem os órgãos reguladores setoriais para exercer esse novo papel.

Isto posto, e com o objetivo de apresentar como esse movimento de transformação do papel do Estado ocorreu na economia brasileira, no terceiro capítulo estuda-se como o Estado brasileiro se estruturou ao longo dos últimos setenta anos e quais foram os efeitos observados desse processo no setor petrolífero do País.

Com base no arcabouço analítico exposto nos dois capítulos anteriores é possível compreender qual foi o papel do Estado no desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil e como está sendo a ação regulatória nos últimos cinco anos, foco central desta dissertação. Para apresentar a evolução desse processo, o quarto capítulo está estruturado da seguinte forma. No primeiro item são identificadas as principais características técnicas e econômicas da indústria do gás natural. Já na seção seguinte é realizada uma breve descrição de seu desenvolvimento no País e de como a reforma do Estado implicou o seu novo modo de organização. Por fim, a última seção apresenta as ações regulatórias executadas, sejam elas tanto de cunho setorial quanto concorrencial.

No entanto, devido à fase infante que a indústria do gás natural no Brasil se encontra, bem como a incipiente aplicação da atividade regulatória empreendida após a reforma estatal, faz-se necessário no quinto capítulo realizar uma avaliação das ações executadas (políticas e regulatórias) para verificar se os resultados esperados de introdução da concorrência e de desenvolvimento da infraestrutura de transporte foram atingidos. A partir dessa análise é possível identificar no final do mesmo os principais desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento da indústria gasífera

nos próximos anos. Finalmente, a dissertação se encerra com a conclusão, que recupera as principais questões levantadas ao longo do trabalho e aponta questões que poderão ser discutidas em futuras pesquisas relacionadas ao assunto.

Capítulo II. Aspectos Teóricos e Históricos do Processo de Intervenção do Estado em Indústrias de Infraestrutura Energética

Tanto no Brasil quanto em muitos outros países, o setor de infraestrutura, de uma forma geral, desenvolveu-se, efetivamente, por intermédio da ação governamental, com o Estado tomando para si a responsabilidade pelo provimento de bens e serviços considerados de utilidade pública. Tal fato não se deu por acaso, mas pela particularidade destas indústrias que levam-nas a estruturarem-se de forma concentrada.

A partir do final dos 70, do século passado, no entanto, começou a ser questionada a eficiência desse modo de organização, devido a perda de capacidade de investimento na modernização e expansão dos setores de infraestrutura. Tal fato define um marco histórico relevante para entender os processos de reforma do papel do Estado por que passaram (e estão passando) alguns países.

Logo, o presente capítulo inicia-se com a apresentação das especificidades de cunho econômico das indústrias de infraestrutura em geral e que dão suporte ao entendimento do processo histórico de intervenção do Estado nestes segmentos. A partir de então, faz necessário identificar as novas formas de organização industrial que os setores de infraestrutura energética podem se estruturar, para em seguida apresentar os novos princípios, objetivos e instrumentos do Estado, já que este deixa de ser predominantemente provedor destes bens/serviços e assumindo suas funções regulatórias.

Vale ressaltar que a análise que será apresentada não pretende esgotar os temas relacionados ao assunto, e sim estabelecer o arcabouço analítico que dá suporte ao entendimento do processo de reestruturação do Estado Brasileiro e a ação regulatória na indústria de gás natural no Brasil, decorrente desse processo de transformação.

II.1. A Caracterização dos Serviços de Infraestrutura

O significado que até hoje perdura para o termo infraestrutura tem origem no final do século XIX, sendo este utilizado para identificar aqueles bens e serviços compostos de ativos fixos que estão à disposição da coletividade, sejam empresas ou indivíduos (ANP, 2001).

Por outro lado, as indústrias de infraestrutura¹ possuem características técnicas e econômicas que as tornam diferentes dos demais setores de uma economia. Em função disto, estas são, em boa parte, compostas por atividades distintas que se constituem sob a forma de uma rede física necessária à sua operação e prestação do serviço, denominando-as, desta maneira como indústrias de rede.

Trebing (1996), Pinto Júnior (1997), Pires (2000) e Rodrigues & Farias (2001) apontam as principais especificidades das indústrias de rede. São elas: (i) a indivisibilidade dos ativos/instalações; (ii) a necessidade de superdimensionar a rede na sua construção, dada a imprevisibilidade da demanda; (iii) a necessidade de um elevado nível de investimentos para a construção dos ativos; (iv) a existência de economias de escala e economias de escopo (a ponto de possuir ao longo desta rede etapas caracterizadas como monopólios naturais); (v) a presença de externalidades na prestação do serviço; e (vi) a obrigação jurídica de fornecimento. Cada um desses aspectos é sucintamente explicado a seguir.

A primeira característica fundamental das indústrias de rede é o fato de seus ativos serem indivisíveis. Ou seja, construí-los de forma fracionada e sem devida conexão com outro ativo (de mesma função) ou com o mercado consumidor faz com que eles não sejam eficientes no que diz respeito ao atendimento do objetivo de possibilitar o consumo de bens e serviços necessários para a rotina diária de indivíduos ou empresas, para o qual foram concebidos.

Atrelado a isto, estes setores geram bens e serviços que são, em sua grande maioria, consumidos a todo e qualquer momento. Logo, as instalações devem ser capazes de responder, simultaneamente, às fortes oscilações da demanda (que podem ser cíclicas ou sazonais, previsíveis ou imprevisíveis, contínuas ou interruptas)

¹ Exemplos de indústrias de infraestrutura são: energia elétrica, gás natural, água, saneamento básico e telefonia.

e ao crescimento sustentado e de longo prazo desta mesma demanda. A partir desta constatação pode-se identificar a segunda característica principal das indústrias de rede, que é a necessidade de conceber tais empreendimentos de forma quase sempre superdimensionada², o que faz com que os mesmos passem a ter, durante um tempo de sua vida útil, capacidade ociosa.

Com base na descrição das duas especificidades supracitadas, e considerando o emprego de tecnologias e insumos específicos, não é difícil definir a terceira característica que é a do alto nível de investimento necessário à implantação destes ativos. Por serem superdimensionados e não poderem ser parcelados, estes exigem um investimento inicial significativo, com prazo de maturação elevado. Tais fatores são percebidos pelos agentes privados interessados neste tipo de indústria como barreiras à entrada, e, conseqüentemente, desincentivadores ao investimento.

Por outro lado, as indústrias de rede possuem uma marca distinta, pois estas podem beneficiar-se tanto das economias de escala quanto das economias de escopo advindas da possibilidade de interdependência dos bens e serviços que fornecem. Segundo Viscusi (2000), tais fatores justificam economicamente a existência de monopólios naturais, já que permitem a sub-aditividade na função de custos da indústria como um todo. Portanto, um monopólio natural surge quando o custo de uma única firma para produzir um ou mais bens é menor do que o somatório dos custos de várias firmas produzindo esses mesmos produtos.

A quinta característica fundamental é a geração de externalidades, que podem ser tanto positivas (a ação de uma das partes gera ganho a outra) quanto negativas (a ação de uma das partes impõe custos sobre a outra). Isso significa que estas indústrias são responsáveis pela geração de benefícios e/ou custos que irão recair sobre outros agentes da economia. Alguns exemplos de externalidades positivas podem ser citadas: (a) aquelas oriundas do fornecimento de serviços onde os benefícios sociais são superiores aos benefícios privados e difíceis de serem apropriados pelas empresas; e (b) aquelas oriundas do efeito de encadeamento entre indústrias consideradas fundamentais para o desenvolvimento econômico.

² Como poderá ser visto com maiores detalhes no Capítulo IV, a expansão em quilômetros da rede de movimentação de gás natural no Brasil é um exemplo bastante ilustrativo deste padrão de crescimento em degrau, típico das indústrias de infraestrutura.

Por fim, a sexta característica marcante das indústrias de rede é a obrigação jurídica de fornecimento do serviço, pois normalmente os bens e/ou serviços de infraestrutura são considerados de utilidade pública. Segundo Pires (2000), “esses serviços possuem uma função social e devem satisfazer às necessidades da população e da atividade econômica do País, devendo ser oferecidos a qualquer pessoa que deseje demandá-los. Desta forma, além da obrigação jurídica, eles possuem também caráter universal e devem ser prestados de forma contínua – aspectos que evidenciam ainda mais a obrigação jurídica de fornecimento de tais serviços”.

A presença das características acima expostas é responsável pela forma como estas indústrias foram desenvolvidas e organizadas ao longo das últimas décadas: monopólios naturais verticalmente integrados (Alveal & Pinto Júnior, 1997). Esta estrutura goza de um poder de mercado que pode conduzi-la a práticas nocivas ao consumidor, já que não sofre pressões competitivas, estando protegida por barreiras econômicas à entrada (elevado nível de investimento para implementação, significativas economias de escala e/ou escopo, presença de externalidades).

Desta forma, uma empresa que opere nesta estrutura de mercado pode produzir e fornecer bens e/ou serviços a custos unitários mais elevados e com qualidade e continuidade desejada aquém do ponto de maximização do bem-estar social. Ou seja, apesar de potencializar ganhos associados à escala e à formação de redes, o monopólio sem a devida supervisão pode não atender às necessidades da sociedade e reduzir os impactos positivos gerados pelas indústrias de infraestrutura (ANP, 2001). Exatamente por conta destes fatores a teoria econômica neoclássica explica a intervenção do Estado em tais indústrias, como será visto no próximo item.

II.2. O Processo Histórico de Intervenção do Estado nas Indústrias de Infraestrutura

A justificativa econômica para a intervenção do Estado nas indústrias de infraestrutura, e mais especificamente nas indústrias de rede, está centrada nos

problemas decorrentes de falhas de mercado, ou seja, este deverá atuar nas atividades nas quais o mercado *per se* não conduz à eficiência econômica³⁴.

Dentro deste contexto, e sob uma perspectiva histórica, duas opções foram encontradas para a intervenção do Estado a fim de solucionar ou tentar minimizar os efeitos dessas falhas de mercado que se acumularam (ou que ainda se acumulam) nos setores de infraestrutura. Em ambos os casos o objetivo era exercer um controle público sobre as indústrias de infraestrutura com vistas à atingir a alocação mais eficiente dos recursos empregados nestes setores.

A primeira delas refere-se à opção norte-americana pela concessão dos serviços de infraestrutura a empresas privadas e o conseqüente aparato regulatório, para evitar condutas abusivas que prejudicassem os consumidores. Segundo Pinto Júnior (1998), esta modalidade centra-se no controle dos monopólios privados das indústrias de rede, tendo como característica básica o arcabouço jurídico-institucional norte-americano, apoiado por um lado pelo *common law* e pela forte jurisprudência, e por outro lado pela grande estrutura institucional montada por intermédio das *Public Utility Comissions - PUC*⁵ (agências reguladoras estaduais), desde 1930. Com isso, a intervenção estatal, neste caso, tem o caráter de proteger os consumidores do poder de monopólio dos operadores privados das indústrias de infraestrutura consideradas de interesse público.

Já na segunda experiência, a européia, o modelo de intervenção estatal caracterizou-se pela constituição de grandes monopólios estatais verticalmente integrados. A partir de 1940, o Estado, por meio das empresas nacionais, assumiu a

³ Em relação à eficiência econômica, podemos distingui-la entre eficiência produtiva, distributiva e alocativa. A eficiência produtiva é obtida com a utilização de métodos mais eficientes de produção e administração, resultando em uma minimização dos custos. A eficiência distributiva refere-se à capacidade de eliminação, por meio da concorrência ou de outro dispositivo, de rendas monopolísticas ou outros ganhos temporários por parte de agentes individuais. Já a eficiência alocativa é a capacidade de prover a sociedade com um nível ótimo de produção, que se encontra quando o preço se iguala ao custo de produzir uma unidade adicional do produto, o chamado custo marginal. Quanto maior a concorrência no mercado, mais esse preço se aproxima do valor considerado ótimo. Para maiores detalhes ver Possas *et. al.* (1997).

⁴ Para uma discussão ampla sobre o assunto ver Stiglitz *et. al.* (1987).

⁵ Através do arcabouço político institucional norte-americano, as PUC funcionam com alto grau de autonomia com relação à administração federal, tendo liberdade para estabelecer formas de regulação que objetivam tanto a garantia da operação das indústrias de rede articuladas em torno da estrutura monopolista, mesmo que limitadas geograficamente, quanto a garantia do bem-estar social das metas estabelecidas de atendimento aos consumidores. Um estudo de caso desta estrutura foi estabelecido por Pinto Júnior (1998) e Vilas Boas (1999) para a indústria do gás natural.

responsabilidade pelo planejamento, operação, coordenação e gestão da infraestrutura econômica na maioria dos países europeus. Esta intervenção direta tinha como objetivo garantir para toda a sociedade o provimento dos serviços de infraestrutura de forma ininterrupta e sem discriminação entre os diferentes consumidores.

Segundo Guimarães (1997), a intervenção estatal direta nas indústrias de infraestrutura foi embasada por uma série de fatores tanto de ordem econômica quanto de ordem política: (a) as empresas públicas eram vistas pela sociedade como um instrumento para corrigir as desigualdades da distribuição de renda e para assegurar que rendas econômicas advindas da exploração dos serviços de infraestrutura fossem totalmente apropriadas pelo Estado; (b) o Estado era percebido como agente indutor do crescimento econômico necessário para a reconstrução econômica e social dos países assolados pelas diversas crises econômicas desde 1930 (a Grande Depressão de 29 e a Segunda Grande Guerra Mundial são alguns exemplos); e (c) o Estado era visto como um agente econômico que possuía autonomia suficiente para aplicação de recursos objetivando o bem-estar da sociedade.

No entanto, entre 1970 e 1990, iniciou-se um processo de questionamento quanto à eficiência do modelo europeu de intervenção estatal. Esse descontentamento não pode ser atribuído, exclusivamente, aos resultados decorrentes da crise econômica advinda da elevação dos preços do petróleo no mercado mundial. Conforme descreve Pinto Júnior (1998), “o questionamento quanto à eficiência desse modo de organização tem nítida inspiração liberal. Nesta visão, o diagnóstico sobre a perda de performance das empresas estatais baseava-se na falta de condições de concorrência e da ineficiência do Estado na operação e gestão dos negócios das empresas de infraestrutura”.

As reformas implementadas na Grã-Bretanha no final dos anos 80 foram paradigmáticas e influenciaram o processo de reestruturação das indústrias de rede de outros países, inclusive o Brasil, conforme pode ser visto no próximo capítulo. Vale ressaltar que estas reformas foram assim consideradas, pois estabeleceram novos preceitos ao desenvolvimento econômico mundial, por intermédio da abertura

comercial, da globalização, da descentralização e da formação de blocos regionais⁶. Tal fato alterou substancialmente o contexto no qual se situavam as estratégias de desenvolvimento do Estado, exigindo uma profunda revisão do papel a ser desempenhado por este.

Desta maneira, algumas medidas foram aplicadas pelo governo inglês para consubstanciar o processo de reforma do Estado. Alguns exemplos são: (i) privatização das empresas públicas; (ii) implementação de novos mecanismos de regulação; e (iii) introdução da concorrência em diferentes segmentos de atividade das indústrias energéticas de rede, através da redução de barreiras institucionais e econômicas à entrada de novos agentes.

Assim, desde 1990, esse movimento de reestruturação das indústrias de infraestrutura gerou um debate a respeito do papel do Estado, não mais como gestor, mas agora como regulador. O novo modelo estabelece a constituição de órgãos nos moldes daqueles até então vistos somente no Estados Unidos. Além do papel tradicional de controle da qualidade e preço dos serviços oferecidos ao consumidor, o Estado acumulou a função de regular monopólios naturais agora submetidos às pressões concorrenciais, o que pressupõe regras bem definidas a respeito do funcionamento e estrutura do novo mercado.

Neste contexto, a partir da reforma do Estado e sua conseqüente ação de abrir os mercados, através da redução de barreiras econômicas e institucionais à entrada de novos agentes, as indústrias de infraestrutura podem ser configuradas de diversas formas. Por conseguinte, o próximo item tem por objetivo identificar as novas formas de organização industrial, para que em seguida possa ser identificado como os princípios, objetivos e instrumentos regulatórios foram estabelecidos.

⁶ Para esta pesquisa foi considerado como premissa a alteração desses preceitos. No entanto, para o entendimento do processo histórico que levou a modificação dos mesmos é recomendável a leitura de Chesnais (1996) e IPEA (1997).

II.3. Novas Formas de Organização das Indústrias de Infraestrutura

Até o momento, a análise feita não se restringiu à qualquer indústria de infraestrutura. No entanto, com o objetivo de focar a análise dentro do escopo deste trabalho, este item visa verificar quais foram as novas formas de organização que as indústrias de infraestrutura energética puderam se estruturar.

Segundo Chevalier *apud* Rodrigues & Dias (1997) e Silveira (2000) há um grande número de tipologias a respeito de modelos organizacionais em indústrias de infraestrutura energéticas, sendo aqui apresentados cinco modelos básicos. Vale ressaltar que a aplicação de cada um desses modelos está diretamente relacionada à estrutura jurídico-institucional de cada indústria e/ou país, podendo ocorrer pequenas variações nos modelos abaixo destacados.

II.3.1. Monopólio Verticalmente Integrado

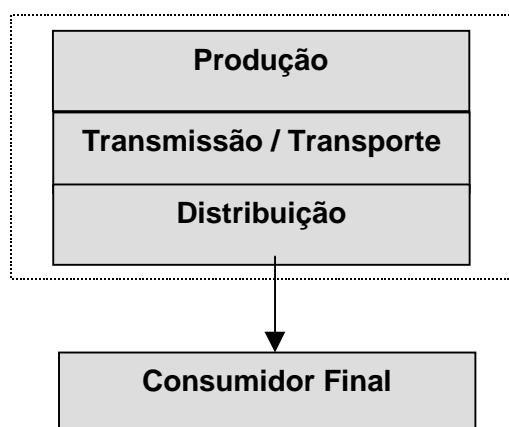
Mesmo com possíveis reduções de barreiras econômicas, tecnológicas e institucionais à entrada, esta configuração ainda pode ser vista e por conta disso apresenta-se como a mais tradicional e conservadora. Conforme pode ser observado na Figura 2.1, este modelo tem como justificativas econômicas os seguintes pontos: (a) garantia do aprovisionamento dos insumos; e (b) redução dos custos de transação⁷ (Hovenkamp *apud* Silveira, 2000).

Em relação ao item (a), a garantia de suprimento minimiza a incerteza quanto ao fluxo de insumos, o que possibilita a redução dos custos de produção. Já no que concerne ao ponto (b), a integração vertical relaciona-se com os custos de transação, pois ao dispensar a elaboração e monitoramento de contratos, estes são minimizados e/ou evitados.

⁷ O conceito de custos de transação foi inicialmente tratado por Coase (1937), a partir da publicação do artigo intitulado "The Nature of the Firm" (A Natureza da Firma). No entanto, foi a partir de Williamson (1975, 1985) que o conceito até hoje utilizado foi definido. Segundo Williamson (1985), custos de transação são definidos como os custos incorridos para "planejar, adaptar e monitorar o cumprimento de tarefas.". Para maiores detalhes sobre a Teoria dos Custos de Transação, pesquisar: Williamson (1985) e Fiani (2002).

No entanto, este tipo de estruturação não garante o bem-estar social, tal como visto anteriormente, já que ao produzir sem garantir a eficiência econômica, as indústrias de infraestrutura energética podem repassar automaticamente seus custos aos preços, o que pode prejudicar o consumidor final.

Figura 2.1 – Cadeia Econômica numa Estrutura de Mercado de Monopólio Verticalmente Integrado



Fonte: Elaboração própria, a partir de Juris (1999) e Silveira (2000)

II.3.2. Integração Vertical e Concorrência na Produção

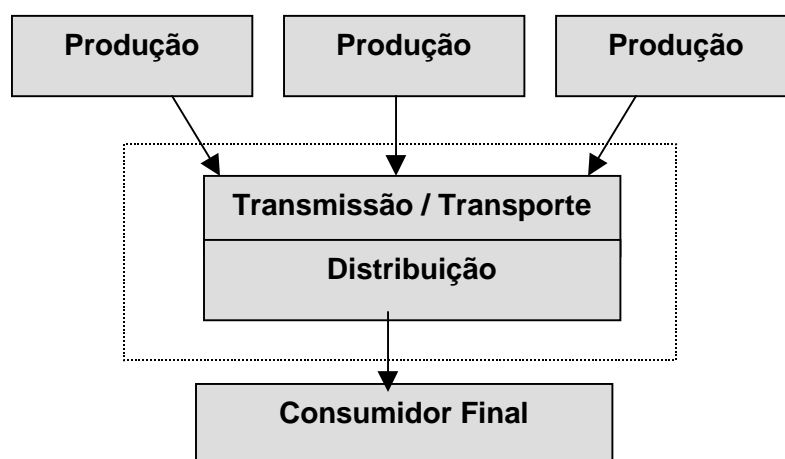
Neste modelo, o segmento da produção não tem como proprietário o agente econômico gestor das demais atividades da indústria, sendo introduzida a competição nesta etapa através da abertura à entrada de diversos produtores, conforme pode ser observado na Figura 2.2. No entanto, isto não implica, necessariamente, alteração significativa na estrutura organizacional da indústria nas etapas a jusante da etapa de produção.

Embora possa haver concorrência no segmento da produção esta estrutura possui características de mercado cativo, já que implica a idéia de o produtor ter sua infraestrutura de transmissão/transporte (formando seu próprio mercado) ou ter contratos de prestação desse tipo de serviço por um longo prazo com a empresa dominante, esta última atendendo seu próprio mercado.

Esta estrutura foi inicialmente aplicada na indústria de gás natural. No entanto, também pode ser vista na indústria de energia elétrica dos Estados Unidos, através da promulgação do PURPA⁸, em 1978.

Logo, este tipo de organização industrial pode ser explicado e/ou justificado por intermédio da redução de barreiras ligadas à escala e custos, como também por fatores institucionais.

Figura 2.2 – Cadeia Econômica com Integração Vertical e Concorrência na Produção



Fonte: Elaboração própria, a partir de Juris (1999) e Silveira (2000)

II.3.3. Livre Acesso à Rede de Transmissão/Transporte

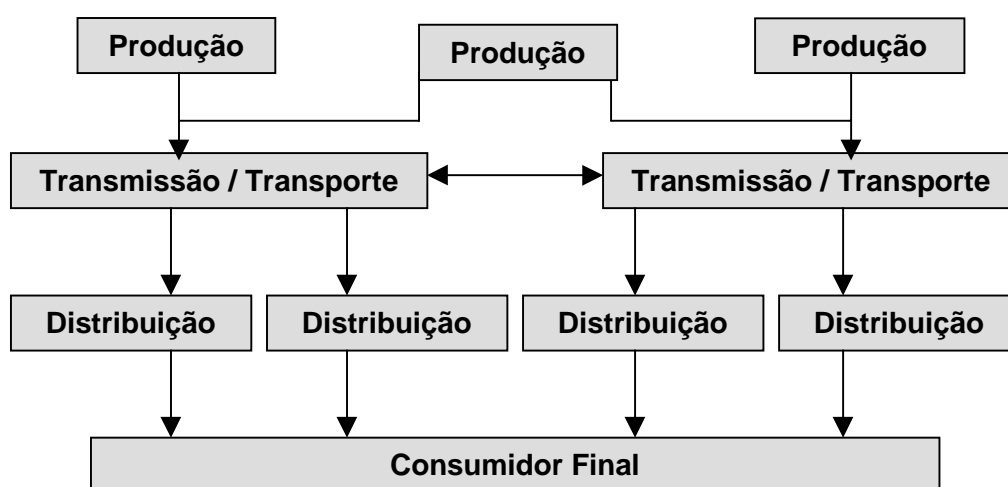
Este modelo tem como característica a possibilidade de ocorrer concorrência na produção e distribuição com concomitante livre acesso à malha de transmissão/transporte, podendo as empresas participantes estar integradas ou não, como pode ser visto na Figura 2.3.

⁸ PURPA é a abreviação do termo em inglês "*Public Utility Regulatory Act*". O PURPA foi uma legislação americana de 1978, responsável pela remoção das barreiras institucionais para entrada de novos agentes no setor elétrico daquele país, permitindo, dentre outras coisas, que as indústrias e alguns estabelecimentos comerciais pudessem ter suas próprias estruturas de geração de energia.

Desta maneira, o modelo organizacional pressupõe que sejam estabelecidas extensas e complexas malhas de transmissão/transporte e distribuição que, como condição *sine qua non*, devem encontrar-se abertas e acessíveis a todos os agentes do sistema. Assim, a característica básica deste modo de organização industrial é permitir que tanto distribuidores quanto grandes consumidores possam negociar suas demandas diretamente com os produtores. Como consequência, esta estrutura organizacional pode permitir o surgimento dos chamados mercados *spot*, no qual produtores com excedentes e consumidores/distribuidores com demanda em aberto podem negociar livremente condições de preço e quantidades.

Este tipo de modelo é particularmente utilizado nas indústrias de infraestrutura energética (principalmente gás natural) em países que possuem uma rede de transmissão/transporte bastante desenvolvida, como no caso dos Estados Unidos e do Canadá.

Figura 2.3 – Cadeia Econômica com Livre Acesso à Rede de Transporte/Transmissão



Fonte: Elaboração própria, a partir de Juris (1999) e Silveira (2000)

II.3.4. Desverticalização Completa com Concorrência na Produção/ Distribuição e Livre Acesso à Rede de Transmissão/Transporte

Neste modelo, a empresa de transmissão/transporte não pode comprar e vender a fonte de energia que escoa, oferecendo somente os seus serviços para

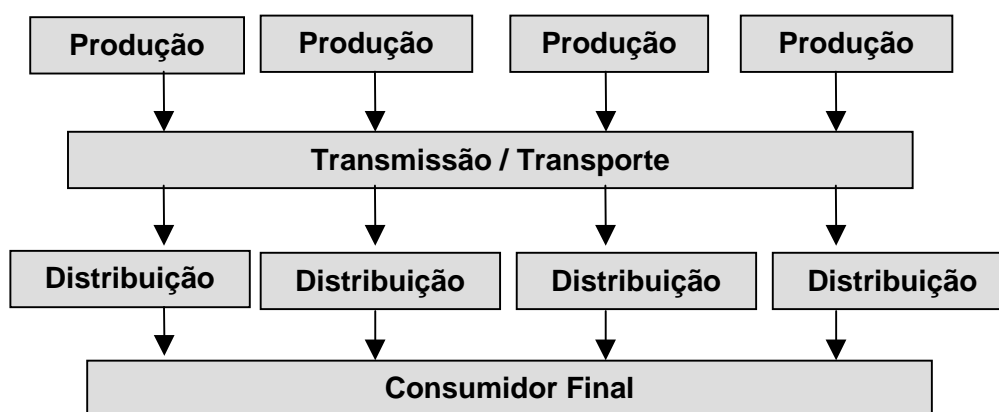
terceiros em base não discriminatória, cuja tarifa cobrada deverá remunerar a sua atividade de transportadora. Os produtores podem vender o energético diretamente para grandes consumidores e distribuidores, sendo os preços determinados por meio de negociação.

Ou seja, este arranjo institucional estabelece a existência de um *pool* de transmissão/transporte, no qual distintos produtores despacham a um único agente transportador, em um fluxo contínuo de equilíbrio entre a oferta e a demanda, conforme pode ser observado na Figura 2.4.

Contudo, para que este modelo se operacionalize é necessária a separação contábil e/ou societária das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização. Isto é necessário tanto para estabelecer estruturas tarifárias com base em informações mais precisas de cada atividade quanto para reduzir os impactos de possíveis participações cruzadas.

Esta estrutura organizacional foi originalmente implantada no âmbito da privatização do setor elétrico inglês, em 1990, servindo de modelo para a reforma do setor elétrico argentino, conforme apresentado por Rodrigues & Faria (2001).

Figura 2.4 – Cadeia Econômica com Desverticalização Completa, Concorrência na Produção/ Distribuição e Livre Acesso à Rede de Transporte/Transmissão



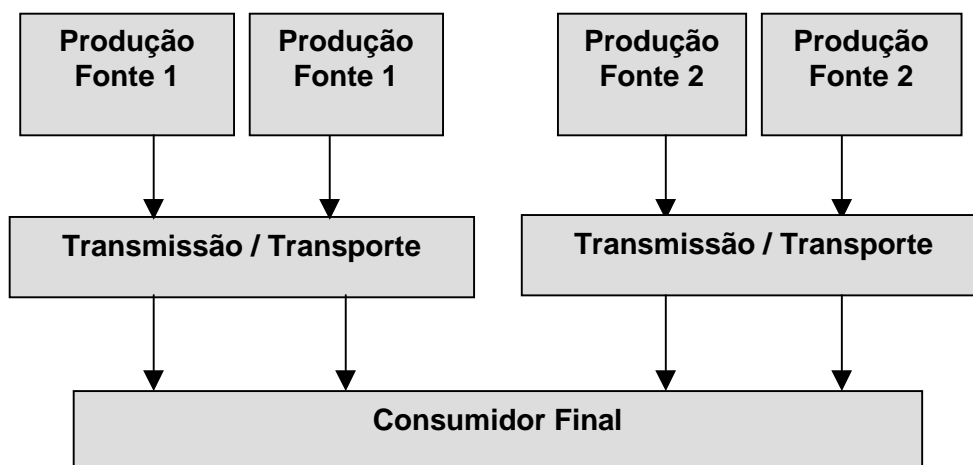
Fonte: Elaboração própria, a partir de Juris (1999) e Silveira (2000)

II.3.5. Horizontalização das Diversas Cadeias Energéticas e Competição Inter-Energética

Neste modelo o fator tecnológico foi preponderante para a sua formação, pois essa opção tende a favorecer tecnologias poucos sensíveis a economias de escala (Silveira, 2000). Com efeito, o diferencial desta forma de organização consiste na separação horizontal entre diversas cadeias energéticas, nas quais o consumidor não mais reconhece a fonte primária de energia que lhe serve de base de aprovisionamento, e sim quais são seus requerimentos para uso final (demanda de calor para processo, energia para calefação e/ou refrigeração, iluminação, etc.).

Neste contexto, é a demanda final que dirige o processo, determinando aos produtores uma atuação máxima sobre as possibilidades de concorrência inter e intra-energética. Conseqüentemente, há a possibilidade de um mesmo agente estruturar-se para fornecer aos consumidores finais uma multiplicidade de serviços, conforme pode ser observado na Figura 2.5.

Figura 2.5 – Cadeia Econômica com Horizontalização das Diversas Cadeias Energéticas e Competição Inter-Energética



Fonte: Elaboração própria, a partir de Silveira (2000)

Nota: Entende-se como fonte as opções energéticas utilizadas para atendimento dos requerimentos dos consumidores.

Com base no exposto, e considerando que fatores econômicos, tecnológicos e institucionais têm minimizado as barreiras à entrada de novos agentes nas indústrias de infraestrutura energética, faz-se necessário expor quais são os impactos desse movimento na atividade regulatória destes setores. Sendo assim, o próximo item objetiva fazer uma breve descrição dos princípios e objetivos da regulação, decorrente dessa reestruturação tanto estatal quanto organizacional destes segmentos.

II.4. Princípios e Objetivos da Regulação em Indústrias de Infraestrutura

Conforme explicitado anteriormente, a justificativa tradicional para a intervenção estatal nas indústrias de infraestrutura em geral, sejam elas energéticas ou não, é corrigir o que a teoria econômica chama de falhas de mercado. A partir das reformas políticas e da possibilidade de aplicação das diversas formas institucionais de organização das indústrias de infraestrutura energética, a regulação passa a representar uma limitação à liberdade de atuação dos agentes de uma indústria, principalmente quando esta, por si só, não garante o bem-estar do consumidor, sua eficiência econômica, a qualidade e a universalização dos seus bens/serviços.

Neste contexto, Possas *et. al.* (1997) identifica que existem dois padrões básicos de regulação: (1) a regulação ativa – a intervenção não induz a concorrência, mas consiste na sua substituição por mecanismos e metas regulatórias. Pode ser conhecida também como regulação setorial; e (2) a regulação reativa – a regulação de mercados é destinada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas. Em ambos os casos a meta da atuação regulatória não é a concorrência em si, mas a eficiência econômica. Para que esta afirmação possa ser compreendida, faz necessário descrever as especificidades de cada padrão acima exposto.

No que diz respeito à regulação ativa esta é normalmente exercida por agências reguladoras setoriais criadas pelos governos federais e/ou estaduais. Tais agências devem estabelecer marcos regulatórios fortes e que incentivem a eficiência econômica da indústria. Por conseguinte, seus principais objetivos são (Pinto Júnior & Fiani, 2002) são:

- Organizar a entrada de novos operadores e promover a competição;
- Zelar pela implementação de um modo de organização industrial;

- Defender e interpretar as regras, arbitrando os eventuais conflitos entre os agentes;
- Incentivar a eficiência, o uso racional dos serviços, a proteção do meio ambiente e a inovação, além de estimular a repartição dos ganhos de produtividade registrados na indústria com os consumidores;
- Complementar o processo de regulamentação;
- Zelar pelas condições de operação coordenada das redes; e
- Estimular investimentos para assegurar o fornecimento a longo prazo;

No entanto, segundo Araújo (1997), para que a atuação dessas agências seja eficiente, os marcos regulatórios devem incluir, dentre outros temas: (i) os critérios de fixação e reajuste de preços; (ii) os padrões de qualidade de prestação do serviço; (iii) os mecanismos que garantam a universalização e o atendimento não discriminatório do consumidor; (iv) os mecanismos que garantam a transparência de informações; e (v) os padrões técnicos de prestação do serviço. Desta forma, verifica-se que um dos principais benefícios a serem obtidos a partir da implementação destes itens é amenização das incertezas dos investidores por meio da regulação, devido ao estabelecimento de regras claras e estáveis.

Todavia, para que as agências possam exercer sua atividade é importante que estas possam ser independentes tanto quanto possível dos governos que às criaram. Entende-se como independência o grau de autonomia legal que é conferido a esses órgãos para o estabelecimento dos marcos regulatórios. Segundo Rigolon (1997), há quatro dimensões que caracterizam a independência legal de uma agência reguladora⁹: (a) independência decisória – consiste na capacidade da agência em resistir às pressões de grupos de interesse; (b) independência de objetivos – compreende a escolha de objetivos que não conflitam com a busca prioritária do bem-estar do consumidor. (c) independência de instrumentos – consiste na capacidade da agência escolher os instrumentos de regulação de modo a alcançar os seus objetivos da forma mais eficiente possível; e (d) independência financeira – refere-se à

⁹ Apesar de Rigolon (1997) utilizar o termo independência, a abordagem correta para esta palavra nesta pesquisa é o grau de autonomia que uma agência reguladora setorial possui para execução de suas atribuições e cumprimento de seus objetivos.

disponibilidade de recursos materiais e humanos suficientes para a execução eficiente das suas atividades.

Já no que concerne à regulação reativa, esta visa ao controle de qualquer conduta ou ato que possa gerar infrações de ordem econômica, estas possíveis de serem vistas a partir do abuso do poder de mercado de um agente dominante ou através de atos de concentração (como por exemplo, fusões e aquisições). Com isso, a regulação reativa apóia-se na lei de defesa da concorrência estabelecida em cada país. Tais normas devem estar revestidas de poder para impor limites de participação acionária de uma empresa em um determinado setor, caso operações de fusão/aquisição se configurem atos de concentração.

Por fim, tendo apresentado as características dos padrões de regulação, o próximo item tem como objetivo descrever seus principais instrumentos, neste caso restringindo-se àqueles utilizados pelas agências reguladoras para que estas cumpram os princípios e objetivos supracitados, haja visto que a defesa da concorrência é realizada mediante lei específica e distinta para cada país onde tenha sido publicada e aplicada.

II.5. Principais Instrumentos de Regulação Ativa em Indústrias de Infraestrutura Energética

Segundo Silveira (2000), estes mecanismos estão centrados em três aspectos: (i) no controle de preços; (ii) nas condições de entrada e saída, por meio de instrumentos institucionais; e (iii) no controle da qualidade do bem e/ou serviço prestado.

Vale ressaltar que o objetivo deste item é apenas apresentar os principais mecanismos de regulação, sem aplicar, no entanto, quaisquer juízos de valor em relação aos mesmos.

II.5.1. Regulação de Preços

Segundo Araújo (1997), a regulação de preços (ou regulação tarifária) tem o papel de controle econômico do projeto, garantindo a rentabilidade do investidor e a preservação do bem-estar do consumidor, sendo considerada, por este fato, como uma das tarefas principais do regulador. No entanto, é um trabalho extremamente complexo, considerando-se o elevado grau de assimetria de informação existente entre as firmas reguladas e o agente regulador.

Neste contexto, algumas regras de tarifação foram desenvolvidas para tentar minimizar tanto os riscos de não atender à eficiência econômica da indústria quanto os riscos de abusos de poder de monopólio. As mais antigas são: a tarifação por custo de serviço (ou a taxa de retorno) e a tarifação ao custo marginal. No entanto, devido às recorrentes dificuldades de verificação das informações necessárias para o cálculo e sua conseqüente implementação, foram elaboradas as metodologias de tarifação por incentivo¹⁰, sendo aqui exemplificada pelo mecanismo mais difundido que é a Regulação de Preços Máximos (ou *Price Caps*).

II.5.1.1. Tarifação por Custo de Serviço (ou Tarifação pela Taxa de Retorno)

Este método¹¹ consiste na fixação de uma taxa de remuneração do capital investido, objetivando assegurar uma taxa de retorno considerada justa e razoável pelo regulador. Para tanto, este necessita obter informações a respeito dos níveis de investimento, dos custos e das condições da demanda de cada firma. Tem-se como fórmula geral de cálculo para esta tarifa:

$\text{Receita} - \text{Despesa} - \text{Depreciação} = s \times (\text{Base de Capital})$

¹⁰ A tarifação por incentivo tem como objetivo principal possibilitar um incremento na performance da firma/indústria regulada através de prêmios ou penalidade. Ou seja, a regulação deixa de ser pelo controle de custos e passa a ser pela definição de preço, este podendo variar conforme a gestão da firma/indústria na prestação de seu serviço da forma mais eficiente possível. Para maiores detalhes ver Fernandes (2000), Farina (1997) e Villela & Maciel (1999).

¹¹ O mecanismo de tarifação pelo custo do serviço foi inicialmente aplicado no setor elétrico dos Estados Unidos, conforme apresentado por Possas et. al. (1997) e Villela & Maciel (1999).

Onde:

\underline{s} é a taxa de retorno estabelecida pelo Regulador;

Base de Capital é o total de investimentos em funcionamento efetivo ainda não depreciado;

Receita é o produto da quantidade de bens e/ou serviços vendidos pelo preço cobrado por estes;

Despesa é o somatório de todos os custos fixos e operacionais diretamente relacionados à produção do bem ou prestação do serviço específico da firma.

Verifica-se que a principal variável a ser estabelecida é a taxa de retorno sob o capital investido, sendo a tarifa uma mera consequência desse processo. No entanto, segundo Fernandes (2000), a definição da taxa de retorno não deixa de ser uma forma indireta de fixação dos preços, uma vez que, por intermédio de sua aplicação, estes serão reajustados sempre que for necessária a recomposição da receita, de forma a garantir a taxa de retorno permitida pela agência reguladora.

A partir da observação da literatura existente sobre esta metodologia tarifária, pode-se destacar algumas vantagens e desvantagens desse procedimento. Além dos benefícios observados nos requisitos administrativos e comerciais (fácil implementação, transparência, estabilidade e previsibilidade), são identificados alguns ganhos para o desenvolvimento da indústria regulada, já que este método oferece a garantia de um retorno seguro ao empreendedor, o que se traduz em redução de riscos no investimento.

No entanto, este mecanismo de regulação de preços apresenta alguns problemas. O primeiro deles é que este tipo de metodologia possui um custo de implementação elevado, já que requer monitoramento constante das condições de demanda e dos custos de cada firma regulada, a fim de diminuir a assimetria de informações existente entre regulado e regulador.

O segundo é que esse tipo de instrumento favorece uma apropriação extraordinária de lucros por parte do investidor/operador, já que a partir do

estabelecimento da taxa de retorno pelo regulador, a firma tenderá a aumentar a sua base de capital, investindo mais do que o necessário, gerando uma alocação de recursos subótima das plantas da firma. Esta situação é conhecida como o efeito Averch-Jonhson.

Por fim, este mecanismo não leva à busca da eficiência produtiva, pois as firmas podem repassar os custos de produção para o usuário final via aumento de preços.

II.5.1.2. Tarificação pelo Custo Marginal e a Solução “Second Best”

Devido aos vários problemas apresentados na tarificação pelo custo de serviço, um segundo mecanismo de regulação de preços foi estabelecido. A tarificação ao custo marginal¹² parte do princípio teórico que, não havendo distorções em outras partes da economia, o ponto de funcionamento da indústria que maximiza o ótimo social é aquele no qual o preço do bem e/ou serviço se iguala a seu custo marginal. Se a indústria é um monopólio sob controle público, esta política simularia um mercado perfeito e seria ótima para a sociedade.

No entanto, Araújo (1997) verifica que mesmo não ocorrendo distorções em outros segmentos da economia, a eficiência da aplicação da tarificação pelo custo marginal vai depender do tipo de variante da estrutura de monopólio natural na qual está sendo aplicado este mecanismo de regulação de preços. Caso aplicado em um monopólio natural forte (ou permanente)¹³, este método pode gerar déficits recorrentes e, conseqüentemente, a lucros insuficientes para a empresa, o que, a longo prazo, pode levar à saída desta firma do mercado. Por outro lado, no caso de monopólios naturais fracos (ou temporários)¹⁴, a aplicação do mesmo mecanismo pode gerar lucros excessivos, fortalecendo o poder da firma/indústria no mercado cada vez mais.

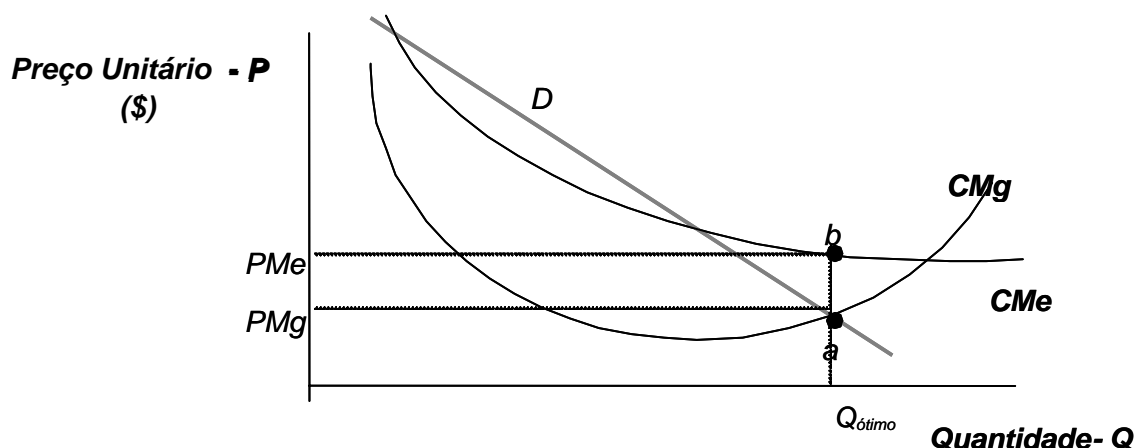
¹² Conforme apresentado por Araújo (1997), este mecanismo foi inicialmente aplicado na França.

¹³ Entende-se como monopólio natural forte aquela estrutura de mercado na qual os custos médios decrescem em toda a dimensão do mercado. Para maiores detalhes ver Viscusi *et. al.* (2000).

¹⁴ Entende-se como monopólio natural fraco aquela estrutura de mercado na qual mesmo ocorrendo deseconomias de escala, ainda é mais eficiente uma única firma atender todo o mercado. Para maiores detalhes ver Viscusi *et. al.* (2000).

Logo, dada a dificuldade da implementação da sistemática acima e dos resultados adversos observados, levou-se à criação da solução *second best*, na qual a maximização do ótimo social seria obtida igualando-se a receita total ao custo total da firma. Neste caso, o preço seria estabelecido pelo custo médio para produção do bem e/ou serviço desta firma, considerando-a monoprodutora e sem riscos de incerteza, conforme apresentado no Gráfico 2.1. A tarefa do regulador está centrada no ato de garantir receitas para a firma sujeita à restrição de *break-even* (lucros normais), tal como apresentado por Silveira (2000) e Viscusi (2000).

Gráfico 2.1 – Tarifação de Preço (Solução “*Second Best*”)



Fonte: Viscusi (2000)

No entanto, mesmo com opção do *second best*, o regulador continua a ter dificuldade de obter as informações necessárias para a correta determinação do preço/tarifa que otimize o bem-estar social. Com o reconhecimento desse problema (dentre outros que aqui não cabem ser elencados), inúmeros estudos foram desenvolvidos para estabelecer novos mecanismos, estes com regras mais simples e transparentes. As novas metodologias para cálculo tarifário foram desenhadas objetivando a maximização do bem-estar social, por meio de incentivos para a maximização dos lucros das firmas reguladas. Para exemplificar este método, temos o esquema de tarifação pelo preço máximo, apresentado a seguir.

II.5.1.3. Tarificação pelo Preço Máximo (Price Cap)

Este mecanismo¹⁵ prevê a correção dos preços/tarifas conforme a variação de algum índice de preços em períodos de tempo sistemáticos, ambos previamente estabelecido entre o regulador e o regulado. A este índice é deduzido um fator representativo dos ganhos de produtividade e acrescido um fator representativo de custos sobre os quais a empresa não detém controle, parâmetros estes medidos para o mesmo intervalo de tempo pré-determinado para a mensuração do índice de preços. Tem-se, assim, a seguinte fórmula para reajuste dos preços:

$\text{Reajuste} = IP - X + Y$

Onde:

IP é o índice de preços;

X é o fator de produtividade; e

Y é o fator representativo das contingências.

De acordo com este mecanismo, no caso de qualquer diminuição real de custos em relação à meta de produtividade estabelecida pelo regulador, esta poderá ser apropriada pela firma regulada, tendo a empresa um incentivo à redução de seus custos. Percebe-se, desta maneira, que este tipo de metodologia requer menor quantidade de informações para a determinação de preços, o que induz acreditar que seja um mecanismo mais fácil de ser aplicado.

No entanto, segundo Villela & Maciel (1999), os fatores de produtividade são um instrumento poderoso para o estabelecimento das estratégias das firmas. Caso estes não sejam repetidamente ajustados, não há garantia de retorno razoável à firma. Tal fato poderia gerar ineficiências alocativas de recursos, já que os preços estariam

¹⁵ No final desta dissertação pode-se observar a referência bibliográfica para o tema em: Araújo (1997), Benjó (1999), Fernandes (2000), Pinto Júnior (1988), Pinto Júnior & Fiani (2002), Possas et. al. (1997), Silveira (2000), Villela & Maciel (1999) e Viscusi (2000).

desalinhados dos custos, incorrendo, dentre outras desvantagens, na perda de qualidade dos bens e/ou serviços ofertados pelas firmas.

Face ao exposto, uma vez que as metodologias para regulação tarifária supracitadas possuem vantagens e desvantagens de difícil mensuração, é complicado estabelecer qual é a mais benéfica. Certamente a determinação do mecanismo mais eficiente terá como pressuposto o estágio de desenvolvimento da indústria de infraestrutura e, principalmente, quais são os objetivos do regulador para a sua aplicação.

Cabe agora, então, mencionar os principais aspectos de um outro instrumento de regulação econômica, a regulação do acesso, mecanismo não menos importante para garantir o cumprimento dos princípios e objetivos da regulação.

II.5.2. A Regulação do Acesso

Os mecanismos de regulação que definem as condições de entrada e saída de uma firma em determinada indústria são tidos como um dos principais instrumentos para a determinação da estrutura organizacional mais adequada para o desenvolvimento de um mercado, conforme o estágio que este se encontra.

Dentre os métodos existentes, destaca-se a regulação de acesso à rede de transmissão/transporte. Neste contexto, duas formas de apresentação dessa metodologia podem ser observadas na experiência internacional de regulação: Livre Acesso Regulado e Livre Acesso Negociado.

O primeiro deles, o livre acesso regulado consiste no instrumento regulatório no qual as regras e condições de acesso (inclusive preço/tarifa) são estabelecidas pelo regulador, objetivando reduzir, ao patamar mínimo possível, o potencial para o surgimento de conflitos entre os agentes do mercado. Para tanto, a estrutura de custos precisa ser conhecida e detalhada de modo a permitir o estabelecimento de uma tarifa que tanto garanta o retorno do investimento quanto do bem estar do consumidor final.

Todavia, algumas dificuldades são observadas na aplicação deste tipo de regulação. Uma delas refere-se à impossibilidade do regulador assegurar que a operação e o desenvolvimento da indústria esteja ocorrendo de forma eficiente. Isto

ocorre, tendo em vista que a aplicação de uma regra geral para todos os agentes pode não ser suportada por algum destes, seja com fornecimento de bens/serviços de qualidade inferior, seja com baixo investimento em modernização e/ou expansão da infraestrutura.

Já o livre acesso negociado pressupõe que, após o regulador definir os princípios a serem seguidos pelos agentes interessados, as firmas que desejam utilizar a rede transmissão/transporte existente possam assim fazê-la. Neste caso, o regulador só participaria na resolução de conflitos firmados entre a firma incumbente e os novos entrantes.

Segundo IEA (2000), um desafio chave do livre acesso negociado é alcançar o nível ideal de tratamento não discriminatório entre os agentes, ao mesmo tempo em que deve permitir suficiente liberdade na negociação das condições de acesso. Para tanto, procedimentos claros, eficientes e contratos de negociação e acesso deveriam ser desenhados pelas firmas incumbentes, de forma a evitar demoras indevidas, barreiras ao acesso ou a possibilidade de uma parte explorar sua posição dominante em negociações. Entretanto, a integração das atividades da cadeia por parte de qualquer dos agentes dificulta o alcance deste objetivo.

Verifica-se, ainda, que em ambos os mecanismos de acesso, um outro problema deve ser enfrentado, que consiste na ação de agentes oportunistas, denominados “*free riders*”.

Por conseguinte, a escolha por uma dessas opções deve estar diretamente vinculada ao grau que o regulador deseja para: (i) a segurança na oferta do bem e/ou serviço ao consumidor; e (ii) o nível de competição entre firmas de uma mesma indústria.

II.5.3. A Regulação da Qualidade

Conforme observado no item anterior, alguns efeitos negativos advêm da regulação econômica. Um deles é a possibilidade da perda de qualidade do bem e/ou serviço ofertado por uma firma/indústria, cujo preço é regulado por um dos mecanismos de regulação tarifária apresentados, principalmente os métodos por incentivo.

Desta forma, o objetivo do regulador é minimizar o aparecimento destas perdas, por intermédio do estabelecimento de padrões de qualidade para o fornecimento de bens e/ou prestação de serviços. Isto é possível tanto pela definição direta de parâmetros de qualidades quanto pelo estabelecimento de procedimentos operacionais.

Logo, a ação regulatória, neste caso, tem como principal finalidade proteger os direitos do consumidor, levando em conta o caráter público dos bens/serviços ofertados, independente do modo de organização industrial que possam estar estruturados.

Com base no exposto, e considerando que indústrias de infraestrutura energética em estágio incipiente de desenvolvimento necessitam de intervenção do Estado, seja esta em menor ou maior grau, o próximo capítulo busca apresentar como essa ação estatal ocorreu na indústria petrolífera brasileira, para que no capítulo 4 possa ser feita uma descrição do atual estágio da regulação na indústria de gás natural no País.

Capítulo III. A Reforma do Estado Brasileiro e os Impactos sobre a Indústria Petrolífera

No Brasil, durante várias décadas, o Estado absorveu parte das responsabilidades pela provisão de serviços de infraestrutura e insumos básicos para a produção de bens e serviços. Entretanto, em decorrência dos desafios impostos pelo avanço de novos paradigmas, verificou-se a necessidade de reforçar a função reguladora do Estado, movimento este inteiramente aderente (seja em menor ou maior grau) à descrição de alguns princípios teóricos e da evolução histórica da intervenção estatal apresentada no capítulo anterior.

IPEA (1997) identificou que para que seja possível a transformação de Estado provedor em um Estado regulador, várias medidas têm que ser tomadas na direção de reestruturá-lo, tais como: (i) modificar a cultura burocrática; (ii) estabelecer novos padrões de gerenciamento das políticas públicas; (iii) diminuir a participação do Estado nas indústrias que podem ser geridas pela iniciativa privada; e (iv) aumentar a transparência das ações do governo.

A respeito do item (iii) supracitado, as iniciativas dos últimos três governos brasileiros dirigiram a atenção da sociedade brasileira e de investidores de todo o mundo para a privatização de grandes empresas estatais dos setores concorrenciais e dos setores monopolistas. No entanto, nesses governos – Collor, Itamar e Fernando Henrique – a privatização não foi apenas justificada como um benefício potencial ao consumidor ou ao usuário final, mas também pelo resgate das finanças públicas.

Todavia, paralelamente, as atividades regulatórias que estavam sendo colocadas em prática, principalmente no governo Fernando Henrique Cardoso, com a implementação de instrumentos político-administrativos com a finalidade de suporte ao novo cenário, quer por meio da promulgação de instrumentos legais que garanta o estabelecimento de um novo modelo de desenvolvimento das indústrias de infraestrutura, quer através da criação de um conjunto de agências reguladoras, com poderes suficientes para garantir que esse novo modelo seja capaz de desenvolver seus mercados específicos.

Tal como descrito no capítulo anterior, deve-se ter em mente que a regulação tem como objetivo exercer algum grau de controle sobre uma determinada atividade considerada de interesse público. A finalidade é, por um lado, a proteção dos consumidores e por outro, o estímulo para que sejam adotados, permanentemente, processos de modernização e/ou expansão dessas indústrias. Entretanto, tal como apresentado na maioria dos países em desenvolvimento, a regulação da infraestrutura no Brasil encontra-se ainda em um estágio incipiente, o que não significa que avanços não tenham ocorrido.

Para melhor identificar a mudança descrita acima, são explicitadas, sucintamente, as principais questões relativas ao papel do Estado na economia brasileira nos últimos 70 anos, bem como seus impactos na organização da indústria petrolífera nacional¹⁶. O próximo capítulo faz uma análise pormenorizada da introdução deste novo modelo na indústria do gás natural, foco desta dissertação.

III.1. A Reforma do Estado Brasileiro

III.1.1. O Papel do Estado Brasileiro: De 1930 a 1985

As empresas sob administração do governo (em quaisquer esferas da federação) existem no Brasil desde os tempos coloniais, mas a intervenção do Estado na economia foi relativamente pequena até a chegada de Getúlio Vargas ao poder, nos anos 30. Segundo Velasco (1996b), a partir de então, uma posição nacionalista¹⁷ por parte do Estado caracterizou o surgimento das grandes empresas estatais, sendo estas responsáveis pelos elevados investimentos públicos em infraestrutura e em setores de insumos básicos.

¹⁶ Entende-se como indústria petrolífera aquela formada pelos segmentos de exploração/produção, processamento, transporte e distribuição de petróleo, seus derivados e gás natural.

¹⁷ Conforme apresentado por Koshiba (1990), o nacionalismo significa a exaltação do sentimento nacional ou a preferência por tudo que é próprio da nação à qual se pertence. Em termos de política econômica caracterizou-se, principalmente, pelas políticas adotadas no segundo governo Vargas (1951-1954). Tais políticas objetivavam preservar a soberania nacional sobre os setores da economia considerados estratégicos. Para um estudo aprofundado desse período, ver Prado Júnior (1980), Draibe (1985) e Vianna (1987).

Este maior incremento na participação do Governo nas atividades produtivas foi atribuída por Santana & Gomes (1999) e Pinheiro (2000) à aplicação de alguns princípios nas atividades governamentais dessa época. Tais princípios são:

- o desenvolvimentismo: com a intenção de desenvolver o parque industrial nacional, o Estado, em alguns casos, teve que investir diretamente, principalmente em setores nos quais a iniciativa privada não estava interessada ou não dispunha dos recursos financeiros para investir; e
- da preocupação com a capacidade de produzir bens e/ou prestar serviços considerados essenciais ao desenvolvimento econômico. Exemplos clássicos desse processo foram: a criação da Companhia Vale do Rio Doce – CVRD (1942) e da Petrobras (1953), bem como a estatização de algumas empresas que estavam nas mãos do setor privado (ferrovias, redes de comunicações e energia elétrica).

Tais princípios foram aplicados nos governos federais brasileiros no período 1937-1980, independente das orientações políticas e ideológicas dos governantes ora no poder. Segundo Vianna (1987) e Pinheiro (2000), no entanto, com o fim do “milagre econômico”¹⁸, a convivência harmônica entre os capitais estatal e privado já estava terminando. Além disto, com a deterioração das condições econômicas (altos índices inflacionários, elevação do endividamento externo, dentre outros fundamentos macroeconômicos), no final dos anos 70, surgiram as primeiras divergências quanto ao modelo mais adequado de participação do Estado na economia. Com isso a idéia de aplicação de processos de privatização começou a permear o discurso estatal, embora sem conseqüências práticas.

Contudo, segundo a análise de Velasco (1996b), apenas em 1981 a privatização foi incluída na agenda da política econômica, como um dos possíveis

¹⁸ Ciclo econômico ocorrido no governo Costa e Silva e no governo Médici. As políticas econômicas adotadas no período conhecido como “Milagre Econômico” visavam a aceleração do crescimento e a contenção da inflação, de forma a complementar ações de estabilização operacionalizadas no Plano de Ação Econômica do Governo (PAEG). Este período finalizou-se em 1973, após a observação de problemas estruturais identificados no Governo Geisel, tais como: elevação do endividamento externo e da concentração de renda. Para maiores detalhes sobre este período ver Abreu *et. al.* (1990), Koshiba (1990), Lacerda (2002).

instrumentos de redução do papel do Estado na economia. Em julho do mesmo ano, um decreto presidencial criou a Comissão Especial de Desestatização (CED)¹⁹.

Uma vez organizada, a CED identificou 140 estatais que estavam prontas para serem privatizadas no curto prazo. Todavia, o saldo efetivo foi menor do que o esperado: Apenas 20 empresas foram vendidas para investidores privados, uma foi arrendada e oito foram incorporadas à outras instituições públicas. Segundo Pinheiro (2000), as empresas vendidas eram casos de reprivatização, e a lista da CED não incluía nenhuma das grandes estatais. As 20 empresas privatizadas²⁰, no período 1981/84, totalizavam ativos de apenas US\$274 milhões, com uma receita de vendas de apenas US\$ 190 milhões.

III.1.2. O Papel do Estado Brasileiro no Governo Sarney: Período 1985/89

Assuntos como desregulação e liberalização comercial ainda não tinham penetrado nos debates políticos e acadêmicos no início do Governo Sarney. Verificou-se que este período se caracterizou por concentrar os esforços em controlar a inflação através de políticas macroeconômicas de estabilização²¹, até que fosse declarada a moratória, em 1988, com conseqüente suspensão dos pagamentos dos juros da dívida externa brasileira.

Segundo Schneider (1991), Velasco (1996a) e Pinheiro (2000), os segmentos empresariais mais influentes naquele contexto apostavam em um ambiente a favor das privatizações e de uma menor interferência estatal na economia. Entretanto, não

¹⁹ Os principais objetivos da CED eram fortalecer o setor privado, limitar a criação de novas estatais e fechar ou transferir para o setor privado aquelas empresas cujo controle pelo setor público não seria mais necessário ou justificável.

²⁰ As informações relativas aos processos de privatização ocorridos no País estão centralizadas no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). No entanto, a lista das empresas colocadas a venda no período de 1981 a 1984 não são disponibilizadas por esta instituição. Logo, apesar de estar descrito acima que as empresas vendidas não eram grandes estatais, não é possível fazer uma verificação dessa informação.

²¹ Políticas macroeconômicas de estabilização são aquelas que combinam políticas econômicas que influem na taxa de câmbio, no orçamento público e na oferta monetária de um país, tal como descrito por Sachs & Larrain (1995) e Dornbusch & Fischer (1991). Para verificar quais foram os detalhes sobre a crise econômica ocorrida no Governo Sarney, bem como as ações empreendidas no período, ver Kaufman (1989 e 1991).

havia um consenso na sociedade brasileira no que dizia respeito às reformas do papel do Estado.

Todavia, não foi esquecido, no Governo Sarney, o papel que os processos de privatização tinham como fonte geradora de receitas para o Tesouro. Segundo Velasco (1996a), ao final deste governo, foram privatizadas apenas empresas de pequeno porte, gerando resultados econômicos modestos. Foram realizados 17 processos de privatização²², com uma arrecadação equivalente a US\$549 milhões e uma transferência de dívidas ao setor privado de US\$620 milhões.

III.1.3. O Papel do Estado Brasileiro nos Governos Collor e Itamar Franco: 1990/1993

No governo Collor, o escopo e a magnitude da privatização foram significativamente ampliados. Em 1990, com a criação do Programa Nacional de Desestatização (PND), a privatização tornou-se parte integrante das reformas estruturais (políticas e econômicas)²³.

Basicamente, foram as empresas dos setores siderúrgico, petroquímico e de fertilizantes as primeiras a serem incluídas no PND. Em comparação com o governo Sarney, as privatizações mudaram de patamar, já que as empresas vendidas representavam maior importância no setor industrial. No entanto, em relação ao posicionamento da sociedade, não há grandes transformações, uma vez que ainda não se tinha um consenso sobre os benefícios da iniciativa privada em setores que até então eram considerados estratégicos. Um apoio moderado à venda de empresas estatais já se configurava, mas em relação à privatização de indústrias de serviços públicos não houve avanço algum.

²² Os dados aqui considerados são pertinentes aos processos de privatização no âmbito federal.

²³ Entendem-se como reformas políticas aquelas relacionadas diretamente ao processo de redemocratização das ações do governo, conforme os princípios expostos na Constituição Federal de 1988. Já quanto às reformas econômicas, o foco central certamente é a passagem do Estado Empreendedor ao Estado Regulador, onde a privatização e a estabilização da economia são vistas como instrumentos importantes para o sucesso dessa reforma estrutural.

Após as privatizações, porém, o governo não promoveu a implementação de políticas no sentido de assegurar uma estrutura de mercado competitiva, fato este que começou a ser discutido no final do Governo Itamar Franco, a partir de 1993.

Cabe destacar que neste período surgiu um novo modelo de venda, que incluía no programa de desestatização empresas de grande porte econômico e com histórico de lucros, o que não havia acontecido anteriormente. A Usiminas foi escolhida para inaugurar o programa, pois se enquadrava perfeitamente no novo objeto de venda: era lucrativa e, principalmente, atualizada tecnologicamente. Este modelo foi implementado com a intenção de fornecer provas para a comunidade financeira internacional de que o governo tinha intenções de efetivar, de fato, as privatizações. O modelo Usiminas apresentou as seguintes características: (a) busca de maximização do valor arrecadado nos leilões de venda, sendo preestabelecido um valor mínimo; e (b) falta de uma definição prévia do governo do formato do controle acionário resultante da privatização.

Segundo Velasco (1996a) e Pinheiro (2000), além do exposto acima, permaneceram, como método básico de venda (definido por lei), os leilões públicos. Este método possibilitava a participação de investidores com diferentes perspectivas – de longo prazo, de curto prazo e de caráter mais estratégico – todos encarando a privatização como uma oportunidade de negócio, limitados, é claro, às suas condições de mobilização de recursos. Ao final do governo Collor, 16 processos de desestatização haviam sido concluídos, arrecadando-se US\$ 4 bilhões, o que demonstra que com a implantação do PND houve um acréscimo bastante significativo no valor arrecadado.

Com o *impeachment*²⁴ de Fernando Collor de Mello esperava-se uma suspensão temporária do PND ou, ao menos, uma revisão de seus princípios. Ao assumir o governo, Itamar Franco teve como um de seus principais desafios ter a credibilidade desejada pela sociedade. Isto ocorreu porque ele foi empossado em um período de extrema desconfiança em relação às políticas desenvolvidas no governo anterior.

Foram suspensos leilões de privatização importantes, como o da CSN. Mas,

²⁴ Conforme apresentado no Dicionário Michaelis Eletrônico (2001), *impeachment* significa impedimento legal de exercer mandato ou de ocupar um cargo.

com o passar do tempo, acabou-se dando continuidade ao programa previamente estabelecido. No final do Governo Itamar, haviam sido efetuados 17 processos de desestatização, que tornaram possível uma arrecadação de US\$ 4,7 bilhões.

Por outro lado, ocorreu um avanço no que diz respeito às regulamentações do programa de privatização, com a introdução de questões que representavam uma maior preocupação com a sociedade, tais como a proteção ao meio ambiente e a defesa da concorrência. Estas questões foram introduzidas com o objetivo de regular as empresas depois de sua privatização. Este passo representou uma mudança qualitativa em relação ao governo Collor, já que começaram a ser vendidas, naquele momento, as empresas prestadoras de serviços públicos.

III.1.4. O Papel do Estado Brasileiro no Governo Fernando Henrique Cardoso: 1994/2002

A reordenação do papel do Estado na economia brasileira, no governo de Fernando Henrique Cardoso, não foi estabelecida unicamente pelas vendas de empresas estatais (através de leilões ou de ofertas públicas²⁵) para investidores privados. Verificou-se que este governo tinha como principal meta alterar a concepção do Estado, este deixando de ser somente produtor e assumindo as funções regulatórias.

Os anos de 1995 e 1996 marcaram o início deste processo. Um dos principais sinais de que o Estado Regulador estava se desenvolvendo cada vez mais foi introdução das indústrias de infraestrutura²⁶ nos processos de privatização e/ou de

²⁵ Como exemplo do processo de oferta pública, foram realizadas, no âmbito do PND, duas vendas públicas de ações da Petrobras. A primeira oferta ocorreu em agosto de 2000, quando foram vendidas as ações ordinárias que excediam o mínimo necessário à manutenção do controle acionário da Petrobras pela União. A oferta realizada no Brasil inovou ao permitir que os trabalhadores utilizassem parte do saldo de suas contas no Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) em pagamento por ações da empresa. Na segunda oferta, realizada em julho de 2001, foram vendidas 41 milhões de ações preferenciais nominativas, 81% das quais colocadas no exterior. Estas ofertas tiveram uma receita total de US\$ 4.840 milhões. Outro caso relevante desse processo foi a venda de ações da CVRD, em março de 2002. Para maiores detalhes sobre o assunto visitar a *homepage* do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES ([www.bndes.gov.br / privatizacao](http://www.bndes.gov.br/privatizacao))

²⁶ Setores como os de energia elétrica, transportes, telecomunicações, saneamento básico e abastecimento de água são beneficiados com a Lei das Concessões (1995), já que esta cria as regras que regem as concessões, principalmente os contratos firmados entre o poder concedente e as novas empresas controladoras.

concessão. O principal objetivo desta alteração era proporcionar uma melhoria na qualidade dos serviços prestados à sociedade brasileira, através do aumento de investimentos a serem realizados pelos novos controladores.

Segundo BNDES (2002), no governo Fernando Henrique Cardoso foram realizados cerca de 80 processos de desestatização, até maio de 2002, com resultados financeiros explicitados na Tabela 3.1 abaixo:

Tabela 3.1 – Resultado Financeiro da Alienação de Ativos da União no Governo Fernando Henrique Cardoso (US\$ Milhões)

Setores	Receita de Venda	Dívida Transferida	Resultado Total
Petroquímica	816	706	1.522
Petróleo	4.840	-	4.840
Mineração	5.196	3.559	8.755
Financeiro	6.329	-	6.329
Elétrico	22.238	7.510	29.748
Transporte	2.321	-	2.321
Portuária	421	-	421
Gás Natural e Saneamento	2.111	88	2.199
Telecomunicações	29.811	2.947	32.758
Informática	50	-	50
Participações Minoritárias	4.481	-	4.481

Fonte: BNDES, 2002.

No entanto, para tentar garantir que os serviços das empresas privatizadas ou concedidas fossem oferecidas dentro de padrões de qualidade adequados era necessária a consolidação de marcos regulatórios. Tal processo foi iniciado com a criação e implementação das agências reguladoras federais e estaduais a partir de 1997. Alguns exemplos são:

- **Federais:** Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL (1997), Agência Nacional das Águas – ANA (2000), Agência Nacional de Energia

Elétrica – ANEEL (1996), Agência Nacional do Petróleo – ANP (1997), Agência Nacional de Vigilância Sanitária – ANVISA (1999), Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS (2000), Agência Nacional de Transportes Aquaviários – ANTAQ (2001), Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT (2001), Agência Nacional do Cinema – ANCINE (2002).

- **Estaduais:** Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia – AGERBA (1998), Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul – AGERGS (1997), Agência Reguladora do Ceará – ARCE (1997), Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos – AGR (nd), Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso – AGER/MT (nd), Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará – ARCON (1997), Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Pernambuco – ARPE (nd), Agência Reguladora dos Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro – ASEP (1997), Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte – ARSEP (1999), Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE (1997), Agência Reguladora dos Serviços Concedidos do Estado de Sergipe – ASES (nd), Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas – ARSAL (2001), Agência Estadual de Energia da Paraíba – AGEEL (2002), Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos do Mato Grosso do Sul – AGEPAN (2001).

Desta maneira, um novo modelo estava configurado, onde a regulação passa a ser necessária neste contexto de abertura de mercado. A seguir, verifica-se o exemplo desta reestruturação no setor petrolífero brasileiro, a partir das atribuições impostas pelas Emendas Constitucionais n.º 5, 6 e 9 na Constituição Federal de 1988 e pelas suas leis complementares.

III.2. Os Impactos no Setor Petrolífero

Acompanhando a evolução da economia brasileira nos últimos 70 anos, pode-se perceber que a indústria petrolífera nacional participa intensamente neste desenvolvimento, sempre acompanhando as tendências do papel do Estado. A partir da análise estabelecida por Dias & Rodrigues (1994), Rodrigues & Dias (1995) e Brandão & Guardado (1998), a trajetória da indústria do petróleo no Brasil pode ser dividida em três etapas, a saber: (i) pré-monopólio da Petrobras; (ii) monopólio da Petrobras; e (iii) pós quebra do monopólio da Petrobras.

A primeira etapa foi constituída de duas fases marcantes. Na primeira fase (da década de 60 do século XIX até meados da década de 30 do século passado), a indústria petrolífera caracterizou-se pela livre iniciativa, quase sempre amadorística e pela fraca ou inexistente atuação do Estado. Já a segunda fase, de meados da década de 30 até a criação da Petrobras (1953), foi marcada pela introdução dos princípios do nacionalismo e do desenvolvimentismo, onde o governo buscava assumir o controle da indústria.

Inúmeras foram as ações do Estado Brasileiro para desenvolver a indústria, principalmente as relacionadas à exploração das bacias sedimentares brasileiras e ao desenvolvimento de mão de obra que pudesse levar a cabo esse processo (Brandão e Guardado, 1998). De 1858 a 1950, foram concedidos blocos exploratórios (principalmente na Bahia e em São Paulo, onde ocorreu a primeira perfuração de poço no Brasil – 1892), bem como criados órgãos federais que estimulassem o desenvolvimento dessa indústria (o Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro – SGMB, em 1907, o Departamento Nacional da Produção Mineral – DNPM, em 1933, e o Conselho Nacional do Petróleo – CNP, em 1939). O último órgão citado tinha como atribuição formar política setorial, enquanto os outros dois eram responsáveis pela pesquisa geológica.

A segunda etapa foi iniciada na década de 50, quando a campanha pela estatização da indústria petrolífera nacional ganhou força e o *slogan* “o petróleo é nosso”, de autoria do General Horta Barbosa, um dos baluartes do movimento nacionalista, era ouvido em todos os grandes centros do País. Em 03 de outubro de 1953, no segundo governo Getúlio Vargas, é promulgada a Lei n.º 2004, criando a Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS com o papel de exercer o monopólio em nome

da União. Segundo Marinho Júnior (1989) e Souza (1997), além da criação da Petrobras, essa etapa pode ser caracterizada por uma série de fatos, destacando:

- a capacitação, o fortalecimento e o reconhecimento da indústria nacional, através das campanhas exploratórias ocorridas em quase todo o território nacional (desde o Amazonas até o Rio Grande do Sul, destacando-se, principalmente, aquelas ocorridas no Rio de Janeiro – Bacia de Campos – e na Bahia);
- o desenvolvimento tecnológico de alto padrão, com a implantação do maior centro de pesquisa do setor petrolífero da América Latina, o CENPES –Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello;
- a posição de liderança no cenário internacional em exploração e produção em águas profundas, como consequência dos desafios impostos pelos choques do Petróleo (1973 e 1979);
- o aumento considerável das reservas e produção, tendo como efeito a redução relativa da dependência externa;
- a abertura parcial, em 1975, por meio da assinatura de contratos de risco firmados pela Petrobras com empresas estrangeiras (Shell, Exxon, Texaco, BP, ELF, Total, Pecten, Pennzoil) e nacionais (Paulipetro, Azevedo Travassos, Camargo Corrêa), para os investimentos de riscos nas atividades de exploração e produção;
- o papel importante da Petrobras para o desenvolvimento sócio-econômico do País;
- a extinção do Conselho Nacional do Petróleo – CNP e sua substituição pelo Departamento Nacional de Combustíveis – DNC, este último com o papel de fiscalizar a indústria de óleo e gás natural e garantir o abastecimento de combustíveis no País.

Em 1995, ao final da segunda etapa de desenvolvimento da indústria petrolífera nacional, as pressões políticas para a quebra do monopólio da Petrobras e abertura do setor à iniciativa privada eram cada vez maiores. Este processo estava inserido no contexto do Estado mais Regulador e menos empreendedor, conforme explicitado no item anterior deste capítulo.

Assim, o início da terceira etapa da indústria petrolífera foi marcado por uma série de alterações na Constituição Federal de 1988. A primeira delas foi a Emenda Constitucional n.º 6, promulgada em 15 de agosto de 1995, que alterou o parágrafo primeiro do Art. 176, cuja redação passou a ser a seguinte:

“Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e ou potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeitos de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

§1º A pesquisa e lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresas constituídas sobre as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas (...).” (Brasil, 1999)

Posteriormente, em 09 de novembro de 1995, foi aprovada a Emenda Constitucional n.º 9, alterando a redação do parágrafo primeiro do Art. 177, determinando que:

“Art. 177. Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra de jazidas de petróleo e gás

natural e outros hidrocarbonetos fluídos;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V – a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

“§1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em Lei (...)”. (Brasil, 1999)

A Emenda Constitucional n.º 9 foi regulamentada pela Lei n.º 9.478²⁷, de 06 de agosto de 1997. Este instrumento legal estabeleceu os princípios e objetivos da política energética nacional, criou o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a Agência Nacional do Petróleo – ANP. Verifica-se, pela observação da referida legislação, que por um lado foi criado um órgão com atribuições de propor medidas específicas destinadas a estabelecer diretrizes de política energética para o País, o CNPE, e por outro lado foi criado um órgão com características mais operativas, a ANP.

Neste contexto, de acordo com o capítulo II da Lei do Petróleo, o CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, com a finalidade de propor políticas e diretrizes para o setor energético destinadas a:

- Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os seguintes

²⁷ Conhecida como Lei do Petróleo.

princípios: (a) preservação do interesse nacional; (b) promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos; (c) proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; (d) proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia; (e) garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do artigo 177 da Constituição Federal; (f) incremento da utilização do gás natural; (g) identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País; (h) utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; (i) promoção da livre concorrência; (j) atração de investimento na produção de energia; (k) ampliação da competitividade do País no mercado internacional;

- Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do artigo 73 da Lei n.º 9.478, de 1997;
- Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
- Estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

Por outro lado, segundo a mesma lei, cabe à ANP, além das atribuições do extinto DNC (referentes ao controle das atividades de distribuição e revenda de

derivados de petróleo e álcool), regular, contratar em nome da União e fiscalizar todas as atividades integrantes da indústria petrolífera, com exceção da atividade de distribuição de gás canalizado, prerrogativa dos estados, conforme Art. 25 da Constituição Federal de 1988, a partir da redação dada pela Emenda Constitucional n.º 5, de 15 de agosto de 1995.

Assim, o objetivo do governo, ao criar a ANP, era introduzir pressões competitivas nessa indústria, a partir do estímulo ao ingresso de novos agentes privados, individualmente ou em consórcio, para que estes promovessem os investimentos que até então eram realizados pelo Governo Federal, através da Petrobras.

Desta maneira, no segmento de exploração e produção, potencialmente concorrencial, relevantes alterações foram implementadas a fim de minimizar as barreiras à entrada de novas empresas. Dentre elas, as principais são:

- Cabe à ANP organizar e realizar licitações de blocos exploratórios;
- Cabe à ANP elaborar um padrão de contrato de concessão a ser aplicado para a Petrobras (nas áreas que a empresa manteve seu direito de propriedade ratificado) e pelas empresas vencedoras nos processos licitatórios;
- Cabe à ANP regulamentar e distribuir as participações governamentais²⁸;

No entanto, segundo Alveal & Pinto Júnior (1997), a decisão de manter a estrutura operacional verticalizada da Petrobras possibilita à estatal exercer algumas vantagens econômicas, fortalecendo a firma para competir ou para se associar com as grandes empresas globais de petróleo e gás natural, em quaisquer segmentos da cadeia gasífera, conforme pode ser observado no capítulo 5 desta dissertação.

²⁸ De acordo com o modelo definido pela Emenda Constitucional n.º 9, além dos tributos e contribuições sociais federais, estaduais e municipais, exigíveis de todas as empresas que operam sob as leis brasileiras, os concessionários das atividades de E&P são responsáveis pelo pagamento de quatro outros tipos de compensações financeiras extraordinárias, denominadas participações governamentais, quais sejam: o bônus de assinatura, os *royalties*, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área, sendo a segunda e a quarta destas participações obrigatórias. Vale mencionar que três destas participações foram introduzidas pela primeira vez na legislação brasileira pela Lei do Petróleo. Somente os *royalties* existiam anteriormente à nova legislação. Para maiores detalhes sobre o assunto, observar Dutra & Cecchi (1998), Schechtman et. al. (2000) e Barbosa & Bastos (2001).

No segmento de importação e exportação de petróleo, seus derivados e gás natural, também potencialmente concorrencial, importantes avanços ocorreram, principalmente no que se refere à possibilidade de novas empresas exercerem a atividade (fato este que não era possível até a quebra do monopólio da Petrobras) e no estabelecimento dos critérios para o exercício das atividades, considerando as especificidades de cada produto.

No refino e processamento de gás natural, a capacidade hoje existente permite, mediante a ampliação das unidades em operação, garantir o abastecimento interno a médio prazo. Entretanto, considerando uma demanda por gasolina, gás liqüefeito de petróleo (GLP) e nafta crescente, esta posição está sendo revista. No longo prazo, segundo a ANP (2002a), a atração de investimentos para o setor de refino vai depender da definição de políticas públicas no tocante à configuração do parque de refino nacional, do modelo de competição a ser adotado no segmento, do papel da empresa estatal e dos agentes privados nesse modelo.

Por fim, segundo Alveal & Pinto Júnior (1997), o segmento de transporte (a infraestrutura de escoamento de petróleo, seus derivados e gás natural) é o que merece maior atenção na nova estrutura regulatória da indústria petrolífera brasileira. Neste contexto, a introdução do princípio do livre acesso e a sua conseqüente regulamentação mereceu destaque na atividade da ANP desde a sua criação. Como será verificado no capítulo 5, a aplicação desse princípio está sendo importante para estabelecer um novo modo de organização da indústria do gás natural no País.

Além das atribuições citadas acima, cabe à ANP comunicar (Art. 10 da Lei do Petróleo) ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, qualquer indício de infração de ordem econômica no setor, para que este adote as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.

Uma vez apresentadas as principais características das indústrias de infraestrutura energética, bem como a evolução da indústria petrolífera nacional, o próximo capítulo tem como principal objetivo identificar como esses princípios foram aplicados na indústria de gás natural ao longo de sua existência.

Capítulo IV. A Evolução da Indústria do Gás Natural no Brasil e a Ação Regulatória

Como explicitado nos capítulos anteriores, as indústrias de infraestrutura no Brasil e no mundo passaram por relevantes transformações no último século. Inicialmente, estes setores foram estabelecidos sob a forma de monopólios integrados predominantemente públicos. Entretanto, com as mudanças ocorridas no contexto econômico mundial, a partir do final da década de 70, a predominância da visão liberal, onde o mercado por si seria capaz de estrutura-se mais eficientemente, gerou uma série de reformas.

Diversos países engajaram-se na introdução de reformas políticas e econômicas visando a redução do papel do Estado, passando a tarefa de gestor das indústrias de infraestrutura para agentes privados, principalmente através de processos de privatização. A partir de então, a estrutura estatal passaria a ser remodelada, introduzindo funções preponderantemente regulatórias.²⁹

Conforme apresentado no capítulo anterior, o governo brasileiro aprofundou-se neste movimento a partir da década de 90, mais especificamente com a implantação do Programa Nacional de Desestatização. No entanto, a reforma na indústria petrolífera se pautou, principalmente, na eliminação das barreiras institucionais à entrada, por meio da quebra do monopólio estatal exercido pela Petrobras, a partir da introdução da concorrência nas etapas da cadeia produtiva nas quais isso fosse possível.

²⁹ Vale ressaltar que está ocorrendo, nos últimos anos, questionamentos quanto ao modelo inglês de redução do papel do Estado na economia. Tais dúvidas concentram-se: (i) na falta de definição e aplicação da atividade regulatória prévia aos processos de privatização e/ou concessão; e (ii) na imposição da desverticalização na estrutura organizacional das indústrias de infraestrutura. Apesar disso, o modelo inglês continua a ser adotado em países cuja o desenvolvimento desses setores é ainda incipiente.

Por outro lado, a reforma na indústria de gás natural também está pautada no desafio de aumentar a infraestrutura de transporte e distribuição³⁰ e, conseqüentemente, expandir seu mercado consumidor, hoje fortemente concentrado na região sudeste do Brasil. Isso ocorre, principalmente, pela orientação legal (instituída pela Lei n.º 9.478/97) que estabelece como um dos princípios da política energética nacional o incremento da utilização do gás natural.

Logo, este capítulo tem como objetivo principal analisar o papel do Estado brasileiro no desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil e, principalmente, descrever as ações regulatórias empreendidas nos últimos cinco anos, para que no próximo capítulo seja feita uma análise crítica dessas ações, verificando se elas estão atingindo os objetivos de introdução da concorrência e expansão da infraestrutura.

Para apresentar a evolução desse processo, o capítulo está estruturado da seguinte forma. Na primeira seção são identificadas as principais características técnicas e econômicas da indústria do gás natural. Na seção seguinte é realizada uma breve descrição de seu desenvolvimento no País e de como a reforma do Estado implicou no seu modo de organização. Por fim, a última seção apresenta as ações regulatórias executadas, sejam elas tanto de cunho setorial quanto concorrencial.

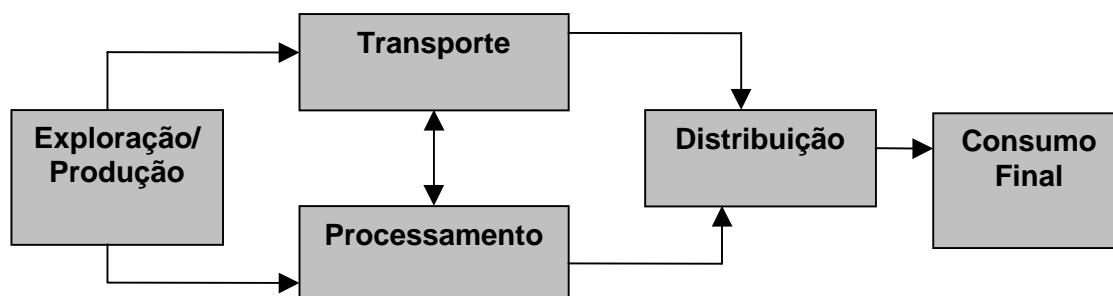
IV.1. Características Técnicas e Econômicas da Indústria do Gás Natural

A apresentação das características técnicas e econômicas da indústria de gás natural faz-se necessária para compreender em que medida estas podem influenciar sua estrutura organizacional.

A cadeia de valor deste setor é comumente composta por cinco fases distintas: (i) a exploração e produção; (ii) o processamento; (iii) o transporte; (iv) a distribuição; e (v) o consumo final, como pode ser observado na Figura 4.1.

³⁰ A distinção entre instalações de transferência e de transporte foi estabelecida pela Lei n.º 9.478/97, havendo, ainda, uma dificuldade de diferenciação delas por parte do mercado. Segundo o exposto nesta Lei, instalações de transferência são aquelas que tem como objetivo a movimentação de gás natural em percursos considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades (Inciso VIII do Art. 6º). Já os gasodutos de transporte são aqueles cujo objetivo é a movimentação de gás natural em percurso considerado de interesse geral (Inciso VIII do Art. 6º). Por exclusão, entende-se como instalações de distribuição aqueles que escoam gás (natural ou manufaturado) entre o ponto de entrega do energético no gasoduto de transporte até os pontos de recebimento dos usuários finais.

Figura 4.1 – A Cadeia de Valor da Indústria do Gás Natural



Fonte: Elaboração própria

A primeira fase da indústria de gás natural consiste na exploração e produção do hidrocarboneto³¹. Este combustível pode ocorrer tanto em bacias sedimentares³² localizadas em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*). Apesar de a exploração e a produção serem etapas fortemente complementares, estas devem ser entendidas separadamente, pois possuem características operacionais e econômicas bastante distintas.

Segundo Alveal & Pinto Júnior (1998), Neiva (1999) e Silveira (2000), a exploração consiste no levantamento geológico (sísmico, químico, gravimétrico, dentre outros métodos), na perfuração de poços e na instalação de equipamentos para verificação da existência de gás natural. Nesta fase, os custos são elevados, já que são utilizados bens e serviços de cunho tecnológico muito sofisticados. Após a avaliação do reservatório e considerando-o economicamente viável, é iniciada a etapa da produção, na qual o gás natural pode estar associado ou não petróleo³³. Sob as condições de pressão e temperatura atmosféricas, enquanto o petróleo se apresenta sob estado líquido, o gás natural permanece em estado gasoso. Em termos químicos,

³¹ Hidrocarbonetos são compostos formados por combinações de átomos de carbono e hidrogênio. Pelas suas características químicas, o gás natural também é considerado um hidrocarboneto, tal como é o petróleo.

³² Entende-se como bacia sedimentar a depressão da crosta terrestre na qual se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo e/ou gás, associados ou não (ANP, 2002b).

³³ Conforme ANP (2002b), entende-se como gás natural associado aquele que está dissolvido no petróleo ou alocado na porção mais superior do reservatório. Já o gás natural não associado é aquele que está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de petróleo no reservatório. Para maiores detalhes ver Neiva (1999) e www.gasenergia.com.br.

o gás natural apresenta-se na natureza basicamente de metano e de etano, além das pequenas proporções de outros hidrocarbonetos mais pesados (essas porções podem variar caso o gás natural esteja associado ou não) e de contaminantes (nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre).

Conforme explicitado pela OCDE (2000), embora seja usual se referir ao gás natural como um produto homogêneo, tal característica só é alcançada após o processamento e adequação às especificações da demanda, pois este é diferenciado dependendo da localização do reservatório de origem. Para que isso seja possível, o energético precisa ser tratado nas unidades de processamento de gás natural (UPGN). Esta ação inicia-se com a retirada de água e dos compostos de carbono e hidrogênio mais pesados³⁴, deixando-o apenas com metano e etano. Na etapa seguinte, o combustível ainda passa por um outro tratamento que tem como objetivo retirar os elementos indesejáveis ao consumo, tal como o nitrogênio e o dióxido de carbono.

Para exemplificação da composição típica do gás natural no Brasil, segue a Tabela 4.1, considerando como gás natural associado típico aquele extraído do Campo de Garoupa, na Bacia de Campos, Rio de Janeiro. Já para o gás natural não associado tem-se o extraído do campo de Miranga, na Bacia do Recôncavo, Bahia. E, por fim, o gás natural processado típico é que aquele entregue na UPGN de Candeias, no Estado da Bahia.

³⁴ Para verificar quais são os processos necessários para a retirada das frações mais pesadas do gás natural, ver Neiva (1999) e www.gasenergia.com.br.

Tabela 4.1 – Composição Química Típica do Gás Natural no Brasil

Elementos	Unidade	Gás Natural Associado	Gás Natural Não Associado	Gás Natural Processado
Metano	%	81,57	85,48	88,56
Etano	%	9,17	8,26	9,17
Propano	%	5,13	3,06	0,42
Butano	%	2,39	1,22	-
Pentano e Superiores	%	0,83	0,71	-
Nitrogênio	%	0,52	0,53	1,2
Dióxido de Carbono	%	0,39	0,64	0,65
PCI ³⁵	Kcal/m ³	9.916	9.583	8.621
PCS ³⁶	Kcal/m ³	10.941	10.580	9.549

Fonte: Elaboração própria, a partir de Santos (2001) e www.gasenergia.com.br

Seguindo a descrição das características técnicas e econômicas do gás natural, a atividade de transporte do energético é primordial ao desenvolvimento da indústria gasífera, pois possibilita conduzir o energético aos distribuidores responsáveis pela entrega ao consumidor final do produto. O transporte deste combustível pode ser realizado via gasodutos, caminhões / barcaças (Gás Natural Comprimido – GNC), navios (Gás Natural Liquefeito – GNL) ou via a conversão para GTL (*Gas to Liquids*). Neste último, o gás natural passa por um processo físico-químico que o transforma em uma série de hidrocarbonetos líquidos derivados (óleo diesel, por exemplo) de escoamento mais fácil.

³⁵ De acordo com a Portaria ANP n.º 104/2002 o PCI, Poder Calorífico Inferior do gás natural, é a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que todos os produtos, inclusive a água formada na combustão estão no estado gasoso.

³⁶ De acordo com a Portaria ANP n.º 104/2002 o PCS, Poder Calorífico Superior do gás natural, é a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que a água formada na combustão está no estado líquido.

No entanto, o meio de transporte de gás natural mais utilizado no País é o gasoduto. Estes variam em diâmetro e pressão a qual submetem o gás natural, já que ocorre uma perda de energia por atrito durante o percurso. Isto faz com que, em certas ocasiões, haja a necessidade de construção de estações de compressão para elevar a pressão e permitir a continuidade do fluxo do produto até o seu destino final. Segundo Martin (1992), a construção da malha de transporte é a atividade mais onerosa da cadeia, representando quase 40% do custo total da cadeia de valor da indústria do gás natural.

Por fim, e considerando, ainda, como meio de escoamento do gás natural o gasoduto, a atividade de distribuição se inicia nas estações de medição de vazão e redução de pressão (*city gates*) instaladas nas interconexões entre os gasodutos de transporte e os de distribuição. Nesta etapa é necessária a redução de pressão³⁷ de entrega ao consumidor final, este podendo ser tanto para uso energético quanto para uso não energético³⁸. Nesta etapa, tem-se a possibilidade de competição interenergética, onde os consumidores poderão escolher a fonte mais adequada às suas necessidades, seja em função dos preços, seja por questões tecnológicas e de eficiência.

Constata-se então, conforme apresentado por Alveal & Almeida (2001) e Santos (2001), que apesar das operações na indústria de gás natural poderem ser distinguidas nas etapas expostas acima, existe grande interdependência nos processos. Isto faz com que esta se caracterize como uma indústria de rede, tendo como características as especificidades apresentadas no item II.1 do capítulo 2 desta dissertação. Tais peculiaridades fizeram com a indústria do gás natural fosse erguida em diversos países, inclusive no Brasil, com fortes barreiras à entrada de novos agentes.

³⁷ Para a redução da pressão de entrega do gás natural, há a necessidade de instalação de válvulas com a finalidade específica para isso. Tais válvulas estão habilitadas com sensores pneumáticos que limitam a vazão e a pressão para valores pré-estabelecidos, de acordo com as faixas de segurança operacional, bem como de necessidade do cliente a ser atendido.

³⁸ Considera-se como uso energético do gás natural a utilização deste como combustível nas residências, nos estabelecimentos comerciais e públicos, nas indústrias, no setor de transportes, nos centros de transformação e como fonte geradora de energia elétrica. Já os usos não energéticos do gás natural são aqueles em que o energético é utilizado como matéria-prima, principalmente nos setores petroquímico, siderúrgico e de fertilizantes.

Desta forma, a próxima seção tem por objetivo descrever o processo de desenvolvimento da indústria do gás natural, sob a ótica acima exposta.

IV.2. Breve Histórico do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil

A partir da análise dos dados apresentados a seguir, pode-se verificar a falta de tradição da utilização de gás natural no Brasil. Tal fato está atrelado, certamente, pela descoberta tardia de grandes volumes do energético, bem como à concentração das reservas em poucas áreas do território brasileiro. Além disso, deve-se levar em conta que a maior parte destas reservas está associada ao petróleo, o que leva a política de sua utilização estar sempre vinculada aos aproveitamentos deste último.

Até o início da década de 80, o Brasil tinha ainda uma oferta incipiente, quase que exclusivamente limitada a um Estado – Bahia. As descobertas na Bacia de Campos, no final dos anos 70, resultaram, sem dúvida, em um impulso ao crescimento do mercado de gás.

Este crescimento da produção nacional sustentou a oferta interna de gás e assegurou a introdução desta nova fonte na matriz energética nacional, ainda que modestamente, com o percentual de participação de 3,7%, em 2000, conforme pode ser observado na Tabela 4.2. Entretanto, o aumento de oferta de gás natural não foi totalmente absorvido pelo mercado consumidor, em decorrência de grandes quantidades de gás não aproveitado, seja pela reinjeção, pela insuficiência de infraestrutura para o escoamento do produto ou mesmo pela simples queima em *flares*³⁹.

³⁹ Para entender o significado dos termos reinjeção e queima em *flares*, observar o conteúdo do Anexo 2 desta dissertação.

Tabela 4.2 – Evolução da Participação do Gás Natural na Oferta Interna de Energia (%)

Ano	Oferta Interna (%)
1983	1,3
1984	1,5
1985	1,7
1986	1,9
1987	2,1
1988	2,1
1989	2,2
1990	2,3
1991	2,2
1992	2,3
1993	2,4
1994	2,4
1995	2,4
1996	2,5
1997	2,6
1998	2,7
1999	3,1
2000	3,7

Fonte: Brasil (2000), Brasil (2001).

Nota: Os resultados percentuais destacados nesta tabela levam em consideração a utilização do critério de equivalência térmica de geração elétrica, cujo fator de conversão é de 0,29 Tep/MWh. Deve-se mencionar que são feitas críticas à essa metodologia, pois considera-se que a utilização deste índice de conversão acarreta uma avaliação superdimensionada da oferta (BRASIL, 2002).

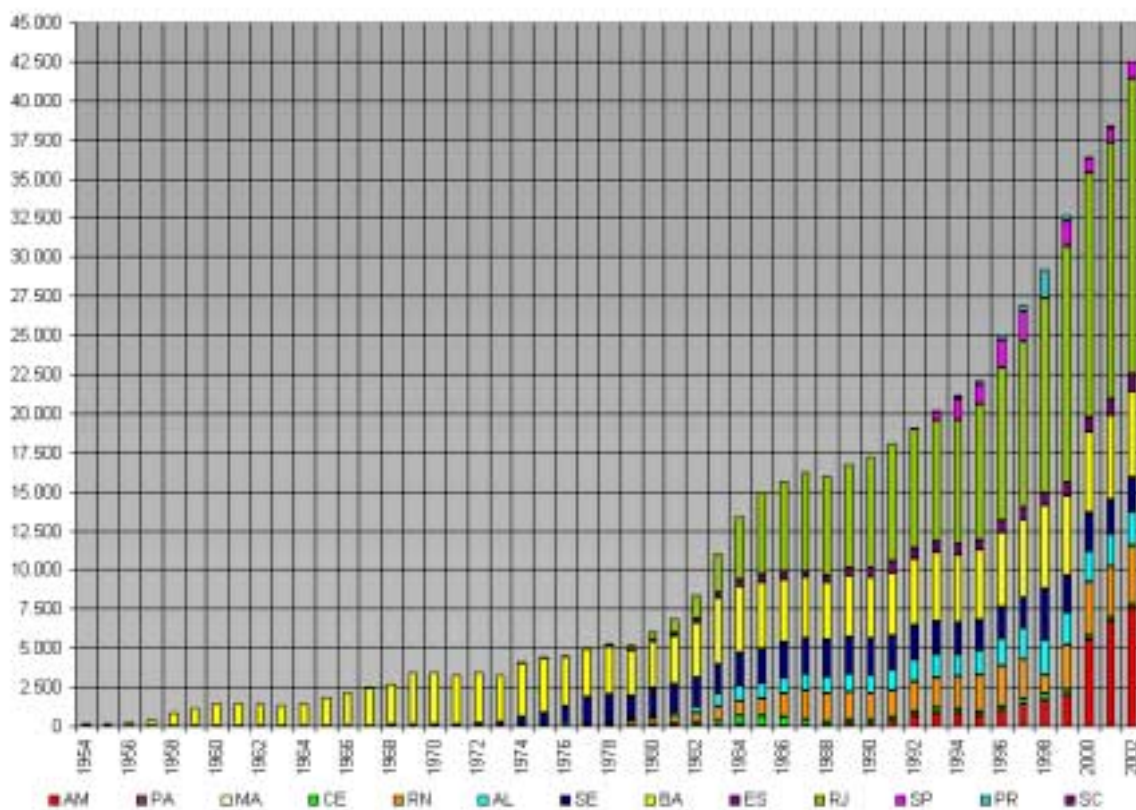
Vale destacar, ainda, que essa pouca participação está relacionada à falta de cultura de utilização do gás natural como energético, tendo em vista que os principais combustíveis concorrentes (óleo combustível, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo, carvão, lenha, entre outros): (i) são mais conhecidos por seus potenciais consumidores finais, dada as tecnologias disponíveis e conhecidas para sua utilização; (ii) possuem uma logística de distribuição já estabelecida; e (iii) possuem preços mais competitivos. Tais fatores interferem, desta maneira, nas decisões de investimento tanto daqueles que podem disponibilizar o gás natural quanto daqueles que podem utilizá-lo.

Para o melhor entendimento deste item, este está estruturado da seguinte forma. Inicialmente é feita uma breve descrição do perfil da oferta e da demanda do gás natural no País. Em seguida é apresentada a estrutura institucional que suportou o desenvolvimento da indústria do gás natural até o presente momento.

IV.2.1. O Perfil da Oferta

As primeiras descobertas de gás natural ocorreram em 1940 no Estado da Bahia. No entanto, a partir da análise da Tabela A.3 (Anexo 2) e Gráfico 4.1, verifica-se que os esforços de produção do energético só iniciaram em 1954, nesta área. Essa hegemonia baiana perdurou até o final dos anos 70, quando foram descobertas reservas de petróleo e gás natural na Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro.

Gráfico 4.1 – Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil, por Unidade da Federação (mil m³/dia)

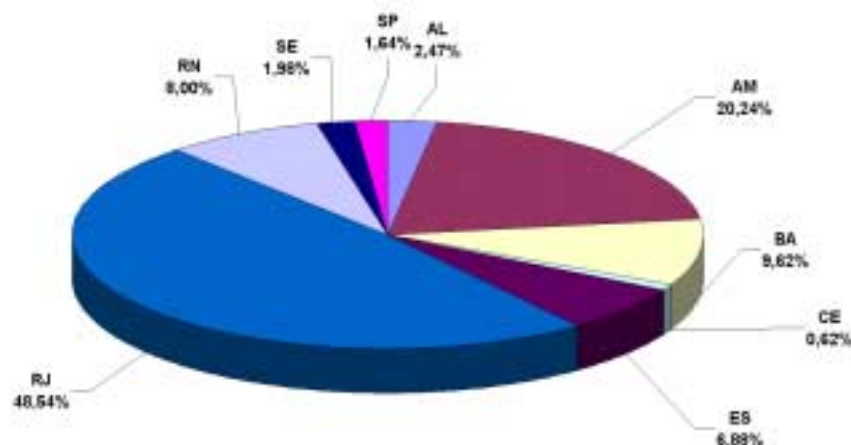


Fonte: ANP (2002c)

No entanto, apenas em 1983, a partir dos esforços tecnológicos de produção em profundidades elevadas⁴⁰ (até então a produção marítima no Nordeste ocorria em águas rasas), uma segunda fase da história do gás natural no Brasil iniciou-se. A produção da Bacia de Campos tomou corpo e rapidamente ultrapassou a produção do Recôncavo Baiano, fato este que ocorreu em 1985 (ver Tabela A.3 – Anexo 2). A descoberta de gás natural na Bacia de Campos, mesmo que associado ao petróleo, favoreceu o uso potencial do energético, pois os poços estavam mais próximos aos maiores centros produtivos e de prestação de serviço brasileiros. Segundo ANP (2001), este era o impulso que faltava para introduzir a nova fonte de energia na região sudeste do País e tirar a conotação regional que, até então, prevalecia.

A partir de 1990, a produção de gás natural se estende à novas regiões, tais como o litoral de São Paulo e a Floresta Amazônica, que se somam à costa do Ceará e ao sul do Espírito Santo, Estados com pequena produção desde 1980. Das áreas acima citadas, merecem atenção as reservas de São Paulo e Amazonas, pois estas são basicamente de gás natural não-associado e em volumes significativos, conforme demonstra a Tabela A.2 (Anexo 1) e o Gráfico 4.2.

Gráfico 4.2 – Distribuição Percentual das Reservas Provasdas de Gás Natural, segundo Unidades da Federação, em 31/12/2002



Fonte: ANP (2002c)

⁴⁰ A partir das informações constantes do Decreto 2.705, de 3 de agosto de 1998, entende-se como produção em profundidades elevadas aquela em que a prospeção do petróleo e gás natural ocorre em lâmina d'água (distância entre a superfície da água e o fundo do mar) acima de 400 metros. No entanto, não há uma convenção para determinação deste valor para que este seja reconhecido mundialmente.

Com base nos dados de 2002, o volume das reservas provadas é de 236.592 milhões de m³, montante este 6,22% e 7,06% maior do que os valores apresentados para 2001 e 2000, respectivamente. Tal fato ocorre, principalmente, pela constante produção do energético, sem confirmação de novas descobertas, no mesmo período de análise.

Já em relação a produção, esta atingiu, em 2002, uma média de 42.524 mil m³/dia, com o percentual de mais de 40% desta produção oriunda do Estado do Rio de Janeiro (Bacia de Campos), mantendo-se o Estado da Bahia (Bacia do Recôncavo) como segunda região produtora, com percentual de 14% (Tabelas A.3 e A.4 – Anexo 2).

Entretanto, o aumento da produção de gás não resulta imediatamente no aumento da oferta interna deste produto. Conforme observado na Tabela A.4 – Anexo 2, isto é explicado, primeiramente, porque a expansão da produção do gás natural no Brasil se apoiou na descoberta de reservas de gás associado (cerca de 79,3% da produção nacional⁴¹), cuja exploração sempre foi ditada pela produção do petróleo. Além disso, grande parte do gás disponível encontra-se longe dos centros de consumo, em campos localizados no mar, necessitando de elevados investimentos para construção de infraestrutura de escoamento⁴² e processamento.

Tal fato introduziu algumas práticas na indústria petrolífera nacional para transpassar essa situação. A primeira delas é reinjetar o gás natural nos seus respectivos reservatórios para que o energético possa ser utilizado em momento oportuno. Já a segunda opção é uma prática mais nociva, pois não visa seu aproveitamento futuro, queimando o gás natural nas próprias áreas de produção⁴³. Por esta razão, atualmente o nível de queima e reinjeção ainda é elevado (somados, representam 39% da produção nacional). A elevação recente nestes índices pode estar sendo agravada também pela entrada de uma fonte concorrente: que é o gás

⁴¹ Esta informação está disponibilizada em ANP (2002b), Tabela 2.9.

⁴² A infraestrutura de escoamento do gás natural entre as áreas de produção e as UPGN's são atualmente classificadas pela legislação brasileira como gasodutos de transferência, conforme conceito apresentado anteriormente. Esta infraestrutura conta com 2.213 Km de extensão.

⁴³ Destaca-se que a queima de gás natural nas unidades de produção torna-se uma prática nociva quando esta opção é utilizada em casos onde não há viabilidade para a construção da infraestrutura de escoamento. No entanto, deve-se salientar que essa prática também é utilizada para fins positivos, essencialmente relacionadas com as questões de segurança operacional.

natural importado da Bolívia.

Conforme observado na Tabela A.5 – Anexo 2, são importados atualmente pela Petrobras, British Gas (BG) e Empresa Produtora de Energia (EPE) um volume de 12.835 mil m³/dia (dado de dezembro de 2002), produto este consumido nos Estados do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Apesar disso, a Petrobras estabeleceu, em 2001, o Plano de “Queima Zero”, acordado com a Agência Nacional do Petróleo e monitorado por esta última, com o objetivo de reduzir ao máximo o nível de queima até hoje praticado (5.871 mil m³/dia, em média, no ano de 2002).

Antes de identificar o perfil de demanda de gás natural, é importante expor a infraestrutura de processamento e transporte existente no País, pois a partir da decisão locacional deste (que já possui forte influência da localização das reservas) é que se pode verificar como está a estruturação do mercado consumidor do gás natural desde a sua existência.

IV.2.1.1. Infraestrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil

O processamento de gás natural tem como principal objetivo garantir a especificação do gás para os consumidores finais do produto, o qual passa a denominar-se gás seco ou gás processado. A especificação do gás natural é realizada atualmente em onze unidades de processamento de gás natural (UPGN's), que somam hoje uma capacidade instalada de 30,3 milhões m³/dia, conforme apresentado na Tabela A.6 – Anexo 3.

Na região Nordeste, o fornecimento de gás natural para atendimento ao consumo é realizado por seis unidades de processamento. A UPGN de Lubnor (CE) processa o gás natural proveniente das Bacias Sedimentares dos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte. Já as UPGN's de Guamaré I e II aproveitam as reservas de gás dos campos terrestres e marítimos do Estado do Rio Grande do Norte e disponibilizam sua produção para este Estado. Por outro lado, Atalaia (SE) e Carmópolis (SE) processam o gás natural produzido em Carmópolis e no Estado de Alagoas, fornecendo gás processado para os consumidores do Estado de Sergipe. Enquanto

isso, as UPGNs de Candeias e Catu, na Bahia, processam o gás que destina-se ao consumo baiano. Em conjunto possuem uma capacidade nominal instalada de processamento de 12,7 milhões m³/dia, o que representa 41,7% da capacidade brasileira.

Na região Sudeste, por sua vez, o processamento de gás natural é realizado em quatro unidades de processamento. A UPGN de Lagoa Parda fornece este combustível para a região de Aracruz e da Grande Vitória. Já a UPGN de Cabiúnas, localiza-se no complexo que leva o mesmo nome, no município de Macaé (RJ), o qual possui ainda, além desta UPGN, uma unidade de processamento de condensado e uma unidade de refrigeração deste energético, que tem por objetivo fazer o tratamento de parte do gás natural produzido na Bacia de Campos. A UPGN da Refinaria Duque de Caxias (REDUC), por outro lado, processa o restante do gás produzido na Bacia de Campos e atende as demandas de consumidores locais e de clientes de São Paulo e Minas Gerais. A UPGN da Refinaria Presidente Bernardes Cubatão (RPBC), localizada no município de Cubatão (SP), processa o gás natural extraído na plataforma de Merluza, que atende aos mercados da Baixada Santista e da Grande São Paulo. Em conjunto, essas unidades possuem uma capacidade nominal instalada de processamento de 11 milhões m³/dia, o que representa 36,2% da capacidade brasileira.

Por fim, na região norte do País, encontram-se as UPGN's de Urucu I e II (AM), cuja produção destina-se ao atendimento das demandas internas da Petrobras na região produtora, em decorrência da falta de infraestrutura para o escoamento da produção até as áreas de consumo⁴⁴. Juntas possuem uma capacidade de 6,7 milhões m³/dia.

Entretanto, conforme apresentado pela ANP (2001), há uma expectativa de aumento da demanda do energético no País, havendo previsão de novos investimentos para o segmento de processamento de gás natural, permitindo um incremento da capacidade em cerca de 11 milhões de m³/dia (Tabela 7, Anexo 3).

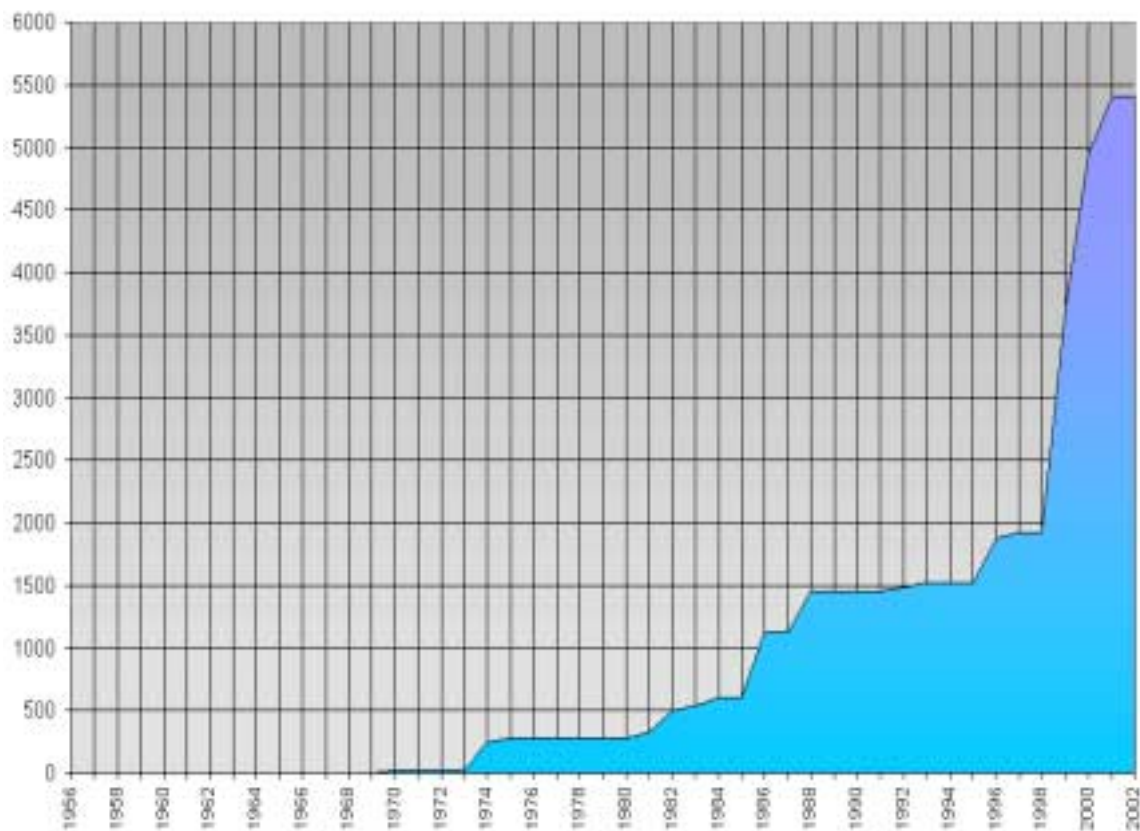
⁴⁴ Destaca-se que o desenvolvimento dos campos produtores da Província Petrolífera de Urucu, área onde estão localizadas essas UPGN's depende sobremaneira da viabilização e realização de empreendimentos para o transporte do gás natural na região norte do País. No entanto, os projetos existentes para este fim não são viabilizados dada a existência de problemas de interesse políticos particulares na região. Para maiores detalhes, ver Loss, J.C. & Costa, H.H.L.M (2002).

IV.2.1.2. Infraestrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil

A rede de gasodutos, classificada como transporte, compreende a estrutura imediatamente posterior às Unidades de Processamento do Gás Natural até os *city gates* de entrega do energético na malha de distribuição das companhias distribuidoras estaduais.

No Brasil, conforme pode ser observado pela Tabela A.8 – Anexo 4 e Gráfico 4.3, a primeira grande expansão na rede de transporte foi realizada no período 1979-1989, quando foram construídas mais de 50% da malha existente até 1998. Gasodutos foram instalados no Rio de Janeiro, Espírito Santo e em diversos pontos do nordeste. A segunda expansão do sistema foi realizada em apenas dois anos, 1998-1999, com a construção de um grande gasoduto destinado, essencialmente, ao escoamento do gás natural importado da Bolívia.

Gráfico 4.3 – Evolução da Malha de Transporte de Gás Natural (Km)



Fonte: ANP (2002c)

No que diz respeito à rede de transporte de gás natural de origem nacional verifica-se que sua implantação iniciou-se por regiões isoladas, com interligações paulatinas.

No nordeste, até 1998, a malha era formada por três gasodutos (Guamaré–Pecém, Guamaré–Cabo e Pilar–Cabo), perfazendo uma extensão de 1.486 km, atendendo todos os Estados nordestinos, exceto Bahia, e com capacidade projetada⁴⁵ de escoamento de 3.360 mil m³/dia.

Já na região sudeste, a rede é recente, porém mais extensa que a do nordeste. A malha de transporte atende todos os principais centros consumidores dos Estados da região (São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro), contando com oito gasodutos, cuja extensão é de 1.278 km e a capacidade de transporte projetada de 23.927 mil m³/dia. O Espírito Santo ainda não se encontra conectado, mas já existe previsão de construção do gasoduto Cabiúnas–Vitória (325 km).

Quanto à infraestrutura de transporte de gás importado, conforme apresentado na Tabela A.9 – Anexo 4, esta é mais recente, tendo como primeiro e principal projeto o Gasoduto Bolívia-Brasil. Seu traçado permite atender os Estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Em território brasileiro, este projeto foi executado em duas etapas: o primeiro trecho, de Corumbá (MS) a Guararema (SP), com extensão de 1.418 km e diâmetro variando de 32” a 24”, entrou em operação em julho de 1999. O segundo trecho, de Guararema (SP) até Canoas (RS), com extensão de 1.165 km e diâmetro variando de 24” a 16”, foi inaugurado no final do mês de março de 2000. Em conjunto, estes dois trechos possuem uma capacidade de transporte projetada de 30 milhões de m³/dia, que ainda não estão completamente disponibilizados para o uso.

Vale ressaltar, ainda, que a partir da conexão deste empreendimento com o Gasoduto Esvol–São Paulo (duto que transporta gás natural produzido na Bacia de Campos até São Paulo), é possível a diversificação das fontes supridoras deste energético para os mercados da região sudeste. Atualmente, o gás natural boliviano é fornecido no Estado do Rio de Janeiro.

⁴⁵ Compreende-se como capacidade de transporte projetada aquela definida por simulações termo-hidráulicas realizadas antes da construção do gasoduto e de sua entrada em operação.

No entanto, não é só o empreendimento acima destacado que contribui para o aumento da infraestrutura de transporte no País. Existem dois projetos já em operação, sendo que um deles ainda de forma incompleta. O primeiro é o Gasoduto Lateral–Cuiabá, que transporta gás natural argentino e/ou boliviano até a Usina Termelétrica de Cuiabá. Este duto tem um diâmetro de 18”, uma extensão de 267 km (no lado brasileiro) e uma capacidade de transporte projetada de 2,8 milhões de m³/dia.

Por fim, o outro projeto é o Gasoduto Uruguaiana–Porto Alegre, que escoar gás natural proveniente da Argentina e, temporariamente, da Bolívia. Este duto, atualmente inacabado, opera em dois trechos de extensão total de 50 km (com capacidade de transporte projetada de 2,8 milhões de m³/dia) dos 715 km projetados, sendo 25 km utilizados para atendimento da Usina Termelétrica de Uruguaiana e os outros 25 km interconectados ao Gasoduto Bolívia–Brasil; atendendo, principalmente, as demandas do pólo petroquímico da Copesul. Caso este empreendimento se efetive conforme projetado, a capacidade de transporte poderá atingir o volume de 12 milhões m³/dia, fato que pode trazer um novo perfil energético à região sul do País.

A partir da descrição detalhada das principais variáveis de análise da malha de transporte do gás natural, por região do território brasileiro e segundo origem do energético, a Figura 4.2 mostra o mapa do País e a estruturação espacial desta rede. Isto possibilita o entendimento da localização dos mercados do energético no Brasil. Tal compreensão é possível já que a lógica até hoje empregada para o crescimento da indústria gasífera no País é a de desenvolver os centros consumidores em áreas próximas aos poços produtores, necessitando portanto de menor rede de transporte do combustível.

Figura 4.2 – Localização Geográfica da Malha de Transporte de Gás Natural no Brasil em 2002



Fonte: ANP, 2002d.

IV.2.2. Perfil da Demanda

Com base nos dados do Balanço Energético Nacional é possível acompanhar a evolução da utilização do gás natural nos últimos trinta anos. A partir destas informações, o consumo pode ser dividido em duas grandes categorias: (i) consumo não energético (basicamente petroquímico, siderúrgico e fertilizante); (ii) consumo

energético (setor energético – unidades de processamento de gás natural, refinarias, geração elétrica); setor industrial e outros⁴⁶ (residências, estabelecimentos comerciais, transportes e estabelecimentos públicos).

Em 2001, os principais segmentos de consumo foram: o industrial (química, metalurgia e mineração), com uma participação de 57,3%, e o setor energético com 24,4%, conforme pode ser verificado na Tabela A.10 – Anexo 5.

Quanto ao consumo do setor energético, a partir dos dados dispostos na Tabela A.10 – Anexo 5, não há como fazer a verificação de quais são os principais consumidores. No entanto, em ANP (2001), pode-se verificar que a maior parte da demanda foi das unidades de processamento de gás natural e refinarias, sendo o gás utilizado para gerar calor de processo e energia elétrica. Todavia, tem sido apresentado como principal mercado potencial para o energético a geração termelétrica, através do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, iniciando no Governo Fernando Henrique Cardoso.

Esta sinalização foi dada em fevereiro de 2000 com a criação do referido programa pelo Ministério de Minas e Energia, por meio do Decreto n.º 3.371/00, tendo como finalidade aumentar o abastecimento de energia no País, considerando um cenário de restrição de oferta de energia elétrica de origem hidrelétrica para os próximos anos. De acordo com esse programa, seriam criadas 56 usinas termelétricas (49 a gás natural) até 2003, com capacidade de produzir cerca de 20 mil MW.

Este entendimento que o mercado de gás natural irá se desenvolver através da sua utilização para fins de geração de energia elétrica, no entanto, está se alterando. Conforme pode ser observado pela Tabela A.12 – Anexo 5, tanto a quantidade de unidades quanto a potência instalada prevista para entrada em operação já são menores, principalmente pela reestruturação do modelo de organização industrial e de desenvolvimento do setor elétrico nacional. Neste contexto, eleva-se a percepção de risco por parte dos investidores, o que pode atrasar e, até mesmo, inviabilizar decisões deste tipo de investimento no País. Entretanto, vale ressaltar, que foram integrados

⁴⁶ Em países onde a adequação da temperatura ambiente com processos de calefação é imprescindível a sobrevivência humana, os setores aqui destacados como “outros” são relevantes mercados âncoras para o desenvolvimento do setor gasífero nesses locais.

projetos de cogeração no PPT, possibilitando uma utilização mais eficiente em termos energéticos do gás natural.

Por fim, em termos locacionais, o consumo do gás natural está próximo dos principais centros ofertantes do energético ou conectado a estes por meio de gasodutos de transporte, conforme apresentado no item anterior. Entretanto, existe potencial para crescimento da demanda, mas esta não se efetiva principalmente em função da infraestrutura insuficiente de distribuição em muitos Estados que podem ser abastecidos pela malha de transporte.

Pode-se perceber, conseqüentemente, a presença de uma concentração significativa da demanda de gás natural na região sudeste do território brasileiro. Somente após a construção e início da operação do Gasoduto Bolívia-Brasil, novas fronteiras de consumo estão se desenvolvendo (Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul), conforme mostra a Tabela A.11 – Anexo 5.

IV.2.3. Perfil Institucional

Conforme apresentado no item III.2 desta dissertação, a evolução da indústria de gás natural brasileira possui a mesma característica das inúmeras experiências internacionais de reforma das indústrias de infraestrutura, principalmente aquelas que adotaram o modelo europeu de desenvolvimento.

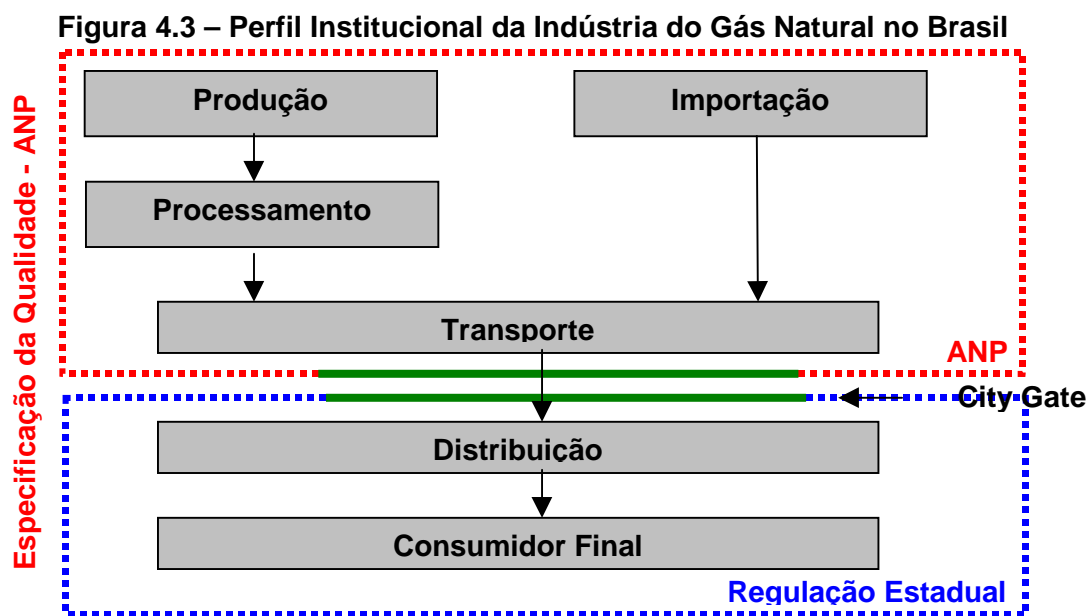
Desde a publicação da Lei 2.004/53 até a entrada em vigor da Emenda Constitucional n.º 9/95, toda a atividade exploratória, produtiva, de processamento e transportadora era considerada monopólio da Petrobras, o que dava à empresa o poder de controle de definição de mercados e da penetração do gás natural na matriz energética brasileira, mesmo que isso fosse atribuição exclusiva de órgãos puramente políticos, tal como o Ministério de Minas e Energia. Desta maneira, o perfil de oferta e de demanda do energético estavam intimamente ligados às decisões de investimento da Petrobras, ao longo dos anos de exercício do monopólio.

Aliado a isso, a promulgação da Constituição Federal de 1988 foi responsável por uma pequena, porém significativa, alteração da estruturação institucional da indústria gasífera. A partir de então, a atividade de distribuição passou a ser concessão estadual. Isto fez com que várias unidades da federação brasileira

criassem suas respectivas empresas, com o objetivo maior de garantir uma parcela da renda econômica gerada na venda de gás natural para os consumidores finais.

No entanto, conforme mencionado anteriormente, foi com a publicação da Emenda Constitucional n.º 9/95 que ocorreu a maior reestruturação institucional do setor, flexibilizando legalmente o monopólio da União, conforme apresentado no item III.2 desta dissertação. Estas modificações possibilitaram a entrada de novos agentes no setor. Para que essa abertura ocorresse de forma ordenada e com o objetivo tanto de disciplinar as atividades da indústria gasífera quanto de garantir sua eficiência econômica, foram criadas agências reguladoras estaduais e federais⁴⁷.

Logo, pode-se verificar que, dada a queda da barreira institucional acima citada, a indústria gasífera nacional está se reestruturando de forma a atingir o modelo apresentado no item II.3.3 deste trabalho e adaptado às especificidades da indústria nacional, tal como identificado na Figura 4.3. Conforme apresentado por Krause & Pinto Júnior (1998a e 1998b) e Silveira (2000), esse modelo tem por característica a possibilidade de haver uma ou várias empresas verticalmente integradas com a infraestrutura de transporte aberta a terceiros.



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2002d).

⁴⁷ Não é estabelecido na Constituição Federal de 1988, que as agências reguladoras estaduais sejam constituídas em todos os Estados. Caso isso não ocorra, a regulação estadual da indústria do gás natural é exercida pela secretaria estadual que mais tiver relação com a atividade energética.

Com base no exposto, e considerando a natureza recente da indústria do gás natural e da estruturação da atividade regulatória necessária após a reforma do Estado brasileiro, o próximo item irá fazer uma descrição das ações dos órgãos reguladores federais (setorial e de defesa da concorrência). Não será detalhada a atividade regulatória de âmbito estadual dada a heterogeneidade entre agências/secretarias de energia.

IV.3. A Regulação Decorrente do Atual Estágio de Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil

A determinação dos segmentos da indústria gasífera que devem ser regulados, bem como o escopo dessa ação estão na Lei n.º 9.478/97. No entanto, verifica-se que, devido ao estágio incipiente dessa indústria, a aplicação conjunta dos princípios de introdução da concorrência, nos segmentos potencialmente competitivos, e de desenvolvimento do mercado gasífero nacional, é extremamente complexa para definição do marco regulatório do setor.

Primeiro, porque a simples tentativa de abrir o mercado para novos agentes econômicos atrelada à necessidade de expansão da infraestrutura de transporte possibilita a formação de grandes oligopólios. Isto ocorre em função das características técnicas e econômicas da indústria que propiciam maior concentração das empresas atuantes.

Segundo, porque a ação regulatória (setorial e de concorrência) é exercida por órgãos federais distintos, fato este que pode gerar superposição de atividades, além de necessitar sistemáticas ações conjuntas.

Para melhor compreensão da atividade regulatória na indústria de gás natural nacional, este item será dividido em dois, apresentando, inicialmente, as atribuições legais do órgão atuante na regulação setorial e as ações decorrentes, para em seguida traçar o perfil da atividade de defesa da concorrência.

IV.3.1. A Regulação Setorial

Conforme apresentado no capítulo anterior, a Agência Nacional do Petróleo é o órgão responsável pela regulação setorial da indústria do gás natural. Segundo o exposto na Lei n.º 9.478/97, esta é responsável pela regulação das atividades de produção, importação, processamento e transporte de gás natural, além de estabelecer os requisitos a serem cumpridos pelas empresas interessadas em operar postos revendedores varejistas deste energético. Para tanto, a ANP exerce tais atividades seja através da regulamentação do setor (por meio de Portarias), seja mediante as ações de fiscalização (com perfil mais voltado à repressão de condutas violadoras da legislação) e monitoramento (com caráter mais direcionado ao papel orientador) das atividades acima citadas.

No que diz respeito ao segmento da produção, a ação regulatória está atualmente voltada à emissão de regulamentos de ordem técnica (que garantam o exercício da atividade dentro dos melhores padrões internacionais, visando à segurança do abastecimento, bem como do meio ambiente e das populações, além do uso eficiente dos recursos naturais) e da conseqüente ação fiscalizadora. Todavia, foi neste segmento que uma das principais barreiras institucionais à entrada foi eliminada. A Emenda Constitucional n.º 9/95 permite que qualquer empresa que cumpra os requisitos estabelecidos no artigo 5º da Lei 9.478/97, inclusive a Petrobras, possa exercer a atividade.

Para tanto, a Lei supracitada, nos seus artigos 21 a 52, define os princípios gerais a serem seguidos pela ANP com relação à atividade, tendo como principais atribuições: (i) o desenvolvimento de estudos para delimitação de blocos; (ii) a fiscalização da execução de serviços de geologia e geofísica; (iii) a realização de processos licitatórios para concessão de áreas de exploração; (iv) a definição do modelo de contrato de concessão padrão; (v) o controle do cumprimento dos contratos de concessão assinados; (vi) a distribuição das participações governamentais decorrentes da atividade produtiva aos seus beneficiários; (vii) a autorização para a transferência de titularidade de contratos de concessão já assinados. Para que essas atribuições fossem devidamente regulamentadas, a ANP, até novembro de 2002, havia publicado 18 Portarias, como pode ser visto no Anexo 6 desta dissertação.

Seguindo o mesmo princípio de introdução de novos agentes no mercado gasífero, a regulação do segmento de importação de gás natural restringe-se a estabelecer os requisitos que devem ser cumpridos pelo agente que deseje exercer a atividade. Neste caso, qualquer interessado deve solicitar a autorização à ANP para o exercício da atividade, enviando juntamente ao pedido uma série de documentos que vão desde a simples comprovação da existência legal da empresa até detalhes do projeto (o que inclui informações relacionadas ao volume de gás a ser importado, o país de origem, o local de entrega do gás, entre outras). Tais requisitos foram estabelecidos pela Portaria n.º 43 (de 15 de agosto de 1998). Vale ressaltar que os preços praticados na atividade são definidos em contrato, a partir de negociação direta entre as partes envolvidas. Este tema não é regulado nem pela ANP e nem por qualquer outro órgão público federal ou estadual.

Quanto à fiscalização e ao monitoramento deste segmento, a Portaria supracitada identifica que o agente atuante deve enviar um relatório mensal com os volumes efetivamente comercializados, para que a partir dessas informações a ANP possa liberar a Licença de Importação (LI) emitida pela Receita Federal e anuída por aquela. Além disto, o energético deve estar em conformidade com as especificações de qualidade estabelecidas pela ANP, atualmente por intermédio da Portaria n.º 104/2002.

Continuando a descrição, o segmento de processamento é regulamentado pela Portaria n.º 28/99, onde ficou estabelecido que a "construção, a ampliação e a operação de unidades de processamento de gás natural" será realizada mediante prévia e expressa autorização da ANP. Ademais, esta Portaria, em seu artigo 5º, identifica que a outorga da autorização para a execução das atividades acima estabelecidas não possui caráter de concessão e exclusividade de exercício da atividade, seja relativamente ao tempo, seja relativamente à localização do projeto. Fica também estabelecido que há a possibilidade de transferência de titularidade, desde que previamente submetida à aprovação da ANP.

Já o monitoramento da atividade acima citada é estabelecido pela Portaria n.º 54/2001, devendo o agente enviar informações a respeito dos volumes que entraram e saíram de cada unidade de processamento, bem como as quantidades obtidas, por produto, e o nível de perda do processo.

Por fim, a atividade de transporte de gás natural é a que merece mais atenção. Conforme mencionado no item IV.1, esta pode ser executada via diversos tecnologias existentes para este fim. No que concerne ao escoamento por gasodutos, as especificidades de indústria de rede recaem sobre a atividade, necessitando, desta forma, de uma regulação austera para garantir a eficiência econômica. Com relação ao transporte realizado por outros meios, não caracterizados como indústria de rede, devem-se fixar requisitos claros para garantir a prestação de serviço ao consumidor de forma segura.

A respeito do segmento de transporte dutoviário de gás natural, este vem recebendo significativa regulação por parte da ANP, haja visto que a Lei n.º 9.478/97 estabelece em seus artigos 56, 57, 58, 59 e 65 uma nova estruturação para a atividade.

O transporte dutoviário de gás natural, até então permitido à Petrobras, pode ser realizado por qualquer empresa ou consórcio mediante a autorização da ANP. A regulamentação da construção e operação da infraestrutura de transporte se dá de acordo com a Portaria ANP n.º 170/98, identificando os itens que devem ser cumpridos por qualquer interessado para a obtenção da autorização. Seu monitoramento é estabelecido tanto na norma supracitada, como também em outros instrumentos, estes tendo caráter tanto preventivo (acompanhamento sistemático através de visitas periódicas nas instalações) quanto reativo (após a ocorrência de acidentes).

Merece destaque, ainda, o fato de que a Lei do Petróleo prevê o livre acesso à infraestrutura de transporte dutoviário, em seu artigo 58. Este princípio foi uma das principais alterações estruturais da indústria gasífera nacional, permitindo, com isso, uma redução significativa da barreira institucional à entrada de novos agentes neste mercado. No que diz respeito à regulamentação deste tema, a Portaria n.º 169/98 foi o instrumento regulatório que vigorou de 26 de novembro de 1998 até 19 de abril de 2001. Esta Portaria baseava-se na garantia de acesso não discriminatório de terceiros interessados às instalações de transporte de gás natural, já existentes ou a serem constituídas em território brasileiro.

Entretanto, segundo ANP (2002d), este regulamento necessitava de aperfeiçoamento. Desta forma, foi elaborada pela Agência Nacional do Petróleo por intermédio da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural –

SCG uma Minuta de Portaria sobre livre acesso, disponibilizada para consulta pública em fevereiro de 2001. A partir da identificação da complexidade do tema e a necessidade de expansão da capacidade de gasodutos no País, a fim de atender às demandas impostas pelo PPT, levou à publicação, em junho de 2001, da Portaria n.º 098/01.

Assim, o processo de elaboração de uma regulamentação definitiva a respeito do livre acesso teve continuidade; porém, a ANP optou segmentar a norma em uma série de regulamentos distintos. Logo, o livre acesso às instalações de transporte de gás natural, que seria tratado por apenas uma Portaria, deverá ser regulamentado por um conjunto de normas, conforme descrito a seguir:

- Portaria de livre acesso às instalações de transporte de gás natural;
- Portaria que regulamenta o processo de resolução de conflito;
- Portaria de informações a serem enviadas pelos transportadores e carregadores de gás natural à ANP, ao mercado e aos carregadores;
- Portaria de cessão de capacidade de transporte de gás natural; e
- Portaria de critérios tarifários.

Até o momento, a ANP tem permitido o acesso a atual infraestrutura de transporte através de resoluções de conflito entre os agentes interessados na utilização da rede e os proprietários/operadores dessas instalações.

Finalizando, a ANP com intuito de desenvolver o mercado de gás natural em áreas que não possuem infraestrutura de transporte dutoviário, regulamentou as atividades de comercialização e distribuição de gás natural comprimido e liqüefeito, por intermédio de duas Portarias, conforme se pode verificar no Anexo 6 desta dissertação. Os mecanismos de monitoramento estão definidos nestes mesmos instrumentos legais, estabelecendo os requisitos mínimos de segurança operacional para o exercício da atividade.

Vale ressaltar, ainda, dois outros temas que, apesar de não estarem diretamente relacionados com a atividade regulatória da ANP, merecem destaque. O primeiro deles, refere-se ao preço. Atualmente, existem diferentes regras de sua formação que convivem entre si. Existe uma regulamentação para o gás natural a ser utilizado para as térmicas constantes do PPT. Por outro, os preços são livres tanto para o energético produzido no País quanto para o combustível importado.

Para o primeiro caso, a Portaria MME/MF n.º 176/01 (posteriormente substituída pela Portaria MME/MF n.º 234/02) fixa o preço base máximo, em Reais por MMBTU (equivalente a US\$2,581/MMBTU) para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT, que entrem em efetiva operação comercial até 30 de dezembro de 2004, limitando-se a um volume máximo de 40 milhões de m³/dia a ser beneficiado por esta fórmula.

Com relação à aplicação do princípio do preço livre, a evolução histórica de sua introdução para os casos acima citados é bastante distinta. No que diz respeito ao gás natural de produção nacional, este, até 31 de dezembro de 2001, era regulado pela Portaria MME/MF n.º 3/2000. De acordo com esta norma, o preço era definido por meio da soma de duas parcelas⁴⁸, calculadas separadamente. No entanto, desde janeiro de 2002, com a desregulamentação de preços, identificada na Lei do Petróleo, estes passam a ser livres. Apesar disto, o mecanismo supramencionado ainda está sendo aplicado, o que torna ainda mais complexo o entendimento de qual preço está sendo praticado no mercado, bem como o estabelecimento do instrumento de precificação do energético mais adequado para que este seja competitivo frente aos combustíveis concorrentes.

Já no que diz respeito ao gás natural importado, os preços são livres, determinado nos contratos já firmados ou a que venham ser assinados no futuro, sempre levando em conta o poder de barganha dos agentes econômicos que estão negociando diretamente.

⁴⁸ Para a primeira parcela, denominada preço do gás na entrada do gasoduto de transporte, foi estabelecido um valor inicial, reajustado trimestralmente, o qual foi indexado à taxa de câmbio e à mesma cesta de óleos aplicada no contrato de importação de gás boliviano firmado pela Petrobras. A segunda parcela foi denominada Tarifa de Transporte de Referência/Parcela Referencial de Transporte e representava uma estimativa do custo médio do transporte de gás, calculado pela ANP com base no custo de reposição da malha de gasodutos de transporte atualmente existente.

O segundo assunto refere-se a comercialização do gás natural em postos de revenda varejista. Apesar do tema estar intimamente relacionado à distribuição do energético ao consumidor final, este tema foi integrado a pauta de assuntos a serem regulados e regulamentados pela ANP, tendo em vista o entendimento jurídico de que as atividades de comercialização por atacado com a rede varejista devem ser reguladas e autorizadas pela ANP. Desta forma, esta trata do assunto a partir dos requisitos estabelecidos em duas Portarias específicas, conforme pode ser observado no Anexo 6.

Considerando cobertos os possíveis temas para a regulação setorial da indústria de gás natural brasileira, o próximo item tem por objetivo fazer uma breve descrição de como é tratada a regulação da concorrência.

IV.3.2. A Regulação da Concorrência

A implementação de políticas de defesa da concorrência tem por finalidade criar condições para a formação de ambientes competitivos de forma a induzir maior eficiência econômica aos mercados e, por conseguinte, maximizar o bem-estar dos consumidores.

Dentro deste contexto, a regulação da concorrência da indústria do gás natural no Brasil obedece ao sistema legal específico no País, que é a Lei n.º 8.884/94, reconhecida como a Lei Antitruste. No âmbito federal, os órgãos encarregados por sua aplicação são o CADE – autarquia competente para apurar e/ou reprimir abusos de poder econômico, a SDE – cuja função é investigar e instruir os processos, e a SEAE – responsável pela emissão de pareceres econômicos sobre os casos analisados.

Segundo Mello (2002), A Lei Antitruste é implementada seguindo, em geral, dois padrões de ação: (i) aquele voltado às condutas dos agentes no processo competitivo, que prevê punições às práticas anticompetitivas derivadas do exercício abusivo de poder de mercado; e (ii) aquele relacionado aos parâmetros estruturais que condicionam tais condutas, que busca evitar o surgimento de estruturas de mercado mais concentradas, por meio do controle preventivo sobre os chamados atos de concentração.

No que concerne especificamente à legislação brasileira, o artigo 54 da Lei Antitruste determina que atos de concentração⁴⁹ que possam limitar ou prejudicar a livre concorrência, ou resultar na dominação de mercados relevantes de bens ou serviços, deverão ser submetidos à apreciação do CADE.

Assim, após o reconhecimento pelo CADE de qualquer ação desta natureza na indústria do gás natural, este envia os atos de concentração à ANP para que esta emita um parecer técnico sobre os mesmos. Vale observar que a ANP, através do Núcleo de Defesa da Concorrência (NDC/ANP), manteve até o final de 2000 um acordo de cooperação técnica com o CADE e a SDE. Por se tratar de órgãos com atribuições distintas e com estruturas decisórias diferentes, o acordo supracitado está sendo renovado, sendo que por intermédio de instrumentos legais separados, o que facilita o relacionamento entre os agentes envolvidos. Estima-se que essa renovação ocorra até o final do primeiro semestre de 2003.

Segundo Mello (2002), para que essas notas sejam efetivas quanto ao cumprimento de seus objetivos, estas devem seguir os seguintes passos: (i) a identificação da existência de poder de mercado e, para tanto, a delimitação prévia do mercado no qual tal poder é exercido (conceito de mercado relevante); (ii) a análise das condições que tornam prováveis, ou não, o exercício desse poder de mercado; (iii) a identificação dos efeitos (positivos ou negativos), caso seja verificado pelos dois itens anteriores que há poder de mercado; e (iv) quais os mecanismos que podem ser aplicados para a redução dessa concentração.

Entre 2000 e 2002, a SCG enviou 15 pareceres sobre atos de concentração concernentes à indústria do gás natural ao Núcleo de Defesa da Concorrência, da ANP. Quase todas as notas tratavam dos contratos de concessão ou das Leis de criação das distribuidoras estaduais de gás canalizado.

Pode-se verificar com o apresentado acima e no item anterior que no âmbito da indústria de gás natural, como em outros setores de infraestrutura, a defesa da

⁴⁹ Entende-se por atos de concentração, em conformidade com o § 3º do art. 54 da Lei 8.884/94, todas as ações que: "(...) visem a qualquer forma de concentração econômica, seja através de fusão ou incorporação de empresas, constituição de sociedade para exercer o controle de empresas ou qualquer forma de agrupamento societário, que implique participação de empresa ou grupo de empresas resultante em 20% (vinte por cento) de um mercado relevante, ou em que qualquer dos participantes tenha registrado faturamento bruto anual no último balanço equivalente a R\$ 400.000.000,00 (quatrocentos milhões de reais)".

concorrência assume particular importância, principalmente em fases transitórias como a que se apresenta atualmente no País.

O próximo capítulo tem por objetivo fazer um balanço das ações regulatórias na indústria do gás natural no Brasil, para que ao final do mesmo sejam apresentados os principais desafios a serem enfrentados para o sadio desenvolvimento da indústria nos próximos anos.

Capítulo V. Um Balanço da Ação Regulatória e os Principais Desafios para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil

A reforma ocorrida no setor petrolífero brasileiro gerou relevantes transformações na indústria do gás natural. A primeira delas consiste na quebra legal do monopólio da Petrobras em todas as etapas da cadeia de valor do energético⁵⁰. Isto possibilitou a abertura do mercado gasífero para entrada de novos agentes no setor, mesmo que a empresa supracitada ainda seja o agente dominante neste mercado.

A segunda modificação importante foi a própria criação do órgão regulador federal. Isso vem gerando maior conforto aos agentes integrantes e interessados na indústria do gás natural, dado o início do estabelecimento de normas claras e estáveis. Todavia, ainda, ocorrer falta de sintonia e complementaridade das ações entre a ANP e os órgãos reguladores estaduais.

A terceira refere-se ao início do processo de estabelecimento da “cultura do gás natural”, conforme preceito estabelecido na Lei n.º 9.478/97, mesmo que esta ação venha ocorrendo de forma lenta e concentrada na utilização do energético para fins de geração de energia elétrica. Esta alteração só está sendo possível de ser observada pois o combustível está deixando de ser visto como um subproduto da prospecção do petróleo e passando a ser entendido como mais uma opção energética, dentro de uma matriz concentrada no consumo de hidroeleticidade e de petróleo/derivados, como pode ser visto na Tabela 5.1, a seguir.

Todavia, para que estas alterações sejam duradouras e com resultados reais, as ações governamentais (políticas e regulatórias) empreendidas devem estar integradas e alinhadas às especificidades das indústrias de infraestrutura energética e às formas de organização industrial que estas podem se estruturar.

⁵⁰ É interessante destacar que, ao contrário do segmento de distribuição de gás natural, o transporte e a comercialização de derivados de petróleo (gasolina, óleo diesel, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo, por exemplo) já eram concorrenciais antes da quebra do monopólio da Petrobras.

Tabela 5.1 – Participação na Matriz Energética Brasileira (%)

Fontes	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energia não Renovável								
Petróleo / Derivados	29,1	30,2	31,5	33,0	33,3	33,8	33,6	33,8
Gás Natural	1,7	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	3,1	3,7
Carvão Mineral / Derivados	6,0	5,0	5,4	5,3	5,2	4,9	5,4	5,0
Urânio / Derivados	0,5	0,3	0,4	0,3	0,5	0,6	0,7	0,5
Energia Renovável								
Hidráulica/Hidroeletricidade	31,6	36,1	38,3	38,0	38,1	38,4	39,3	38,1
Lenha / Carvão Vegetal	19,6	15,0	10,5	9,4	8,8	8,5	8,3	8,4
Derivados Cana de Açúcar	10,5	9,9	10,1	10,1	10,2	9,9	7,5	9,7
Outros	0,9	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4	1,6	1,5

Fonte: Brasil (2000) e Brasil (2001)

Nota: Os resultados percentuais destacados nesta tabela levam em consideração a utilização do critério de equivalência térmica de geração elétrica, cujo fator de conversão é de 0,29 Tep/MWh. Deve-se mencionar que são feitas críticas à essa metodologia, pois considera-se que a utilização deste índice de conversão acarreta um avaliação superdimensionada da oferta (BRASIL, 2002).

Com base no exposto acima, este capítulo tem como objetivo principal apresentar os resultados das ações regulatórias setoriais destacadas no capítulo anterior e apontar quais as principais questões e/ou desafios a serem enfrentados para permitir o crescimento da indústria do gás natural no Brasil.

V.1. Um Balanço da Ação Regulatória na Indústria do Gás Natural no Brasil

Dada a recente introdução da atividade regulatória na indústria de gás natural no País, verifica-se que os objetivos de qualquer órgão regulador⁵¹ estão sendo gradativamente aplicados. Neste contexto, os resultados esperados para esta ação (introdução à concorrência, expansão da infraestrutura de transporte e distribuição e do mercado consumidor) ainda não foram completamente atingidos.

No entanto, importantes avanços foram obtidos com a ação regulatória no setor petrolífero brasileiro, e mais especificamente na indústria de gás natural, sejam estes de ordem econômica ou sejam de caráter técnico. Alguns resultados positivos

⁵¹ Para relembrar quais são os objetivos da ação regulatória setorial, verificar o item II.4 desta dissertação.

observados são: (i) a entrada de novos agentes nas diversas etapas da cadeia de valor do gás natural; (ii) o estabelecimento de normas simples e transparentes; (iii) a possibilidade de importação do energético; (iv) o monitoramento e a fiscalização das atividades constantes da cadeia de valor; (v) a expansão gradativa do mercado consumidor; e (vi) a disponibilização de informações sobre o combustível aos agentes que atuam no setor, bem como a sociedade, em geral.

Para comprovação de alguns desses avanços acima destacados, faz-se necessário apresentar alguns dados estatísticos, estes somente disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo – ANP.

V.1.1. O Balanço em Números

V.1.1.1. As Ações de Cunho Geral – Não Específico ao Setor Gasífero

No segmento de exploração e produção, novos operadores têm se inserido por meio da participação nas rodadas de licitação de blocos, promovidas pela ANP desde 1999, conforme pode ser observado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Resultado Consolidado das Rodadas de Licitação

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4
Blocos Licitados	27	23	53	54
Empresas Interessadas	58	49	46	35
Empresas Habilitadas	38	42	42	29
Empresas Ofertantes	14	27	26	17
Empresas Vencedoras	11	16	22	14
Blocos Concedidos	12	21	34	21
Conteúdo Local Médio – Fase Exploratória ⁵²	25,4%	41,4%	26,90%	39,05%
Conteúdo Local Médio – Fase Desenvolvimento ⁵³	26,7%	46,8%	37,90%	53,81%
Bônus de Assinatura (R\$)	321.656.637	468.259.069	594.944.023	92.377.971

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.brasil-rounds.gov.br, acesso em 17 de janeiro de 2003.

⁵² Entende-se como Conteúdo Local Médio – Fase Exploratória, o percentual médio de compromisso assumido de aquisição de bens e serviços nacionais a serem utilizados para o cumprimento dos requisitos definidos nos contratos de concessão assinados pelas empresas vencedoras nas respectivas rodadas para a etapa exploratória.

⁵³ Entende-se como Conteúdo Local Médio – Fase Desenvolvimento, o percentual médio de compromisso assumido de aquisição de bens e serviços nacionais a serem utilizados para o cumprimento dos requisitos definidos nos contratos de concessão assinados pelas empresas vencedoras nas respectivas rodadas para a etapa de desenvolvimento e produção.

No que diz respeito à Primeira Rodada de Licitações, realizada em junho de 1999, esta entrou para a história da indústria petrolífera nacional como o marco da flexibilização (de fato) do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção, exercido, até então, pela Petrobras. Segundo ANP (2001), os blocos integrantes do pacote de oferta desta rodada caracterizaram-se pelo seu grande porte, fato este que explica a maciça participação de grandes empresas petrolíferas mundiais⁵⁴, inclusive a Petrobras, conforme apresentado na Tabela A.13 do Anexo 7 deste trabalho. Outra característica marcante deste processo foi o estabelecimento, nos contratos de concessão, dos programas de trabalho mínimo a serem executados pelas empresas vencedoras, com possibilidade de sofrer sanções, caso estes não estejam sendo cumpridos. Isto garante a realização das pesquisas exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras.

Já a partir da Segunda Rodada de Licitações houve uma pequena revisão da metodologia de definição de blocos, fato este que atraiu um maior número de empresas (seja de grande porte ou seja companhias médias), tanto neste leilão quanto nos dois subseqüentes, conforme observado nas Tabelas A.14, A.15 e A.16 (Anexo 7). A referida metodologia perdurou até a Quarta Rodada de Licitações, tendo em vista que a ANP estabeleceu, em novembro de 2002, uma relevante modificação para a definição dos blocos a serem licitados na Quinta Rodada de Licitações, que realizar-se-á em meados de 2003.

Este novo modelo baseia-se no sistema de células, que consiste na divisão das bacias sedimentares brasileiras em setores de avaliação (por características do reservatório e/ou de localização geográfica) e estes em células (com área de avaliação limitada). Segundo ANP (2002e), este modelo tem por objetivo garantir a atratividade dos blocos petrolíferos licitados no País, pois as empresas interessadas poderão participar dos leilões de acordo com a sua estratégia corporativa e com a sua capacidade de investimento. Faz-se necessário destacar, no entanto, que a avaliação ambiental para a definição de blocos deve ser mais efetiva por parte da ANP e dos órgãos ambientais competentes, principalmente em bacias sedimentares localizadas

⁵⁴ As empresas que apresentaram ofertas na Primeira Rodada de Licitações foram: Amerada Hess, British Gas, British Petroleum, British Borneo, Eni, Esso, Enterprise, Kerr-McGee, Mobil, Petrobras, Shell, Texaco, Unocal, YPF.

em áreas ambientais sensíveis (Bacia do Solimões, Bacia de Camamu/Almada, são alguns exemplos).

V.1.1.2. As Ações de Cunho Específico ao Setor Gasífero

É possível verificar um comportamento distinto àquele apresentado no tópico anterior quando se trata da entrada de produto de origem estrangeira no País. A partir da observação das autorizações de importação concedidas pela ANP (Tabela A.18 do Anexo 8) e dos respectivos volumes importados por algumas das beneficiárias (Tabela A.5 do Anexo 2) vê-se que, apesar de atualmente estarem válidas sete autorizações, apenas quatro estão sendo utilizadas, sendo duas delas por novas companhias (BG e EPE) e outra por uma distribuidora estadual (Sulgás).

Vale mencionar que para a atividade de transporte de gás natural, a inserção de novos agentes pode ser tanto por intermédio da participação acionária no investimento em novos empreendimentos quanto por meio de acesso às instalações existentes. Com esta particularidade, é nesta etapa da cadeia do gás natural que atualmente residem as maiores dificuldades para a introdução do princípio de abertura do mercado. Atualmente, a Petrobras ainda exerce sua posição dominante na atividade, estando presente como acionista majoritária em quase todos os empreendimentos em operação, como exceção do Gasoduto Lateral Cuiabá, que tem como proprietários principais a Enron e a Shell. Logo, o estabelecimento das condições de acesso é importante até que se viabilize a construção de nova rede de transporte.

Destaca-se, entretanto, que concomitante com a tentativa de estabelecer normas capazes de tanto possibilitar o acesso à infraestrutura existente quanto permitir que decisões de investimento em infraestrutura de escoamento de gás natural possam ser tomadas, a ANP mediu a resolução de quatro conflitos para acesso no Gasoduto Bolívia–Brasil, entre os anos de 2000 e 2001, conforme pode ser observado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Resumo das Resoluções de Conflito

Empresa	Tipo de Serviço	Volume (mil m³/dia)	Período	Mercado Potencial
Enersil	Não-firme ⁵⁵	1.000	Setembro de 2000 a Setembro de 2001 (renovável por mais um ano)	MS e SP
BG	Não-firme	800	Abril de 2001 a Agosto de 2001	SP
		1.000	Setembro de 2001 a Dezembro de 2003	
	Firme ⁵⁶ de Curto Prazo	2.100	Setembro de 2001 a Dezembro de 2002	SP

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.anp.gov.br/gas, acesso em 17 de janeiro de 2003

Verifica-se em todos os pareceres técnicos emitidos pela ANP, que os principais objetivos desse processo foram: (i) garantir a operacionalização do princípio do livre acesso, a fim de beneficiar o desenvolvimento do mercado gasífero no País; (ii) permitir o tratamento não discriminatório à todos agentes atuantes ou interessados em entrar no setor; e (iii) maximizar a utilização da infra-estrutura de transporte existente.

Todavia, conforme identificado no item II.5.2 deste trabalho, qualquer que seja o modelo adotado para permitir acesso à infraestrutura, existe a possibilidade de investidores oportunistas testarem a ação regulatória. Conforme pode ser observado pelos dados de importação de gás natural (Tabela A.6 do Anexo 2) e das autorizações para exercício desta atividade (Tabela A.18 do Anexo 8), apenas a BG vem utilizando capacidade de transporte do Gasoduto Bolívia–Brasil.

Ainda a respeito do segmento de transporte, não se pode deixar de mencionar alguns outros avanços. O primeiro deles refere-se ao início das operações da primeira distribuidora de GNC no Brasil. Segundo ANP (2002d), a empresa NEOGás vem fornecendo gás natural para postos de abastecimento de GNV de cidades do interior

⁵⁵ O serviço de transporte não-firme (ou Interruptível) é aquele serviço de transporte no qual o transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado, caso disponha de capacidade ociosa de transporte;

⁵⁶ O serviço de transporte firme é aquele serviço de transporte no qual o transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado, até a capacidade de transporte estabelecida em contrato.

de São Paulo, ainda não atendidos pela rede dutoviária da Comgás, uma das três empresas distribuidoras de gás canalizado deste Estado. Isto pode ser visto como um importante instrumento de interiorização do consumo do energético, hoje concentrado nos principais centros econômicos do País. Todavia, isso não pode interferir no cumprimento das metas de expansão das redes de distribuição, contidas nos contratos de concessão em vigor.

Outro importante resultado é a construção de novos pontos de entrega e novas estações de compressão na rede de escoamento existente (observado na Tabela A.17– Anexo 8). Com base no exposto neste e no parágrafo anterior, é possível verificar um crescimento gradual do consumo do gás natural.

Por fim, mesmo que não tenha sido foco de estudo nesta dissertação, vale definir como ocorre a entrada de novos agentes na atividade de distribuição de gás natural ao consumidor final. Esta é possível mediante a aquisição de participações nas empresas distribuidoras de gás natural, conforme definido pela Emenda Constitucional n.º5/95. Entretanto, mesmo com esta prerrogativa, há uma concentração da participação acionária das distribuidoras na mãos dos Estados e da Petrobras⁵⁷.

Constata-se, então, que apesar da diversidade de agentes que operam nas distintas atividades da cadeia, a Petrobras continua sendo o principal agente do mercado gasífero, fato este que introduz uma importante variável para se estabelecer os desafios para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil de forma eficiente.

Conforme observado neste item, alguns resultados positivos foram atingidos com a flexibilização do monopólio na atividade petrolífera brasileira. Apesar disso, problemas ainda devem ser enfrentados. Sendo assim, o item a seguir tem como objetivo apresentar alguns desses desafios.

⁵⁷ As companhias distribuidoras locais privatizadas foram: Comgás (BG – 72,74%, Shell – 19,86% e outros – 7,04%); CEG (BNDESPar – 34,54%, Gas Natural – 28,76%, Petrobras – 13,38%, Petros – 12% e outros – 11,32%) e CEG-Rio (Gas Natural – 38,25%, Gaspetro – 32,09%, BR Distribuidora – 25% e outros – 4,66%). Já as empresas Algás (AL), Bahiagás (BA), Cegás (CE), Copergás (PE), Emsergás (SE), PBGás (PB), Potigás (RN), e Rongás (RO) possuem a seguinte composição acionária padrão: (Governo Estadual – 51%, BR Distribuidora – 24,5% e Empresa Privada – 24,5%, que na maior parte é a Enron. Estas informações foram obtidas em outubro de 2002 no seguinte endereço: www.gasenergia.com.br.

V.2. Principais Desafios para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil

A partir do estabelecimento do novo modelo de intervenção estatal nas indústrias de infraestrutura no País, ora em processo de consolidação, ainda existem algumas incertezas de cunho político, econômico, jurídico e regulatório a serem enfrentadas. Com relação ao mercado de gás natural, existem algumas pendências que devem ser observadas, para que seja possível o pleno e sadio desenvolvimento do setor. Tais problemas centram-se, basicamente, em dois grandes temas: (i) na falta de política de energética para o gás natural; e (ii) na necessidade de acompanhamento de práticas anti-competitivas das empresas atuantes no setor.

V.2.1. Política Energética para o Gás Natural

Apesar de constar na Lei n.º 9.478/97 que a utilização do gás natural deve ser incrementada em bases econômicas, não há qualquer resolução emitida pelo CNPE, órgão competente para proposição de políticas energéticas, com as principais diretrizes e metas para o setor. A partir da observação das informações contidas no capítulo anterior, as ações governamentais para a indústria do gás natural nos últimos cinco anos concentraram-se nas atividades da ANP, esta emitindo as regulamentações solicitadas na Lei supracitada, de acordo com as necessidades regulatórias apresentadas pelos agentes integrantes da indústria gasífera.

Não se pode, entretanto, deixar de mencionar a criação do Comitê de Vitalização do Gás Natural, em julho de 2002, este com a missão de estabelecer uma agenda mínima de ações governamentais a serem empreendidas. No entanto, até o final de 2002, não havia sido divulgado qualquer documento que contivesse essas metas, fato este que interfere na percepção de risco de potenciais investidores.

Logo, apesar de qualquer reducionismo analítico que possa estar incorrendo este trabalho, pode-se citar como principais questões estruturais pendentes no que se refere a política energética para o gás natural os seguintes pontos:

- Reconhecimento de uma Estrutura Organizacional Ideal – A partir dos preceitos estabelecidos na Lei do Petróleo, a indústria do gás natural vem se estruturando conforme o modelo descrito no item II.3.3, tal como mencionado no capítulo anterior. No entanto, este mesmo instrumento legal não identifica como os agentes integrantes do setor gasífero devem se relacionar, bem como o grau de independência dessas empresas nas distintas atividades da cadeia de valor do energético.

Além disto, dada a recente quebra do monopólio legal da empresa incumbente, a Petrobras, não ficam explicitados quais são os limites da sua participação nos diversos segmentos da cadeia de valor do gás natural, bem como o seu papel na estrutura organizacional da indústria, bem como no desenvolvimento do setor.

Assim, a partir da identificação dos dois itens supracitados em uma estrutura organizacional que apresente claramente quais são os agentes, quais são os seus papéis e como estes se relacionam, seria possível aumentar a transparência do funcionamento da indústria gasífera nacional, além de permitir melhor conhecimento da sua estrutura de custos. Estas medidas seriam benéficas, uma vez que cada agente, dentro de sua atividade bem definida, teria como objetivo a busca da eficiência econômica em seu segmento.

- A Definição do Arcabouço Legal – Apesar das recentes mudanças jurídico-institucionais nas regras que regem a indústria brasileira de gás natural, por intermédio da Lei n.º 9.478/97, esta norma não contempla alguns aspectos considerados fundamentais para o processo regulatório e para o estabelecimento de uma estrutura organizacional ideal para o setor. Segundo definido pela ANP e apresentado por Vigiliano (2002), alguns desses pontos são destacados a seguir.

Para o primeiro conjunto de itens que deveriam estar contidos na Lei do Petróleo, destacam-se aqueles identificados em ANP (2002f) como importantes para minimizar os efeitos nocivos da integração vertical na indústria brasileira de gás natural: (i) a separação jurídica, contábil e societária das atividades que compõe a cadeia de gás natural; e (ii) o estabelecimento de limites à participação cruzada dos agentes. Estas ações, sob uma ótica econômica, são importantes pois facilitam a identificação dos custos por atividade, o que permite o aperfeiçoamento da tarefa

regulatória, seja no estabelecimento de preços ou seja no monitoramento de prática anti-competitivas.

Já o segundo bloco de questões deveria apontar mecanismos que minimizem ou evitem o tratamento discriminatório por parte dos transportadores aos potenciais interessados em reservar capacidade de transporte nestas instalações. Neste contexto, duas ações são importantes: (i) a exigência de anuência, por parte da ANP, dos contratos relativos às atividades de gás natural reguladas por esta; e (ii) o estabelecimento, por parte da ANP, das tarifas de acesso às redes de transporte de gás natural.

Para o terceiro grupo de temas deverão estar contemplados itens relacionados à garantia do uso racional do gás natural. Assim, a fim de promover a utilização eficiente do energético é necessário estabelecer metas/cotas máximas para queima, reinjeção e liberação para a atmosfera, seja para novos projetos de E&P ou seja para campos já em operação.

Por fim, um dos grandes problemas enfrentados para a implementação mais eficiente da atividade regulatória na indústria do gás natural no País é a falta de clareza na fronteira de competência entre da ANP e das agências estaduais. Isto ocorre porque não fica explícito no §2º do Art. 25 da Constituição Federal o que vem a ser um “serviço local de gás canalizado” e suas atividades correlatas. Somente com o estabelecimento claro deste conceito, será possível dirimir a indefinição quanto às atribuições regulatórias no tocante à distribuição de gás.

Em relação aos pontos acima expostos, pode-se verificar que a partir do estabelecimento de uma nova Lei ou da inclusão dos itens supracitados na atual “Lei do Petróleo”, é possível a entrada de novos agentes na indústria do gás natural de forma isonômica, podendo ter como resultado o aumento da atratividade para novos empreendimentos de expansão da rede de transporte e distribuição de gás natural.

Sendo assim, enquanto as ações supramencionadas não puderem ser aplicadas, faz-se necessária a contínua publicação de normas da ANP que regulamentem os princípios de abertura do mercado, do uso racional do gás natural e de preservação do meio ambiente estabelecidos na “Lei do Petróleo”. Isto é importante para que se possa iniciar a construção do arcabouço legal necessário ao desenvolvimento da indústria do gás natural no País.

- A Definição dos Preços – Como mencionado no capítulo anterior, algumas estruturas de preços são aplicadas simultaneamente no País. Isto, além de gerar distorções para identificação do preço final mais eficiente (aquele que garante a remuneração dos investimentos em toda a cadeia de valor do gás natural), também impossibilita a inserção do gás natural na lista de opções energéticas dos seus consumidores potenciais.

Deve-se ressaltar, no entanto, que desde o primeiro dia do ano de 2002, os preços dos combustíveis, em geral, estão livres. Portanto, para garantir o estabelecimento de preços eficientes pelo mercado é necessário um acompanhamento sistemático dos valores cobrados tanto ao distribuidor quanto ao consumidor final. Caso se configure abuso de poder de mercado de quaisquer agentes atuantes no setor devem ser empreendidas ações de ajuste de conduta anti-competitivas, estas executadas pelos órgãos de defesa da concorrência existentes no País.

Todavia, há um outro tema que está diretamente relacionado à definição de preços para o gás natural e que vem sendo alvo de diversas críticas dos agentes integrantes da indústria do gás natural: os tributos (CBIE, 2002).

Com relação à tributação do gás natural, o principal problema consiste na imposição de impostos, taxas e contribuições em cascata, estes incidindo sobre diferentes etapas da cadeia de valor do energético. No entanto, este não é único entrave existente para o tema. Outra questão a ser enfrentada é a cobrança indevida de tributos nos diferentes Estados por onde o combustível passa ao ser transportado via gasoduto. Isto ocorre devido ao não-reconhecimento dos impostos pagos pelo agente econômico proprietário do gás natural no momento em que o gás natural é introduzido na malha de transporte do combustível.

Logo, a partir da observação dos fatores acima expostos, ambos itens vêm onerando o valor cobrado pela entrega do gás natural aos seus consumidores, seja de origem nacional ou importada. Isto faz com que haja perda de sua competitividade frente aos combustíveis reconhecidamente concorrentes (Gás Liquefeito de Petróleo - GLP, Óleo Combustível, Lenha, Coque), já que estes tem preços menores do que os praticados para o gás natural.

- A Definição dos Mercados Consumidores – Outra preocupação fundamental é o tamanho do mercado gasífero e sua potencialidade de desenvolvimento. Apesar dos esforços de criar uma “cultura” de utilização do gás natural, a partir de esforços dispersos das companhias distribuidoras locais e da criação de um programa federal de incentivo à termogeração de energia, o mercado consumidor vem crescendo a taxas menores que aquelas esperadas pelo Governo Federal para atingir a meta de 12%⁵⁸ de participação do gás natural na matriz energética brasileira, em 2010.

O Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, criado para ser o mercado âncora para o desenvolvimento do gás natural, vem mostrando ter pouca chance de sucesso. Verifica-se que em um país com reconhecidos reservatórios hídricos capazes de suportar a construção de novas hidrelétricas (de pequeno, médio e grande porte), a termogeração é vista como uma opção de oferta de energia elétrica em períodos críticos, garantindo mais confiabilidade ao sistema elétrico. Com isso, tais usinas deveriam estar sendo construídas junto dos grandes centros de carga, minimizando, ainda, os custos de transmissão de energia elétrica.

Desta maneira, para permitir o desenvolvimento de um mercado para o gás natural é necessário estabelecer quais serão os seus verdadeiros consumidores âncoras, tendo em vista que este pode ser utilizado tanto como combustível quanto como matéria-prima, tal como descrito no capítulo anterior.

Inicialmente, vale ressaltar, que devido aos expressivos volumes solicitados pelos geradores termelétricos, este devem continuar a ser um mercado relevante para o gás natural. No entanto, a energia elétrica gerada a partir da tecnologia de cogeração⁵⁹ é mais eficiente do que os processos atualmente utilizados, pois garante rendimento de até 85% (Szklo, 2001 e Rede GasEnergia, 2002). Sendo assim, pode-se perceber como uma tendência a implementação de sistemas integrados de geração elétrica e de calor nos grandes complexos industriais, onde a energia elétrica excedente produzida pode ser despachada pelas linhas de transmissão existentes,

⁵⁸ Esta meta foi estabelecida em maio de 1987, com a divulgação do Plano Nacional do Gás Natural – PNGN pelo governo brasileiro, estudo este que continha metas e diretrizes executivas que permitiriam elevar a participação do gás natural na matriz energética nacional. No entanto, os termos desse plano não foram adiante.

⁵⁹ Entende-se como cogeração a produção combinada de energia térmica e energia elétrica ou mecânica de modo simultâneo e a partir de um único combustível.

com preços mais baratos do que aquela produzida em termelétricas convencionais (termelétricas ciclo simples e/ou ciclo combinado)⁶⁰.

Tal como o segmento de geração de energia, o consumo industrial também pode continuar a ser um importante vetor de desenvolvimento do mercado de gás natural. Todavia para que haja expansão do consumo do energético neste setor, existem alguns entraves a serem enfrentados. O primeiro deles refere-se à baixa competitividade do gás frente aos energéticos concorrentes, que atualmente possuem preços menores.

Já o segundo ponto importante para a expansão do consumo das indústrias é a resistência à conversão dos equipamentos, já que não há uma “cultura” firmada de utilização do combustível estabelecida entre os potenciais consumidores. Portanto, os segmentos industriais que podem alavancar o consumo do gás natural são aqueles que utilizam-o como matéria prima.

Por fim, o gás natural pode ser utilizado para fins térmicos, substituindo a energia elétrica em diversas utilizações tais como: fornos, estufas, calefação de ambientes, aquecimento de água, chuveiros entre outros. Entretanto, para que o energético possa ser consumido nos segmentos residencial e comercial/serviços, cujos usos são os acima citados, faz-se necessário expandir as redes de distribuição hoje existentes, bem como fornecer o gás natural com preços que possam competir tanto com o valor cobrado pela energia elétrica quanto por outros combustíveis. Nesta caso, a resistência a conversão de equipamentos é menor, tendo em vista que estes consumidores sempre optam por energéticos com preço menor.

No entanto, não se pode deixar de mencionar o consumo do gás natural no setor de transporte. Como pode-se observar na Tabela A.10 (Anexo 5), este é o segmento que vem apresentado as taxas de crescimento mais expressivas nos últimos dois anos. Isto deve-se, primordialmente, pela utilização do combustível em frotas de táxi em todos os Estados que possuem rede de distribuição no País. Isto só está sendo possível devido à baixa despesa que os taxistas têm com a aquisição do

⁶⁰ As centrais termelétricas de ciclo simples tem uma (ou mais) turbinas a gás natural, cujo calor de escape não é aproveitado. Já as usinas de ciclo combinado aproveitam o calor residual das turbinas a gás para produzir vapor que vai acionar uma turbina a vapor.

energético, mesmo que ainda seja onerosa a instalação do tanque necessário para a armazenagem do gás natural e da conversão dos motores dos automóveis.

Verifica-se, com isso, a necessidade de estabelecer os mercados com escala suficiente para garantir o consumo do gás natural nacional e importado já contratados. No entanto, não se pode deixar de lado o incentivo ao consumo do energético em setores que, apesar da pequena escala, possuem um perfil de consumo mais constante em qualquer época do ano civil e que podem deixar de consumir energéticos menos eficientes, sob a ótica ambiental.

A partir da observação dos temas apresentados neste item do trabalho, é verificado, assim, um outro desafio a ser enfrentado para o desenvolvimento da indústria do gás natural que é o acompanhamento de práticas anti-competitivas por parte dos agentes integrantes dessa indústria.

V.2.2. Acompanhamento de Práticas Anti-Competitivas

Como descrito ao longo deste trabalho, a partir da flexibilização do monopólio da União, exercido pela Petrobras nos distintos segmentos da cadeia do gás natural, foi possível a inserção de novos agentes nesta indústria. No entanto, mesmo que o objetivo desse processo seja introduzir a concorrência e minimizar ações de integração vertical e horizontal no setor, o que vem se observando é uma ação oposta.

Conforme descrito por Silveira (2000) e ANP (2002d), os novos entrantes buscam participar individualmente ou consórcio nas várias etapas da cadeia, para minimizar os riscos inerentes à atividade e as incertezas quanto a definição de mercados consumidores, dada a pequena malha de transporte de gás natural no País.

Este mesmo comportamento é também observado nas estratégias corporativas da empresa incumbente, a Petrobras, esta realizando estratégias comerciais de forma a preservar seus mercados, exercendo, portanto, sua posição dominante nesta indústria. Certamente, isto abre a possibilidade desta companhia utilizar práticas discriminatórias, dificultando ou impedindo a entrada de novos agentes nesta indústria, cujo desenvolvimento é incipiente.

Para comprovar esta questão, é apresentado o Quadro 5.1 que resume a posição de algumas empresas no setor energético brasileiro, a partir da identificação de suas participações acionárias no setor gasífero e nas atividades correlatas de geração e distribuição de energia elétrica.

Quadro 5.1 – Participação dos Principais Agentes Econômicos na Cadeia de Valor da Indústria do Gás Natural e nas Atividades Correlatas no Brasil

Empresa	E&P	Transporte	Distribuição	Geração Elétrica	Distribuição Energia Elétrica
Petrobras	X	X	X	X	
BG	X	X	X	X	
Enron		X	X	X	X
Ipiranga	X	X			
Shell	X	X	X	X	
TotalFina Elf	X	X	X		
El Paso	X	X		X	
Agip	X		X		
Repsol-YPF	X	X	X	X	

Fonte: Elaboração própria, a partir de Silveira (2000) e ANP (2002d).

Portanto, o ambiente institucional encontra-se em um processo de transição, este deixando de ser definido como vertical e horizontalmente integrado e passando para uma estrutura competitiva que se pretende instaurar. Logo, a coexistência de ambos modelos no setor gasífero nacional faz com que as incertezas regulatórias e políticas permanecem elevadas, contribuindo, desta maneira, negativamente para o processo de investimentos no setor.

Por conseguinte, verifica-se que para minimizar a percepção de risco dos agentes interessados em participar do desenvolvimento da indústria do gás natural no País é necessário o contínuo processo de construção do marco regulatório exposto no capítulo anterior, bem como integrar as ações dos agentes de regulação setorial e de defesa da concorrência. No entanto, para que esse processo possa ser contínuo é imprescindível o estabelecimento de diretrizes e metas para o setor, por meio de uma política energética nacional capaz de garantir tanto a eficiência econômica do setor quanto a ampliação do gás natural na matriz energética brasileira.

Destarte, o próximo capítulo visa recuperar as principais questões levantadas ao longo desta dissertação, apontando, principalmente, quais são as questões centrais, expostas no presente item, que deverão ser enfrentadas para o sadio desenvolvimento da indústria brasileira do gás natural.

Capítulo VI. Conclusão

O foco central desta dissertação foi investigar o processo de estruturação da atividade regulatória na indústria do gás natural no Brasil e quais são os principais entraves (políticos e regulatórios) atuais a serem enfrentados para permitir o desenvolvimento do setor gasífero no País.

Esta análise teve como hipótese básica o preceito teórico da economia neoclássica de que dada as especificidades que as indústrias de infraestrutura (em geral) possuem, estas necessitam de alguma intervenção estatal para garantir sua eficiência econômica. Sendo assim, e considerando este fato dentro de uma perspectiva histórica, as experiências internacionais demonstraram duas formas básicas para a ação do Estado: (i) a intervenção direta a partir do provimento maciço de recursos (o modelo europeu); (ii) a concessão dos serviços de infraestrutura às empresas privadas e o conseqüente aparato regulatório para evitar condutas abusivas que prejudicassem os consumidores (o modelo americano).

No entanto, pôde-se verificar que a unanimidade quanto à aplicação do modelo europeu de intervenção estatal começou a se deteriorar, entre 1970 e 1990. Identificou-se que essa reversão esteve ligada não só pelas mudanças que ocorreram no cenário político e econômico durante este período (principalmente aquelas decorrentes dos dois choques do petróleo), mas também pelas perdas de performance das empresas estatais. Conseqüentemente, processos de reforma do papel do Estado foram empreendidos em diversos países, inclusive no Brasil, este passando o papel de gestor para a iniciativa privada e tomando para si as funções regulatórias. A regulação, portanto, passa a representar uma limitação à liberdade de atuação dos agentes de uma indústria, principalmente quando esta, por si só, não garante o bem-estar do consumidor, sua eficiência econômica e a qualidade dos seus bens/serviços.

No caso da indústria petrolífera brasileira todas essas mudanças foram e estão sendo observadas. Desde a década de 30 até metade da década de 90 do século passado, o Estado exerceu o monopólio (de fato e de direito) das atividades de produção, refino, comércio internacional e transporte desses energéticos, através da Petrobras. Entretanto, foi a partir da publicação da Emenda Constitucional n.º 9, de novembro de 1995, que essa situação se alterou. Foram eliminadas as barreiras

institucionais à entrada de novos operadores para os setores de petróleo e gás natural por meio das seguintes medidas: (i) a promoção de rodadas de licitação de blocos exploratórios; (ii) a possibilidade de empresas constituídas no Brasil importarem os energéticos; e (iii) a permissão para construção e operação instalações de transporte de gás natural (via gasoduto, caminhão ou barcaça) por quaisquer agentes interessados, ação esta importante para a expansão do mercado consumidor desta fonte energética.

No entanto, uma das principais alterações foi a constituição de um órgão responsável pela regulação federal da indústria petrolífera, a Agência Nacional do Petróleo. Neste contexto, e apontando a atuação regulatória para o foco desta dissertação (o gás natural), algumas ações foram executadas ao longo dos últimos cinco anos, centralizando-se: (a) no estabelecimento gradual de mecanismos que garantam a introdução da concorrência nos segmentos nas quais isso seja possível; (b) no monitoramento e a fiscalização das atividades que constituem a indústria; e (c) na construção de um marco regulatório simples, transparente e estável. Verificou-se, nos capítulos III e IV, que apesar de tais ações estarem sendo lentamente aplicadas, isto vem trazendo um conforto para os agentes interessados em participar dessa indústria.

Apesar do reconhecimento dos esforços da ANP, seus objetivos ainda não foram completamente atingidos, principalmente aqueles relacionados com o desenvolvimento da infraestrutura de transporte e distribuição, necessárias à alavancagem do desenvolvimento da indústria do gás natural brasileira. Isto ocorre porque existem alguns aspectos que dificultam a execução das missões regulatórias, questões estas que, por muitas vezes, fogem do escopo de atuação da ANP.

A primeira delas refere-se à falta de política energética que contemple o tema gás natural, devido à constante subordinação do desenvolvimento da indústria gasífera à indústria do petróleo.

Para a construção deste pilar de forma consistente e aderente às especificidades deste setor é necessário abordar algumas questões estruturais, quais sejam: (i) a definição de uma estrutura organizacional ideal, tendo em vista que a Lei do Petróleo não apresenta quais são os papéis dos agentes integrantes desta indústria e como estes devem se relacionar; (ii) o estabelecimento de um arcabouço legal que garanta não apenas a aplicação do modelo de estruturação industrial destacado no

tópico anterior, como também permita o uso racional do gás natural e uma ação regulatória eficiente (dada a atual falta de clareza na fronteira de competência entre as atribuições da ANP e dos órgãos reguladores estaduais, fato este que dificulta a homogeneização e a continuidade desejada do processo regulatório); e (iii) a identificação de ações políticas que apontem os mercados âncoras para o energético (não deixando quaisquer consumidores potenciais fora dessa avaliação), visando permitir a fundação de uma "cultura" de utilização do gás natural.

Não se pode esquecer, no entanto, que a definição dos itens supracitados deve estar atrelada tanto à identificação de melhores estruturas de preço quanto de políticas ambientais, que visem garantir maior competitividade do gás natural frente aos combustíveis concorrentes.

Por outro lado, um outro ponto importante deve ser abordado para garantir a realização da atividade regulatória. Esta última questão refere-se à necessidade do acompanhamento constante das práticas anti-competitivas (em um setor que por sua natureza econômica organiza-se de forma vertical e horizontalmente integrada) e do estabelecimento de mecanismos que coíbam práticas discriminatórias que visem dificultar ou impedir a entrada de novos agentes na indústria gasífera nacionais. Para tanto, vê-se necessário estender a constituição de convênios de cooperação técnica entre órgãos estaduais (agências reguladoras ou secretarias estaduais competentes) e os órgãos de defesa da concorrência, instrumentos até hoje observados, somente, com o órgão regulador federal, a ANP.

Em suma, diante do atual processo de transformação em que o setor do gás natural no Brasil se encontra, as indefinições de cunho político e regulatório ainda permanecem elevadas, não favorecendo o processo de investimentos no setor. Logo, para minimizar esta percepção de risco é necessário um contínuo processo de construção do marco regulatório, bem como integrar as ações dos agentes de regulação setorial e de defesa da concorrência. Somente com essas ações será possível ampliar a participação do gás natural na matriz energética brasileira e permitir que a ação regulatória garanta a eficiência econômica da indústria, favorecendo, assim, os atuais consumidores do gás natural, bem como aqueles interessados em utilizar este energético.

Considerações Finais

Tendo em vista que o objetivo desta dissertação foi apresentar como foi estruturada a atividade regulatória da indústria do gás natural no Brasil, algumas questões destacadas poderiam ser objeto de futuras pesquisas. No que diz respeito ao aperfeiçoamento da atividade regulatória, estudos que visem: (i) analisar e propor soluções para o *trade off* implementação do princípio do livre acesso X expansão da infraestrutura de transporte; (ii) verificar quais são os mercados que poderiam ser estabelecidos como âncora para o desenvolvimento do setor gasífero; e (iii) analisar experiências internacionais e verificar qual a estrutura organizacional ideal para a indústria do gás natural nacional, considerando o papel exercido pela empresa incumbente são extremamente relevantes.

Referências Bibliográficas

ABREU, M.P. et. al., 1990, A ordem do Progresso: Cem Anos de Política Econômica Republicana, 1889-1989. Rio de Janeiro, Editora Campus, 445p.

ALVEAL, C. & ALMEIDA, E., 2001, Livre Acesso e Investimento na Rede de Transporte da Indústria Brasileira de Gás Natural: questões (im)pertinentes". II Congresso Brasileiro das Agências Reguladoras, Trabalho n.º 010, São Paulo, outubro, 22 p.

ALVEAL, C. & PINTO JÚNIOR, H.Q., 1997, Modos de Organização e Regulação da Indústria de Hidrocarbonetos: Formas de Transição e Introdução de Pressões Competitivas. Projeto IPEA/SEST, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 64 p.

ANP, 2001, Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. 1ª Edição, Rio de Janeiro, ANP, 209 p.

_____, 2001b, Parecer Técnico da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural sobre o Conflito entre a TBG vs. BG, Rio de Janeiro, ANP, disponível em <http://www.anp.gov.br/doc/gas/resolucao-conflitos>. Acesso em 15 de agosto de 2002.

_____, 2001c, Parecer Técnico da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural sobre o Conflito entre a TBG vs. Enersil, Rio de Janeiro, ANP, disponível em <http://www.anp.gov.br/doc/gas/resolucao-conflitos>. Acesso em 15 de agosto de 2002.

_____, 2002a, ANP Apresenta Estudo sobre Desenvolvimento do Refino de Petróleo no Brasil, Assessoria de Imprensa da ANP, Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2002, 2 p.

_____, 2002b, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2002. 1ª Edição, Rio de Janeiro, ANP, 135p.

_____, 2002c, Boletim Mensal do Gás Natural, Rio de Janeiro, ANP, disponível em <http://www.anp.gov.br/doc/gas/boletimgas200212.pdf>. Acesso em 15 de fevereiro de 2003, 45p.

____, 2002d, Panorama da Indústria do Gás Natural, Rio de Janeiro, ANP, disponível em http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_016_2002.pdf. Acesso em 1º de dezembro de 2002, 25p.

____, 2002e, ANP Lança Quinta Rodada de Licitação com Novo Modelo de Oferta de Áreas para Exploração de Petróleo e Gás, Assessoria de Imprensa da ANP, Rio de Janeiro, 05 de novembro de 2002, 2 p.

____, 2002f, Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural, ANP, disponível em http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_015_2002.pdf. Acesso em 1º de dezembro de 2002, 26p.

ARAÚJO, J.L., 1997, Regulação de Monopólios e Mercado: Questões Básicas, I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-estrutura – Pronex, Rio de Janeiro, 24 e 25 de julho, 47 p.

BARBOSA, D.H. & BASTOS, A.C., 2001, “Impactos da Tributação nas Atividades de E&P em águas profundas no Brasil”. In: SUSLICK, S. (org.), Regulação em Petróleo e Gás Natural. 1ª Edição, Capítulo 2, Campinas, Editora Komedi, pp. 48-103.

BENJÓ, I., 1999, Fundamentos de Economia da Regulação. 1ª Edição, Rio de Janeiro, Thex Editora, 110p.

BNDES, 2002, Privatização no Brasil, Rio de Janeiro, BNDES, disponível em http://www.bndes.gov.br/conhecimento/publicacoes/catalogo/Priv_Gov.pdf. Acesso em 04 de outubro de 2002, 74 p.

BRANDÃO, J.A.S.L. & GUARDADO, L.R., 1998, “A Exploração do Petróleo no Brasil. In: Schlumberger (org.), Searching for Oil and Gas in Land of Giants, Argentina, Schlumberger, pp. 2-14.

BRASIL, 1999, Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988. 22ª Edição, São Paulo, Editora Saraiva, 273 p.

____, 2000, Balanço Energético Nacional, Brasília, Ministério de Minas e Energia, 146p.

____, 2001, Balanço Energético Nacional, Brasília, Ministério de Minas e Energia, 160p.

_____, 2002, Balanço Energético Nacional, Brasília, Ministério de Minas e Energia, 201p.

CASTRO, A.B. & Souza, F.E.P., 1985, A Economia Brasileira em Marcha Forçada. Rio de Janeiro, Editora Paz e Terra, 217p.

CBIE, 2002, O Setor de Gás Natural no Brasil, Rio de Janeiro, CBIE, disponível em <http://www.cbie.com.br>. Acesso em 20 de novembro de 2002, 14p.

CHESNAIS, F., 1996, A Mundialização do Capital. São Paulo, Xamã VM Editora e Gráfica Ltda, 335p.

CHEVALIER, J.M., 1997, "La Stratégie des Acteurs. La Montée des Arbitrages Interenergétiques". In Economics et Sociétés, Economie de L'énergie. Serie EN n.º 7, 5-6, pp. 195-311.

COASE, R.H., 1937, "The Nature of the Firm". Economica, vol. 14, november, pp. 386-405.

DRAIBE, S., 1985, Rumos e Metamorfoses: Um Estudo sobre a Constituição do Estado e as Alternativas da Industrialização no Brasil, 1930-1960, 398p.

DIAS, D. & RODRIGUES, A.P, 1994, Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais. Rio de Janeiro, Instituto Liberal, 217p.

DUTRA, L.E.D. & CECCHI, J.C., 1998, Petróleo, Preços e Tributos: Experiência Internacional e Política Energética Nacional. Rio de Janeiro, Editora Suma Econômica, 134p.

FARINA, E., AZEVEDO, P. & PICCHETTI, P., 1997, "A Reestruturação dos Setores de Infra-Estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios: Princípios Gerais, Características e Problemas". In: REZENDE, F. & PAULA, T. (Orgs.). Infra-Estrutura: Perspectivas de Reorganização, Brasília, IPEA, pp. 43-80.

FERNANDES, E.S.L., 2000, Mecanismos de Regulação Tarifária na Indústria de Gás Natural: o Caso do Gasoduto Brasil-Bolívia. Tese de Doutorado em Energia, IEE/USP, São Paulo, 173 p.

FIANI, R., 2002, "Teoria dos Custos de Transição". In: KUPFER, D. &

HASENCLEAVER, L. (org.), Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil. 1ª Edição, Capítulo 12, Rio de Janeiro, Editora Campus, pp. 267-286.

GUIMARÃES, A.B.S., 1997, As Experiências de Privatização do Setor Petrolífero na Argentina e de Abertura à Participação do Capital Privado na Venezuela. Dissertação de Mestrado em Ciências em Planejamento Energético, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 110 p.

IEA, 2000, Regulatory Reform: European Gas, 1st Edition, Paris, IEA, 112p.

IPEA, 1997, “Do Estado Empreendedor ao Estado Regulador: Desafios do Desenvolvimento”, In: O Brasil na Virada do Milênio: Trajetória do Crescimento e Desafios do Desenvolvimento, Volume 2, IPEA.

JURIS, A., 1999, The Emergence of Markets in The Natural Gas Industry. Policy Research Working Paper, Private Sector Development Department, World Bank Washington, D.C., 37 p.

KAUFMAN, R., 1989, The Politics of Economic Adjustment in Argentina Brazil and Mexico: Experiences in 1980`s and Challenges for the Future. Policy Sciences, v. 22, n.º 3-4.

_____, 1990, Stabilization and Adjustment in Argentina Brazil and Mexico. In: Economic Crisis and Policy Choice: The Politics of Adjustment in the Third World. New Jersey, Princeton University Press.

KOSHIBA, L., 1990, História do Brasil. 5ª Edição, São Paulo, Atual Editora Ltda, 386p.

KRAUSE, G.G., PINTO Jr., H.Q., 2000, “Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: especificidades do caso brasileiro”. In: Notas Técnicas - ANP: Regulação, Vol. 1, Séries ANP, ANP, pp. 73-92.

LACERDA, A.C., 2000, Economia Brasileira. 1ª Edição, Rio de Janeiro, Editora Saraiva, 262 p.

LOSS, J.C. & COSTA, H.H.L.M., 2002, “Gás Natural na Província Petrolífera de Urucu: Fatos e Desafios”. IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, Brasil, Maio, 10p.

MARINHO JÚNIOR, I.P., 1989, Petróleo, Política e Poder (Um Novo Choque do Petróleo?). 6ª Edição, Rio de Janeiro, Editora José Olímpio, 291p.

MARTIN, J.M., 1992, A Economia Mundial da Energia. São Paulo, Editora da Universidade Estadual Paulista, 138 p.

MATHIAS, M.C.P.P., 2001, “Modos de Organização Industrial e Regulação nas Indústrias de Infra-Estrutura no Brasil”. IV Encontro de Economistas de Língua Portuguesa, Évora, Portugal, Março, 30 p.

MELLO, M.T.L., 2002, “Defesa da Concorrência”. In: KUPFER, D. & HASENCLEAVER, L. (org.), Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil. 1ª Edição, Capítulo 21, Rio de Janeiro, Editora Campus, pp. 485-515.

NEIVA, J., 1999, Conheça o Petróleo. 6ª Edição, Rio de Janeiro, Editora Expressão e Cultura, 187p.

OCDE, 2000, Promoting Competition in the Natural Gas Industry. Committee on Competition Law and Policy, 23 de outubro, Paris, 418p.

PETROBRAS, 1993, O Gás Natural no Brasil. 1ª Edição, Rio de Janeiro, Petrobras, 60p.

PINHEIRO, A.C., 2000, A Experiência Brasileira de Privatização: O que vem a seguir?. Rio de Janeiro, BNDES, 35 p. (Texto para discussão n.º 87)

PINTO JÚNIOR, H.Q., 1988, Elementos para a Formação de uma Política de Preços para o Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado em Engenharia Nuclear e Planejamento Energético, EN-PPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 169 p.

_____, 1998, Regulação da Indústria de Gás Natural: A Experiência Internacional e o Novo Modo de Organização Industrial no Brasil. Projeto MARE/CAPES, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 53 p.

PINTO JÚNIOR, H.Q., FIANI, R., 2002, “Regulação Econômica”. In: KUPFER, D. & HASENCLEAVER, L. (org.), Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil. 1ª Edição, Capítulo 22, Rio de Janeiro, Editora Campus, pp. 515-543

PIRES, M.C.P., 2000, Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Energia

Elétrica: Uma Análise Contratual. Dissertação de Mestrado em Economia, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 119 p.

POSSAS, M., PONDÉ, J. & FAGUNDES, J., 1997, “Regulação da Concorrência nos Setores de Infraestrutura no Brasil: Elementos para um Quadro Conceitual”. In: REZENDE, F. & PAULA, T. (Org.). Infra-Estrutura: Perspectivas de Reorganização, Brasília, IPEA, pp. 85-112.

PRADO JÚNIOR, C., 1980, História Econômica do Brasil, 23ª Edição, São Paulo Editora Brasiliense.

REDE GASENERGIA, 2002, Book de Atividades da Rede de Excelência de Gás & Energia, 2ª Edição, Rio de Janeiro, Rede GasEnergia, 180p.

REVISTA BRASIL ENERGIA, vários números, 1995 a 2002.

RIGOLON, F.J.Z., 1997, Regulação da Infraestrutura: A Experiência Recente no Brasil. Rio de Janeiro, BNDES, 30 p.

RODRIGUES, A.P. & DIAS, D., 1995, Gás Natural, Instituto Liberal, Série Políticas Alternativas, Rio de Janeiro, 80p.

_____, 1997, “A Regulação das Indústrias de Rede: O Caso dos Setores de Infraestrutura Energética”, Revista de Economia Política, volume 17, Julho, 11 p.

RODRIGUES, A.P. & FARIA, V.C.S., 2001, “A Introdução de Competição nas Indústrias de Rede: O Caso do Livre Acesso aos Gasodutos Brasileiros”. II Congresso Brasileiro das Agências Reguladoras, Trabalho n.º 023, São Paulo, outubro, 15 p.

SANTANA, E.A. & GOMES, A.A.C., 1999, “Reestruturação das Indústrias de Rede: Uma Avaliação do Setor Elétrico Brasileiro”. In: BORENSTEIN, C.R. (org.), Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. 1ª Edição, Capítulo 4, Porto Alegre, Editora Sagra Luzzato, pp. 73-92.

SANTOS, R.T., 2001, Coordenação de Investimentos e Políticas de Introdução da Concorrência na Indústria de Gás Natural: Elementos para Análise de Casos no Brasil. Dissertação de Mestrado em Economia, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 152 p.

SCHECHTMAN, R., BARBOSA, D.H., GUTMAN, J. & GALLIER, C.A.J., 2000, "Participações Governamentais na Nova Lei do Petróleo". Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brasil, outubro, 15p.

SCHNEIDER B.R., 1991, A política de Privatização no Brasil e no México nos Anos 80: Variações em torno de um Tema Estadista. Dados, v.34, n.º 1, 70p.

SILVEIRA, J.P., 2000, Regulação de Monopólios e Defesa da Concorrência: Um Estudo sobre a Indústria do Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado em Economia, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 165 p.

SOUZA, R.G., 1997, Petróleo: História das Descobertas e Potencial Brasileiro. 1ª Edição, Niterói, Editora Muiraquitã, 272p.

STALLINGS, B., 1992, International Influence on Economic Policy: Debt, Stabilization, and Structural Reform. In: HAGGARD, S. & KAUFMAN, R. (ed.), The Politics of Economic Adjustment: International Constraints, Distributive Conflicts and the State. New Jersey, Princeton University Press.

STIGLITZ, J. Et al., 1989, The Economic Role of the State. Cambridge, Basil Blackwell, 190p.

SZKLO, A.S., 2001, Tendências de Desenvolvimento da Cogeração a Gás Natural no Brasil. Tese de Doutorado em Planejamento Energético, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 365p.

TREBING, H. M., 1996, Analyzing Public Utilities as Infrastructure in a Holistic Setting—The New Challenge for Public Policy. In: SICHEL & ALEXANDER. (Org.), Networks Infrastructure and the New Task for Regulation. Michigan, The University of Michigan Press, pp. 61-71.

VELASCO JR, L., 1996a, A Economia Política das Políticas Públicas: Fatores que Favoreceram as Privatizações no Período 1985/94. Rio de Janeiro, BNDES, 42 p. (Texto para discussão n.º 54).

_____, L., 1996b, A Economia Política das Políticas Públicas: As Privatizações e a Reforma do Estado. Rio de Janeiro, BNDES, 59 p. (Texto para discussão n.º 55).

VIANNA, S.B., 1987, A Política Econômica no Segundo Governo Vargas (1951-1954).

Dissertação de Mestrado em Economia, DE/PUC-RIO, Rio de Janeiro, 150p.

VILAS BOAS, M.V., 1999, A Integração Vertical no Mercado de Gás Natural, Monografia de Bacharelado, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 62p.

VILLELA, A.V. & MACIEL, C.S., 1999, A Regulação do Setor de Infraestrutura Econômica: Uma Comparação Internacional. Brasília, IPEA, 110 p. (Texto para discussão n.º 684)

VIRGILIANO, R., 2002, "Uma Lei só para o Gás". Revista Brasil Energia, Rio de Janeiro, Edição n.º265, dezembro. Disponível em <http://www.brasilenergia.com.br>. Acesso em 15 de dezembro de 2002, 1p.

VISCUSI, W. KIP et.al., 2000, Economics of Regulation and Antitrust. Third Edition, Cambridge, Massachusetts, The MIT Press, 864 p.

WILLIAMSON, O.E., 1985, The Economic Institutions of Capitalism: Firm, Markets, Relational Contracting. New York, The Free Press.

ANEXOS

Anexo 1 – Reservas de Gás Natural no Brasil

Segundo a ANP (2002c), as informações relativas às reservas de gás natural estão de acordo com o código geral para avaliação de reservas publicado pela “*Society of Petroleum Engineers (SPE)*” e com o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000 sobre Reservas de Petróleo e Gás Natural.

Dentro deste contexto, entendem-se como Reservas os recursos descobertos de gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma data de referência. A estimativa desses valores incorpora um certo grau de incerteza quanto às informações de geociências, engenharia e de natureza econômica. Em função disso, elas são classificadas como:

- **Reservas Provasdas** - são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza;
- **Reservas Prováveis** - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas;
- **Reservas Possíveis** - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis;
- **Reservas Totais** - representa o somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis.

A partir da apresentação dos conceitos identificados acima, segue uma base histórica das reservas de gás natural. Tais informações são importantes para que se possa caracterizar a evolução das reservas deste energético, bem como sua localização.

Tabela A.1 – Reservas Provadas de Gás Natural – 1964-2002

Anos	Reservas provadas de gás natural	
	Volume (bilhões m ³)	Taxa de crescimento anual (%)
1964	16,5	..
1965	19,0	15,1
1966	25,0	31,2
1967	24,5	-2,0
1968	26,8	9,5
1969	25,6	-4,6
1970	26,6	4,1
1971	26,2	-1,5
1972	26,1	-0,4
1973	25,9	-1,0
1974	26,3	1,5
1975	25,9	-1,2
1976	34,0	31,0
1977	39,5	16,1
1978	44,4	12,5
1979	45,1	1,6
1980	52,5	16,6
1981	60,3	14,7
1982	72,3	20,0
1983	81,6	12,8
1984	83,9	2,8
1985	92,7	10,5
1986	95,8	3,3
1987	105,3	9,9
1988	108,9	3,4
1989	116,0	6,5
1990	114,6	-1,2
1991	123,8	8,0
1992	136,7	10,4
1993	137,4	0,5
1994	146,5	6,6
1995	154,3	5,3
1996	157,7	2,2
1997	227,7	44,4
1998	225,9	-0,8
1999	231,2	2,4
2000	221,0	-4,4
2001	222,7	0,8
2002	236,6	6,2

Fontes: Brasil (2000), ANP (2002c) e www.anp.gov.br/petro/reservas.asp, acesso em 14 de fevereiro de 2003

Tabela A.2 – Reservas totais e provadas de gás natural, por local (terra e mar), segundo Unidades da Federação – 1999-2002

Unidades da Federação	Local	Reservas de Gás Natural (milhões m ³)							
		1999		2000		2001		2002	
		Reservas Totais	Reservas Provadas	Reservas Totais	Reservas Provadas	Reservas Totais	Reservas Provadas	Reservas Totais	Reservas provadas
Total		403.870	231.233	360.782	220.999	332.373	219.841	331.941	236.591
Subtotal	Terra	151.164	85.477	137.614	78.601	121.049	77.159	123.659	76.070
	Mar	252.706	145.756	223.168	142.398	214.213	145.571	208.281	160.522
AM	Terra	91.013	44.897	88.138	44.402	75.324	44.549	85.051	47.893
CE	Terra	1	1	-	-	-	-	-	-
	Mar	2.520	1.808	2.124	1.595	1.239	1.186	1.515	1.462
RN	Terra	6.675	6.171	4.177	3.837	4.110	3.918	3.845	3.585
	Mar	19.442	17.520	16.892	16.841	15.113	15.930	15.628	15.334
AL	Terra	10.163	7.268	9.386	5.961	8.875	5.766	7.629	4.719
	Mar	1.569	1.563	1.472	1.272	1.280	1.154	1.258	1.118
SE	Terra	1.026	925	904	789	1.001	864	928	820
	Mar	7.368	5.385	7.746	4.861	6.373	4.132	5.089	3.860
BA	Terra	38.108	23.705	30.947	20.786	28.396	19.774	23.838	17.244
	Mar	8.768	4.183	9.129	4.126	8.097	3.083	11.246	5.519
ES	Terra	3.378	2.510	3.262	2.826	2.588	2.288	2.027	1.809
	Mar	8.316	5.453	16.705	5.477	16.642	9.499	22.647	14.467
RJ	Mar	198.221	104.904	162.827	103.515	159.425	106.246	145.506	114.852
SP	Mar	4.940	4.940	4.669	4.669	4.273	4.273	3.875	3.875
PR	Terra	800	-	800	-	756	-	341	-
	Mar	1.562	-	1.605	43	1.771	68	1.517	34

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2002c) e www.anp.gov.br/petro/reservas.asp, acesso em 14 de fevereiro de 2003

Nota: Reservas em 31 de dezembro dos anos de referência.

Anexo 2 – Oferta de Gás Natural no Brasil

Segundo a ANP (2002c), as informações relativas à produção de gás natural apresentadas na Tabela A.4 devem ser entendidas conforme explicitado abaixo, considerando que todo o volume de gás natural produzido não é disponibilizado para venda em sua totalidade.

$\text{Produção Nacional Líquida} = \text{Produção} - (\text{consumo próprio} + \text{queima/perda} + \text{reinjeção})$

Onde:

- Consumo próprio - parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;
- Queima e perda - parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção;
- Reinjeção - parcela do gás natural produzido que é injetada de volta nos reservatórios;

No entanto, para obter o volume equivalente à oferta de gás natural no Brasil deve-se acrescentar ao montante da Produção Nacional Líquida o volume de gás natural importado da Bolívia e da Argentina.

$\text{Oferta} = \text{Produção Nacional Líquida} + \text{Importação}$

Segue abaixo uma base histórica da produção e da importação de gás natural.

Tabela A.3 – Produção Nacional de Gás Natural, por Unidades da Federação – 1964-2002

Ano	Produção de gás natural (mil m³/dia)													
	AM	PA	MA	CE	RN	AL	SE	BA	ES	RJ	SP	PR	SC	Brasil
1954	-	-	-	-	-	-	-	174	-	-	-	-	-	174
1955	-	-	-	-	-	-	-	170	-	-	-	-	-	170
1956	-	-	-	-	-	-	-	229	-	-	-	-	-	229
1957	-	-	-	-	-	-	-	434	-	-	-	-	-	434
1958	-	-	-	-	-	-	-	823	-	-	-	-	-	823
1959	-	-	-	-	-	-	-	1.174	-	-	-	-	-	1.174
1960	-	-	-	-	-	-	-	1.461	-	-	-	-	-	1.461
1961	-	-	-	-	-	-	-	1.443	-	-	-	-	-	1.443
1962	-	-	-	-	-	-	-	1.401	-	-	-	-	-	1.401
1963	-	-	-	-	-	-	-	1.380	-	-	-	-	-	1.380
1964	-	-	-	-	-	1	-	1.453	-	-	-	-	-	1.454
1965	-	-	-	-	-	1	-	1.872	-	-	-	-	-	1.873
1966	-	-	-	-	-	1	6	2.158	-	-	-	-	-	2.165
1967	-	-	-	-	-	1	33	2.396	-	-	-	-	-	2.430
1968	-	-	-	-	-	2	49	2.636	-	-	-	-	-	2.687
1969	-	-	-	-	-	2	72	3.344	-	-	-	-	-	3.418
1970	-	-	-	-	-	2	90	3.370	-	-	-	-	-	3.462
1971	-	-	-	-	-	4	87	3.133	-	-	-	-	-	3.224
1972	-	-	-	-	-	12	114	3.267	-	-	-	-	-	3.393
1973	-	-	-	-	-	27	215	2.984	7	-	-	-	-	3.233
1974	-	-	-	-	-	33	561	3.443	40	-	-	-	-	4.077
1975	-	-	-	-	-	92	727	3.569	63	-	-	-	-	4.451
1976	-	-	-	-	28	195	1.030	3.144	84	-	-	-	-	4.481
1977	-	-	-	-	93	114	1.612	3.082	26	28	-	-	-	4.955

(Continua)

(Conclusão)

Ano	Produção de gás natural (mil m³/dia)													
	AM	PA	MA	CE	RN	AL	SE	BA	ES	RJ	SP	PR	SC	Brasil
1978	-	-	-	-	150	136	1.716	3.068	104	123	-	-	-	5.297
1979	-	-	-	-	300	161	1.444	2.943	95	258	-	-	-	5.201
1980	-	-	-	63	427	155	1.759	3.020	118	483	-	-	-	6.025
1981	-	-	-	176	497	215	1.777	3.066	214	878	-	-	-	6.823
1982	-	-	-	232	643	411	1.775	3.576	244	1.521	-	-	-	8.402
1983	-	27	-	339	873	864	1.870	4.258	276	2.516	-	-	-	11.023
1984	-	61	-	644	922	942	2.100	4.265	440	4.024	-	-	-	13.398
1985	1	-	-	630	1.128	961	2.179	4.300	506	5.293	-	-	-	14.998
1986	9	-	1	548	1.547	1.014	2.223	4.015	490	5.806	-	-	-	15.653
1987	-	-	-	394	1.836	1.111	2.277	3.880	380	6.389	-	-	-	16.267
1988	9	-	-	269	1.817	1.064	2.324	3.718	434	6.366	-	-	-	16.001
1989	137	-	-	267	1.798	1.120	2.336	3.929	556	6.546	-	-	-	16.689
1990	200	-	-	228	1.670	1.193	2.325	3.930	577	7.081	-	-	-	17.204
1991	343	-	-	209	1.737	1.301	2.186	4.016	730	7.554	-	4	-	18.080
1992	675	-	-	239	1.892	1.425	2.181	4.332	668	7.577	11	53	-	19.053
1993	877	-	-	253	1.973	1.463	2.123	4.462	644	7.786	529	41	-	20.151
1994	846	-	-	238	2.077	1.452	1.969	4.378	656	7.927	1.361	211	12	21.127
1995	706	-	-	231	2.315	1.634	1.897	4.505	610	8.670	1.258	271	1	22.098
1996	1.009	-	-	249	2.608	1.757	1.995	4.768	719	9.773	1.759	412	-	25.049
1997	1.451	-	-	287	2.545	2.029	1.900	5.027	724	10.620	1.890	440	-	26.913
1998	1.693	-	-	388	1.195	2.211	3.322	5.321	797	12.450	-	1.784	-	29.161
1999	2.011	-	-	338	2.876	2.055	2.373	5.097	837	15.146	1.531	333	-	32.597
2000	5.480	-	-	274	3.466	2.023	2.393	5.194	869	15.670	888	129	-	36.286
2001	6.650	-	-	255	3.281	2.090	2.224	5.387	1.065	16.358	942	105	-	38.356
2002	7.516	-	-	302	3.727	2.142	2.198	5.526	1.129	18.880	1.080	26	-	42.524

Fontes: ANP (2001) e ANP (2002b)

Tabela A.4 – Oferta Interna de Gás Natural no Brasil – 2000-2002

Especificação	Oferta Interna de Gás Natural no Brasil (mil m ³ /dia)												
	jan/00	Fev/00	mar/00	abr/00	mai/00	jun/00	Jul/00	ago/00	set/00	out/00	Nov/00	dez/00	Média
Produção	34.482	33.816	35.079	35.329	35.751	36.896	36.617	35.564	37.317	37.050	38.287	39.243	36.286
Consumo próprio	4.665	4.782	5.065	4.774	4.748	4.897	4.753	4.522	4.729	4.510	4.701	4.850	4.750
Queima e perda	6.204	5.266	4.355	5.155	5.365	6.604	7.631	6.346	7.409	7.287	7.587	8.461	6.473
Reinjeção	5.505	6.892	7.485	7.565	7.297	7.714	7.569	7.178	7.546	8.309	8.266	8.141	7.455
Produção nacional líquida	18.107	16.876	18.174	17.835	18.342	17.680	16.664	17.519	17.633	16.944	17.733	17.791	17.608
Importação	3.288	4.093	3.690	4.374	4.124	5.987	7.337	7.711	7.938	8.014	7.709	8.146	6.034
Oferta	21.396	20.969	21.864	22.208	22.466	23.667	24.001	25.230	25.572	24.958	25.442	25.937	23.642

Especificação	Oferta Interna de Gás Natural no Brasil (mil m ³ /dia)												
	jan/01	Fev/01	mar/01	abr/01	mai/01	jun/01	Jul/01	ago/01	set/01	out/01	Nov/01	dez/01	Média
Produção	37.735	38.913	38.085	37.201	37.227	37.808	38.085	37.723	38.251	37.137	40.035	42.067	38.356
Consumo próprio	5.015	4.763	4.869	4.547	4.535	4.798	4.939	4.768	4.684	4.455	4.981	4.665	4.752
Queima e perda	6.984	9.559	7.230	7.402	7.203	6.845	6.349	7.474	6.491	5.667	6.621	8.520	7.195
Reinjeção	8.374	7.977	8.324	7.892	8.238	8.432	7.838	8.266	8.788	8.408	8.554	8.423	8.293
Produção nacional líquida	17.361	16.614	17.662	17.359	17.251	17.733	18.959	17.216	18.287	18.607	19.877	20.458	18.115
Importação	8.418	10.542	11.112	9.969	12.865	11.086	11.855	13.974	13.344	16.327	16.951	14.716	12.597
Oferta	25.780	27.155	28.774	27.329	30.116	28.819	30.814	31.190	31.631	34.934	36.829	35.174	30.712

Especificação	Oferta Interna de Gás Natural no Brasil (mil m ³ /dia)												
	jan/02	Fev/02	mar/02	abr/02	mai/02	jun/02	Jul/02	ago/02	set/02	out/02	Nov/02	dez/02	Média
Produção	43.069	44.226	44.473	44.420	44.087	43.470	41.782	42.642	41.728	40.481	40.139	39.772	42.524
Consumo próprio	4.568	4.615	4.817	5.151	5.181	5.298	5.347	5.635	5.676	5.549	4.907	4.912	5.138
Queima e perda	8.440	8.948	8.727	8.143	6.191	4.776	4.451	3.769	3.995	3.882	3.978	5.151	5.871
Reinjeção	9.429	9.556	9.707	9.321	9.364	9.834	9.575	9.630	9.339	8.550	8.609	8.344	9.271
Produção nacional líquida	20.633	21.106	21.222	21.804	23.352	23.562	22.411	23.608	22.718	22.499	22.645	21.365	22.244
Importação	14.825	14.892	14.656	14.964	14.220	13.955	14.076	14.773	15.750	14.687	13.667	12.835	14.442
Oferta	35.458	35.999	35.879	36.769	37.572	37.517	36.486	38.380	38.468	37.186	36.312	34.199	36.685

Fonte: ANP (2002c)

Tabela A.5 – Importação de Gás Natural no Brasil – 1999-2002

	Importação de gás natural (mil m³/dia)								
	Total	Petrobras		Sulgás		BG		EPE	
	Volume	Volume	%	Volume	%	Volume	%	Volume	%
jul/99	1.629	1.629	100,0	-	-	-	-	-	-
Ago/99	1.831	1.831	100,0	-	-	-	-	-	-
set/99	1.906	1.906	100,0	-	-	-	-	-	-
out/99	2.214	2.214	100,0	-	-	-	-	-	-
Nov/99	2.480	2.480	100,0	-	-	-	-	-	-
Dez/99	2.993	2.993	100,0	-	-	-	-	-	-
jan/00	3.288	3.288	100,0	-	-	-	-	-	-
fev/00	4.093	4.093	100,0	-	-	-	-	-	-
Mar/00	3.690	3.690	100,0	-	-	-	-	-	-
abr/00	4.374	4.374	100,0	-	-	-	-	-	-
mai/00	4.124	4.124	100,0	-	-	-	-	-	-
jun/00	5.987	5.982	99,9	5	0,1	-	-	-	-
jul/00	7.337	7.318	99,7	19	0,3	-	-	-	-
Ago/00	7.711	7.648	99,2	63	0,8	-	-	-	-
set/00	7.938	7.165	90,3	773	9,7	-	-	-	-
out/00	8.014	7.367	91,9	646	8,1	-	-	-	-
nov/00	7.709	7.107	92,2	602	7,8	-	-	-	-
dez/00	8.146	6.798	83,5	1.348	16,5	-	-	-	-
jan/01	8.418	6.578	78,1	1.841	21,9	-	-	-	-
fev/01	10.542	8.375	79,4	2.167	20,6	-	-	-	-
mar/01	11.112	8.512	76,6	2.600	23,4	-	-	-	-
abr/01	9.969	8.091	81,2	1.879	18,8	-	-	-	-
mai/01	12.865	10.673	83,0	2.192	17,0	-	-	-	-
jun/01	11.086	9.643	87,0	1.442	13,0	-	-	-	-
jul/01	11.855	10.584	89,3	1.271	10,7	-	-	-	-
ago/01	13.974	11.613	83,1	2.313	16,5	-	-	48	0,3
set/01	13.344	10.786	80,8	2.283	17,1	274	2,1	-	-
out/01	16.327	12.570	77,0	2.203	13,5	1.537	9,4	17	0,1
nov/01	16.951	12.534	73,9	2.224	13,1	1.372	8,1	822	4,8
dez/01	14.716	10.852	73,7	2.333	15,9	781	5,3	750	5,1
jan/02	14.825	11.287	76,1	2.170	14,6	398	2,7	970	6,5
fev/02	14.892	11.586	77,8	2.033	13,6	261	1,7	1.013	6,8
mar/02	14.656	11.103	75,8	2.162	14,8	453	3,1	938	6,4
abr/02	14.964	9.675	64,7	2.336	15,6	1.587	10,6	1.365	9,1
mai/02	14.220	8.028	56,5	2.446	17,2	2.085	14,7	1.661	11,7
jun/02	13.955	8.833	63,3	1.216	8,7	2.295	16,4	1.610	11,5
jul/02	14.076	9.855	70,0	701	5,0	1.857	13,2	1.663	11,8
ago/02	14.773	9.485	64,2	1.238	8,4	2.444	16,5	1.606	10,9

(Continua)

(Conclusão)

	Importação de gás natural (mil m ³ /dia)								
	Total	Petrobras		Sulgás		BG		EPE	
	Volume	Volume	%	Volume	%	Volume	%	Volume	%
set/02	14.773	9.485	64,2	1.238	8,4	2.444	16,5	1.606	10,9
out/02	14.687	11.209	76,3	637	4,3	1.675	11,4	1.165	7,9
nov/02	13.667	10.731	78,5	143	1,0	1.764	12,9	1.029	7,5
dez/02	12.835	10.526	82,0	0,1	0,01	1.298	10,12	1.010	7,87

Fonte: ANP (2002c)

Anexo 3 – Infraestrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil

Para verificação da atual infraestrutura de processamento de gás natural, bem como as unidades que já se encontram em construção (em dezembro de 2002), seguem as Tabelas A.6 e A.7.

Tabela A.6 – Capacidade nominal de processamento de gás natural, segundo unidades produtoras – 2002

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de Operação	Capacidade nominal de processamento de gás natural	
			mil m ³ /dia ¹	%
Total			30.310,0	100,0
UGN – Rpbcc	Cubatão (SP)	1993	2.400,0	7,9
UPGN-U-2500 – Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0	8,2
UPGN-U-2600 – Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0	6,6
URNG – Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	3.000,0	9,9
UPCGN – Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	1,5 ²	..
UPGN -Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	610,0	2,0
UPGN – Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0	1,5
UPGN – Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0	9,6
UPGN – Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0	6,3
UPGN – Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.950,0	9,7
UPGN – Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0	1,2
UPGN – Guamaré	Guamaré (RN)	1985	2.200,0	7,3
UPGN – Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0	6,6
UPGN – Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	350,0	1,2
UPGN – Urucu	Coari (AM)	1993	700,0	2,3
UPGN – Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0	19,8

Fonte: ANP (2002c)

Notas: ¹ Volume no estado gasoso. ² UPGCN, que só processa condensado e, portanto, a sua capacidade, expressa em volume no estado líquido, não está contabilizada no total.

**Tabela A.7 – Capacidade nominal prevista de processamento de gás natural,
segundo unidades produtoras em construção**

Unidades produtoras Em construção	Município (UF)	Capacidade nominal prevista de Processamento de gás natural	
		mil m³/dia	%
Total		10.800,0	100,0
UPGN – Pilar	Pilar (AL)	1.800,0	16,7
URL – Cabiúnas	Macaé (RJ)	9.000,0	83,3

Fonte: ANP (2002c)

Anexo 4 – Infraestrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil

Para verificação da atual infraestrutura de transporte de gás natural, seguem as Tabelas A.8 e A.9.

Tabela A.8 – Dutos de transporte de gás natural de produção nacional, segundo a malha – 2002

Malha	Dutos de transporte				
	Denominação do duto	Início de Operação	Diâmetro (pol)	Extensão (km)	Capacidade (mil m ³ /dia)
Total	-	-	-	2.512,8	35.550
Malha CE/ RN/PB/PE / AL	Guamaré – Cabo	1986	12	424	860
	Pilar – Cabo	...	12	203,6	1.700
	Guamaré – Pecém	1998 e 2000	12 / 10	382	800
Malha SE/BA	Atalaia – Catu	1974	14	230	1.103
	Santiago - Camaçari I	1975	14	32	1.000
	Santiago – Camaçari	1992	18	32	1.800
	Candeias – Camaçari	1981	12	37	1.000
	Aratu – Camaçari	1970	10	20	700
Malha ES	Lagoa Parda – Aracruz	1983	8	38	1.000
	Aracruz – Vitória	1984	8	62	1.000
	Serra – Viana	1997	8	46	660
Malha RJ/SP/MG	Cabiúnas – Reduc	1982	16	183	4.250
	Reduc – Regap	1996	16	357	1.952
	Reduc – Esvol	1986	18	95,2	4.215
	Esvol – Tevol	1986	14	5,5	4.215
	Esvol - São Paulo	1988	22	325,7	4.215
	RBPC – Capuava	1993	12	37	1.530
	RBPC – Comgás	1993	12	1,5	1.550
	Betim – Ibirité	2002	12	1,2888	2.000

Fonte: ANP (2002c)

Nota: Todos os dutos listados são operados pela Petrobras/Transpetro.

Tabela A.9 – Dutos de transporte de gás natural importado – 2002

Dutos	Status	Participação acionária	Diâmetro (pol)	Extensão (km)	Capacidade (milhões m³/dia)
Bolívia – Brasil ¹	Em operação	Gaspetro (51%); BBPP Holdings (29%); Transredes (12%); Enron (4%); Shell (4%)	Trecho Norte: 24 a 32 Trecho Sul: 16 a 24	Trecho Norte: 1.418 Trecho Sul: 1.165	30
Lateral Cuiabá	Em operação	Enron (50%); Shell (37,5%); Transredes (12,5%)	18	267	2,8
Uruguaiana – Porto Alegre ²	Parcialmente Em operação	Gaspetro (25%); Totalfina Gas and Power Brazil (25%); Ipiranga (20%); Repsol YPF (15%); TEGAS N.V. (15%)	24	Trecho (1): 25 Trecho (2): 565 Trecho (3): 25	12

Fonte: ANP (2002c)

Notas:

1. O trecho norte do Gasoduto Bolívia – Brasil corresponde ao segmento entre Corumbá e Guararema, enquanto o trecho sul corresponde ao segmento entre Guararema e Canoas.

2. O Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre possui 3 trechos: Trecho (1) Fronteira até o ponto de entrega de Uruguaiana (em operação); Trecho (2) Uruguaiana até Porto Alegre (em construção); e Trecho (3) Copesul até Porto Alegre (em operação).

Anexo 5 – Consumo Final de Gás Natural no Brasil

Tabela A.10 – Consumo Final de Gás Natural, segundo segmento de Consumo – 1975-2001 (%)

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001
Consumo Final	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Consumo Final Não – Energético	4,3	22,3	45,1	37,3	28,9	21,4	7,1	8,7
Consumo Final Energético	95,7	77,7	54,9	62,7	71,1	78,6	92,9	91,3
Setor Energético	91,3	36,1	18,7	35,9	26,3	22,9	25,8	24,4
Residencial	-	-	-	-	0,1	1,2	1,6	1,7
Comercial	-	-	-	-	0,03	0,1	1,0	1,3
Público	-	-	-	-	0,1	0,7	0,2	0,2
Agropecuário	-	-	-	-	-	0,1	-	0,0
Transportes					0,1	1,1	4,3	6,5
Industrial	4,3	41,7	36,2	26,8	44,5	52,7	59,8	57,3
Cimento	-	-	5,2	0,3	1,3	0,6	0,8	0,7
Ferro-Gusa e Aço	-	35,2	12,8	8,8	10,7	15,3	11,7	10,8
Ferro-Ligas	-	-	-	-	0,1	-	-	0,0
Mineração e Pelotização	-	-	-	2,6	2,8	2,0	2,4	2,5
Não-Ferrosos e Outros Metais	-	-	-	-	0,9	0,4	3,0	2,9
Química	4,3	6,5	17,8	11,9	10,4	13,0	19,2	18,2
Alimentos e Bebidas	-	-	-	0,4	4,2	4,2	3,8	3,5
Têxtil	-	-	-	-	1,7	2,4	2,2	2,5
Papel e Celulose	-	-	-	0,6	1,8	3,2	3,7	4,2
Cerâmica	-	-	0,3	1,0	2,0	2,9	5,5	4,9
Outros	-	-	-	1,2	8,5	8,7	7,7	7,1

Fontes: Brasil (2001) e Brasil (2002)

Tabela A.11 – Média das Vendas de Gás Natural, segundo Unidades da Federação – 1995-2002 (mil m³/dia)

Unidades da Federação	Sigla	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Alagoas	AL	294	359	345	403	472	392	396	414
Bahia	BA	1.347	1.504	1.604	1.893	2.188	3.101	3.296	3.386
Ceará	CE	80	95	100	127	172	201	262	379
Espírito Santo	ES	447	542	562	604	595	723	923	967
Minas Gerais	MG	130	245	431	520	769	866	995	1.167
Paraíba	PB	44	54	86	93	122	161	188	221
Pernambuco	PE	515	498	532	552	581	661	724	774
Rio de Janeiro	RJ	3.216	3.217	3.399	3.143	3.598	4.465	5.683	7.432
Rio Grande do Norte	RN	49	69	85	92	104	133	154	223
Rio Grande do Sul	RS	-	-	-	-	-	340	2.447	2.020
Sergipe	SE	53	71	104	112	119	140	146	191
São Paulo	SP	2.658	3.038	3.432	3.335	3.579	4.519	6.141	8.033
Paraná	PR	-	-	-	-	-	160	367	574
Santa Catarina	SC	-	-	-	-	-	329	641	789
Mato Grosso do Sul	MS	-	-	-	-	-	-	624	467

Fonte: Elaboração própria, a partir da Revista Brasil Energia (vários números)

Tabela A.12 – Projetos de Expansão da Geração Termelétrica a Gás Natural

Unidade da Federação	Quantidade de Projetos PPT	Potência	Quantidade de Projetos PPT/Cogeração (PPT – C)	Potência
		MW		MW
AL	1	150,0	-	-
BA	3	609,0	4	23,5
CE	2	658,6	1	5,6
PB	1	137,5	1	4,9
PE	2	787,5	2	14,7
SE	1	135,0	-	-
RN	2	447,1	-	-
RO	1	340,0	-	-
MS	5	993,0	-	-
SP	8	4.986,7	19	382,4
RJ	8	4.384,0	1	3,2
MG	2	995,4	1	5,3
ES	1	250,0	1	3,7
PR	1	484,3	1	10,8
RS	2	1.000,0	2	10,8
Total	40	16.358,1	32	464,8

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.aneel.com.br/aplicacoes/capacidadebrasil, acesso em 20 de janeiro de 2003.

Nota: O período de referência para esta análise é dezembro de 2002.

Anexo 6 – Portarias Publicadas pela ANP para Regulamentação da Indústria de Gás Natural no Brasil

Para as Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção

- (1) Portaria n.º 143 (de 25/09/1998): Estabelece os procedimentos referentes à apuração e ao pagamento aos proprietários de terra da participação a estes devida nos termos do art. 52 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- (2) Portaria n.º 188 (de 18/12/1998): Estabelece as definições para a aquisição de dados aplicados à prospecção de petróleo;
- (3) Portaria n.º 010 (de 13/01/1999): Estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, da participação especial prevista no art. 50 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, em complementação ao Capítulo VII do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998;
- (4) Portaria n.º 174 (de 25/10/1999): Aprova o Regulamento que trata dos procedimentos para a realização da licitação de blocos destinada à contratação das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural (Conteúdo Ratificado pela Portaria n.º 84, de 23/05/2000);
- (5) Portaria n.º 009 (de 21/01/2000): Aprova o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas;
- (6) Portaria n.º 045 (de 15/03/2000): Estabelece os preços de referência do gás natural produzido nos campos objeto de concessão pela ANP, a serem adotados a partir de 1º de abril de 2000, para fins de cálculo das participações governamentais;
- (7) Portaria n.º 001 (de 19/06/2000): Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos (Norma Conjunta ANP / INMETRO);

- (8) Portaria n.º 100 (de 20/06/2000): Aprova o Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção para os campos de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção;
- (9) Portaria n.º 114 de 05/07/2000: Regulamenta o acesso aos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras que compõem o acervo da ANP;
- (10) Portaria n.º 123 (de 18/07/2000): Estabelece o Regulamento Técnico do Programa Anual de Trabalho e Orçamento para os campos de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção, de acordo com o estabelecido na Seção V, art. 43, inciso III, da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, definindo o conteúdo e estabelecendo procedimentos quanto à forma de sua apresentação;
- (11) Portaria n.º 249 (de 01/11/2000): Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural;
- (12) Portaria n.º 259 (de 05/12/2000): Aprova o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural;
- (13) Portaria n.º 029 (de 22/02/2001): Estabelece os critérios a serem adotados a partir de 1º de Janeiro de 2002, para fins de distribuição do percentual de 7,5% (sete e meio por cento) sobre a parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% (cinco por cento) da produção de petróleo ou gás natural de cada campo, a ser efetuada aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural;
- (14) Portaria n.º 036 (de 07/03/2001): Aprova o Regulamento Técnico a ser utilizado na elaboração das demonstrações contábeis e financeiras a que se refere a Cláusula intitulada Contabilidade e Auditoria dos Contratos de Concessão;
- (15) Portaria n.º 058 (de 05/04/2001): Aprova o Regulamento Técnico a ser utilizado na elaboração do Demonstrativo de Apuração da Participação Especial a que se refere o art. 25 do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998;

(16) Portaria n.º 114 (de 25/07/2001): Aprova o Regulamento técnico que define os procedimentos a serem adotados na devolução de áreas de concessão na fase de exploração;

(17) Portaria n.º 283 (de 14/11/2001): Aprova o Regulamento Técnico ANP n.º 4/2001, que estabelece os procedimentos para a coleta de amostras de rocha e de fluidos de poços perfurados pelos operadores nas bacias sedimentares brasileiras.

(18) Portaria n.º 025 (de 06/03/2002): Aprova o Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás.

Para a Atividade de Importação

(1) Portaria n.º 043 (de 15/04/1998): Estabelece a regulamentação para a importação de gás natural;

(2) Portaria n.º 104 (de 08/07/2002): Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importada, a ser comercializado em todo o território nacional.

Para a Atividade de Processamento

(1) Portaria n.º 028 (de 05/02/1999): 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 e o Regulamento Técnico ANP n.º 001/99;

(2) Portaria n.º 054 (de 30/03/2001): Estabelece normas e procedimentos para o envio de informações mensais sobre o processamento, movimentação e estoque de matérias primas, produção, movimentação, qualidade e estoque de derivados, em instalações industriais e em outros locais de faturamento, por meio do conjunto de formulários - Demonstrativo de Controle de Produtos Processados - DCP.

Para a Atividade de Transporte

Dutoviário

- (1) Portaria n.º 169 (de 26/11/1998): Faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural (Revogada pela Portaria n.º 62 (de 17/04/2001));
- (2) Portaria n.º 170 (de 26/11/1998): 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 liqüefeito (GNL), dependem de prévia e expressa autorização da ANP;
- (3) Portaria n.º 098 (de 22/06/2001): Determina a elaboração do Manual do Concurso Aberto pelos transportadores, detalhando os procedimentos de oferta e alocação de capacidade para o serviço de transporte firme decorrente da expansão de suas instalações de transporte de gás natural;
- (4) Portaria n.º 254 (de 11/09/2001): Regulamenta a resolução de conflito de que trata o art. 58 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- (5) Portaria n.º 125 (de 05/08/2002): Dispõe sobre os procedimentos de natureza preventiva a serem adotados no acompanhamento de obras com interferência em faixa de domínio de dutos de petróleo, seus derivados ou gás natural;
- (6) Portaria n.º 1 (de 06/01/2003): Dispõe sobre as informações que devem ser enviadas pelos Transportadores e Carregadores de gás natural à ANP, ao mercado e aos Carregadores.
- (7) Portaria n.º 3 (de 10/01/2003): Estabelece os procedimentos para comunicação de acidentes de natureza operacional e liberação acidental de poluentes, a serem adotados pelos concessionários e empresas autorizadas a exercer atividades pertinentes à exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como pelas empresas autorizadas a exercer as atividades de armazenamento e transporte de petróleo, seus derivados e gás natural;

Gás Natural Comprimido

(1) Portaria n.º 243 (de 18/10/2000): 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.

Gás Natural Liquefeito

(1) Portaria n.º 118 (de 11/07/2000): Regulamenta as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL.

Para atividade de Distribuição

(1) Portaria n.º 116 (de 05/07/2000): Regulamenta o exercício da atividade de revenda varejista de combustível automotivo.

(2) Portaria n.º 032 (de 06/03/2001): Regulamenta o exercício da atividade de revenda varejista de Gás Natural Veicular – GNV em posto revendedor que comercialize exclusivamente este combustível.

Anexo 7 – Resumo dos Resultados Obtidos nas Rodadas de Licitação de Blocos Realizadas pela ANP

Tabela A.13 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 1
Realizada em: 1999

Bloco	Empresa	Participação da Empresa (%)	Conteúdo Local Fase Exploratória (%)	Conteúdo Local Fase Desenvolvimento (%)	Bônus de Assinatura (R\$)
BM-C-3	Petrobras*	40,0	25,0	20,0	6.121.123
	Agip	40,0			
	YPF	20,0			
BM-C-4	Agip*	55,0	10,0	20,0	51.000.128
	YPF	45,0			
BM-C-5	Texaco*	100,0	50,0	35,0	6.056.966
BM-C-6	Petrobras*	100,0	50,0	60,0	5.032.437
BM-CAL-1	Petrobras*	50,0	5,0	20,0	824.327
	YPF	50,0			
BM-ES-1	Esso*	100,0	5,0	15,0	19.226.900
BM-ES-2	Unocal*	40,5	50,0	35,0	31.742.736
	Texaco	32,0			
	YPF	27,5			
BM-FZA-1	BP*	30,0	20,0	20,0	13.060.490
	Esso	25,0			
	Petrobras	20,0			
	Shell	12,5			
	British Borneo	12,5			
BM-POT-1	Agip*	100,0	10,0	20,0	8.000.601
BM-S-2	Texaco*	100,0	50,0	35,0	28.263.463
BM-S-3	Amerada Hess*	45,0	5,0	20,0	18.165.365
	Kerr-McGee	30,0			
	Petrobras	25,0			
BM-S-4	Agip*	100,0	25,0	20,0	134.162.101

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.brasil-rounds.gov.br, acesso em 17 de janeiro de 2003.

Nota: Empresas identificadas com o símbolo (*) são as operadoras dos respectivos blocos.

Tabela A.14 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 2

Realizada em: 2000

Bloco	Empresa	Participação da Empresa (%)	Conteúdo Local Fase Exploratória (%)	Conteúdo Local Fase Desenvolvimento (%)	Bônus de Assinatura (R\$)
BM-C-10	Shell*	100,0	36,0	30,0	65.160.016
BM-C-7	Pan Canadian*	100,0	35,0	35,0	4.693.577
BM-C-8	Santa Fé*	45,0	35,0	40,0	12.025.000
	SK	40,0			
	Odebrecht	15,0			
BM-CAL-4	Coastal*	100,0	50,0	50,0	2.214.556
BM-PAMA-1	Coastal*	50,0	50,0	40,0	9.225.077
	Pan Canadian	50,0			
BM-S-10	Petrobras*	50,0	35,0	30,0	101.995.032
	BG	25,0			
	Chevron	25,0			
BM-S-11	Petrobras*	65,0	35,0	30,0	15.164.232
	BG	25,0			
	Petrogal	10,0			
BM-S-7	Chevron*	65,0	35,0	35,0	67.635.032
	Petrobras	35,0			
BM-S-8	Petrobras*	50,0	35,0	30,0	51.450.054
	Shell	40,0			
	Petrogal	10,0			
BM-S-9	Petrobras*	45,0	35,0	30,0	116.278.032
	BG	30,0			
	YPF	25,0			
BM-SEAL-4	Petrobras*	60,0	35,0	30,0	2.364.032
	Amerada Hess	40,0			
BM-SEAL-5	Amerada Hess*	85,0	21,0	36,0	9.000.366
	Odebrecht	15,0			
BT-POT-3	Rainier*	100,0	50,0	70,0	1.051.666
BT-POT-4	Petrobras*	100,0	50,0	70,0	658.789
BT-PR-4	Coastal*	100,0	50,0	50,0	4.680.001
BT-REC-1	Queiroz Galvão*	60,0	50,0	70,0	2.220.000
	Ipiranga	40,0			
BT-REC-2	Rainier*	100,0	50,0	70,0	851.666
BT-REC-3	Rainier*	100,0	50,0	70,0	151.666
BT-SEAL-1	UPR*	100,0	40,0	50,0	902.374
BT-SEAL-2	Petrobras*	100,0	50,0	70,0	432.235
BT-SEAL-3	Rainier*	100,0	50,0	70,0	105.666

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.brasil-rounds.gov.br, acesso em 17 de janeiro de 2003.

Nota: Empresas identificadas com o símbolo (*) são as operadoras dos respectivos blocos.

Tabela A.15 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 3

Realizada em: 2001

Bloco	Empresa	Participação da Empresa (%)	Conteúdo Local Fase Exploratória (%)	Conteúdo Local Fase Desenvolvimento (%)	Bônus de Assinatura (R\$)
BM-BAR-1	Petrobras*	100,0	20,0	30,0	48.341.234
BM-C-14	TotalFina* Petrobras Enterprise Shell	30,0 25,0 22,5 22,5	20,0	30,0	5.750.355
BM-C-15	Ocean* Amerada Hess	65,0 35,0	31,0	31,0	74.000.000
BM-C-16	Petrobras*	100,0	20,0	30,0	428.353
BM-C-19	Wintershall*	100,0	21,0	36,0	25.005.859
BM-CAL-5	Petrobras* Queiroz Galvão Petroserv El Paso	45,0 18,3 18,3 18,3	50,0	70,0	6.250.031
BM-CAL-6	Petrobras* Queiroz Galvão El Paso Petroserv	45,0 18,3 18,3 18,3	50,0	70,0	231.234
BM-CE-1	Petrobras*	100,0	20,0	30,0	301.234
BM-CE-2	Petrobras*	100,0	20,0	30,0	345.678
BM-ES-10	Enterprise*	100,0	15,0	30,0	12.500.000
BM-ES-11	Phillips*	100,0	20,0	20,0	117.743.190
BM-ES-5	Petrobras* El Paso*	65,0 35,0	20,0	30,0	12.751.234
BM-ES-6	El Paso*	100,0	30,0	40,0	8.511.234
BM-ES-7	Wintershall*	100,0	16,0	21,0	50.417.000
BM-ES-9	Esso* Petrobras Kerr-McGee	40,0 30,0 30,0	5,0	15,0	10.856.132
BM-J-1	Petrobras*	100,0	20,0	30,0	842.345
BM-PAMA-2	Pan Canadian*	100,0	16,0	21,0	6.377.824
BM-PAMA-3	Phillips*	100,0	20,0	25,0	36.324.360
BM-S-12	Petrobras* Queiroz Galvão	70,0 30,0	20,0	30,0	5.321.234
BM-S-13	El Paso*	100,0	40,0	50,0	52.243.729
BM-S-14	Wintershall*	100,0	16,0	21,0	8.109.294
BM-S-15	Maersk*	100,0	20,0	30,0	614.550
BM-S-17	Petrobras* Enterprise Statoil	50,0 25,0 25,0	20,0	30,0	20.701.906
BM-S-19	Repsol/YPF* Enterprise Statoil	50,0 25,0 25,0	15,0	25,0	24.021.132
BM-S-21	Petrobras* Petrogal	80,0 20,0	20,0	30,0	1.283.704

(Continua)

(Conclusão)

Bloco	Empresa	Participação da Empresa (%)	Conteúdo Local Fase Exploratória (%)	Conteúdo Local Fase Desenvolvimento (%)	Bônus de Assinatura (R\$)
BM-S-22	Amerada Hess* Ocean	80,0 20,0	31,0	31,0	59.040.234
BM-S-24	Petrobras*	100,0	20,0	30,0	324.354
BT-ES-12	Petrobras*	100,0	50,0	70,0	624.156
BT-POT-5	Rainier*	100,0	50,0	70,0	2.266.666
BT-POT-6	Koch*	100,0	50,0	70,0	137.888
BT-POT-7	Koch*	100,0	50,0	70,0	1.736.848
BT-REC-4	Samson* Ipiranga	55,0 45,0	50,0	70,0	420.000
BT-REC-5	Petroserv*	100,0	50,0	70,0	151.031
BT-REC-6	Samson* Ipiranga	55,0 45,0	50,0	70,0	970.000

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.brasil-rounds.gov.br, acesso em 17 de janeiro de 2003.

Nota: Empresas identificadas com o símbolo (*) são as operadoras dos respectivos blocos.

Tabela A.16 – Resultado da Rodada de Licitação n.º 4

Realizada em: 2002

Bloco	Empresa	Participação da Empresa (%)	Conteúdo Local Fase Exploratória (%)	Conteúdo Local Fase Desenvolvimento (%)	Bônus de Assinatura (R\$)
BM-BAR-3	Devon Energy*	100,0	20,0	35,0	6.750.000
BM-C-24	BHP Billiton*	100,0	15,0	30,0	13.500.000
BM-C-25	Petrobras* Shell	40,0 60,0	25,0	35,0	9.555.959
BM-ES-20	Newfield*	100,0	20,0	20,0	1.390.800
BM-J-2	Queiroz Galvão*	100,0	30,0	40,0	855.000
BM-J-3	Petrobras* Statoil	60,0 40,0	20,0	35,0	13.201.777
BM-POT-11	Petrobras* El Paso	60,0 40,0	50,0	70,0	316.929
BM-POT-13	Petrobras* Unocal El Paso	40,0 30,0 30,0	50,0	70,0	1.009.292
BM-S-29	Maersk*	100,0	15,0	30,0	15.148.000
BM-S-31	Shell*	100,0	25,0	35,0	13.907.300
BM-SEAL-9	Petrobras* Partex	85,0 15,0	50,0	70,0	6.314.021
BT-ES-14	Partex*	100,0	50,0	70,0	1.021.021
BT-ES-15	Petrobras*	100,0	50,0	70,0	653.421
BT-POT-8	Petrobras*	100,0	50,0	70,0	2.853.274
BT-POT-9	Partex*	100,0	50,0	70,0	215.021
BT-POT-10	Dover*	100,0	50,0	70,0	2.352.000
BT-REC-7	Starfish*	100,0	50,0	70,0	121.700
BT-REC-8	Queiroz Galvão*	100,0	50,0	50,0	911.000
BT-REC-9	Queiroz Galvão*	100,0	50,0	50,0	850.000
BT-REC-10	PetroRecôncavo*	100,0	50,0	70,0	1.128.000
BT-SOL-1	Petrobras*	100,0	50,0	70,0	323.456

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.brasil-rounds.gov.br, acesso em 17 de janeiro de 2003.

Nota: Empresas identificadas com o símbolo (*) são as operadoras dos respectivos blocos.

Anexo 8 – Resumo das Autorizações Concedidas para Construção, Ampliação e Operação de Instalações de Transporte e para Importação de Gás Natural no Brasil

Tabela A.17 – Autorizações Concedidas para Construção, Ampliação e Operação de Instalações de Transporte de Gás Natural – 1998-2002

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão (Km)	Diâmetro (pol)	Capacidade (mil m³/dia)	Autorização
Petrobras	Operação Provisória	Gasoduto Guamaré – Pecém	Guamaré (RN) até Aracati (CE)	213,0	-	-	Aut. n.º 57, de 23/12/1998
TBG	Operação	Gasoduto Bolívia – Brasil	Trecho 1	1.418,0	32 24	30.000,0	Aut. n.º 13, de 03/02/1999
Gasocidente do Mato Grosso	Construção	Gasoduto Lateral Cuiabá	-	267,0	18	2.800,0	Aut. n.º 24, de 17/03/1999
TSB	Construção	Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre	Trecho 1 Trecho 3	25,0 25,0	24	12.000,0	Aut. n.º 123, de 09/11/1999
TBG	Operação	Gasoduto Bolívia – Brasil	Trecho 2	1.165,0	24 16	-	Aut. n.º 37, de 22/03/2000
Transpetro	Operação	Gasoduto Guamaré – Pecém	-	382,0	12 10	-	Aut. n.º 45, de 22/03/2000
TSB	Operação	Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre	Trecho 1	25,0	24	12.000,0	Aut. n.º 91, de 06/06/2000
TSB	Construção	Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre	Trecho 2	564,0	24	12.000,0	Aut. n.º 115, de 11/07/2000
TSB	Operação	Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre	Trecho 3	25,0	24	12.000,0	Aut. n.º 116, de 11/07/2000

(Continua)

(Continuação)

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão (Km)	Diâmetro (pol)	Capacidade (mil m³/dia)	Autorização
Petrobras	Construção	Gasoduto Transferência Camaçari – FAFEN	-	4,0	14	2.100,0	Aut. n.º 77, de 12/06/2001
Gasocidente do Mato Grosso	Operação	Gasoduto Lateral Cuiabá	-	267,0	18	2.800,0	Aut. n.º 118, de 17/07/2001
Transpetro	Operação	Gasoduto Pilar – Cabo	-	203,6	12	1.700,0	Aut. n.º 120, de 25/07/2001
Petrobras	Construção	Gasoduto Transferência Miranga – Santiago	-	20,0	12	1.900,0	Aut. n.º 127, de 01/08/2001
Transpetro	Construção	City Gate de Mossoró (RN)	Gasoduto Guamaré – Pecém	-	-	-	Aut. n.º 135, de 07/08/2001
Petrobras	Operação	Novos Compressores no Terminal de Cabiúnas	-	-	-	-	Aut. n.º 136, de 07/08/2001
Petrobras	Construção	City Gate de Interligação dos Gasodutos Cabiúnas – Reduc I e II	-	-	-	-	Aut. n.º 153, de 04/09/2001
Petrobras	Construção	City Gate de Juiz de Fora (MG)	Gasoduto Rio – Belo Horizonte	-	-	-	Aut. n.º 157, de 11/09/2001
Petrobras	Construção	City Gate de Japeri (RJ)	Gasoduto Reduc – Esvol	-	-	-	Aut. n.º 161, de 18/09/2001
Petrobras	Construção	Sistema de Recompressão de Lagoa Parda (ES)	Gasoduto Lagoa Parda – Vitória	-	-	-	Aut. n.º 167, de 24/09/2001
Petrobras	Operação	City Gate de Japeri (RJ)	Gasoduto Reduc – Esvol	-	-	-	Aut. n.º 169, de 24/09/2001
Petrobras	Operação	City Gate de Interligação dos Gasodutos Cabiúnas – Reduc I e II	-	-	-	-	Aut. n.º 194, de 08/11/2001

(Continua)

(Continuação)

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão (Km)	Diâmetro (pol)	Capacidade (mil m³/dia)	Autorização
Petrobras	Operação	City Gate de Juiz de Fora (MG)	Gasoduto Rio – Belo Horizonte	-	-	-	Aut. n.º 200, de 21/11/2001
Petrobras	Construção	Ramal de Interligação Gasoduto Rio – Belo Horizonte com City Gate da UTE Ibité (MG)	-	1,288	12	2.000,0	Aut. n.º 212, de 12/12/2001
Transpetro	Operação	City Gate de Mossoró (RN)	Gasoduto Guamaré – Pecém	-	-	-	Aut. n.º 216, de 12/12/2001
Petrobras	Operação	Gasoduto Transferência Camaçari – FAFEN	-	4,0	14	2.100,0	Aut. n.º 17, de 23/01/2002
Petrobras	Operação	Sistema de Recompressão de Lagoa Parda (ES)	Gasoduto Lagoa Parda – Vitória	-	-	-	Aut. n.º 18, de 23/01/2002
Petrobras	Construção	Estação de Compressão em Mantiqueira (MG)	Gasoduto Rio – Belo Horizonte	-	-	-	Aut. n.º 19, de 23/01/2002
Petrobras	Construção	City Gate de Guapimirim (RJ)	Gasoduto Cabiúnas – Reduc	-	-	-	Aut. n.º 30, de 30/01/2002
Petrobras	Construção	City Gate de São Bernardo do Campo (SP)	Gasoduto RPBC – Comgás	-	-	-	Aut. n.º 37, de 21/02/2002
Petrobras	Operação	Ramal de Interligação Gasoduto Rio – Belo Horizonte com City Gate da UTE Ibité (MG)	-	1,288	12	2.000,0	Aut. n.º 40, de 27/02/2002
TBG	Construção	City Gate de Canoas (RS)	Gasoduto Bolívia–Brasil	-	-	-	Aut. n.º 46, de 06/03/2002
Petrobras	Construção	Estação de Compressão em Tapinhoã (RJ)	Gasoduto Rio – Belo Horizonte	-	-	-	Aut. n.º 73, de 17/04/2002

(Continua)

(Continuação)

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão (Km)	Diâmetro (pol)	Capacidade (mil m³/dia)	Autorização
TBG	Construção	City Gate de Três Lagoas (MS)	Gasoduto Bolívia–Brasil	-	-	-	Aut. n.º 91, de 26/04/2002
Petrobras	Operação	Estação de Compressão em Mantiqueira (MG)	Gasoduto Rio – Belo Horizonte	-	-	-	Aut. n.º 102, de 08/05/2002
Nova Transportadora do Nordeste	Construção	Gasoduto Candeias – Dow Química	-	15,4	14	Nd	Aut. n.º 129, de 06/06/2002
Petrobras	Operação	Gasoduto Transferência Miranga – Santiago	-	20,0	12	1.900,0	Aut. n.º 143, de 12/06/2002
TBG	Operação	City Gate de Canoas (RS)	Gasoduto Bolívia–Brasil	-	-	-	Aut. n.º 145, de 19/06/2002
Petrobras	Construção	City Gate da Termorio (RJ)	Interligação entre os Gasodutos: Cabiúnas – Reduc I e II / Reduc – Esvol	-	-	-	Aut. n.º 155, de 26/06/2002
Petrobras	Construção	Estação de Compressão em Volta Redonda (RJ)	Gasoduto Rio – São Paulo	-	-	-	Aut. n.º 178, de 08/07/2002
Petrobras	Construção	City Gate de Barbacena (MG)	Gasoduto Rio – Belo Horizonte	-	-	-	Aut. n.º 190, de 19/07/2002
TBG	Construção	Estação de Compressão em Guararema (SP)	Gasoduto Bolívia–Brasil	-	-	-	Aut. n.º 205, de 08/08/2002
TBG	Construção	Estação de Compressão em Atibaia (SP)	Gasoduto Bolívia–Brasil	-	-	-	Aut. n.º 206, de 08/08/2002
TBG	Operação	City Gate de Três Lagoas (MS)	Gasoduto Bolívia–Brasil	-	-	-	Aut. n.º 209, de 14/08/2002

(Continua)

(Conclusão)

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão (Km)	Diâmetro (pol)	Capacidade (mil m ³ /dia)	Autorização
Petrobras	Operação	Gasoduto Santiago – Camaçari	Conversão de Carboduto em Gasoduto	32	10	600	Aut. n.º 257, de 18/10/2002
Petrobras	Construção	<i>City Gate</i> de Paracambi (RJ)	Gasoduto Reduc – Esvol	-	-	-	Aut. n.º 275, de 18/11/2002
Petrobras	Construção	<i>City Gate</i> da UTE Norte Fluminense (RJ)	Interligação Gasod. Cabiúnas – Reduc I e II	-	-	-	Aut. n.º 282, de 27/11/2002
Petrobras	Construção	<i>City Gate</i> UTE Macaé Merchant (RJ)	Interligação Gasod. Cabiúnas – Reduc I e II	-	-	-	Aut. n.º 298, de 13/12/2002
Petrobras	Operação	<i>City Gate</i> de Barbacena (MG)	Gasoduto Rio – Belo Horizonte	-	-	-	Aut. n.º 12, de 06/01/2003

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.anp.gov.br/gas/gas_autorizacoes.asp, acesso em 17 de janeiro de 2003.

Tabela A.18 – Autorizações Concedidas e Válidas para Importação de Gás Natural – 1998-2002

Empresa	Origem	Volume Máximo (mil m³/dia)	Mercado Potencial	Autorização
Sulgás	Argentina	15.000,0	RS	Despacho n.º 654, de 19/07/2001
Empresa Produtora de Energia	Argentina ou Bolívia	2.210,0	UTE de Cuiabá	Despacho n.º 1237, de 30/12/2002
Pan American Energy	Argentina	15.000,0	RS, SC e PR	Despacho n.º 301, de 29/04/2002
Pan American Energy	Bolívia	3.500,0	SP	Despacho n.º 365, de 29/05/2002
BG Comércio e Importação Ltda.	Bolívia	3.100,0	Comgás	Aut. n.º 75, de 17/04/2002
Petrobras	Bolívia	30.000,0	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG.	Despacho n.º 1235, de 26/12/2002
Nadir Figueiredo	Bolívia	100,0	Uso próprio	Aut. n.º 60, de 20/03/2002

Fonte: Elaboração própria, a partir de www.anp.gov.br/gas/gas_autorizacoes.asp, acesso em 17 de janeiro de 2003.