

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA  
TESE DEFENDIDA POR Eduardo Mirko  
Valenzuela Turdera E APROVADA PELA  
COMISSÃO JULGADORA EM 15 / 12 / 97.

  
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

# **Desafios da Regulação na Indústria e no Mercado Brasileiro de Gás Natural**

Autor: **Eduardo Mirko Valenzuela Turdera**  
Orientador: **Newton Müller Pereira**

02/97

i

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

# **Desafios da Regulação na Indústria e no Mercado Brasileiro de Gás Natural**

**Autor: Eduardo Mirko Valenzuela Turdera**  
**Orientador: Newton Müller Pereira**

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos  
Área de Concentração: Política Energética

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

Campinas, 1997  
S.P. – Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA TÉRMICA E FLUIDOS**

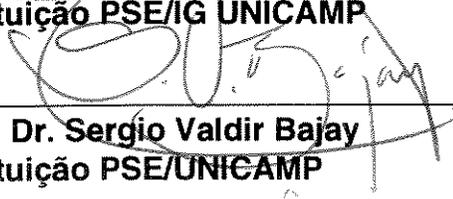
**TESE DE DOUTORADO**

**Desafios da Regulação na Indústria e no  
Mercado Brasileiro de Gás Natural**

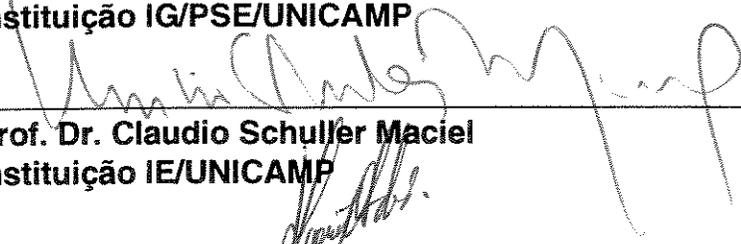
Autor: **Eduardo Mirko Valenzuela Turdera**

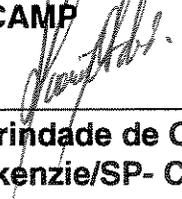
Orientador: **Newton Müller Pereira**

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Newton Müller Pereira , Presidente  
Instituição PSE/IG UNICAMP**

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay  
Instituição PSE/UNICAMP**

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. André Tosi Furtado  
Instituição IG/PSE/UNICAMP**

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Claudio Schuller Maciel  
Instituição IE/UNICAMP**

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira  
Instituição U. Mackenzie/SP- CPFL/Campinas**

Campinas, 25 de Novembro de 1997

981420

## **Dedicatória:**

Dedico este trabalho aos meus pais Élia e Pedro,  
em especial à minha esposa Silvia e  
ao meu amado filho Nicolás

## **Agradecimentos**

Ao Conselho de Aperfeiçoamento de Pesquisas para Estudos Superiores CAPES pelo suporte financeiro.

Ao Prof. Newton pela orientação e a dedicação minuciosa e esclarecedora, agradeço também pelo relacionamento amistoso.

Aos Professores Sinclair, Silvia, pela amizade demonstrada à minha pessoa e pela colaboração durante o trabalho da mesma forma agradeço aos Profs. Bajay e Sevá.

Aos amigos e colegas do Departamento, principalmente aqueles com quem dividi momentos de alegria e também de angústia, muito comuns na pós-graduação.

Por último, mas não menos importante, agradeço a Deus por permitir que desfrute deste triunfo. Obrigado Senhor.

## Índice

### CAPÍTULO I

#### INTRODUÇÃO DO TRABALHO

1.1.- CONTEXTUALIZANDO A TEMÁTICA DO ESTADO.....	1
1.2.- JUSTIFICATIVA DO TRABALHO.....	6
1.3.- IMPORTÂNCIA DA REGULAÇÃO COMO ASSUNTO DA PESQUISA.....	9
1.4.- ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	11

### CAPÍTULO II

#### O ESTADO: DA INTERVENÇÃO À REGULAÇÃO

2.1.- INTRODUÇÃO.....	14
2.2.- CONSOLIDAÇÃO DO ESTADO INTERVENCIONISTA-PROTECIONISTA: .....	15
2.2.1.- EVOLUÇÃO AMPARADA NA POLÍTICA DO WELFARE STATE.....	15
2.2.2.- CRISE DO PARADIGMA DO ESTADO INTERVENCIONISTA.....	18
2.3.- SURGIMENTO DO ESTADO REGULADOR .....	19
2.4.- O PAPEL DO ESTADO NO SETOR ENERGÉTICO .....	23
2.4.1.- A ENERGIA COMO UMA QUESTÃO ESTRATÉGICA .....	23
2.4.2.- REFORMANDO E ORGANIZANDO O MERCADO ENERGÉTICO.....	26
2.4.3.- ALTERNATIVAS DE ACTUAÇÃO.....	28
2.5.- REGULAÇÃO: TEORIA E MODALIDADES.....	32
2.5.1.- ABRANGÊNCIA DAS NOVAS FUNÇÕES DO ÓRGÃO REGULADOR.....	39
2.6.- COMENTÁRIOS.....	45

### CAPÍTULO III

#### O GÁS NATURAL NO CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL

3.1.- INTRODUÇÃO.....	48
3.2.- FATORES DETERMINANTES NA ESCOLHA DO GÁS NATURAL COMO ENERGÉTICO .....	48
3.3.- EVOLUÇÃO DO GÁS NATURAL COMO ENERGÉTICO .....	53
3.4.- DEFINIÇÃO DE GÁS NATURAL.....	55

3.5.- CARACTERIZAÇÃO DA CADEIA GASÍFERA.....	56
3.5.1.- OPERAÇÃO IDÊNTICA DO GÁS NATURAL E DO PETRÓLEO NA EXPLORAÇÃO E NA PRODUÇÃO.....	56
3.5.2.- INVESTIMENTOS NO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL.....	60
3.5.3.- OS DIVERSOS USOS NA DISTRIBUIÇÃO.....	64
3.6.- SEGMENTOS RECEPTIVOS AO USO DO GÁS NATURAL.....	65
3.6.1.- DESPONTANDO O SEGMENTO DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA.....	67
3.6.2.- AS VANTAGENS DOS SEGMENTOS RESIDENCIAL E COMERCIAL.....	70
3.6.3.- AS POSSIBILIDADES DE DIVERSIFICAÇÃO NO SEGMENTO INDUSTRIAL.....	71
3.7.- OS AGENTES PARTICIPANTES DA CADEIA GASÍFERA.....	74
3.7.1.- AVANÇO DAS COMPANHIAS PRIVADAS.....	74
3.7.2.- O DESINTERESSE DOS GOVERNOS COMO AGENTES INVESTIDORES NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL .....	79
3.8.- FINANCIAMENTO E INVESTIMENTO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	81
3.9.- COMENTÁRIOS.....	85

## **CAPÍTULO IV**

### **SINGULARIDADES DOS MERCADOS INTERNACIONAIS DE GÁS NATURAL**

4.1.- INTRODUÇÃO.....	88
4.2.- DEFINIÇÃO DE RECURSOS E RESERVAS DE GÁS NATURAL.....	89
4.2.1.- RECURSOS.....	90
4.2.2.- RESERVAS PROVADAS.....	90
4.2.3.- RESERVAS PROVÁVEIS .....	91
4.2.4.- A DEPENDÊNCIA NA CONJUNTURA ECONÔMICA DAS RESERVAS PROVADAS.....	91
4.2.5.- CRESCIMENTO VERTIGINOSO DAS RESERVAS MUNDIAIS DE GÁS NATURAL.....	92
4.3.- A ESTREITA RELAÇÃO DE PRODUÇÃO/CONSUMO DE GÁS NATURAL.....	95
4.3.1.- BARREIRAS NA COMERCIALIZAÇÃO MUNDIAL DE GÁS NATURAL.....	100
4.3.2.- CONDICIONANTES PARA A EXISTÊNCIA DO MERCADO.....	102
4.3.3.- A RIGIDEZ DOS CONTRATOS.....	103
4.3.4.- PRINCÍPIOS DA FORMAÇÃO DO PREÇO NO MERCADO GASÍFERO.....	105
4.3.5.- A BUSCA DE UM REFERENCIAL PARA FIXAR PREÇOS AO CONSUMIDOR.....	107
4.3.6.- O MERCADO FIXANDO PREÇOS AO PRODUTOR .....	108
4.3.7.- EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL NOS MERCADOS INTERNACIONAIS.....	109
4.3.8.- A APROPRIAÇÃO DE RENDA NA CADEIA DE GÁS NATURAL.....	111
4.4.- ESTRUTURA DOS MERCADOS INTERNACIONAIS DE GÁS NATURAL.....	111

4.4.1.- CONVIVÊNCIA DE MONOPÓLIO E CONCORRÊNCIA NO MERCADO EUROPEU.....	113
4.4.2.- INFLUÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS NO MERCADO DA AMÉRICA DO NORTE.....	121
4.4.3.- O PREDOMÍNIO DO JAPAO NO MERCADO ÁSIA-PACÍFICO.....	124
4.4.4.- O INCIPIENTE MERCADO DO CONE SUL.....	127
4.5.- COMENTÁRIOS.....	129

## **CAPÍTULO V EXPERIÊNCIAS REGULADORAS NOS MERCADOS DE GÁS NATURAL**

5.1.- INTRODUÇÃO.....	132
5.2.- DESREGULAÇÃO NOS ESTADOS UNIDOS.....	134
5.3.- MONOPÓLIO E MONOPSÔNIO PRIVADO NA GRÃ-BRETANHA.....	144
5.4.- DUOPOLIO PRIVILEGIANDO GRANDES CONSUMIDORES NA ARGENTINA.....	152
5.5.- MANUTENÇÃO DO MONOPÓLIO ESTATAL NA FRANÇA.....	158
5.6.- COMENTÁRIOS.....	164

## **CAPÍTULO VI**

### **A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E AS PERSPECTIVAS DO MERCADO GASÍFERO NO BRASIL**

6.1.- INTRODUÇÃO.....	167
6.2.- O GÁS NATURAL NO BALANÇO ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	168
6.3.- PRESENÇA HISTÓRICA DO GÁS NATURAL.....	169
6.4.- MERCADO DE GÁS NATURAL	
6.4.1.- RESERVAS.....	171
6.4.2.- PRODUÇÃO .....	172
6.4.3.- CONSUMO DE GÁS NATURAL.....	174
6.5.- A PARTICIPAÇÃO DAS COMPANHIAS DE GÁS NATURAL .....	177
6.6.- EXPECTATIVAS DA DEMANDA FUTURA.....	180
6.6.1.- A POSSIBILIDADE DE INCREMENTO DA DEMANDA NO SEGMENTO INDUSTRIAL.....	181
6.6.2.- A POUCA ATRATIVIDADE DOS SEGMENTOS RESIDENCIAL COMERCIAL.....	182
6.6.3.- A TERMELETRICIDADE E A CO-GERAÇÃO COMO GRANDES OS CONSUMIDORES NO CURTO PRAZO .....	183
6.6.4.-A UTILIZAÇÃO NO TRANSPORTE AUTOMOTIVO.....	186
6.7.- ALTERNATIVAS DE OFERTA PARA SUPRIR O MERCADO DE GÁS NATURAL..	187
6.8.- RESTRIÇÕES À EXPANSÃO DO GÁS NATURAL NO MERCADO .....	191
6.9.- ESTRUTURAÇÃO DA NOVA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	197
6.9.- COMENTÁRIOS.....	200

## **CAPÍTULO VII**

### **A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO E OS DESAFIOS DA REGULAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

7.1.- INTRODUÇÃO.....	202
7.2.- PRESENÇA MACIÇA DO ESTADO NO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	206
7.3.- A PRÁTICA DA REGULAÇÃO NO SETOR ENERGÉTICO.....	208
7.3.1.- REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	210
7.3.2.- REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE HIDROCARBONETOS.....	215
7.3.3.- REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO ÁLCOOL.....	218
7.4.- DESAFIOS NA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	219
7.4.1.- A ESTRUTURAÇÃO DO ÓRGÃO REGULADOR FEDERAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	221
7.4.2.- ÓRGÃOS REGULADORES ESTADUAIS.....	229
7.5.- PONTOS CONFLITANTES NO MARCO REGULADOR DA ANP.....	230
7.6.- SUGESTÕES PARA APRIMORAR A REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	232
7.7.- COMENTÁRIOS.....	237

## **CAPÍTULO VIII**

CONCLUSÕES GERAIS E COMENTÁRIOS FINAIS.....	240
---	-----

<b>REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>252</b>
--------------------------------------	------------

### **Apêndice I**

Lei 9.478 Agência Nacional de Petróleo.

## Lista de Tabelas

TABELA 3.1	
OS 20 MAIORES PRODUTORES MUNDIAIS DE GÁS NATURAL.....	59
TABELA 3.2	
EMISSÕES ATMOSFÉRICAS DE UMA USINA DE COGERAÇÃO.....	68
TABELA 3.3	
ATIVIDADE DIÁRIA DE UMA CENTRAL TERMOELÉTRICA DE 450 MWE.....	69
TABELA 3.4	
ÍNDICES DE EMISSÕES NA COMBUSTÃO DE ALGUNS ENERGÉTICOS PARA APLICAÇÕES RESIDENCIAL E COMERCIAL.....	71
TABELA 3.5	
COMPANHIAS PARTICIPANTES DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	78
TABELA 4.1	
RESERVAS PROVADAS, CONSUMO E RELAÇÃO R/P DO GÁS NATURAL.....	94
TABELA 4.2	
PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR REGIÕES.....	100
TABELA 4.3	
EUROPA: PRODUÇÃO E CONSUMO DE GN 1995.....	113
TABELA 4.4	
VOLUME DE GÁS NATURAL COMERCIALIZADO (MM <sup>3</sup> ).....	120
TABELA 4.5	
GÁS NATURAL NO MERCADO DA AMÉRICA DO NORTE.....	121
TABELA 4.6	
FLUXO DE INTERCÂMBIO DE GÁS NATURAL NO MERCADO DA AMÉRICA DO NORTE.....	122
TABELA 4.7	
GÁS NATURAL MERCADO-ÁSIA-PACÍFICO.....	126
TABELA 4.8	
MERCADO ÁSIA-PACÍFICO: COMÉRCIO DE GNL 1995.....	126
TABELA 4.9	
GÁS NATURAL NO CONE SUL.....	127
TABELA 6.1	
PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA.....	169
TABELA 6.2	
RESERVAS E PRODUÇÃO DE GN POR ESTADO.....	171
TABELA 6.3	
LOCALIZAÇÃO DAS RESERVAS DE GN.....	172
TABELA 6.4	
CONSUMO DE GN POR ESTADO E POR TIPO DE UTILIZAÇÃO.....	176
TABELA 6.5	
VENDAS E COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DAS COMPANHIAS ESTADUAIS DE DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL.....	179

TABELA 6.6	
DEMANDAS ESTIMADAS DE GÁS NATURAL ANO 2000.....	181
TABELA 6.7	
CONTRATOS DE GÁS NATURAL.....	182
TABELA 6.8	
RESERVAS E PRODUÇÃO DE BRASIL COMPARADAS COM PAÍSES POTENCIALMENTE FORNECEDORES DE GÁS NATURAL.....	190
TABELA 6.9	
PREÇO POR ETAPAS DO GASODUTO BRASIL/BOLÍVIA ATÉ CAMPINAS.....	192
TABELA 6.10	
PREÇOS DE VENDA DE DIVERSOS ENERGÉTICOS.....	193

## Lista de Figuras

FIGURA 2.1	
RELAÇÕES: AGENTES ESTATAIS - AGENTES PRIVADOS - CIDADÃO.....	22
FIGURA 4.1	
DIAGRAMA DE MCKELVEY: CLASSIFICAÇÃO DE RESERVAS E RECURSOS MINERAIS.....	90
FIGURA 5.1	
ESTADOS UNIDOS: ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	140
FIGURA 5.2	
ORDENAMENTO INSTITUCIONAL NA REGULAÇÃO BRITÂNICA.....	147
FIGURA 5.3	
ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA GRÃ-BRETANHA.....	151
FIGURA 5.4	
PERFIL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA.....	155
FIGURA 5.5	
ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA FRANÇA.....	161
FIGURA 6.1	
PERFIL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	178
FIGURA 6.2	
NOVA CONFORMAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	199
FIGURA 7.1	
ESTRUTURA INSTITUCIONAL DOS ÓRGÃOS REGULADORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	227

## Lista de Gráficos

GRÁFICO 3.1	
PARTICIPAÇÃO HISTÓRICA DAS FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA NO CONSUMO GLOBAL.....	50
GRÁFICO 3.2	
CUSTOS DE TRANSPORTE SEGUNDO A DISTÂNCIA.....	63
GRÁFICO 3.3	
DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR NO MUNDO.....	66
GRÁFICO 4.1	
GÁS NATURAL: RESERVAS PROVADAS.....	93
GRÁFICO 4.2	
EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO MUNDIAL DE GÁS NATURAL.....	96
GRÁFICO 4.3	
EVOLUÇÃO DO CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL.....	97
GRÁFICO 4.4	
EVOLUÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL.....	100
GRÁFICO 4.5	
EVOLUÇÃO DO PREÇO CIF DO GÁS NATURAL E DO PETRÓLEO NOS GRANDES MERCADOS INTERNACIONAIS.....	110
GRÁFICO 4.6	
PROECÇÃO DA DEMANDA DO MERCADO EUROPEU.....	119
GRÁFICO 4.7	
COMPARAÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL E DE PETRÓLEO NOS EUA.....	123
GRÁFICO 6.1	
BRASIL: EVOLUÇÃO DAS RESERVAS DE GÁS NATURAL.....	171
GRÁFICO 6.2	
PRODUÇÃO E UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	173
GRÁFICO 6.3	
MOVIMENTAÇÃO DO GÁS NATURAL.....	174

## Lista de Quadros

QUADRO 2.1	
REGIME ECONÔMICO DO SETOR ENERGÉTICO.....	29
QUADRO 5.1	
ESTRUTURA INSTITUCIONAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL EM ALGUNS PAÍSES SELECIONADOS.....	133
QUADRO 5.2	
CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DOS EUA ANTES E DEPOIS DA DESREGULAÇÃO.....	141
QUADRO 7.1	
FATORES EXÓGENOS E ENDÓGENOS QUE DETERMINAM A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO NO BRASIL.....	205
QUADRO 7.2	
RELAÇÃO ENTRE POLÍTICAS ECONÔMICAS E POLÍTICAS ENERGÉTICAS.....	207
QUADRO 7.3	
AS MUDANÇAS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	228
QUADRO 7.4	
SUGESTÕES DE MECANISMOS DE REGULAÇÃO PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL ..	236

## Resumo

VALENZUELA-TURDERA, Eduardo Mirko, *Desafios da Regulação na Indústria e no Mercado Brasileiro da Gás Natural*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 268 p. Tese de Doutorado.

O presente trabalho apresenta uma proposta de regulação para o mercado de gás natural no Brasil. Partindo da constatação de que o modelo do Estado-intervencionista está em crise, especialmente quanto ao seu papel de principal gestor de desenvolvimento do setor energético do país, analisa-se e discute-se o modelo alternativo, no qual o papel do Estado é essencialmente regulador. Nesse modelo destaca-se a introdução de uma autoridade reguladora, a qual tem entre suas principais atribuições criar a competitividade sistêmica, propiciar a concorrência, evitar formação de monopólios e cartéis e proteger o consumidor. Experiências reguladoras em mercados gasíferos apontam para um órgão regulador autônomo e independente como condição *sine-qua-non* de garantia de total idoneidade nas suas decisões. O trabalho, também sinaliza o tipo de regulação mais adequada na atual conjuntura da economia de mercado brasileira. Apresentam-se os mecanismos de regulação de carácter econômico, político, jurídico e ambiental que podem promover a estruturação de um mercado de gás natural eficiente e competitivo no Brasil. As sugestões e propostas dão subsídios e complementam a Lei 9.478, que estabelece a nova política brasileira para o setor de petróleo e gás natural, cria a autoridade reguladora e define sua competência.

### *Palavras-chave*

Estado-regulador, mercado de gás natural brasileiro, regulação.

## Abstract

VALENZUELA-TURDERA, Eduardo Mirko, *Desafios da Regulação na Indústria e no Mercado Brasileiro da Gás Natural*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 268 p. Tese de Doutorado.

In this work we present a specific regulation proposal to Brazilian natural gas market. The study verify that interventionist State model nowadays is suffering a crisis sharp in its conception. State's role as the main actor in the energy sector development is in a critical situation worldwide, because it does not have financial resources necessary to invest. In the new model State will be especially regulator. The regulator authority existence is very important, which principal tasks are to create systemic competitiveness, to propitiate competition, to avoid monopoly or cartels formation and to protect final-consumer. Regulation experiences in natural gas markets have shown the imperative condition of autonomy and independence of the regulator authority to guarantee aptness in its make-decision. This work defines the regulation model adequate to the Brazilian market economy. Economical, political, legal and environmental aspects are presented through regulation mechanisms, which are able to promote an efficient and competitive Brazilian natural gas market. The suggestion and the proposal done in this work grant regulator tools to complete the Act 9478, which defines the new oil and natural gas policy and creates the regulator authority and its competence.

*Keywords: Regulator State, Brazilian natural gas market, regulation*

***Não existem pessoas  
perfeitas, nem ações  
perfeitas, apenas há  
intenções perfeitas  
(Provérbio árabe)***

# CAPITULO I

## INTRODUÇÃO DO TRABALHO

### 1.1.- CONTEXTUALIZANDO A TEMÁTICA DO ESTADO

A idéia de Estado começou a desenvolver-se e conceber-se, inicialmente, nas *polis* gregas e nas *civitas* romanas, que eram comunidades humanas naturais, cujo cerne seria a existência de uma ordem garantida por uma estrutura política democrática, aristocrática, monárquica e mista, na qual não intervinham os escravos<sup>1</sup> que, por outro lado propiciaram o arranque econômico nessas sociedades.

Os gregos denominavam *polis*, termo equivalente a cidade, razão fundamental pela qual sua ciência de Estado teve que se construir sobre a base do Estado-cidade, não podendo ousar a conceber o Estado-território. A terminologia política dos romanos mostra-se similar à grega, pois, o Estado é a *civitas*, a comunidade de todos os cidadãos, ou a *res publica*, que significa "coisa comum" ao povo.

Na Idade Média (X-XV), predomina a idéia de que o Estado consistia numa relação pessoal de autoritarismo e subordinação, baseado na justificação *a priori* e incondicional da autoridade que exerce de fato o poder. Na Alta Idade Média originou-se o feudalismo, que era basicamente uma poliarquia na qual havia uma ordem hierárquica dos poderes políticos.(DE LA CUEVA, 1993).

A palavra Estado provém do latim *status*, embora na Roma antiga não tivesse sido usada com o significado que tem hoje. Estado é um termo genérico para duas formas: república ou principado. Todavia, o termo pode ser definido na idéia de que "o Estado é o aparato que domina à sociedade" ou numa outra definição, "Estado é governo". A concepção moderna do Estado como ordenamento político, tal qual se conhece atualmente, começou a desenvolver-se na Europa do Século XIII. Caracterizava-se pela centralização do poder, geralmente monárquico e/ou feudal, em instâncias que abrangiam todas as relações políticas fundamentais na época.

---

<sup>1</sup> Embora o cristianismo tivesse colocado um ponto final à concepção de que o homem é escravo por natureza, Justiniano, imperador de Bizancio, ratificou a divisão entre homens livres e escravos.

de vista "econômico". Para Smith, a sociedade e sua ordem são possíveis porque os sentimentos morais que governam o comportamento humano conduzem à interação positiva entre os indivíduos, o que chamou de "senso de dever". Acreditava, ainda, na ação imparcial daquilo que denominou "mão invisível", isto é, uma força emanada do próprio fluxo comercial, capaz de organizar o mercado sem a intervenção explícita do Estado.

Smith, entretanto, não acreditando totalmente na moralidade individual, afirmou que o Estado liberal viria ocupar uma crescente função como expressão da vontade social e da igualdade individual. Esse economista influenciou bastante o pensamento norte-americano atual e, sobretudo, o debate do "papel" do Estado. O pensamento de Smith centra-se na idéia de que quanto mais o Estado for independente da vontade geral e das necessidades materiais, maior será a sua probabilidade de agir imperfeita e corruptamente. (CARNOY, 1988)

Entre os séculos XVI e XVII, a noção de Estado evoluiu, amparando-se na concepção mercantilista<sup>2</sup> da economia, com marcada intervenção no desenvolvimento comercial. No século XVII, surgiu a idéia do Estado liberal, com o ideólogo Hobbes que introduziu a abstração lógica do estado de natureza. Este seria uma condição hipotética, na qual não haveria poder comum para controlar os indivíduos, nem lei e nem coação de lei, ou seja, a liberdade estaria acima de tudo. Contudo, Hobbes considera indispensável a criação de um poder comum que mantenha a imperatividade das convenções e preserve a paz. Segundo eles, é preciso que todos os homens confiem a totalidade do seu poder e fortaleza a um deles ou a uma assembléia capacitada para reduzir a unidade das vontades de seus membros. Hobbes foi o autor que mais enfatizou a condição do soberano.

No período compreendido entre o final do século XVIII e o início do século XIX, conhecido como a "Era das Revoluções", estruturou-se a idéia de Estado-Nação. A convergência da economia de mercado, no plano econômico, com o estado de direito,

---

<sup>2</sup> Embora o mercantilismo tivesse como objetivo principal promover o controle da economia, percebe-se, também, o propósito de aumentar o poder das nações a expensas das nações rivais. Não causa surpresa que juntamente com esta doutrina econômica se desse a ascensão do absolutismo. O mercantilismo e o absolutismo durariam até finais do século XVIII, quando entraram em crise.

no âmbito político, lançou as bases de uma nova ordem, a chamada ordem liberal, que buscava estabelecer limites precisos para o Estado, levantando barreiras ao exercício do seu poder.

Locke foi o primeiro teórico do governo da burguesia. Ele defende a liberdade frente ao poder absoluto e arbitrário, sendo este tão necessário para a preservação do homem quanto aquela. Contudo, em nenhum momento chegou a defender ou proclamar a igualdade política dos homens, nem acreditava na necessidade de uma estrutura democrática. Locke, embora, concordasse com a filosofia do "estado de natureza", divergiu de Hobbes quanto a concentrar o poder num indivíduo só (natureza do soberano) e acrescentou ainda que, na sociedade política, a monarquia absoluta é incompatível com o governo civil (DALLARI, 1977).

Montesquieu idealizou a separação dos poderes como a única forma de pôr fim aos absolutismos e despotismos a fim de garantir os direitos do homem. Rousseau, por sua vez, viu a formação da sociedade civil como produto da voracidade do homem. Para ele o Estado é uma criação do rico para assegurar sua posição como classe dominante. Assim como para Locke, o poder do Estado reside no povo, que renuncia a liberdade em favor do Estado e este, por sua vez, representa a vontade geral. Rousseau não era defensor do *laissez faire* e via a intervenção direta do Estado como meio de assegurar um certo grau de igualdade entre os homens, o que denominou de "Contrato Social".

Durante o século XIX, a tese da soberania popular, com raízes em Rousseau, ganhou importância com o surgimento do fenômeno nacionalista, segundo o qual a lealdade fundamental do cidadão devia se manifestar, antes de mais nada, para com o Estado-Nação. Em decorrência disso, o poder do Estado se fortaleceu na Europa, consolidando-se com base no nacionalismo.

Por outro lado, Marx considerava as condições materiais de uma sociedade como sendo a base de sua estrutura social e da consciência humana. A estrutura do Estado, portanto, emerge das relações de produção, não do desenvolvimento geral da mente ou das vontades humanas. Assim, tais relações não representam o bem comum mas sim a expressão política da estrutura da classe inerente à produção (KUNZ, 1993).

A teoria do Estado fundamentada na perspectiva marxista, postula o Estado como expressão das relações sociais de classe e estas implicam dominação de um grupo por outro. A classe economicamente dominante exerce um poder político decisivo ou, em outras palavras, explora a relação entre poder político e poder econômico. Em consequência, o Estado é ao mesmo tempo produto das relações de dominação e seu modulador.

Paradoxalmente, Marx na formulação da sua teoria, já enxergava a busca da concorrência como um mecanismo dinâmico e necessário à engrenagem social. Afirmava ainda que somente a concorrência, como uma "coação muda" do sistema produtor de mercadorias, atuando sobre o indivíduo, poderia pôr em movimento de modo tão genérico as forças produtivas, ainda que num processo contraditório de destruição e emancipação (KURTZ, 1994 ).

No entanto, o nível de concorrência existente no mercado, na maioria das vezes, não garante atendimento ao interesse público. Verifica-se que nessas condições a participação do Estado, a despeito do que desejaria, deve ir além de uma ação organizacional, ampliando seu poder. Contudo, OFFE (1984) já advertia sobre o risco que o Estado incorria ao assumir essas tarefas, ou seja o de imiscuir-se na troca de bens ou mercadorias por meio de estruturas jurídico-formais. Alertava, também, sobre os perigos da ampliação de sua esfera teleológica, que poderia gerar em suas ações, sérios e agudos conflitos e discrepâncias políticas, comprometendo a relação de complementaridade funcional entre o sistema econômico e a moldura política fixada pelo Estado

À medida que o Estado foi crescendo, tomando consciência da sua função, das suas responsabilidades e de seu alcance, foi desenvolvendo, também, complexas relações e interrelações sinérgicas. Na verdade, a *raison d'être* do Estado, tal como hoje é conhecido, nasceu em meados do século XIX, porém consolidou-se no início do século XX e adquiriu o atual perfil somente após a Segunda Guerra Mundial.

A "complementaridade" entre Estado e agentes privados amadurecia e consolidava-se no pensamento político-econômico a partir da década de 30 e manteve-se até finais da década de 60. A política econômica que prevaleceu no período foi

baseada nas teorias do economista inglês John Maynard Keynes, que buscava uma saída para a crise de 29. Na teoria keynesiana, o Estado deveria influenciar a "propensão a consumir, em parte através de seu esquema de taxaço, em parte através da fixação da taxa de juros". Keynes propunha maior participação do Estado, mesmo que financiado pela emissão de moeda ou de títulos da dívida pública, cujos efeitos, ainda segundo a interpretação mais conservadora, seriam as pressões inflacionárias e o *crowding-out* do setor privado (BIVEN, 1990).

No século XX, o Estado tem atravessado profundas mudanças, entre elas a "estadolatria" dos totalitarismos fascistas e comunistas, que foram derrotados na Segunda Guerra Mundial. Porém, logo após, surgiu um período de marcada rivalidade entre as duas potências políticas hegemônicas, os Estados Unidos e a União Soviética, principalmente, por sustentarem duas concepções ideológicas opostas quanto ao papel do Estado e/ou quanto ao modo de atuação.

É exatamente no final da Segunda Guerra Mundial que se começou a discutir o projeto de sociedade "democrática", estimulado pelos países vencedores (forças aliadas, exceto a Rússia) para evitar que se repetissem experiências como a do nazismo.

Hoje, para seu funcionamento, o Estado tem se aparelhado de uma diversidade de instituições. Corpo Legislativo, que inclui o Congresso e Assembléias Parlamentares; Corpo Executivo que inclui escritórios governamentais e departamentos ou secretarias de Estado, e Corpo Judiciário - principalmente tribunais de justiça - e ultimamente órgãos reguladores, todos eles, com responsabilidade para fazer cumprir e, por meio de suas decisões, desenvolver a lei (HAM e HILL, 1993).

## **1.2.- A JUSTIFICATIVA DO TRABALHO**

Como conseqüência do auge da economia de mercado, assiste-se à retração do Estado como principal ator do desenvolvimento econômico e impulsionador de setores considerados estratégicos, cedendo lugar à iniciativa privada expandir sua ingerência nesses tradicionais redutos estatistas. Esse avanço já é evidente e, inclusive, bem sucedido em indústrias como a de telecomunicações, que por ter um grande e contínuo dinamismo tecnológico tem sido atrativa para empresas privadas. Porém, o setor energético por não ter essa característica tecnológica inovadora está tendo uma

passagem do Estado para a iniciativa privada muito mais vagarosa e, em alguns casos, muito mais conflitante que o esperado. Evidenciando as vezes distorções quanto ao caracter monopolístico que as companhias energéticas do serviço público detêm (energia elétrica e de gás natural).

Nas grandes empresas de serviço público, salvo exceções, a privatização tem seguido a estratégia da transferência de monopólios públicos as mãos privadas, não sendo explícitos os mecanismos mediante os quais a concorrência entre empresas se torne efetiva. Contudo, a privatização, *a priori*, não é necessariamente ruim, apesar dos recentes resultados deste processo não estarem atingido as expectativas, afetando os argumentos esgrimidos para sua implementação, em especial, em relação à concorrência e aos benefícios ao consumidor. Por isso, ainda é legítimo debater os efeitos da simples compra/venda das empresas do setor energético, propondo ampliar as discussões, centrando-as na mudança das reformas do setor energético como um todo.

Como a retração do Estado têm adquirido uma dimensão importante, conseqüentemente o processo de alienação das empresas públicas encontra-se bastante avançado na grande maioria dos países. Contudo, isto não tem impedido que setores contrários à política de privatização tenham apontado sérios problemas em sua implementação, porém, tem se imposto a linha que advoga que esta política é a única saída para melhorar os problemas de investimento das companhias energéticas públicas nos países que enfrentam dificuldades para mantê-las. Muitos governos têm decretado literalmente a carência total de recursos financeiros do Estado para continuar sustentando empresas e companhias de sua propriedade, muitas dessas deficitárias pela função social que desempenham, outras por ingerência política e, finalmente, algumas pela má administração a que foram submetidas, não sendo possível drenar, dos cofres do erário os vultosos recursos de que precisam para seu funcionamento.

Na busca de equilibrar os gastos governamentais, o Banco Mundial tem sugerido que para melhorar a situação específica do setor energético, primeiro os governos deveriam decidir sobre a estruturação de um novo sistema que deverá vigorar no setor, logo depois definir o marco regulador no qual se estabelecerá e definirá a nova forma de propriedade das companhias para, posteriormente, resolver sobre a legislação. Já no

que tange explicitamente à execução, os passos a serem dados são; legislação, regulação, implementação da nova estrutura e, por último, a mudança de propriedade.

Para atingir estes objetivos os governos precisam rever seu papel, assumindo a nova função de Estado-regulador, mediante a implementação de políticas reguladoras transparentes e claras para os mercados, onde a correlação de forças nem sempre é eqüitativa. As indústrias de energia elétrica, de petróleo e de gás natural são os alvos desta ação reguladora do Estado. Este novo fato no contexto mundial, e em especial no Brasil, despertou um interesse particular no autor da presente tese, que foi confirmando-se conforme o trabalho avançava. Pode se dizer que o estudo e análise da regulação na indústria de gás natural no Brasil nasceram como convergência dos seguintes fatores;

- a atual conjuntura econômica que está sendo vivida em todo o planeta, a qual tem motivado uma verdadeira revolução tecnológica e administrativa em diversos setores da economia, inclusive o setor energético.

- o momento de transição que o setor energético esta atravessando no Brasil. Nesse setor, antes de exclusivo controle estatal, há a necessidade de fazer uma reestruturação para sair da crise e a estagnação pela qual atravessa, para isso estão sendo elaboradas novas propostas quanto a sua revitalização.

- o surgimento do gás natural como um energético, cujo uso irá crescendo de forma extraordinária nos próximos anos em todo o planeta, tal qual estimativas feitas por empresas e órgãos nacionais e internacionais, e a possibilidade do Brasil vir a ser o principal consumidor num provável mercado de gás natural na região do Mercosul.

- a quase inexplorada ou inexistente cultura da regulação, concebida sob e égide de um órgão regulador específico encarregado de organizar, supervisionar e fiscalizar as indústrias do setor energético, particularmente no caso da indústria de gás natural. Esse provavelmente seja o maior desafio a enfrentar na abordagem do trabalho, o que obrigou mergulhar no assunto de tal forma a entendê-lo e, posteriormente, fazer apreciações as atuais propostas para depois esboçar uma proposta de regulação para o setor gasífero brasileiro.

indústrias do setor energético, particularmente no caso da indústria de gás natural. Esse provavelmente seja o maior desafio a enfrentar na abordagem do trabalho, o que obrigou mergulhar no assunto de tal forma a entendê-lo e, posteriormente, fazer apreciações as atuais propostas para depois esboçar uma proposta de regulação para o setor gasífero brasileiro.

### **1.3.- A IMPORTÂNCIA DA REGULAÇÃO COMO ASSUNTO DA PESQUISA**

O Estado, com o receio de acontecerem dificuldades no fornecimento de bens energéticos, inicialmente criou empresas públicas para garantir a oferta de energia elétrica, petróleo e gás natural, isto tem sido uma praxe comum em quase todos os países, com exceção dos EUA. No entanto, nos últimos anos, problemas endógenos e exógenos de natureza econômica, incidiram diretamente no financiamento da expansão do setor energético. Esse fato têm colocado ao Estado a necessidade de buscar investimentos de capital privado para atender as necessidades energéticas do mercado. Dessa forma, se está assistindo a uma gradativa redução do Estado como principal agente investidor no setor energético

A crise do Estado intervencionista-nacionalista tem reduzido o significado político da presença do governo nas instâncias de propulsor do desenvolvimento econômico com pretensões, paralelamente, de acrescentar bem-estar a população. Dessa forma, antigos mecanismos político econômicos manipulados para obter esse bem-estar, no qual empresas públicas serviam para esses objetivos, estão sendo substituídos paulatinamente, propiciando o surgimento, no panorama político, de instituições independentes do governo central, nas tomadas de decisão, as quais estão emergindo com grande força.

Dentre estas instituições, corpos reguladores independentes como bancos centrais independentes, cortes de lei (Corte Suprema), tribunais administrativos e órgãos reguladores de bens e serviços, a quem se atribui a característica comum de "instituições não majoritárias". Estas instituições públicas, por seu arranjo institucional, caracterizam-se pela independência de suas decisões e, estão destinadas, paulatinamente, a ocupar espaços que normalmente eram tomados por entidades diretamente subordinadas ao Estado.

direta (subordinada ao governo) que possam ter as mesmas. Atualmente, na Comunidade Européia e nos Estados Unidos os órgãos reguladores detêm enorme poder, mesmo que a eles não tenham sido outorgados pelos eleitores ou pelos responsáveis oficialmente eleitos (Presidente e Congresso). Como este exercício de poder poderá ser controlado, a resposta, em último caso, depende do modelo de democracia que se adote. (MAJONE, 1996)

A política reguladora esta emergindo com grande força nos países capitalistas desenvolvidos, abrangendo todas as áreas econômicas. A Europa esta fazendo grandes reformas neste sentido, Majone (1996), exemplificando como a regulação está presente em áreas que vão desde a saúde e bem estar até o transporte. Contudo, a regulação não é nova, os Estados Unidos tem uma tradição de mais de cem anos em regulação privada e é nesse pais onde maior sucesso tem tido o setor energético num ambiente de economia de mercado e de concorrência. Óbvio que este fato se deve em grande parte à existência de um órgão regulador, que chega a ter poderes tão grandes quanto o legislativo e o judiciário, por isso não raro ser chamado de quarto poder público.

Resumidamente, o escolha da regulação como assunto da pesquisa no trabalho desenvolvido decorre dos seguintes aspectos:

- inexistência da cultura reguladora no Brasil
- surgimento do Estado-regulador
- mudanças na estrutura da indústria de gás natural
- necessidade da elaboração de mecanismos reguladores no novo mercado

A *grosso modo*, uma política reguladora enfrenta os seguintes problemas; a existência de subsídios cruzados nos preços e nas tarifas, prováveis obstáculos de concorrência devido, entre outros, a presença de uma empresa de forma monopólica, provavelmente pelo tamanho reduzido dos mercados internos, e as conseqüentes inelasticidades nos preços, disposições exclusivas das concessionárias no atendimento de uma determinada região, risco de colusão entre órgão regulador e setor regulado e a legitimidade do órgão regulador perante a Constituição para exercer suas funções.

O esforço de regulação que deverá realizar-se no setor energético brasileiro é uma tarefa de grande magnitude. A tarefa de regular é intrinsecamente difícil e muitas vezes

conflitante, capaz de por em provação a integridade dos mais zelosos reguladores e os administradores governamentais mais experientes. As falhas até agora detectadas em países que já têm passado por esta fase, deverão servir de alerta para corrigir marcos regulatórios a serem implementados. Os órgãos reguladores têm de ser dinâmicos e flexíveis perante a nova e rápida evolução tecnológica (telecomunicações) e as técnicas de gerenciamento de empresas e setores menos dinâmicos (setor energético, transporte, serviços de saúde, etc.).

#### **1.4.- A ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS**

Como o assunto contempla dois temas amplos e abrangentes, a regulação e a indústria de gás natural, inicialmente são apresentados por separado. A intenção é introduzir e familiarizar-se com conceitos rotineiros usados ao longo do trabalho desenvolvido, de forma a facilitar a leitura e desenvolver a estrutura da tese o mais dinâmica possível.

Com este intuito, no segundo capítulo, faz-se um histórico sobre o papel do Estado no desenvolvimento do setor energético. Com tal pano de fundo, apresentam-se as duas versões do Estado como são entendidas neste trabalho: Estado protecionista-intervencionista e regulador.

Com o delineamento do Estado-regulador, paralelamente introduz-se a teoria da regulação, para logo especificar sua aplicação no setor energético, definem-se as formas de regulação mais divulgadas, as atribuições do órgão regulador, os objetivos da regulação e os mecanismos a serem implementados pelo órgão regulador para um eficiente desempenho da indústria regulada.

No terceiro capítulo, apresenta-se a estrutura da indústria de gás natural atual e as partes que a compõem. Neste capítulo, sobretudo enfatizam-se definições de caráter técnico sobre a exploração, produção, transporte e distribuição da cadeia gasífera. São também discutidos o papel dos dois principais agentes participantes na cadeia gasífera; as companhias e o governo, e a importância fundamental de um relacionamento harmonioso entre ambos para viabilizar os mercados de gás natural.

O mercado de gás natural é, precisamente, o assunto do quarto capítulo, no qual definições econômicas e singularidades sobre a formação dos três principais mercados gasíferos são apresentadas. Usualmente, a estruturação de um mercado envolve, a existência de reservas para desenvolver a produção e atender a demanda. Comenta-se a formação do preço do gás natural e como este é, normalmente, atrelado as flutuações do preço do petróleo. Apresenta-se, também, os tipos de contratos existentes para a compra/venda nos mercados de gás natural. O capítulo dá o perfil econômico da indústria gasífera. Ainda nesse mesmo capítulo, descreve-se os mercados internacionais de gás natural hoje existentes. Caracteriza-se cada um desses mercados, traçando seu perfil, o que implica identificar o transporte mais utilizado, o preço do gás natural que rege os contratos que vigoram na sua comercialização e os países que estão presentes em cada um dos três mercados. Fecha-se a capítulo apresentando o emergente mercado do Cone Sul.

Conhecendo já o que é a regulação, a indústria de gás natural e a estruturação dos mercados, apresenta-se, no quinto capítulo, como está sendo aplicada a regulação na indústria de gás natural em alguns mercados. Trata-se na realidade de quatro países, cuja especificidade dos seus mercados, seja na estrutura física da rede, ou na participação dos agentes, diferem na prática um do outro embora, conceitualmente, haja objetivos comuns quanto à intenção de regular a indústria. O intuito desse capítulo ao analisar os mercados dos Estados Unidos, do Reino Unido, da Argentina e da França, é ter elementos de avaliação para serem posteriormente recuperados quando se discute a regulação da indústria de gás natural no Brasil.

O capítulo sexto é o que apresenta o perfil da indústria de gás natural brasileira, começando por um apanhado histórico da sua formação, a qual já tem mais de cem anos de existência e, no entanto hoje, o consumo de gás natural apenas chega a ínfimos 3% da energia consumida total. Apresenta-se as reservas existentes no país, a potencialidade do mercado no que tange ao consumo de gás natural e as grandes expectativas no médio e logo prazo, são também discutidos dois assuntos que ainda estão no terreno das hipóteses, a definição do preço do gás natural e a estruturação do mercado futuro.

No sétimo capítulo, relata-se a experiência reguladora no setor energético brasileiro. Apresenta-se um histórico sobre o alcance que tiveram, e têm, os órgãos designados para a regulamentação, mas não regulação, das indústrias de hidrocarbonetos, energia elétrica, e álcool. É discutida, também, a proposta governamental que trata sobre a criação da agência reguladora para o setor de petróleo e gás natural. Finalmente, esboça-se uma proposta de regulação para o indústria de gás natural que vise a estruturação dinâmica e eficiente do mercado gasífero dentro do novo contexto energético brasileiro.

No oitavo capítulo é feito um balanço da implementação da regulação e os efeitos que podem vir aparecer como decorrência de sua aplicação no mercado de gás natural do Brasil e do exercício das tarefas da autoridade reguladora.

## CAPÍTULO II

### O ESTADO: DA INTERVENÇÃO À REGULAÇÃO

#### 2.1.- INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico observado neste século teve o Estado como principal gestor, independentemente das correntes ideológicas que o tenham sustentado. Isto porque todos os regimes entenderam que, para promover um crescimento dinâmico na economia, era necessária a intervenção do Estado como seu agente fomentador.

Apesar da permanente atuação do Estado nos mais diversos setores da sociedade, delimitar suas ações não é tarefa trivial. Estudiosos têm se debruçado para entender até onde compete ao Estado intervir nos direitos individuais, com o intuito de satisfazer a coletividade sem, no entanto, interferir na privacidade, ou mesmo, sem fazer permear por trás dessa ação interesses particulares dos grupos de poder.

A intervenção do Estado no setor público tem acontecido de três maneiras fundamentais: como ator direto através de empresas públicas, onde é ator econômico, e, sobretudo, político; como representante do interesse geral, através da segurança pública, da proteção ao meio ambiente, da ameaça ao território, da elaboração de políticas econômicas e sociais, atividades que o Estado tem a obrigação de exercer sem discriminação; e, ultimamente, como regulador de mercados, organizando a concorrência, inclusive no setor energético.

A atuação do Estado firmou-se a medida que a sociedade ia crescendo demandando um conjunto complexo de serviços públicos. No entanto, esta complexidade tem se tornado tão intensa que vem obrigando o Estado a realizar mudanças nas suas atividades. Estas atividades passaram, então, a abranger desde o controle social em questões básicas como a agricultura e cresceram até se inserir na participação de tecnologias sofisticadas. Hoje, no entanto, vem enfatizando-se as atividades, denominadas reguladoras, onde busca-se propiciar equanimidade na concorrência, proteger ao consumidor, preservar o meio ambiente, e evitar a formação de monopólios e cartéis na exploração de serviços públicos.

Diante desta nova conjuntura, o Estado, outrora intervencionista-protetor, encontra-se diante do dilema entre insistir na sua já desgastada onipresença ou aceitar a sua limitada capacidade para acompanhar a dinâmica das mudanças do setor produtivo como um todo e do energético em particular. Em decorrência desse impasse surgem propostas para seu distanciamento do aparato produtivo, passando a exercer um papel apenas regulador.

Este capítulo tem por objetivo apresentar, ainda que de maneira sucinta, um panorama sobre o papel do Estado na condução de atividades de produção, em especial na exploração dos serviços públicos, bem como o papel que a política econômica neoliberal pretende lhe atribuir nos dias de hoje. Quanto a esse novo papel, traça-se um perfil sobre o que se entende por Estado-regulador e os mecanismos que deve utilizar para legitimar suas ações.

## **2.2.- CONSOLIDAÇÃO DO ESTADO INTERVENCIONISTA- PROTETOR**

### **2.2.1.- EVOLUÇÃO AMPARADA NA POLÍTICA DO "WELFARE STATE"**

Sob a ótica econômica, pode afirmar-se que a concepção contemporânea de Estado é um amálgama dos Estados intervencionista e nacionalista. A fusão destas duas características já estava dada no século dezenove, e arraigou-se na virada do século, quando muitos países viram no apelo nacionalista, uma saída para satisfazer suas ambições políticas e econômicas e cujos extremos se deram na Alemanha, Japão e Itália. No entanto, essa onda nacionalista não acabou com o fim da II Guerra Mundial, embora desta vez fosse dirigida mais para desenvolver e proteger a indústria nacional do concorrente estrangeiro.

A influência de fatores como a guerra ideológica capitalismo versus comunismo, o nacionalismo e o militarismo contribuíram para consolidar o Estado intervencionista. Este ampliou sua atuação escorado na idéia de que o "monopólio natural" de setores estratégicos (energia, telecomunicações, correios, bancos) devia ser detido pelo Estado e exercido por empresas públicas.<sup>1</sup> Eis então que, sob esse princípio, o Estado caracterizou-se por ser intervencionista no aparelho produtivo e nacionalista ao protegê-lo.

Por conta disso, a presença do Estado foi maciça em quase todas as áreas que envolvam atividades econômicas ou sociais. Essas áreas de intervenção cobrem uma ampla faixa de serviços, freqüentemente referidos como "*welfare state*", tais como educação, saúde pública, segurança social, abastecimento de eletricidade e água, salário-desemprego e moradia e também, ações que envolvem controle e operação na economia.

Tal concepção de Estado tem seus fundamentos teóricos na proposta de Keynes. Por um lado, o propósito do pensamento *keynesiano* era aumentar a participação do Estado através de maior controle das decisões de despesas, por outro, tal intervenção deveria manter intactos os princípios fundamentais do sistema capitalista, a começar pela propriedade dos meios de produção. O objetivo da reforma de Keynes (no sentido de buscar soluções que não alterassem os princípios básicos do sistema) fica claro a partir da defesa, por ele próprio, de suas idéias.

*... Eu defendo o crescimento das funções do governo(..)como a única maneira de evitar a destruição do sistema econômico vigente na sua integridade e como condição do funcionamento bem-sucedido da iniciativa privada. (C. BIVEN, 1990)*

---

<sup>1</sup> Em se tratando da administração de empresas públicas ou privadas, desde o começo houve diferenças quanto a sua concepção. Considerações de cunho político e social muitas vezes confrontaram-se com o fato de os administradores públicos não tentarem maximizar os benefícios da empresa, além do que não exista um controle rigoroso sobre os gastos e o desempenho das empresas que muitas vezes, acabam se acomodando ao paternalismo governamental. Estes fatores, de pouca relevância no passado, comprometeram a sobrevivência não só das empresas públicas como do Estado de forma geral.

Na realidade, o perfil político-econômico do Estado intervencionista-protetor se firmou em consequência dos delineamentos internacionais da economia em Bretton Woods (condado dos Estados Unidos). Eles deveriam ser capazes de alentar o desenvolvimento, sem obstáculos, do comércio entre as nações dentro das regras monetárias que garantissem a confiança na moeda-reserva, o ajustamento no deflacionário do balanço de pagamentos e o abastecimento de liquidez requerido para as transações de expansão.<sup>2</sup>

Para tais fins foram criados o Banco Mundial e o Fundo Monetário Internacional (FMI), que juntos deteriam uma capacidade ampliada de provimento de liquidez ao comércio entre os países membros e, seriam mais flexíveis na determinação das condições de ajustamento dos déficits do balanço de pagamentos. O espírito econômico de Bretton Woods pretendia modificar o papel do Estado, não somente garantindo produtividade como, também, planejando sua dinâmica, seja estimulando o consumo dos assalariados através de transferências sociais, seja sustentando investimentos produtivos (BELLUZO, op. cit.).

Surgia, dessa forma, uma maciça intervenção do Estado no aparelho produtivo econômico em todo o mundo. Nesse novo modelo da ordem internacional, sob a égide e os interesses dos Estados Unidos,<sup>3</sup> com supremacia econômica e militar no planeta, despontou a denominada "*golden ages*" (MARGLIN, 1992) da expansão capitalista, conhecida também como a "era keynesiana". No entanto, já no começo dos anos 70, turbulências e instabilidades econômicas começaram a alertar sobre a estagnação, ou melhor, sobre o esgotamento do modelo estruturado em Bretton Woods, também conhecido como fordista.<sup>4</sup>

Pela teoria keynesiana, a influência estatal no desenvolvimento econômico cresceu além do postulado em Bretton Woods, o que se tornaria mais tarde, um pesado fardo para

---

<sup>2</sup> O sistema monetário de Bretton Woods não satisfaz a expectativa criada em torno dele em relação à economia mundial e foi muito menos internacionalista do que pretendia. O morno emplacamento do FMI em relação às idéias originais para as quais foi criado, representou a entrega das funções de regulação de liquidez e de prestador de última instância ao Federal Reserve dos Estados Unidos, de tal forma que este órgão passou a definir a política econômica mundial.

<sup>3</sup> Estes interesses, que tinham objetivos estratégicos econômicos e financeiros, funcionaram como um regulador do sistema capitalista. Os Estados Unidos cumpriam o papel de fonte autônoma de demanda efetiva e prestador de última instância.

<sup>4</sup> Em alusão a H. Ford inventor e idealizador da produção de carros em série. A analogia está ligada a questão desse modelo enfatizar sobretudo a economia de escala na produção.

a administração governamental, impedindo o Estado ter o dinamismo necessário para acompanhar transformações tecnológicas, econômicas e sociais.

### **2.2.2.- CRISE DO PARADIGMA DO ESTADO INTERVENCIONISTA**

A crise do Estado começou em agosto de 1971 com a suspensão, feita por Nixon, da conversibilidade do dólar a uma taxa fixa com o ouro e a substituição do sistema de paridades fixas de Bretton Woods por um sistema de flutuações. Em outras palavras, o ouro deixava de ser a garantia das reservas monetárias e a obtenção de divisas passava a reger a forma de garantia, enfatizando-se a relação exportação-importação.

A este fato, acrescentaram-se problemas de déficit orçamentário e aumento da dívida pública interna e externa. A maioria dos países está sendo obrigada a fazer ajustes, principalmente nas empresas públicas, reduzindo as demandas de financiamento. A redução de gastos e os ajustes das tarifas têm sido, inicialmente, os instrumentos mais importantes para reformular o desempenho financeiro das empresas públicas.<sup>5</sup>

No campo energético, esse panorama de turbulência na economia mundial refletiu nos denominados "choques do petróleo" (1973, 1979), onde a ascensão do preço do barril chegou a valores sequer imaginados antes. Os países centrais adotariam medidas para mitigar a pesada dependência que tinham do petróleo importado.

Estas crises levaram a uma *débâcle* econômica no âmbito internacional (inícios de 80) e política (final de 80 e começo de 90) no âmbito governamental, tanto nos países sob a égide da economia centralizada quanto nos países periféricos da economia capitalista - toda a América Latina -, desmoronava-se o Estado intervencionista protetor, "timão" do desenvolvimento econômico nesses países.

Como decorrência dessas transformações políticas, sociais e econômicas, começa a ser discutido o novo papel do Estado. Nesse momento, o Estado torna evidente sua exaustão como agente financiador dos grandes projetos nacionais e estando fortemente

---

<sup>5</sup> A deterioração das empresas públicas, na América Latina, começou no final da década de 70 e piorou ao longo dos 80, quando tiveram que enfrentar um ambiente operacional extremamente competitivo. Os governos centrais; para manter em funcionando estas empresas, tentaram estabilizar os custos e reduzir despesas no funcionamento do setor público

sujeito a fatores exógenos como reflexo da globalização da economia mundial. Isto o coloca numa situação de fragilidade, até então difícil de imaginar pelos gestores do intervencionismo.

O contexto de mudanças acima descrito, acabou por colocar em xeque a presença do Estado intervencionista, mesmo em setores considerados "monopólios naturais". Paralelamente, perante a crítica situação que a economia mundial atravessava, elaboraram-se e amadureceram novos modelos sobre o papel do Estado. Esses modelos incorporavam teorias econômicas cuja ideologia pregava a retração do Estado na economia como um todo. Entre elas, veio à tona a corrente monetarista preconizando forte restrição dos gastos governamentais a fim de equilibrar as finanças internas e evitar a inflação crescente.

Outro fator que favoreceu a chegada ao atual estágio foi a revolução vivida nos campos empresarial, financeiro, tecnológico e industrial, isto é, a denominada competitividade econômica que busca a melhoria do produto, menor custo na produção, maior presença do mercado e a obtenção de maior lucro. Isto tem dado resultados satisfatórios no que tange ao comércio de bens denominados *commodities*. Porém, no setor energético, cujo dinamismo não se baseia atualmente na constante inovação tecnológica, mas sim na criação de novas formas de transação (contratos, vendas) para ganhar mercado, a permanência do Estado ficou dúbia.

Com essas implicações, apologistas da privatização passaram a defender que o Estado apenas deveria circunscrever-se a instâncias estritamente de apoio social (saúde, educação, segurança), embora muitos já questionem sua presença também nestas áreas.<sup>6</sup> Isto tudo fortaleceu a tese do Estado "mínimo", ou melhor, do Estado Regulador.

#### **2.4.- SURGIMENTO DO ESTADO REGULADOR**

A idéia de um Estado regulador surgiu nos Estados Unidos como algo inerente à atividade governamental. Econômica e politicamente falando, a regulação, segundo Musolf (1968), baseia-se em três tipos de motivação. O primeiro, é o desejo de refrear abusos do grupo econômico predominante. O segundo, menos punitivo e mais construtivo, é o desejo de moldar a economia segundo linhas consideradas compatíveis com o espírito da

---

<sup>6</sup> É o denominado "Consenso de Washington"

democracia. Finalmente, a regulação tem tido, às vezes, especialmente na área estadual (EUA), o propósito de proteger ocupações e profissões já existentes por meio de restrições quanto ao seu registro e padrões de desempenho.

Em termos ideológicos, a regulação tem se alimentado da crença de que ela representa o meio termo entre o *laissez-faire* e o socialismo. Em termos constitucionais e legais, a regulação aparece como poderosa atividade governamental por causa da elástica interpretação que lhe tem sido dada pelos tribunais. A regulação permite, e até mesmo incita, a abordagem pragmática, gradativa, dos problemas específicos de diretrizes públicas que parecem ajustar-se, em muito, ao temperamento norte-americano, mentores da regulação na atividade produtiva (Musolf, 1968).

Com o Estado intervencionista-protetionista atravessando grandes dificuldades para promover o crescimento econômico, começaram a ser cogitadas alternativas para superá-las. Entre elas a abertura total da economia, deixando o mercado reger a lei de oferta/demanda ou permitir a participação do capital privado nos setores produtivos em parceria com o governo; em ambas as situações, poder-se-ia apresentar o Estado como agente regulador e não mais como agente produtor.

Excluindo as áreas de saúde, educação e segurança pública, onde a presença do Estado é fundamental e ainda parece imprescindível, nas outras áreas pode, após uma reforma constitucional, perceber-se que o Estado regulador surge como a alternativa conjuntural neste período convulsionado da economia mundial.

Pode afirmar-se que o Estado regulador está, senão prioritariamente, pelo menos intimamente relacionado com a idéia de evitar abusos de monopólios e cartéis, organizando e promovendo a concorrência no mercado entre detentores de um determinado bem, a fim de assegurar sua disponibilidade à população.

A figura do Estado regulador é mais relevante quando a indústria ou setor regulado está sob controle majoritário da iniciativa privada.<sup>7</sup> Normalmente esta, deverá manter ou melhorar a eficiência do setor, visando melhoria da produtividade. Para isso faz mudanças no perfil de qualificações do quadro de pessoal e implementa uma cultura mais competitiva e orientada ao cliente. (ASPIAZU e VISPO, 1994).

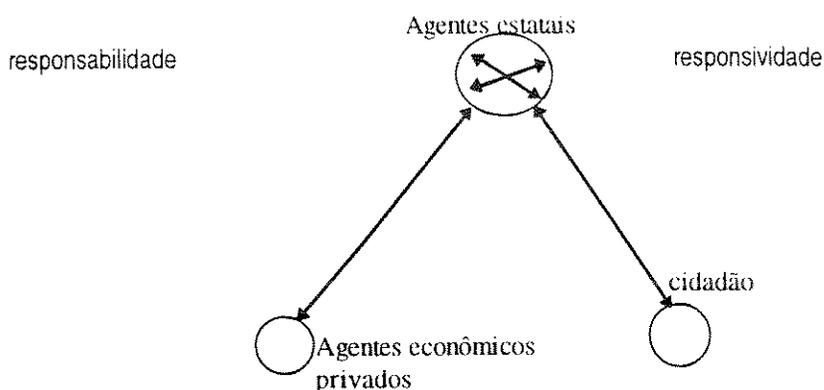
Para a reforma do Estado regulador, tomar-se-á como marco o esquema esboçado por PRZEWORSKI (1996), no qual são focalizados três tipos de mecanismos: os que relacionam o Estado com os outros agentes econômicos privados, os que relacionam o cidadão com o Estado e os que relacionam diferentes agentes estatais entre si. Estes mecanismos refletem de forma concisa, a sinergia que tem de existir entre esses três agentes sócio-econômicos.

Identificam-se, usualmente dois comportamentos do governo em relação ao cidadão. Por um lado os governos são "responsáveis", quando são capazes de controlar as ações econômicas dos agentes, em outras palavras, "a responsabilidade política" não necessariamente deverá traduzir-se numa proteção dos interesses do cidadão. Cita-se como exemplo a estabilização da moeda no Brasil, cujos objetivos são preservar e garantir o equilíbrio da atividade econômica do País, mesmo a preços sociais altos ( Fig 2.1).

No contraponto está a "responsividade", ou seja a ação do governo em defesa dos principais interesses dos cidadãos, mais especificamente, realizando políticas que uma assembleia de cidadãos, tão informados quanto o Estado, escolheria por votação majoritária.

---

<sup>7</sup> Cinco formas destacam-se para ampliar a participação do capital privado: por contratos com agências públicas, pela concessão de monopólios do setor público, por contratos de gerência, por cooperativas de consumidores e por *vauchers*<sup>7</sup>. (ROTH, 1987).



**FIGURA 2.1 RELAÇÕES: AGENTES ESTATAIS - AGENTES PRIVADOS - CIDADÃO**

Os dois conceitos acima descritos, são de grande importância para discernir a função do Estado regulador e devem ser incorporados na estrutura reguladora que qualquer governo tente implementar. A "responsabilidade" na elaboração de um marco regulador que organizará a concorrência entre as empresas e propiciará um terreno fértil para atrair investimentos, assim como a "responsividade" para evitar o abuso dos prestadores de serviço nos setores que detêm monopólio natural sobre o cidadão comum.<sup>8</sup>

Na concepção da economia contemporânea, quando há grandes custos fixos e pequenos custos marginais, se alcança a situação conhecida como monopólio natural. Varian (1994), define-a como a situação em que "a indústria monopolizada opera num ponto no qual o preço é maior que o custo marginal, portanto, em geral o preço será mais alto e o produto menor se uma firma se comportar como um monopólio do que se comportar competitivamente".

Uma situação de monopólio natural se dá quando o custo para produzir uma unidade adicional decresce em função do aumento da produção, de forma contínua na escala em consideração. Isto corresponde a um custo marginal decrescente. Em tais condições uma empresa monopolista pode praticar preços menores do que muitas empresas concorrentes,

<sup>8</sup> Pingelli Rosa e Senra (1995) apontam as seguintes peculiaridades do monopólio natural: a necessidade de estabelecer critério de tarifação já que o mercado não se auto-regula para minimizar preços, impondo-se a regulação pelo Estado para ligar os preços aos custos; a necessidade de distinguir a curto prazo onde a curva de custo pode mudar pois o parque de equipamentos varia; a necessidade de fiscalização e controle de custos por um órgão público regulador que expresse os interesses da sociedade, inclusive quanto ao uso de recursos naturais, de alternativas tecnológicas e à conservação de energia; a necessidade de se ter cuidado com a transferência da propriedade pública para a propriedade privada.

obtendo ainda assim lucros crescentes. Embora comum durante a ação do Estado intervencionista, quando era proprietário da companhia que explorava a indústria, essa situação pode provocar grande risco em termos de onerar a população quando a indústria passar ao capital privado e este não tiver controle regulador governamental eficiente.

## **2.5.- O PAPEL DO ESTADO NO SETOR ENERGÉTICO**

### **2.5.1.- A ENERGIA COMO UMA QUESTÃO ESTRATÉGICA**

A ação do Estado-intervencionista na administração pública tem sempre pesado sobre as escolhas energéticas, inclusive em países que proclamam com fervor o liberalismo econômico de suas economias (EUA, Grã Bretanha). Para Martin (1992), o setor da energia é imprescindível ao desenvolvimento da atividade econômica. Desse modo a presença do Estado se dá:

- Para garantir o abastecimento - O risco da interrupção no fornecimento de carburantes, combustíveis ou de eletricidade sempre tem um custo alto. Assim garantir a segurança do abastecimento energético seria uma missão inalienável do Estado, do mesmo modo que a defesa militar. Contudo, essa segurança pode ser procurada por diferentes meios; nem sempre compatíveis entre si e com outros objetivos perseguidos pelos Estados, principalmente com relação à competitividade econômica. Do ponto de vista técnico e pela importância da coordenação da operação do setor energético, havia a necessidade, tanto de vultosos investimentos quanto do planejamento da expansão.
- Para a gestão dos recursos naturais - Mesmo quando não lhe pertença legalmente o subsolo (nos Estados Unidos, por exemplo), o Estado é responsável pelas condições de exploração dos recursos naturais no território nacional. Poucos fatores tiveram uma influência tão grande nas escolhas energéticas quanto as oscilações de legislação relativa à mineração, na maioria dos países em desenvolvimento. A ausência do marco legislador favoreceu, em primeira instância a implantação de companhias transnacionais nesses países. Posteriormente, houve uma escalada do nacionalismo petrolífero graças à imposição de legislações rigorosas para companhias estrangeiras e à criação de sociedades nacionais para participarem da indústria energética. A última década, contudo, caracterizou-se por um retorno a legislações mais moderadas que pretendem

conciliar princípios de soberania nacional com a eficácia pela qual as companhias internacionais organizam a exploração do petróleo.

- Para a proteção dos consumidores - As infra-estruturas fixas, tais como oleodutos, gasodutos e redes elétricas, são muito sensíveis às economias de escala, o que explica a relativa dificuldade de estabelecer concorrência. Isso gera a existência de um monopólio, com todos os possíveis abusos que tal situação pode acarretar.<sup>9</sup>  
As peculiaridades de um monopólio natural muitas vezes inibem um mercado competitivo de energia desejável, mas que levaria à duplicação nos gastos dos empreendimentos de grande escala. Conseqüentemente, a tendência é haver ou uma empresa estatal, ou monopólio ou oligopólio de grandes empresas.
- Externalidades e irreversibilidades - À maioria das atividades energéticas caracteriza-se por ser predadora dos recursos naturais, acelerando a degradação do meio ambiente. Como conseqüência, a preocupação com o impacto ambiental está levando à imposição de rigorosos mecanismos de controle, seja através de regulamentações, taxas ou normas, às companhias envolvidas em toda a cadeia energética.

De forma geral, as estruturas institucionais da área de prestação de serviços públicos no setor de energia elétrica, têm experimentado um longo período de estabilidade. As reformas dos anos trinta e quarenta confirmaram a posição territorial das empresas elétricas; reforçando a função desenvolvimentista do Estado e dos mecanismos de coordenação e planejamento para favorecer a expansão acelerada do sistema elétrico, a gestão racional da malha ou rede e a universalidade do serviço, justificando sua presença (FINON, 1994).

Referido quadro começou a reverter-se no final da década de 70, beirando falência no início de 90. Vários são os fatores que têm levado a atual estado crítico do setor elétrico, entre eles a falta de capital de giro para investimentos das empresas sob a tutela do Estado, o produto das baixas tarifas e subsídios favorecendo determinados segmentos e a

---

<sup>9</sup> Diante desse dilema, os Estados foram levados a controlar o funcionamento das indústrias de rede. Eles estabeleceram o regime jurídico da concessão de serviços públicos que garante um monopólio territorial à empresa concessionária, privada ou pública. Em contrapartida, ela está submetida a um controle de suas tarifas e/ou de seus investimentos pela administração pública.

excessiva ingerência dos governos motivando gestões deficitárias que se foram acumulando em pesados endividamentos.

Perante essa delicada e precária situação das empresas públicas, o setor elétrico começou a deteriorar-se, pois os investimentos necessários para manter a demanda mínima estavam comprometidos pela crítica situação das finanças governamentais. Essa problemática vem sendo contornada com a privatização (venda) das companhias públicas estatais, opção adotada tanto nos países centrais (Inglaterra, Nova Zelândia, Bélgica) como nos países periféricos (Argentina, Bolívia, Chile, Paquistão e outros).

No que tange ao setor petrolífero, apenas nos anos 70 ocorreu uma entrada maciça das companhias nacionais de petróleo (CNP),<sup>10</sup> fazendo com que a presença do Estado crescesse, de modo a poder atuar e a destacar-se no aprovisionamento e canalização de fundos para projetos de petróleo e gás natural. As CNPs têm se mantido bastante ativas nos países em desenvolvimento, quase sempre em parceria com o capital privado, através de vários tipos de *joint-ventures* e/ou contratos de serviço com as multinacionais do setor (RAZAVI, 1996).

Desde o início, a indústria de petróleo contou sempre com uma majoritária presença do capital privado, o que facilita de certo modo, a característica internacional do mercado. Porém, tal peculiaridade tem contribuído para que o setor esteja mais sujeito a instabilidades conjunturais externas (choque do petróleo, guerra do golfo, etc.) que a ajustes internos da política energética local. Contudo, o panorama do setor de petróleo e gás natural hoje é diferente do setor elétrico, porque há longo tempo vem se observando um dinamismo nos investimentos, a jusante (*upstream*) e a montante (*downstream*) da cadeia e uma abertura de canais ao financiamento.

---

<sup>10</sup> Na América Latina em geral, a nacionalização da indústria de petróleo tinha acontecido algumas décadas antes.

As companhias nacionais de petróleo e gás natural também estão passando por uma reestruturação. Muitas delas estão sendo privatizadas,<sup>11</sup> conceitualmente, pelas mesmas razões expostas para o caso das empresas do setor elétrico. Por isso mesmo companhias locais, detentoras de grandes reservas no seu país ou que possuem mercados internos de grande porte, parecem necessitar de investimentos de capital privado. Contudo, apesar de necessárias as reformas, devido a serem indústrias com características próprias, a forma como se realiza a reestruturação deve ser analisada caso a caso. As reformas no setor energético, de forma geral, confirmam a emergente relevância do Estado regulador e a necessidade de estruturar arcabouço regulador, amparado constitucional e legalmente, a fim de lhe fornecer o poder adequado às novas circunstâncias.

### **2.5.2.- REFORMANDO E ORGANIZANDO O MERCADO ENERGÉTICO**

Nos EUA existem evidências de que o Estado participava da regulação do setor energético desde o final do século XIX (considerando-se às taxas impostas às companhias de petróleo). Ressalte-se, também, que a regulação, nesse país, como apontado antes, foi crescendo gradualmente, até tornar-se um exercício usual dentro do aparato governamental.

No setor energético, é fundamental que os propósitos do Estado, através do órgão regulador pertinente, se voltem para organizar o mercado, promovendo a concorrência. Isto evitaria conseqüências desfavoráveis para o consumidor advindas do monopólio e da concentração de poder em uma ou poucas empresas na indústria, disciplinando-as a realizar os investimentos que garantam a qualidade do serviço. Tais serviços levariam os preços cobrados a promover uma remuneração justa, mas não abusiva.

Como decorrência da aguda fase que atravessavam as indústrias estatais de energia elétrica e algumas de petróleo e gás natural em vários países, houve uma reestruturação das mesmas. A nova política para o setor energético público contemplava a participação do capital privado. O governo, nesse novo contexto, promove o investimento de capital privado num setor que, tradicionalmente, requer a inversão maciça de capitais. ( LOCK, 1995).

---

<sup>11</sup> Algumas devido a problemas sistêmicos do aparato produtivo do país e a questões político-ideológicas, muito mais que ao desempenho em si das empresas.

Contextualizando o marco energético, econômico e ambiental no qual o mundo está imerso, extraí-se alguns pontos de análise focalizando a margem de amplitude de uma reestruturação na inserção do setor energético:

- avanços tecnológicos estão possibilitando o acréscimo das reservas provadas de petróleo e gás natural,
- restrições na atuação do Estado no que tange à exploração e à comercialização de recursos petrolíferos e gasíferos, como consequência da incapacidade de canalizar suporte financeiro para os novos projetos,
- necessidade de parcerias entre empresas governamentais e as de caráter privado para novos empreendimentos na área energética,
- a sutil, porém, contundente presença nos projetos energéticos de porte de uma elite de empresas e companhias transnacionais que detêm o monopólio tecnológico,
- a crescente deterioração do meio ambiente pela presença de gases nocivos indica uma mudança na produção de energia a partir de fontes menos poluidoras,
- as energias alternativas, assim como o gás natural, virão a ter um peso maior no *mix* energético,
- os requerimentos da mão de obra especializada nos empreendimentos futuros de energia constatarem que estes terão um impacto social muito menor do que antigamente, confirmando-se as características da nova divisão internacional de trabalho.

No atual ambiente de acirrada concorrência, o Estado tem enfrentado sérias dificuldades de financiamento e reinjeção de capital nas empresas do setor energético, principalmente de petróleo, gás natural e energia elétrica. A estrutura do Estado intervencionista-protetor, baseada no modelo de economia dirigida, vem perdendo espaço para outro tipo de modelos econômicos mais dinâmicos e participativos.

### **2.5.3.- ALTERNATIVAS DE ATUAÇÃO DO ESTADO**

### 2.5.3.- ALTERNATIVAS DE ATUAÇÃO DO ESTADO

Os países de economias centralizada (Europa Oriental antes 1990) e os países da periferia capitalista (América Latina, Ásia) têm optado por três modelos para revitalizarem o crescimento da sua economia no setor energético (ver Quadro 2.1): a) Economia Autêntica de Mercado, quando a administração pública se retrai ao mínimo possível, normalmente pela venda (privatização) de patrimônio estatal, e nesse caso, a função do Estado é essencialmente reguladora; b) Economia Virtual de Mercado, onde o Estado atua como agente regulador, mantendo bases legais de uma economia dirigida; c) Economia Virtual Mista, quando o Estado propicia a co-produção junto aos investidores privados. Esses regimes e marcos legislativos básicos variam de indústria para indústria.

O setor energético se enquadra nos diferentes regimes econômicos, segundo mostra o Quadro 2.1. No lado esquerdo se especifica o tipo de economia que rege o setor e no lado direito, as funções que cabe ao Estado exercer nesse tipo de economia. O Estado como agente único da produção aparece nas denominadas Economia Autêntica Dirigida e Economia Virtual Dirigida. Este modelo prevaleceu, no mundo, em forma majoritária até 1990.

Pode-se afirmar que a Economia de Mercado Autêntica no setor energético é aplicada com maior abrangência nos Estados Unidos. Quando opta-se pela economia de mercado,<sup>12</sup> a existência de um órgão regulador eficiente e dinâmico é fundamental. Este deve estar dotado de todos os poderes e prerrogativas para organizar o mercado, promover a concorrência e agir drasticamente no cumprimento estrito das leis e regras, a fim de evitar abusos ou monopólios.

---

<sup>12</sup> Não cabe nesta análise ponderar qual a verdadeira "concorrência" existente entre as empresas numa economia de mercado, pois grandes conglomerados e grupos econômicos possuem evidentes vantagens competitivas perante grupos menores ou em formação, que tentam ingressar ao mercado. Mais ainda; recentemente, têm acontecido fusões de poderosos grupos de companhias para formar uma maior e mais sólida corporação, provavelmente com o intuito de economizar esforços para atingir o mesmo alvo, mas também, sem dúvida, para manter e/ou estender seu poder e influência no mercado, criando perigosos monopólios.

## QUADRO 2.1: REGIME ECONÔMICO DO SETOR ENERGÉTICO

Tipo de Economia	Características da Economia	
	regime econômico AUTÊNTICA	VIRTUAL
Dirigida	Monopólio Companhia estatal pública. (E&P, PG, T, D)	Monopólio virtual da companhia estatal
Mercado	Estados Unidos, Canadá, Argentina (E&P, GP, T, D)	Mercado Virtual (através de pontos de referência internacionais)
Mista	Venezuela (E&P), França (E&P, PG, T, D)	Co-produção virtual* Co-transmissão virtual**

Único Produtor  
o Estado

O Estado  
Regula

Estado como  
co-produtor e/ou  
co-transportador

E&P Exploração e produção  
PG Processamento de gás  
T Transporte de gás  
D Distribuição de gás

\* Através de contratos de serviço em E&P  
como forma de incentivo

\*\* Através de concessões tipo construção -  
operação transferência

FONTE: Baker, OGJ 1996

A outra alternativa é a Economia Virtual de Mercado, que tem bases legais da economia dirigida (o Estado detém ainda participação preponderante), por isso não requer investidores privados, nem como operadores nem como acionistas. Na Economia Virtual de Mercado requer-se pontos de referência internacionais sobre produtividade e preços. A idéia é que, com essas referências de valores e preços sobre os recursos (classificados segundo preços internacionais), podem obter-se as mesmas eficiências que se obteriam num mercado aberto (BAKER,1996). Em outras palavras, grupos operacionais da companhia pesquisam os respectivos pontos de referência internacional de produtividade e preços. Alcançar esses pontos significaria atingir a capacidade de competir no mercado.<sup>13</sup>

A modalidade da Economia Autêntica Mista considera o arrendamento ou a cessão de algumas partes da cadeia energética. Países como a Venezuela e a França permitem participações de empresas privadas na exploração e produção de petróleo e gás natural, embora por diferentes razões. No caso venezuelano, tempos atrás, predominava a denominada "política rentista"; hoje, há uma política visando ao "mercado externo".<sup>14</sup> No caso da França, a presença de empresas privadas se impõe porque todo o gás natural provém de mercados forâneos.

Há outra modalidade, o da Economia Virtual Mista, ainda não implementado nem experimentado e que poderia adaptar-se bem em países que relutam em abrir mão das suas empresas estatais de energia. Nesse tipo de Economia Virtual Mista, o objetivo é atrair fundos de investimento para a produção de petróleo e gás natural, transporte e outras atividades a jusante da indústria gasífera.

O conceito de "mercado virtual" pode ser aplicado na lógica da economia mista. Sendo assim, na Economia Virtual Mista, o capital privado ficaria a serviço da empresa estatal de petróleo, em caráter de contratista em todos os braços da indústria. Na exploração e produção, os contratistas contribuiriam com capital, serviços de desenvolvimento e

---

<sup>13</sup> A empresa estatal mexicana de petróleo PEMEX desenvolveu e praticou este modelo econômico nos programas de modernização da empresa entre 1989-94, durante o governo Salinas de Gortari.

<sup>14</sup> A Venezuela, entre 1943-57, limitou-se a arrecadar, na medida do possível, o extraordinário ganho pré-existente através da política fiscal sobre as companhias petroleiras que operavam no país. Nesses anos impõe-se a renda monopólica, através da legitimação do destino dos recursos petrolíferos. Após a nacionalização e a criação da empresa PDVSA em 1975, continuou com força a apropriação da renda proveniente do setor. ( Cordova K. Evolução da Matriz Energética Venezuelana e suas Implicações Socio-Econômicas 1970-90 Dissertação de Mestrado, 1996).

gerenciamento de jazidas, sendo estes remunerados através de incentivos baseados nos coeficientes de custo e do desempenho do trabalho realizado. As empresas contratadas no refino e transporte e adjacentes, complementarizam o orçamento da empresa com investimentos tipo concessão, na qual o contratista se responsabiliza pela construção e operação durante um período estipulado.

Dentre as alternativas possíveis para o novo papel do Estado no setor energético, cabe inserir uma nova modalidade de abordagem. Trata-se do Planejamento Integrado de Recursos - PIR -, que é um conceito que possibilita às empresas concessionárias de energia elétrica, bem como às de gás natural e aos órgãos reguladores do respectivo serviço público, uma avaliação consistente de ampla gama de recursos, tanto do lado da oferta como da demanda, capazes de satisfazer com eficiência as necessidades energéticas dos consumidores.

Nesse tipo de planejamento analisa-se, de uma forma explícita e eqüitativa, um grande número de opções de suprimento e de ações sobre a demanda, tenta-se internalizar custos sociais e ambientais associados às diferentes opções, incentiva-se a participação do público interessado no planejamento de recursos disponíveis e efetua-se uma avaliação dos riscos e incertezas oriundos de fatores externos ao exercício de planejamento e dos decorrentes das opções analisadas. Busca-se, dessa forma, um consenso na preparação e avaliação dos planos de expansão das empresas concessionárias de energia elétrica ou gás natural (BRITISH COLUMBIA UTILITIES COMISSION, 1993).

BAJAY et. al. (1996) descrevem as principais atividades envolvidas no PIR, cujos objetivos estratégicos são econômicos, financeiros, sociais e ambientais. Os autores também mencionam quais os obstáculos na implantação do PIR, sendo os mais usuais: falta de informação, barreiras institucionais e legais, barreiras financeiras, barreiras tecnológicas e de infra-estrutura e, finalmente, nível e estrutura tarifária. Essa nova abordagem certamente beneficiará o desempenho do setor elétrico e provavelmente do gás natural, por prever que este último poderá ter uma forte ligação com a primeira através das termelétricas.

## 2.6.- REGULAÇÃO: TEORIA E MODALIDADES

No dicionário AURÉLIO (1995), a ação de regular é entendida como "sujeitar conforme as regras, esclarecer e facilitar por meio de disposições a execução da lei e também estabelecer ordem e parcimônia". No entanto, é na língua inglesa, através do dicionário WEBSTER (1995), onde se define regulação de forma mais apropriada como "o estado de ser regulado e/ou uma regra ou ordem emanada por uma autoridade ou agência do governo que tem todo o apoio e a força da lei para fazer cumprir aquela regra ou ordem". É esse sentido que será considerado na discussão a ser desenvolvida ao longo desta tese.

A regulação hoje, não se limita a apenas organizar oferta/demanda do produto gás natural, eletricidade ou qualquer outro energético, mas se estende até a proteção ao consumidor. Em outras palavras, não se restringe a promover simplesmente concorrência empresarial, mas também a zelar pela qualidade do serviço fornecido ao consumidor e pelo menor impacto ambiental possível no fornecimento do serviço.

Acredita-se que no fluxo constante de dados da indústria para o órgão regulador se encontra o cerne da regulação. As condições de informação, particularmente a assimetria ou seu descompasso entre o regulador e a indústria regulada, são vistas como um grande obstáculo na estruturação de uma regulação eficiente. VICKERS e YARROWS (1991) descrevem a necessidade de especificar estratégias, objetivos, ordem e condições de informação para se evitar essa assimetria:

*... cabe à indústria tomar decisões sobre preços, níveis de produção, investimento de capital, capital do produto, investimento e redução de custos, inovação de produtos e outros. O governo tratará de regular algumas destas variáveis (preço, tarifa, qualidade de produto, benefícios) e, a menos que esteja bem informado sobre as condições e comportamento da indústria, é improvável que possa abranger a regulação de forma precisa sobre todos os aspectos das atividades da indústria.*

No caso das atividades econômicas, há anomalias na operação dos mercados que devem ser mediadas pela regulação, tomando esta necessária. A seguir são comentados

alguns pontos que mais influenciam na relação entre o regulador e a indústria regulada (KAY e VICKERS, 1988; VICKERS e YARROWS 1991):

a) A informação assimétrica - se o órgão regulador tiver acesso aos dados sobre as condições e o comportamento da indústria como um todo ou da empresa a ser regulada, estará em condições de executar uma supervisão eficiente. Isso, entretanto, pode transformá-lo em administrador da empresa, em vez de agente regulador. Na verdade, essa situação não se verifica, uma vez que os administradores do setor regulado conhecem muito mais que os reguladores as dificuldades que enfrentam, de forma que o regulador não pode observar nem interferir em todos os aspectos do comportamento da indústria.

b) Sensibilidade da demanda - é quando existem segmentos (industrial e comercial) nos quais os preços são divididos segundo faixas de consumo e/ou verifica-se flutuação da demanda diária ou sazonal. Tais segmentos devem ser tratados com maior cuidado em relação à estrutura dos preços, refletindo a sensibilidade à demanda a fim de evitar o racionamento.

c) franquias<sup>15</sup> .- Este tipo de concorrência possui características peculiares, em especial, quando o produto de que trata tem uma especificação simples. Nos sistemas de serviços públicos mais complexos, porém, é provável que seus méritos sejam superados pelos problemas de licitação não competitivos, a transmissão de ativos fixos e a suspensão do contrato. Outro aspecto é o da concorrência das unidades reguladas em mercados pouco remunerativos, onde há possibilidades de entrar em conflito pela ação do mecanismo regulador.<sup>16</sup>

d) Externalidades.- ocorrem quando o bem-estar de um agente econômico (indústria ou consumidor) é diretamente afetado pelas ações de terceiros. Um exemplo típico é a emissão de poluentes por usinas termelétricas ou por processos de transformação do gás natural. Esses efeitos não são contabilizados como custos pelos responsáveis por sua

---

<sup>15</sup> Franchising e Contracting out - formas representativas de transparência da administração e da operação de atividades para o setor privado, sem a renúncia ao controle estatal que se expressa via "leilões, doações, contratos, concessões, trocas e/ou transferência de dívidas, além de várias combinações destas formas. No Brasil conhecido como concessões de permissão, ou permissionários.

geração. Podem então, nas externalidades, ser vistas divergências entre a avaliação privada e a social de custos e benefícios. Além disso, tais efeitos podem ser apontados como um exemplo de mercados ausentes para a solução das divergências entre os agentes afetados.

e) Poder do Mercado.- existem ineficiências do poder do mercado quando, por exemplo, companhias com posição dominante se sentem tentadas a cobrar preços acima dos custos marginais associados à oferta. Concretamente se está falando de: atribuição de recursos. Mesmo quando um mercado é disputável em princípio, as autoridades devem estabelecer uma regulação efetiva e direta do preço e da qualidade dos serviços das companhias que operam no mercado, para incrementar tanto eficiência dos recursos como equidade social na distribuição do serviço.

As situações de monopólio natural, onde a economia de escala ou de escopo, fazem com que a concorrência envolva custos mais elevados ou duplicação desnecessária de esforços. Distorções próprias do monopólio, qualquer seja sua origem, têm provocado questionamentos a respeito dos limites no exercício da elaboração dos custos logo, na aplicação do preço do energético.<sup>17</sup>

Teorizam-se várias formas de regulação das atividades econômicas, cada qual para atender finalidades específicas. Ressalta-se que as regulações para compensar falhas do mercado não constituem, de modo algum, tendência socializante ou desvio estatizante e nem novidade na teoria econômica.

Na literatura são reconhecidos três tipos de regulação, usualmente exercidas nos mercados de fornecimento de serviço público como os explorados por companhias de energia elétrica, gás natural, telefonia e água. Estes três tipos são denominados de estrutura, da condução e do desempenho (KAY, 1988).

A regulação da estrutura é aplicada quando se quer especificar quais empresas ou tipos de empresas podem realizar determinadas atividades. Podem ser especificados a

---

<sup>16</sup> Nominalmente, a elevação do preço permitida na região A poderia depender, em parte, da evolução dos custos nas regiões B e C.

<sup>17</sup> Experiências práticas têm mostrado lucros exorbitantes no caso de monopólios privados e subsídios inaceitáveis no caso de empresas estatais que detêm monopólio.

forma do relacionamento comercial, o número de empresas participantes, o tamanho dos competidores bem como as relações comerciais a serem estabelecidas no mercado.

Enquadrados nesta modalidade, normalmente os serviços cujo fornecimento deve ser universal como o de energia elétrica - exigindo-se estendê-lo a áreas ou em situações em que não é economicamente rentável.

A regulação da condução é exercida através da imposição e fiscalização de preços, tarifas ou taxas às indústrias. Usualmente é exercida por medidas de estímulo, via política de preços e/ou tarifas, a fim de incentivar o uso e/ou controlar determinadas atividades produtivas e o consumo de determinados bens. A regulação da condução visa supervisionar diretamente as ações de operação e investimento das companhias reguladas. A forma mais conhecida e divulgada é o serviço pelo custo (*cost of service*), mecanismo pelo qual, basicamente, se garante o retorno do investimento, por isso também é conhecida como regulação da taxa de retorno.

A tarifa pelo custo de serviço estabelece uma remuneração em forma de taxa de retorno sobre o custo total investido. O regulador fixa a renda global das companhias como sendo igual aos seus custos totais. Os custos totais são constituídos pelos gastos de operação, de capital de investimento, da amortização, da depreciação dos equipamentos e dos custos originais. TENENBAUN et al (1992) apontam que há consenso em concluir que na regulação do custo de serviço há uma total ausência de incentivar a eficiência, principalmente porque as taxas não são ajustadas automaticamente para refletir as mudanças dos custos.

Um tipo de regulação da condução que TENENBAUN et al (1992) denominam de "regulação verde" é o planejamento integrado de recursos PIR, que é uma pesada forma de intervencionismo da regulação, baseado na crença de que as companhias estão produzindo o produto errado. Isto é, no caso da indústria de energia elétrica, sustenta-se que os objetivos de uma companhia elétrica deve ser produzir serviços de energia, não simplesmente eletricidade.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> A eletricidade estaria subvalorizada porque as companhias que prestam este serviço e seus consumidores não estão levando em conta o custo ambiental da operação das plantas de geração.

Um outro tipo de regulação da condução tem sido estimulado pela introdução da competição ou concorrência. Isto pode tomar várias formas. Nos EUA, por exemplo, o órgão regulador dá detalhados delineamentos de como estruturar e conduzir objetivos competitivos para os novos produtores na geração de energia elétrica.

A regulação do desempenho é exercida para controlar o comportamento das atividades das empresas. A regulação de desempenho tenta influenciar as ações e decisões do setor ou da companhia regulada, através de objetivos específicos antes que por um controle direto do setor ou da companhia.

As mudanças direcionadas para o *open access* (acesso livre a terceiros) nas redes de transmissão (energia elétrica), transporte (gás natural) e distribuição, numa indústria verticalmente integrada, é um exemplo explícito que ampliará a regulação de desempenho.

Uma versão da regulação do desempenho ou incentivo é conhecida como serviço pelo preço (*cost of price*), focaliza a taxa de incremento da receita. Um exemplo típico da versão mais difundida é o *price cap* através da famosa fórmula  $RPI-X+Y$  criada para regular as indústrias de energia elétrica e de gás natural da Grã Bretanha.

O primeiro termo da fórmula normalmente reflete ajustes inflacionarios ou deflacionarios se for o caso, decorrentes ao longo de um período (mês, ano) e é automático, não requerendo a intervenção direta do regulador. O segundo termo é um índice atrelado normalmente á eficiência e pode monitorar-se mediante metas tecnológicas e ambientais, previamente fixadas pelo órgão regulador. Quando alcançadas as metas reduz-se da tarifa cobrada ao consumidor. Finalmente, o último termo incorpora gastos endógenos não previstos, exemplo deles são possíveis acidentes, aumentos no custo de indenizações em áreas onde a rede deverá passar ou de gastos para desviar o traçado original do gasoduto. Quando os custos aumentarem, a tarifa também aumenta, necessariamente. No final de um determinado período, é revista a tarifa.

No caso da regulação do serviço pelo preço, as tarifas são ajustadas automaticamente para refletir mudança de custos, porém, não existe garantia de que à companhia será permitido recuperar todos seus custos. Já no caso da regulação de condução PINGUELLI ROSA e SERNA (1996), apontam que a desvantagem do serviço pelo

custo é que as taxas de retorno somente poderão cair se existir concorrência. O preço, então, por mecanismos do mercado, tende a se aproximar do custo de serviço. No caso de monopólio, esse mecanismo, obviamente, não existe.

Os elementos essenciais para que a regulação atinja os objetivos traçados são os seguintes, segundo DEVLIN (op.cit.):

- Os sistemas reguladores devem ser definidos muito antes de se iniciar a venda das indústrias públicas, com o intuito de criar um histórico na nova fase reguladora e, possivelmente, corrigir alguns problemas operacionais mais agudos ainda durante a posse do Estado. No mínimo deveria ser evitada a privatização simultânea de vários serviços públicos cujos sistemas reguladores ainda não tenham sido definidos e aprovados.
- Os sistemas reguladores devem ser regidos por normas impessoais e diretas, claramente definidas, tecnicamente coerentes com as capacidades administrativas dos futuros regulados. Devem ser compreensíveis não somente para os acionistas e os executivos, como também para os consumidores. Esboçar um sistema regulatório complexo pode ser atraente na teoria, porém, na prática, pode provocar mais dificuldades que soluções.
- Órgãos reguladores devem ser instituições públicas autônomas e os membros da direção não devem ter nenhuma afinidade ou interesse acionário no setor regulado, como também devem protelar quaisquer vínculos políticos com o governo.
- Os técnicos responsáveis pela regulação devem ter alta qualificação, ser muito bem pagos (em relação à indústria que será regulada) e, terminadas suas funções, estarem proibidos de trabalhar no setor regulado durante um determinado período.
- A cúpula diretiva do órgão regulador deverá contar com canais fluentes de comunicação com a indústria pertinente, porém, reservando-se as decisões finais nos litígios.
- É preciso criar um fórum legal e específico para resolver as discordâncias entre a indústria e o regulador.

A revisão oficial da regulação nos diversos serviços públicos deverá realizar-se em intervalos razoavelmente equânimes, para evitar a dispersão temporal de esforços e a simultaneidade desses processos. Deve ser considerada a alternativa de inserir um processo de controle contínuo e com miniajustes similares ao do tipo do câmbio móvel. Partindo-se da constatação de que os incentivos para o mercado não são suficientes para conduzir a um ótimo coletivo, inserem-se as externalidades ambientais dentro da regulação.

Muitas vezes a política reguladora caracteriza-se por adotar um arranjo de mecanismos de incentivos tais como induzir à indústria agir conforme o interesse público, o que dependerá do Governo, da tecnologia e da demanda. VICKERS e YARROWS (1991), identificam esta regulação sob a óptica da teoria do agente (indústria ou setor regulado) e o principal (regulador).

Essa teoria aplica a regulação de incentivos e, segundo SCHMALENSE (1993), pode ser uma saída para melhorar a eficiência da indústria, porém, ele lembra que incentivos somente estão presentes quando os preços não seguem os custos. Mais ainda, os sistemas de incentivo devem provocar um tipo de pressão entre custos e preços, de sorte que uma desregulação total pode ser um grande incentivo, embora não reflita benefícios tão bem quanto uma concorrência efetiva.

Nessa modalidade busca-se um *trade-off* (ponto de concordância) entre promover incentivos, visando a uma produção eficiente, e garantir preços que estimulem um eficiente consumo, considerando-se, sempre, o ambiente em que opera a indústria regulada. Cada sistema regulador providenciará aos setores regulados incentivos a curto prazo, desde que haja um compromisso da indústria em tomar atitudes que impliquem melhoria dos seus lucros sem precisar de incentivos.

A conclusão de SCHMALENSE (op. cit.) sobre incentivos é que eles podem propiciar uma regulação baseada em antecedentes teóricos ou conveniências administrativas para otimizar o desempenho dos setores regulados. Na prática, no entanto, a distribuição potencial dos incentivos de regulação parece relativamente limitada a esquemas que consistem em ajudar a incentivar a eficiência já estabelecida pelo *status quo* da regulação. Às vezes, se esta for mal estruturada, prejudicará o desempenho do setor. De forma geral a

regulação de incentivos é incapaz de gerar concorrência e os incentivos moderados têm, também, somente efeitos moderados no desempenho.

Pode se inferir que para o mercado alcançar o equilíbrio entre eficiência na prestação de serviço ao consumidor e uma taxa de retorno compensadora para o investidor, é necessário algum tipo de regulação pública sobre a indústria regulada. Porém, enfatizam VICKERS e YARROWS, (1988), o que realmente importa, para que a concorrência seja verdadeira não é a propriedade da indústria *per se* mas a estrutura do mercado, ou seja, se este é competitivo ou não.

Segundo MAJONE (1996), para a teoria econômica, a regulação não enfatiza sobre a eficiência de corrigir mercados malsucedidos, mas sim sobre uma redistribuição de renda de alguns grupos na sociedade (tipicamente, consumidores e interesses difusos) para outros (produtores e políticos). Isto está baseado na suposição de que agências reguladoras são capturadas por atores políticos com a função não de fortalece-las e sim para assegurar e manter seu poder político.

### **2.6.1.- ABRANGÊNCIA DAS FUNÇÕES DO ÓRGÃO REGULADOR**

No setor energético são, basicamente, as indústrias de serviço de energia elétrica, gás natural, carvão e petróleo que estão sendo reestruturadas, reformadas, desintegradas e privatizadas. Para organizar a concorrência entre elas, o papel do regulador torna-se mais "diverso e abrangente dentro do propósito, porém, não necessariamente mais intervencionista no processo" (LOCK, 1995). Ou em outras palavras, amplia as tarefas de fiscalização, mas deixa livre a indústria para arranjos de funcionamento do mercado.

Uma comissão reguladora deve ser dinâmica, mentalmente aberta e possuir uma constituição adaptável, que responda rapidamente ao desenvolvimento ditado pela concorrência. O órgão regulador deve proteger o consumidor do monopólio abusivo e do fornecimento de um serviço precário; assegurar segurança e bom desempenho no atendimento; impor a disciplina comercial nas empresas, nos consumidores e na relação entre eles; proteger os investimentos feitos no setor, garantindo às empresas condições para que possam auferir um fluxo de renda suficiente para melhorar sua capacidade de investimento para expandir ou reabilitar seus sistemas segundo as necessidades; impedir,

mediante mecanismos de competição de mercado, possíveis abusos do monopólio de energia que alguns setores poderão ter.

Para reunir esse amplo leque de competências, o regulador precisa ter a autoridade e o poder para levar a cabo seus rigorosos deveres; necessários a uma regulação efetiva. A comissão reguladora também precisa estar disposta a esclarecer questões estatutárias, garantir que seus poderes sejam exercidos, zelar pelo interesse público e finalmente, estar propensa a realizar revisões objetivas, ou a viabilizar a cassação da concessão, quando necessárias.

Para isso, o regulador precisa ter autonomia e não sofrer ingerências políticas, embora, como um apêndice do governo, nunca poderá estar totalmente divorciado de sua política. É importante que um conjunto claro de regras de regulação seja desenvolvido para se saber onde e como o governo e o regulador podem interagir e, além disso, demarcar e definir uma linha precisa entre os assuntos da política governamental geral (a qual o regulador deve seguir) e a execução de tarefas reguladoras (nas quais o governo não deve interferir).

É fundamental que nas decisões reguladoras, os deveres específicos do regulador e os objetivos do esquema regulatório estejam claros, a começar pela criação de um estatuto regulador. LOCK (op. cit.) afirma que o cerne do regime regulador é servir ao interesse público. Para tal, a comissão ou órgão regulador tem o poder de:

- estabelecer um regime apropriado de licenciamento ou algo equivalente para garantir que cada instituição do setor de serviços públicos leve a cabo a responsabilidade de garantir um suprimento seguro, confiável e adequado através da regulação da qualidade do serviço;
- regular para garantir um planejamento e uma operação eficientes, técnica, econômica e ambientalmente mente, do serviço fornecido;
- regular preços e tarifas para proteger o consumidor de encargos excessivos devidos a um comportamento monopolista ou ineficiente e permitir a recuperação dos custos com taxas razoáveis de retorno dos investimentos feitos pelas entidades reguladas;

- encorajar a concorrência onde for apropriada e adaptar a regulação de tal forma a disciplinar o comportamento econômico e garantir a eficiência;
- licenciar programas de investimento, assuntos organizacionais, disposição de fundos, fusões e aquisições onde for preciso, para garantir uma regulação efetiva e eficiente no setor energético;
- impor rendição de contas uniformes e repartir requerimentos e licenças, garantindo a recuperação suficiente de renda através do licenciamento para atender a tarifa padrão de recuperação de todos os gastos necessários incorridos no investimento feito;
- demarcar a política reguladora, permitindo que outros participantes do setor energético, tais como governo, sociedade em geral e investidores, atinjam os objetivos estatutários reunidos;
- evitar distorções ao consumidor em relação aos preços cruzados e aos subsídios incorporados, os quais destroem e desvirtuam a concorrência e a eficiência.
- garantir meios para a própria subsistência autônoma de modo a evitar decorrente do aporte de recursos.

Apesar da autonomia para decidir, pouco usual no contexto das instituições da estrutura governamental, um órgão regulador independente pode ter graves problemas de legitimidade política. Estabelecer a credibilidade nos processos é fundamental como marco para as tomadas de decisão que sejam favoráveis ao interesse público. Os mecanismos para legitimar esses propósitos devem ser as audiências públicas, como uma forma de referendar as decisões de peso, com processos transparentes, culminando com textos claros e legíveis, decisões bem justificadas, dando oportunidade à participação nos processos de decisão da maior parte dos grupos que representam os atores envolvidos.

Uma regulação efetiva requer poderes completamente legais para garantir que o regulador possa obter toda a informação necessária para tomar decisões acertadas e fazer cumpri-las. Para complementar esses poderes, o órgão regulador deve ter autoridade para delegar tarefas, propor ações e exigir decisões em assuntos menos conflitantes para

comissões independentes e inclusive para que o *staff* esteja imune à responsabilidade pelas conseqüências econômicas das ações legítimas consumadas.

Considera-se, de forma abrangente; que não deveria haver um "contrato" entre o órgão regulador e as indústrias reguladas. Assim, o *staff* do órgão regulador não estaria limitado a si mesmo, nem comprometeria seus sucessores a seguir uma política particular no futuro. Essa diferença tem implicações importantes para o arranjo de uma regulação de incentivos socialmente desejáveis e em consonância com as metas nacionais.

O órgão ou comissão reguladora deve observar o desempenho em tempo hábil da indústria regulada, o que depende de três coisas, não tão evidentes, Estas são: o esforço devotado pela administração da indústria (gás, petróleo, energia elétrica) para reduzir custos de longo prazo; as características dos equipamentos e outros eventos aleatórios e, finalmente, os parâmetros de função de custos da indústria ( SCHMALENSE, 1993).

Dentro da análise de alguns princípios básicos não se produziu, por enquanto, nenhuma panacéia, quanto a fórmulas ou lineamentos, por aqueles que têm estado procurando guiar a estrutura de preços de indústrias reguladas. Ainda, o princípio segundo o qual todos os custos deveriam estar baseados nos custos marginais é o melhor mecanismo, porém alguns princípios básicos, antes mencionados, deverão governar a formulação de um sistema de regulação.

Política reguladora deverá refletir o balanço implícito de poder entre interesses econômicos. Assumindo como tal, uma corrente de controle para modelar o comportamento de políticos e instituições burocráticas, que sempre operam para fornecer uma tradução fiel e refinada dos interesse privados desta política.

A teoria do agente-principal é um reflexo disto. O agente usualmente tem mais informação que o principal (regulador) em relação aos detalhes das tarefas incumbidas a ele, bem como em relação de suas próprias ações, capacidades e preferencias. Agentes podem levar vantagem do alto custo de ponderar suas características e desempenho para engajar-se num comportamento oportunista. Tal comportamento oportunista, implica em custos ao principal, quem esta interessado em monitorar o comportamento do agente e estruturar um contrato de tal forma a reduzir o "custo do agente".

A aplicação desta teoria ao problema de controle político decorre em duas hipóteses-chaves MAJONE (1996). Primeiro os agentes (públicos) burocráticos são limitados por contratos para servir, principalmente aos eleitos democraticamente; seu primeiro dever é uma implementação fiel da lei. Segundo, com o tempo, interesses de políticos e burocratas tendem a divergir. Isto porque objetivos políticos mudam de aquele existente quando os princípios democráticos adotados para um determinado programa político e, também, porque burocratas desenvolvem interesses separados como resultado de pressões institucionais e externas. Assim, quando políticos tentam controlar a implementação política, burocratas, freqüentemente, tentam eludir essas demandas.

As novas teorias institucionais da regulação mostram precisamente que os órgãos reguladores podem ser monitorados e mantidos politicamente responsáveis somente por meio de uma combinação de instrumentos de controle como: supervisão por comitês especializados do Congresso, poder presidencial de nomeação, estritos requerimentos de procedimento, padrões profissionais, participação pública e revisão judicial.

Quando todos esses sistemas funcionam corretamente, ninguém controla uma agência independente, ainda que a agência esteja "sob controle". Agências reguladoras são também importantes para garantir continuidade na política reguladora, que os gabinetes, por causa das eleições, param, enquanto que o exercício de uma tomada de decisão por uma agência, devesse prover flexibilidade não somente na formulação da política, mas também na aplicação de políticas para circunstâncias particulares.

Considerando o modelo majoritário, a única fonte de legitimidade e responsabilidade é a proveniente dos votantes ou dos seus representantes eleitos. Medidos por este padrão, agências independentes correm o risco de ser vistas, unicamente, como anomalias constitucionais, as quais não se adequam bem dentro da estrutura tradicional de controle, mesmo como desafios aos princípios básicos da teoria democrática e do constitucionalismo.

Segundo HENRY (1997), a confiança que um mercado competitivo consiga passar para uma das partes (consumidor-companhia ou companhia-companhia) pode resultar da capacidade do órgão regulador de exercer sanções, o suficientemente dissuasivas, para que a outra parte tenha o comportamento esperado dentro do clima concorrencial, ou pela

convicção que as partes envolvidas assumam um comportamento marcado pela ética da reciprocidade.

Contudo, sem ser prisioneiro de formalismos jurídicos, o órgão regulador deve sempre observar regras de condução que deverão manter sua independência. No entanto, pode ocorrer, as vezes, que a implementação de restrições grandes e pesadas, afastem ao regulador de seu objetivo principal, que é de impedir toda ineficiência econômica importante, em particular as que vão em detrimento dos consumidores, nos mercados onde a concorrência não se desenvolve o suficiente.

Um primeiro equilíbrio a ser adotado pelos órgãos reguladores é entre análise econômica e as tomadas-de-decisão políticas e administrativas. Os órgãos que regulam os mercados têm importantes decisões a tomar, proibições a definir, e em alguns casos sanções a impor. Estas tomadas de decisão devem ser baseadas, acima de tudo, em análises válidas e definidas.<sup>19</sup>

Neste intuito, um esforço concentrado com os principais atores econômicos envolvidos é uma grande ajuda para a definição da norma e de sua eficácia. Pois, segundo MAJONE (1996) "não há nada mais vão que uma norma teoricamente coerente mas praticamente inaplicável". Por esta razão as autoridades responsáveis da regulação do mercado devem favorecer um caminho de cooperação e ação conjunta com os agentes econômicos, como um meio de colocar regras efetivas para a economia em vigência. Ao mesmo tempo, os reguladores devem sobreviver à ação destes ou outros agentes, as vezes mesmo recorrendo á imposição de penalidades. Em última instância, a eficácia da regulação depende, sobretudo, do balanço extraído entre estas duas funções.

O segundo equilíbrio é a necessária independência das autoridades responsáveis da qualquer tipo de regulação (desempenho, estrutura ou condução) ou a menor necessidade de reter algum grau de controle sobre elas. Os meios para garantir este equilíbrio são organizacionais e a maior parte práticos.

---

<sup>19</sup> Por exemplo a criação de um Centro de Compras, o que é uma forma de concentração do poder, pode ter um favorável impacto no consumidor final, com uma possível redução de preços, embora muitas vezes possa agir de forma prejudicial á livre concorrência. Neste contexto, a eficiência de uma norma de concorrência está diretamente ligada a sua própria e rigorosa definição.

Muitos detalhes aparentemente triviais têm uma importância simbólica e prática. Assim por exemplo, o modo de nomeação do presidente do órgão regulador, a possibilidade de *impeachment*, os acordos de poder futuros sobre a nomeação de colaboradores e finalmente as formas de financiar a instituição.

O estabelecimento da independência de um órgão regulador, baseado no estrito balanço entre autonomia e controle, assenta-se não somente sobre questões organizacionais mas, também, sobre experiência prática e perícia técnica, as quais vão formando, lentamente, um gradual processo de adaptação.

Para achar este equilíbrio, DEMARIGNY (1996) tem acrescentado o equilíbrio entre considerações legais e conceitos econômicos. Ele percebeu que advogados costumam colocar grande atenção ao balanço geral do poder na sociedade, ao controle da cumulação de poder e a uniforme aplicação das leis. As pessoas que enfatizam o lado econômico, por outro lado, focalizam o desenvolvimento econômico relacionado a decisões em assunto de competição, freqüentemente negligenciando suas conseqüências distribucionais dando por entendido o fato que eles podem maximizar "bem-estar agregado".

PILGRETTI (1995) resume que o órgão regulador deve assumir vários papéis: de juiz, porque deve julgar cuidadosamente a veracidade e a idoneidade do contrato de concessão; de executivo, porque tais contratos envolvem o Estado e os empresários que tomaram para si a prestação dos serviços públicos e, finalmente, de legislador, porque determina as regras de caráter técnico, de segurança, econômicas e comerciais.

## **2.7.- COMENTÁRIOS**

À medida que a sociedade tem evoluído, vem participando cada vez mais ativamente nas decisões em seu meio. O Estado, por sua vez, ampliou sua legitimidade e poder, mas, também, adquiriu deveres e obrigações a fim de garantir os direitos do cidadão.

Na transição que se observa do Estado intervencionista ao Estado regulador, a parte mais difícil não estaria na venda de empresas públicas de energia ou na outorga de concessões, nem sequer na elaboração das atribuições e dos objetivos do órgão regulador. A maior dificuldade encontrada em países que vivem a experiência reguladora é muitas vezes a problemática conciliação de interesses das empresas economicamente poderosas

com o exercício das atribuições do órgão regulador o qual representa, teoricamente, o consumidor. A firmeza e idoneidade dos membros da comissão reguladora devem torná-la incólume à pressões de qualquer natureza.

Dois questionamentos podem ser feitos em relação às forças competitivas do mercado: as forças potenciais da concorrência operam com a eficiência suficiente para eliminar ou reduzir as necessidades da regulação? as políticas de liberalização requerem na verdade a intervenção pública para garantir que a concorrência potencial seja eficiente?

Aqui vale a pena colocar a tese de que a economia de mercado implica um sistema de mercado auto-regulável e este supõe que o lucro possa ser o único motivo da ação e comportamento humano. Essa suposição está levando a uma inversão do papel do mercado nos sistemas econômicos. O que até então era acessório da vida econômica (esta por sua vez, determinada pelo sistema social), transforma-se agora em determinante do sistema social. A inversão é melhor compreendida pelo fato deste incorporar, como mercadorias, o trabalho e a terra.

A idéia de colocar o trabalho e a terra como mercadorias oferece um princípio de organização vital em relação à sociedade como um todo para a imposição do mercado auto-regulável. As instituições e os comportamentos humanos deveriam moldar-se de forma a não impedir o funcionamento do mecanismo de mercado nas linhas de maximização do lucro.

Assim, o mercado assumirá o papel de único dirigente do destino dos seres humanos e do seu ambiente natural, trazendo uma mudança na organização da própria sociedade. Dentro desse quadro a sociedade humana acaba se tornando um mero acessório do sistema econômico.

Sintetizando e respondendo as duas perguntas formuladas, pode afirmar-se que sim, é necessária a intervenção pública supervisionada por um órgão regulador rigoroso na aplicação das regras que garanta a concorrência e zele pelos direitos do consumidor.

A saída à crise do Estado intervencionista apresenta diversas alternativas. As mudanças que tem acontecido no âmbito político e econômico a partir dos anos 90, tem

enfraquecido a soberania e o poder do Estado intervencionista e fortalecido entidades supranacionais, externa e internamente deverá repercutir também no fortalecimento de entidades reguladoras.

O Estado regulador antecipa-se como o novo paradigma político para o século XXI. Contudo, o amadurecimento dos governos com pouca ou nenhuma experiência, deve ser enfatizada e assimilada da forma mais eficiente e equânime. Estruturando órgãos reguladores justos e eficientes o Estado pode garantir ainda um papel de extrema relevância nas diretrizes do desenvolvimento dos países.

## **CAPÍTULO III**

### **O GÁS NATURAL NO CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL**

#### **3.1.- INTRODUÇÃO**

Neste capítulo apresentam-se os principais segmentos onde o GN é utilizado com maior intensidade, bem como um breve relato da história do gás natural GN e a descrição da paulatina ascensão de sua utilização no contexto dos recursos energéticos destacando a importância que os recursos naturais têm adquirido para o desenvolvimento econômico e tecnológico dos países.

Constituem-se, também, os dois agentes que desempenham papel fundamental na indústria de GN, nominalmente, o governo e as empresas, analisando-se a importância de cada um deles na execução dos projetos gasíferos e na criação dos mercados de GN. Finalmente, comentam-se os mecanismos de financiamento mais utilizados hoje em dia na indústria de GN e a interrelação entre o Estado e as companhias privadas com as agências financiadoras internacionais.

#### **3.2.- FATORES DETERMINANTES NA ESCOLHA DO GÁS NATURAL COMO ENERGÉTICO**

Desde os primórdios da Revolução Industrial, o papel exercido pelos energéticos, tais como o carvão, num primeiro momento, e o petróleo, posteriormente, tem sido fundamental para o desenvolvimento tecnológico e industrial. Pode se dizer que o crescimento econômico e industrial tem estado sempre atrelado à disponibilidade e ao consumo de recursos energéticos.

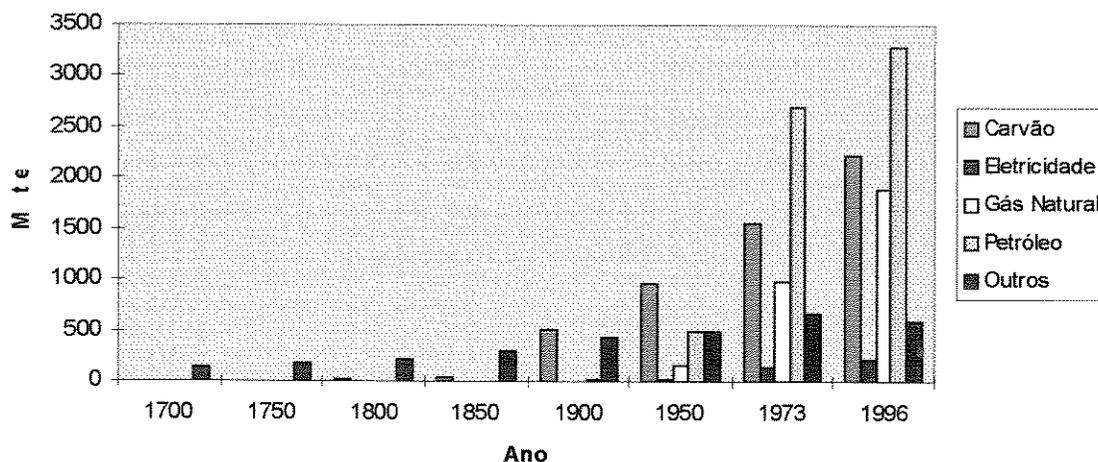
A contribuição do carvão para o desenvolvimento industrial foi fundamental em nações como a Inglaterra, nos séculos XVIII e XIX (Martin,1990). Na Primeira Revolução Industrial, o uso do carvão esteve presente em todos os meios de produção. A grande disponibilidade de jazidas carboníferas na Grã Bretanha (principalmente em Gales e na parte oeste da Inglaterra), tornou-a precursora do desenvolvimento tecnológico no século XIX, com uma primazia esmagadora. Os Estados Unidos e vários países europeus (Alemanha, França, Bélgica, Holanda, Suécia, Polônia, Rússia) entraram, anos mais tarde, no processo de industrialização sustentado pelo carvão, muitos dos quais mantêm a vanguarda industrial no desenvolvimento de tecnologias de ponta até os dias atuais.

O carvão mineral tem sido, até poucas décadas atrás, o energético utilizado em maior escala, deslocando a lenha que sofreu um declínio de 70% na participação, em 1860, caindo para quase 20%, em 1900. O abandono do carvão vegetal não foi devido à escassez de recursos, nem a seu rápido esgotamento, mas ao fato de que a exploração da hulha era relativamente barata e sua abundância nas jazidas européias possibilitaram um aproveitamento mais vantajoso desse recurso energético bem como sua potencialidade energética.

A presença do carvão no topo dos insumos energéticos manteve-se até o século XX. Nessa época, no entanto, já se observava nitidamente a importância que outras fontes energéticas vinham adquirindo. A queda (percentual) do carvão começou a evidenciar-se, da mesma forma que ocorrera com a lenha, 70 anos antes, embora o seu uso para a geração de eletricidade tenha se mantido crescente até a década de cinquenta do presente século.

O final do século XIX e o início do século XX assistiram a uma reformulação da matriz energética mundial com a descoberta da eletricidade e do motor a combustão. A indústria de eletricidade, bem como de petróleo, estão intrinsecamente ligadas à inovação tecnológica. No caso do petróleo, o motor a combustão desencadeou um aumento no consumo sem precedentes em relação a qualquer outro energético no mundo inteiro em um espaço de tempo relativamente curto (Gráfico 3.1).

A exploração e comercialização do petróleo despertou os mais ousados sonhos de enriquecimento. A visionária lucidez de uns ou a habilidade negociadora de outros, fizeram com que todo o comércio mundial de petróleo ficasse restrito ao controle de um grupo de (sete) empresas de capital privado, cujo poder foi crescendo na direta proporção em que as necessidades do novo energético aumentavam.



**GRÁFICO 3.1: PARTICIPAÇÃO HISTÓRICA DAS FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA NO CONSUMO GLOBAL (MTEP)**

Fonte: Martin, p. 42, OGJ, p 57, 1996

A exploração do petróleo em grande escala emergiu nos EUA, em 1859, com a descoberta de jazidas de grande porte na Pensilvânia. Nascia, desta forma, uma das indústrias mais bem sucedidas de todos os tempos, - a indústria do petróleo -, cujo principal artífice foi Rockefeller, presidente e fundador da Standard Oil Company, a maior e mais lucrativa companhia de petróleo até seu desmembramento forçado pela lei *anti truste*, editada em 1913 pelo governo norte-americano (YERGIN, 1993).

O desenvolvimento de novas tecnologias direcionadas para o uso do petróleo e seus derivados incorreu na paulatina substituição do carvão. Com a invenção do motor a combustão, em 1903, foi dado um salto tecnológico gigantesco e apontada uma mudança estrutural na economia mundial (GALBRAITH, 1977). Estava nascendo a Segunda Revolução Industrial, que determinaria o uso, em grande escala dos hidrocarbonetos, particularmente do petróleo e de seus derivados.

Fatores de caráter técnico, tais como o alto poder calorífico do petróleo e de seus derivados, aliados à fácil combustão dos mesmos, se comparados com o carvão, e fatores de caráter econômico, como o alto lucro proveniente da relação custo/renda, culminaram na ascendente e rápida presença do petróleo como a principal fonte energética mundial. A difusão do seu uso e a adaptação e transição da tecnologia no setor de transportes (especialmente na aviação, hoje o maior consumidor de produtos refinados de petróleo),

químico e farmacêutico, consolidaram o petróleo como a fonte energética mais eficiente e econômica.

O crescimento exponencial na utilização dos hidrocarbonetos, principalmente do petróleo e seus derivados, após a Primeira Guerra Mundial, deve-se, em grande parte, a dois motivos: tecnológico, pela constante melhoria dos equipamentos quanto ao rendimento, a eficiência, a relação de combustível usado e a potência instalada (kJ/kW); e por motivos econômicos, pois os custos de transporte do petróleo facilitam o desenvolvimento de mercados que o utilizam.

Após a Segunda Guerra Mundial, os requerimentos mundiais de petróleo cresceram vertiginosamente, atingindo patamares preocupantes, tanto pela constante ameaça de escassez (embora as reservas não tenham parado de crescer anualmente) como pelos efeitos secundários (principalmente ambientais) provocados por seu uso. Não obstante a crescente utilização do petróleo, o GN começou a penetrar de forma discreta em vários segmentos do mercado energético. Porém, a não disponibilidade de uma tecnologia apropriada para seu aproveitamento resultou em desinteresse pelo seu uso e, conseqüentemente, na sua queima ou reinjeção nos poços de petróleo onde se mostrava presente.

A utilização dos hidrocarbonetos em grande escala tem ocasionado inúmeras modificações no planeta, seja de caráter econômico, energético e/ou ambiental. O produto mundial bruto cresceu 20 vezes desde 1900, enquanto a poluição ambiental triplicou no mesmo período - quase  $200 \times 10^6$  t de  $H_2SO_4$  e  $NO_x$  adicionais estão presentes na atmosfera e a queima de combustíveis gera um acréscimo de 25% no dióxido de carbono, principal gás causador do efeito estufa -, e o consumo de combustíveis fósseis cresceu 10 vezes desde aquele ano.

A intensa utilização dos hidrocarbonetos começou a se manifestar no meio ambiente, de forma preocupante, nas duas últimas décadas.<sup>1</sup> As pesquisas têm demonstrado um incremento da presença de  $CO_2$  na atmosfera terrestre, provocando mudanças climáticas

---

<sup>1</sup> Segundo trabalhos apresentados na Montreal World Energy Conference em 1992, as emissões de  $CO_2$  incrementaram-se de 20,2 bilhões de ton., em 1987, para 31 bilhões, no ano 2020, um acréscimo de 50% (Eberhard, 1991).

em todo o planeta.<sup>2</sup> Estima-se que a concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera cresceu de 275 ppm, em 1720, para 350 ppm, atualmente (BECHMAN E KLOPIES,<sup>3</sup> 1991). Esses fatos propiciaram um contexto favorável para a utilização do GN, pelas vantagens que poderia outorgar em muitos dos processos que usam, normalmente, derivados de petróleo, possibilitando sua substituição e a adicional redução de poluentes na queima.

As características do gás natural, entre elas sua toxicidade mínima, baixa emissão de poluentes na queima, além do fácil controle da chama, têm sido argumentos técnicos importantes para o consumo em residências e, hoje, na geração de energia elétrica e em segmentos industriais e comerciais

Há algumas décadas atrás, seu uso era restrito, por ser considerado escasso, sendo direcionado para mercados onde sua característica *premium*<sup>4</sup> seria mais vantajosa para a sociedade. No entanto, volumosos investimentos têm ampliado as reservas de gás natural e mudado a disposição de incentivar o consumo do mesmo, em especial no filão gás natural - energia elétrica.<sup>5</sup> Tais mudanças estão acontecendo em países pertencentes à OCDE (Organização de Cooperação para o Desenvolvimento Econômico),<sup>6</sup> generalizando-se em quase todos os países que têm acesso ao gás natural.

Os realinhamentos dos preços do petróleo em 1973 e em 1979, imprimiram uma reestruturação da matriz energética da maioria dos países industrializados, cuja forte dependência do petróleo poderia levar-los ao desequilíbrio da balança comercial. Desta forma, para enfrentar essa nova realidade, os países europeus da OCDE procuram novas fontes energéticas e novos fornecedores. Planos com ênfase na alternativa nuclear foram adotados por vários países,<sup>7</sup> enquanto outros buscaram alternativas menos onerosas e

---

<sup>2</sup> Em geral, os resultados indicam que em 2040, a quantidade de dióxido de carbono presente no ar pode dobrar, o que traria como conseqüências um aumento médio da temperatura global de 2 a 3°C. Nas regiões polares, o incremento seria muito maior (Robinson, 1984).

<sup>3</sup> O crescimento exponencial coincide com o começo da Segunda Revolução Industrial (1880). Os autores consideram a variação do ciclo de carbono e as mudanças da relação CO<sub>2</sub>/CO no ar durante as passadas eras geológicas.

<sup>4</sup> De alto conteúdo energético e maior eficiência na combustão

<sup>5</sup> Diversos países usavam outros combustíveis nas centrais termelétricas, entre eles, o carvão ou elementos pesados do ciclo da energia nuclear, em vez do GN,

<sup>6</sup> Membros da OCDE: os países da Europa Ocidental, mais os Estados Unidos, Canadá, Japão, Austrália e Nova Zelândia.

<sup>7</sup> O parque elétrico da França, atualmente, é 70% de origem nuclear. Bélgica, Japão, Suécia e Grã Bretanha possuem também uma participação significativa.

arriscadas. Embora existisse um permanente estado de guerra fria entre Ocidente e Oriente, foram assinados contratos comerciais de compra de GN com a ex-URSS, para atender boa parte da demanda desses países, onde também estão incluídos a Argélia e a Noruega como fornecedores.

A razão deste pujante crescimento na demanda de GN se deve, ao crescimento das suas reservas em todo o mundo, avaliadas em torno de  $150.000 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $150 \text{ Tm}^3$ ), quase 90% das reservas mundiais de petróleo hoje conhecidas. Esta disponibilidade de reservas gasíferas pode garantir uma oferta equivalente a sessenta anos de GN mantidas as atuais taxas de consumo. Esse quadro tem levado os governos a induzir o seu consumo sem o risco de uma interrupção no suprimento.

Há ainda outros fatores que estão pesando a favor da opção do GN. A tecnologia de extração, desenvolvida nas últimas décadas esta possibilitando a disponibilidade de reservas em grande escala. Observam-se também notáveis melhorias na eficiência dos ciclos térmicos das centrais a gás natural. A termoelectricidade, principalmente alimentada pelo gás natural, vem alcançando rápido crescimento em todas as regiões onde existe uma demanda crescente e insatisfeita, e um excedente na oferta desse energético. O baixo custo de capital e a rápida instalação são atrativos de uma nova onda de investimentos na indústria de eletricidade a gás natural.

A preferência mundial pelo GN, devido a razões ambientais (embora, de forma paradoxal, os processos de sua elaboração, tenham efeitos poluidores) e, finalmente, mas nem por isso menos relevante, pela dificuldade de achar negócios de GN rentáveis, nos países de mercados consolidados, como antigamente, tem atraído os produtores a lugares onde ainda é possível obter lucros significativos.

### **3.3.- EVOLUÇÃO DO GÁS NATURAL COMO ENERGÉTICO**

A indústria de gás não utilizava inicialmente o GN mas, sim, o gás manufacturado a partir da queima do carvão. Este combustível foi introduzido nas grandes cidades a partir de 1812, na Inglaterra. Em 1916, os Estados Unidos começaram a utilizar o gás pela primeira vez numa cidade; cinco anos mais tarde, o primeiro uso do GN era registrado em Fredonia, New York (EUA), possibilitando toda uma nova distribuição na indústria. O primeiro

gasoduto de longa distância (14 ou 16 polegadas e 600 km) foi colocado em operação entre Louisiana e Texas, em 1925, fato que pode ser considerado como o início da moderna indústria de gás natural (BANKS, 1987)

A abundante disponibilidade de GN na América do Norte e a crescente demanda energética do setor industrial e residencial determinaram o desenvolvimento de tecnologias adequadas para o aproveitamento do GN em cada segmento. Em 1950, estabeleceram-se as primeiras redes de transporte de GN para estados carentes deste recurso e com forte demanda de energia, como é o caso da Califórnia. A construção de uma rede extensa e internacional entre os E.U.A e o Canadá, em décadas posteriores, resultou na constituição do primeiro e maior mercado gasífero mundial, cuja estruturação *sui generis* tem sido motivo de constantes regulações no transporte e na comercialização do lado norte-americano (Yergin, 1982.)<sup>8</sup>

Como conseqüência do aumento do consumo de GN em todo o mundo - seja por razões ambientais, econômicas ou estritamente estratégicas - vêm surgindo novos mercados, somando-se aos já consolidados norte-americano e europeu. Entre eles, destacam-se o mercado da Ásia-Pacífico e o embrionário mercado do Cone Sul, na América Latina. Os mais promissores mercados regionais em expansão e em formação situam-se entre os últimos e são, respectivamente, Japão e Brasil.

No final da década de 60 foram descobertas grandes reservas de GN no Mar do Norte. A sua descoberta foi conseqüência da busca de petróleo (embora este tenha sido achado mais tarde) e, posteriormente foi tomando características estratégicas para os países donos dos campos gasíferos, uma vez que lhes conferia alto grau de independência energética e permitia alterar a matriz constituída predominantemente à base de carvão.<sup>9</sup>

A bem sucedida penetração do GN no mercado energético nas duas últimas décadas tem sido possível graças aos avanços tecnológicos ocorridos, tanto a jusante quanto a montante da cadeia gasífera. A montante, tecnologias na área de exploração, em

---

<sup>8</sup> O capítulo V aborda a experiência reguladora nos Estados Unidos desde o Gas Policy Act, de 1938, até a Ordem 636, de 1992. Por outro lado, no livro "Future Energy", o autor comenta com maior detalhe a origem das primeiras regulamentações da indústria de GN.

<sup>9</sup> Nominalmente, Noruega, Holanda e Grã Bretanha passaram a fornecer GN em grandes quantidades para seus pares do continente europeu

complementação com estudos e levantamentos geológicos via satélite, estão viabilizando a descoberta de novos recursos gasíferos, tanto no *off-shore* quanto no *on-shore*, resultando no aumento das reservas de GN em todos os continentes. No transporte, a economia de escala no escoamento de grandes volumes (transporte e distribuição) do GN e, a jusante, o melhoramento de tecnologias desenvolvida dos equipamentos de GN, têm contribuído para permitir-lhe substituir eficientemente a própria energia elétrica e alguns derivados de petróleo.

A participação do GN na matriz energética primária mundial foi incrementada de 19% para 23% nos últimos vinte anos. Nesse mesmo período, o petróleo declinou de 49% para 40% e o carvão caiu de 30% para 27%. Os 10% restantes correspondem a uma fatia de diversos energéticos.

### **3.4.- DEFINIÇÃO DE GÁS NATURAL**

Gás natural (GN) é a designação reservada a uma mistura de gases localizada em acumulações subterrâneas, composta principalmente de hidrocarbonetos (contém só hidrogênio e carbono), nas quais predomina o metano ( $\text{CH}_4$ ). Fracionalmente há outros menores mas também importantes, dentre eles o etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), o propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) e o butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), fazem parte da mistura. A maior parte da água, componentes sulfurosos, nitrogênio, dióxido de carbono e outras impurezas encontradas no GN são removidas em várias etapas do processamento. Seu equivalente energético médio é de  $9.800 \text{ kcal/m}^3$  ( $1.000 \text{ BTU/f}^3$ ), sendo que 830 mil toneladas de petróleo equivalem a 1 milhão de  $\text{m}^3$  de GN.

O GN já era conhecido e usado na China, antes do nascimento de Cristo. A palavra gás, do grego *khaos*, pelo latim caos, foi inventada pelo químico holandês J. B. van Helmont, em 1609, embora a expressão gás natural tenha sido cunhada pelo italiano Lázaro Spallanzini. O termo metano é atribuído ao químico alemão August Wilhelm von Hofmann, e sua fórmula ( $\text{CH}_4$ ) foi estabelecida pelo cientista sueco Jöns Jacob Berzelius.

Os reservatórios naturais de petróleo contêm, quase sempre, GN dissolvido ou associado ao petróleo, mas a recíproca não é verdadeira. Nos últimos anos, as descobertas de campos de GN não associado tem aumentado consideravelmente. Associado ou não ao petróleo, o GN é constituído por metano, em proporção que oscila entre 70 e 95% do

volume da mistura gasosa (OGAWA,1987). Na prática comercial, GN e metano tornaram-se sinônimos. Os componentes da fração não metânica, com valor de uso próprio (em particular o butano e o propano), costumam ser separados da mistura, logo após sua extração, para comercialização específica. Separação quase obrigatória pelo fato de esses componentes se liqüefazerem facilmente ao contato com a atmosfera. Como tradicionalmente o butano e o propano são obtidos da indústria petrolífera a partir do GN associado, generalizou-se para eles a designação de gases liqüefeitos de petróleo ( GLP).

A origem do GN ainda é terreno para muitas teorias, embora a tese da origem orgânica dos hidrocarbonetos seja a de maior aceitação. De acordo com essa tese, organismos aquáticos das bacias marinhas ou lacustres, vegetais carregados pelas correntes fluviais, microrganismos que se encontravam nos sedimentos depositados, todo esse material acumulado ao longo dos milênios em certas situações geológicas acabou por rearrumar-se numa espécie de hidrocarboneto primordial, o querogêneo. Este foi se transformando progressivamente, em resposta a condições de pressão e temperatura crescentes, até dar origem ao metano seco. O processo descrito retrata muito bem a origem do petróleo. Quanto ao GN uma vez que há também gases naturais de origem bioquímica, não é possível uma determinação tão precisa de sua origem.

### **3.5.- CARACTERIZAÇÃO DA CADEIA GASÍFERA**

As três principais atividades funcionais da indústria de GN são a exploração-produção, o transporte e a distribuição. As peculiaridades de cada uma das atividades são descritas a seguir.

#### **3.5.1.- OPERAÇÃO IDÊNTICA DO GÁS NATURAL E DO PETRÓLEO NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO**

As atividades exploratórias das fontes de gás natural são as mesmas das fontes de petróleo, e são incumbidas de localizar formações geológicas que potencialmente possam conter reservas de GN. Essas atividades seguem progressivamente três etapas principais (Energy Alternatives, 1975).

- levantamento regional para identificar quão promissoras são as condições geológicas.
- levantamento detalhado justificando as avaliações de áreas específicas

- perfuração exploratória para determinar quanto gás natural está na verdade presente nessa área específica.

Os levantamentos regionais, aerotransportados ou embarcados, incluem medições referentes a mudanças no campo magnético terrestre e variações locais da gravidade da terra. Estas medições ajudam a identificar irregularidades no subsolo e estruturas geológicas nas quais o GN ou o óleo podem estar acumulados. O propósito dos levantamentos regionais é identificar áreas onde atividade exploratória de maior detalhe pode se justificar.

Caso haja necessidade de investigações detalhadas de uma área em particular, levantamentos sísmicos e perfurações no centro da área são as técnicas mais utilizadas. Exames sísmicos consistem na geração de ondas de som as quais são refletidas e refratadas pelas camadas subterrâneas dos estratos geológicos. Os ecos são recolhidos por detetores acústicos e registrados em fitas magnéticas. Esses dados são digitalizados e processados em computador para preparar mapas seccionais cruzados de área.

O GN pode ser obtido desde poços em associação com petróleo, (gás associado e dissolvido) ou predominantemente de poços de gás (gás não-associado). Aparentemente, reservatórios de GN não-associado e associado podem ser localizados a partir de informações sísmicas *off-shore*. Explorações perfuradoras *off-shore* usam as mesmas técnicas que as de *on-shore*, exceto que a plataforma deve estar provida para sustentar o equipamento de perfuração e outros equipamentos sobre lâmina d'água. Poços exploratórios são usualmente perfurados para atingir uma formação geológica que se acredita contenha petróleo ou GN.

A produção consiste em uma seqüência de passos que começa no momento em que é confirmada a presença de GN numa jazida. O segundo passo é a requisição de investimentos em equipamentos de perfuração e plataformas de produção (se os reservatórios forem *off-shore*). Uma vez determinados os investimentos iniciais, o GN começa a ser extraído gradualmente até atingir o pico (produção máxima do poço), para posteriormente entrar em declínio e chegar ao ponto de exaustão (economicamente inviável). Nesse caso, os custos relacionados à extração de GN de um poço em declínio

podem chegar a ser maiores que os custos de serviço ou de manutenção, e portanto, somente serão mantidas as operações se as condições econômicas justificarem o prolongamento da produção (BANKS, 1987).<sup>10</sup>

Uma vez produzido o GN, as tecnologias de processamento diferem significativamente daquelas empregadas para o petróleo. O processamento selecionado para o GN, em particular, depende de fatores tais como seu tipo e sua composição, a localização geográfica da fonte e a proximidade de suas linhas de transporte. Também, alguns processos podem ser incrementados para que o GN seja apropriado para escoamento via gasodutos ou pronto para ser vendido, enquanto que outros processos são feitos para recuperar produtos de alto valor comercial, incluindo uma ampla gama de líquidos hidrocarbonetos (Energy Alternatives, 1975).

O gás natural “associado”, descoberto nas operações de prospeção de petróleo - com pouco ou nenhum uso no início - tinha como destino a reinjeção, depois do tratamento, e recompressão dentro da jazida, a fim de manter sua pressão. Esta operação era necessária para produzir o máximo de petróleo e, inevitavelmente, nesse momento, o excedente era queimado na tocha. No entanto, conforme o GN foi ganhando espaço e diversificando sua utilização, o balanço desta reinjeção veio a colocar em confronto o GN e o petróleo.

A diminuição de perdas de GN associado devido à queima (*flaired*) na boca-do-poço de produção é uma das significativas melhorias dos últimos tempos da indústria do GN no mundo e se explica pelas medidas de racionalização introduzidas por numerosas empresas. Por outro lado, a crescente expansão dos mercados locais, principalmente, e uma infraestrutura mais sofisticada, aliados a equipamentos de melhor desempenho, coadjuvaram na diminuição da queima de GN na tocha.

Na exploração e produção, a indústria de GN é semelhante a do petróleo. Em função dessa relação, no caso do GN, essas atividades são realizada pelas mesmas companhias

---

<sup>10</sup> Conforme a recuperação anual de um poço represente 1/5 do total das suas reservas recuperáveis, considera-se que esse campo poderia ter 15 anos de período de exaustão. Esta produção no período do máximo aproveitamento, pode durar menos de quinze anos, embora o fluxo de gás extraído do reservatório seja mais de quinze anos, se for levado em conta o período de crescimento antes de alcançar o pico (*build-up*). O objetivo desta análise é a possibilidade de focalizar dois pontos - a altura do pico do poço (produção máxima) e sua produção.

que produzem petróleo. Entretanto, como as incertezas que cercam a indústria de GN são grandes, conseqüentemente, as informações são incompletas e inadequadas, a concorrência entre companhias está longe de ser perfeita e cada companhia de GN, mesmo pequena, detém certa quantidade de poder no mercado. Face a riscos tão grandes e imperfeições tão significativas nessa indústria, é natural que as companhias engajadas no desenvolvimento de GN a montante esperem, um retorno do capital investido muito mais alto que o mero custo de oportunidade ( DAVISON, 1988).

**TABELA 3.1: OS 20 MAIORES PRODUTORES MUNDIAIS DE GÁS NATURAL**

PAÍS	Produção (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Participação (%)
ex-URSS	719,09	35
EUA	536,54	25
Canadá	149,23	7,2
Holanda	78,41	3,5
Reino Unido	69,96	3,0
Indonésia	63,35	2,4
Argélia	50,30	2,3
Arábia Saudita	37,70	1,7
Irã	31,80	1,5
Noruega	29,46	1,3
Malásia	26,13	1,1
México	25,85	1,1
Austrália	25,55	1,1
Venezuela	24,81	
Argentina	22,12	
Itália	20,64	
Romênia	19,59	5,1
Alemanha	18,49	
Paquistão	17,74	
Índia	16,81	
Total dos 20	1.957,72	91,3
Outros	187,16	8,7
Total Mundial	2.148,8	100,0

FONTE: OGI, Março, 14, 1996 p.60-62, CEDIGAZ 1995

A tabela 3.1 lista os vinte maiores produtores de GN em escala mundial, e quanto eles representam do total da produção mundial. A ocorrência de GN é um pouco mais distribuída no planeta, fato que se reflete na sua produção em países pertencentes aos cinco continentes. Contudo, a tabela 3.1 revela que 20 países detêm mais de 90% da produção.

### 3.5.2.- INVESTIMENTOS NO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O GN é transportado *in natura* desde o campo até o ponto de uso final. Ainda que o transporte de pequenas quantidades por caminhão seja tecnicamente possível, transportar implica, pela baixa densidade do GN, a necessidade de compressão, liquefação e *containers* para o armazenamento, inviabilizando economicamente tal espécie de transporte.

Em contraste, petróleo é consumido em forma de produtos derivados e não cru. São necessários dutos, caminhões ou barcos para transportá-lo desde o campo até uma refinaria ou um terminal de exportação. Para sua distribuição utilizam-se oleodutos, tanques, caminhões ou barcaças. Os produtos derivados do petróleo podem ser facilmente difundidos nos inúmeros mercados existentes.

Decorrente disso, identificam-se para o transporte de GN somente duas alternativas práticas, restringindo grandemente sua versatilidade em relação ao petróleo. Estas duas formas de transporte são, através de gasodutos ou mediante tanques metaneiros. Ambas formas de transporte requerem tecnologia específica e geralmente de alto custo, pois, para escoar GN nos dutos é preciso manter uma pressão constante ao longo da linha mediante estações de compressão, além do mais, gasodutos requerem diâmetros maiores para movimentar a mesma quantidade de energia equivalente em petróleo.<sup>11</sup> Quanto ao transporte por tanques criogênicos, esta é uma tecnologia muito mais cara por requerer estações de liquefação e regaseificação nos pontos de envio e recepção, respectivamente.<sup>12</sup> Esta alternativa é conhecida como transporte de Gás Natural Liquefeito (GNL).

A produção, o comércio e o consumo mundial de GN continuo crescendo em 1996, segundo as últimas estimativas da Cedigaz. Excluindo a ex-URSS, 429,31 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> foram comercializados, denotando um incremento de 10% em relação a 1995. Desse total o transporte através de gasodutos chegou a 423,88 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, incluindo o comércio entre as repúblicas que formavam a União Soviética, tal cifra representava 80% do volume total comercializado internacionalmente. No mesmo ano, os barcos metaneiros transportaram

---

<sup>11</sup> Um oleoduto pode transportar 15 vezes mais energia que um gasoduto do mesmo diâmetro.

102,43  $10^9$  m<sup>3</sup> em forma de GNL, com um crescimento 11,3% em relação a 1995, o transporte por GNL vem crescendo de forma evidente em todo o mundo e já representa 20% do total comercializado. No entanto, as redes de gasodutos, ainda são responsáveis por 92% de GN consumido, se são consideradas as redes nacionais.

A tecnologia do transporte de GN por dutos, no seu escoamento e compressão dentro das linhas, é há muito tempo conhecida. Tecnologias secundárias incluem a medição e a automação do controle da vazão nos gasodutos. Os progressos técnicos permitem atualmente transportar GN a 80 vezes a pressão atmosférica e conduzi-lo por dutos de até 140 cm (56") sobre distâncias da ordem dos 4000-6000 Km (com a existência das estações de compressão tecnicamente alocadas ao longo da rota). No caso da liquefação, o GN é resfriado a -160 Celsius, comprimindo-se em 1/600 do seu volume em estado gasoso.

De uma maneira geral o sistema de redes de gasodutos consiste em uma ou mais linhas de grande diâmetro (12 a 56") e espessura (1 a 5"), de aço selecionado, em concordância com os códigos padronizados de gasodutos. O GN é escoado nos dutos pela pressão obtida na sua compressão. A capacidade de um gasoduto e a quantidade que pode ser transportada pode ser incrementada pelo uso adicional de estações de compressão (2500 a 20000 ou mais HP), construídas a cada 80 ou 160 km ao longo da linha.

A necessidade das estações de compressão ao longo da linha principal do gasoduto contribuem para aumentar os custos de transporte do GN. Uma estação de bombeio numa linha de petróleo usa energia para amenizar as perdas. Já uma linha de GN requer uma grande parcela de energia para comprimi-lo nas estações de compressão e para manter a pressão ao longo da linha, precisam-se de várias dessas estações. A construção de gasodutos prevê ainda despesas como direitos de passagem, mão de obra, compra de material, equipamento e outras.

No transporte de Gás Natural Liquefeito (GNL), normalmente, são identificadas as seguintes fases: transporte desde o campo produtor de GN até a planta de liquefação, uma

---

<sup>12</sup> Refere-se ao transporte por metaneiros, no caso do GNL, onde a construção de estações de pressurização, nos portos de embarque e desembarque, além de tanques de armazenamento, elevam o custo.

planta de liquefação, tanques de armazenamento, tecnologia de carregamento, porto que facilite a exportação, transporte inter-oceânico por metaneiros, descarregamento e armazenamento no porto de recepção, planta de regaseificação e transporte da planta de regaseificação até o gasoduto principal. A experiência tem demonstrado que para uma distância superior a 6000-6500 Km o transporte de GNL é economicamente viável. É, de toda maneira, a única opção válida, tratando-se de comércio interoceânico.

Os custos de transporte de GNL são geralmente altos porque contemplam investimentos de grande porte,<sup>13</sup> seja nas plantas de compressão (porto no país exportador) ou de regaseificação (porto no país importador) principalmente porque a tecnologia do GNL mostra dificuldades reais nessas etapas básicas da cadeia. A possibilidade de vazamento de metano e de sua ignição explosiva, ao libertar-se das pressões extremas em que é mantido nos dispositivos criogênicos, é real.

O gráfico 3.2 mostra a escala de custos para a liquefação, o transporte e a regaseificação de GNL em função da distância. Nela, observa-se o custo em torno de US\$ 3,0/MMBTU para distâncias entre 3000 e 6000 km e que podem chegar a US\$ 4,0/MMBTU, se for incluída a fase da produção e exploração para os preços atuais que os consumidores estão dispostos a pagar, particularmente a Europa Ocidental e os EUA (BALLOT, 1994).

A maior parte desses custos deve-se essencialmente à capacidade da usina de liquefação e dos metaneiros. O conjunto dos investimentos numa cadeia do GNL de 6 Gm<sup>3</sup>/ano está por volta de 4 a 5 bilhões de dólares. Apesar do elevado custo, novos empreendimentos de utilização de GNL estão sendo cogitados para serem construídos (OGJ 1996). Como mostra o gráfico 3.2, estabelece-se que, para parâmetros de distância de transporte e de volume anual transportado, o custo de transporte por gasoduto aparece mais alto que aquele tido para a cadeia de GNL, desde que as distâncias de transporte sejam grandes.

---

<sup>13</sup> Para uma capacidade de escoamento de 10 Gm<sup>3</sup>/ano, estimativas de investimento estão na faixa de US\$ 1.7 bilhões, para países na orla do Golfo de Arábia; dobrando este valor para outras regiões do planeta (Banco Mundial: US\$ 2.0 - 2.8 bilhões e Nações Unidas: US\$ 3.9 - 4.5 bilhões) Natural Gas World, 1991.

## CUSTO UNITÁRIO US\$/MMBTU

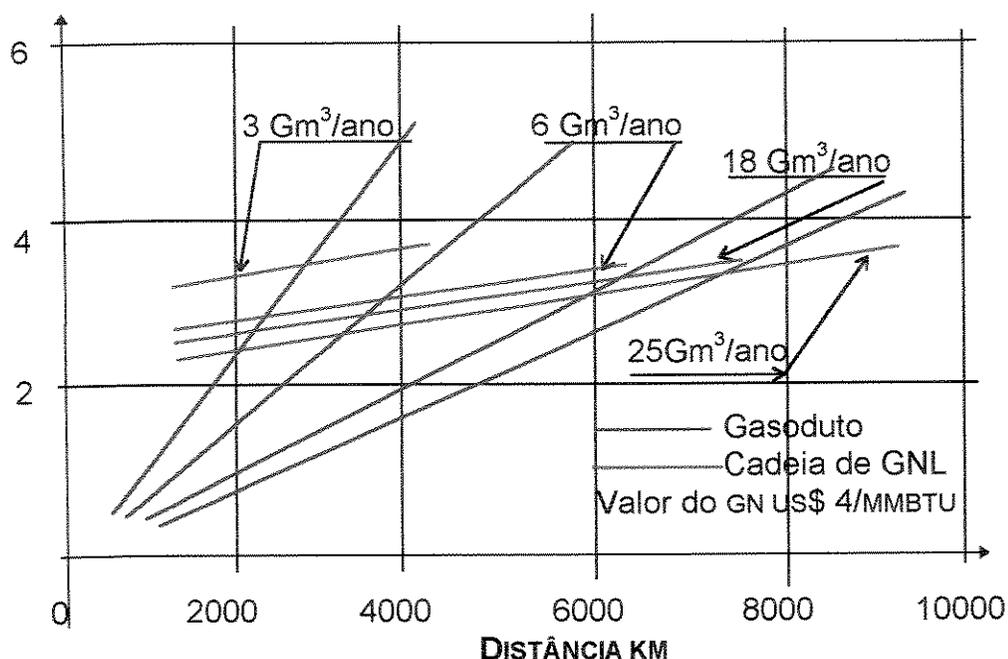


GRÁFICO 3.2: CUSTOS DE TRANSPORTE SEGUNDO A DISTÂNCIA

Fonte : A Ballot et al. *Revue de l'Energie*, 1984

CARNOT-GANDOLPHIE et. al. (1995) acreditam que, reduzindo o custo da planta de liquefação, a qual representa quase 50% do investimento total, os custos totais de um projeto de GNL cairão. As mudanças aconteceriam na tecnologia e na dimensão dos equipamentos,<sup>14</sup> apontando para a economia de escala.

Em países de dimensões continentais, o gasoduto tem sido *de facto*, se não *de jure*, um monopólio sobre os serviços de transporte a mercados nacionais e regionais, enquanto que o GNL possui um caráter mais multinacional, porque requer um alto grau de coordenação internacional para colocar o projeto em prática.

Grandes redes de gasodutos foram construídas na América do Norte, para interligar os centros de consumo às fontes. Na Europa Ocidental, têm predominado os gasodutos de longo comprimento, que ligam as distantes fontes de produção fora do continente aos centros de consumo continentais.

<sup>14</sup> Com a substituição de turbinas de gás de 26 MW por outras de 78 MW, por exemplo, poderia reduzir-se em 20% os custos; trocadores de calor de aço inoxidável, aumento da pressão de 5MPa para 15 MPa reduz a quantidade de energia em 30% e se for para 30 MPa a redução é de 50%.

O transporte de GN envolve, atualmente, países de todos os continentes. Até a década de 50 a interligação através de gasodutos de GN se restringia à existente entre os Estados Unidos e o Canadá. Porém, após a construção do gasoduto transeuropeu, um mercado "internacional" passou a se estruturar na Europa. Os desequilíbrios regionais da oferta e da demanda deverão obrigar a aumentar o transporte através de gasodutos até seus limites técnicos, econômicos e, inclusive, políticos, pouco importando os pesados investimentos a serem realizados.

### **3.5.3.- Os DIVERSOS USOS NA DISTRIBUIÇÃO**

A distribuição de GN ocorre desde qualquer ponto do gasoduto, ao contrário do que ocorre com todas os demais energéticos, através de ramificações. No entanto, deve-se proceder a uma adaptação especial e a uma medição nesse local para contabilizar o fluxo de GN. A distribuição na prática começa na estação receptora dos grandes dutos, chamada de *city gate*, até os consumidores finais. A tecnologia envolvida na distribuição de GN é conhecida há quase um século, não sofrendo modificações de concepção básica até hoje.

Em função da presença de impurezas sólidas ou líquidas nas canalizações, o transporte apresenta riscos de desgaste ou de entupimento dos equipamentos, caso não seja prevista sistematicamente uma proteção para obtenção de um fluido livre dessas impurezas na saída dos gasodutos.

A rede de distribuição é consequência direta do mercado consumidor. O sistema de distribuição é operado de forma a apresentar pressões em cascata. O recebido em alta pressão flui através do tronco, a pressão nestas linhas, oscila garantindo uma armazenagem reserva para as variações diárias. A rede de distribuição tem origem no gasoduto de transporte, através de uma linha principal, que se desdobra em seguida em vários ramais secundários. Esses por sua vez se subdividem em ramificações menores de modo a atender os bairros ou distritos.

As estações de redução de pressão asseguram o abastecimento de redes industriais a pressões controladas ( $4\text{kgf/cm}^2$ ) e de redes domiciliares e comerciais ( $1\text{ kgf/cm}^2$ ) . Os

---

Quanto aos metaneiros, sua envergadura passaria dos 120000 a 135000 m<sup>3</sup> hoje existentes de

consumidores são abastecidos por ramais que saem da rede e levam o GN aos conjuntos de medição, regulagem e proteção, instalados nos dutos. Nestes conjuntos, a pressão é novamente reduzida para a pressão de distribuição interna, correspondente a 120-240 mmca nas residências e comércio e a 0,3-1 kgf/cm<sup>2</sup> nas indústrias e grandes consumidores.

Existem três grandes receptores na distribuição de GN: os consumidores finais de grande porte, as centrais termelétricas, em vários países, ambos grupos podem comprar diretamente dos produtores e, as companhias distribuidoras que revendem aos consumidores finais de porte médio e pequeno. A seguir são descritos os principais segmentos da demanda que utilizam GN em maior quantidade.

### **3.6.- SEGMENTOS RECEPTIVOS AO USO DO GÁS NATURAL**

A repartição do consumo mundial de GN por setor difere segundo as políticas e os objetivos traçados pelos governos (centrais e/ou estaduais). Porém, de modo geral, a indústria detém sempre a maior fatia do consumo (28%), independente da região geográfica, exceção feita ao Japão, onde a participação no setor é de ínfimos 1,5%. Em segundo lugar, e com tendências a aumentar sua participação, vem o setor da geração de energia elétrica, com 26% do total. Novamente o Japão é o país que foge à regra, centralizando o consumo neste setor em 69,5% do total consumido no país.

Na Europa Ocidental, os setores residencial, comercial e terciário consomem 46,5%. Em escala mundial, esses setores detêm 26% da fatia do consumo (o Japão não usa GN nestes setores). O setor energético, que compreende a produção, tratamento, processamento e transporte de hidrocarbonetos, incluindo as plantas de aquecimento distritais consome, 15% do total produzido no mundo. Finalmente, o uso do GN como matéria prima perfaz 5% em nível mundial, despontando a América Latina, cujo consumo é de 10,5% (gráfico 3.3)

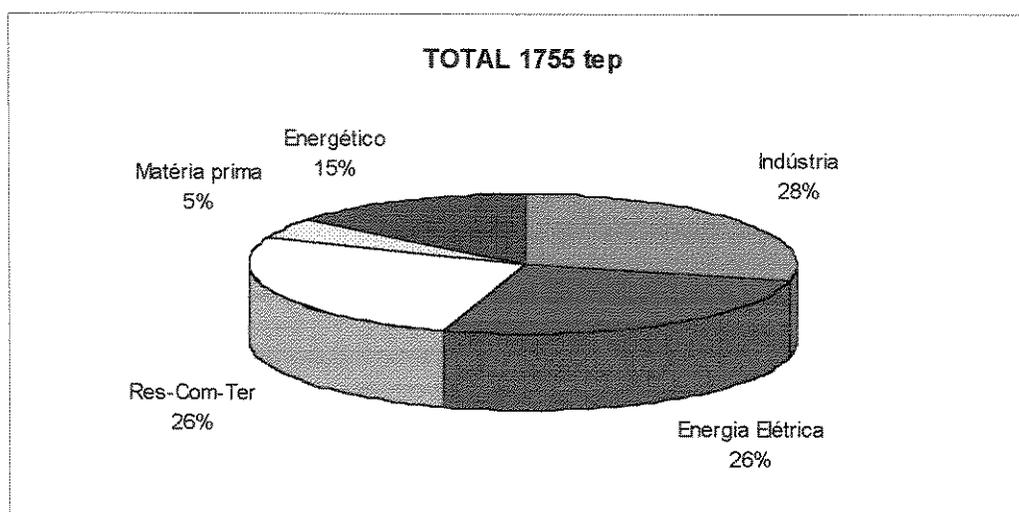
O GN é apontado como o hidrocarboneto de menor índice de emissão de CO<sub>2</sub>, em torno de 0,58 toneladas por tonelada equivalente de petróleo (t/tep) (MARTIN, 1993), quando comparado com os derivados de petróleo concorrentes, inclusive o carvão vegetal.<sup>15</sup> A

---

capacidade para 165000 ou 200000 m<sup>3</sup>.

<sup>15</sup> Valores em t/tep: biomassa 1,04; óleos de síntese 1,82 e óleos de xisto 1,98 (Martin, 1993).

utilização do GN nos diferentes segmentos industrial, residencial, comercial ou de geração de energia elétrica, pode viabilizar-se através da elaboração de uma regulação específica para cada segmento, (na qual seriam analisados contratos, custos e tarifas) e não uma regulação normativa. Ultimamente, tem sido propostas taxas sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e CO, provenientes das indústrias, que não se ajustam ao regulamento existente.<sup>16</sup>



**GRÁFICO 3.3: DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR NO MUNDO EM 1993**

Fonte: CEDIGAZ 1995

Como consequência da preocupação ambiental, o seu consumo deverá aumentar, isto porque é cada vez maior a aplicação de uma rigorosa fiscalização ambiental por foros científicos e políticos, seja no nível governamental ou por entidades não governamentais.<sup>17</sup>

A inserção do GN no mercado deverá ter, como tudo indica, no segmento da geração de energia elétrica a grande propulsora do aumento de seu consumo. Este segmento do

<sup>16</sup> Entre as novas teorias e paradigmas econômico-ambientais propostos, cita-se o baseado nos direitos da propriedade (*tax pollution*) ou do modelo de balanço de matérias, que reconhece a poluição como um fenômeno ruim porém, inevitável (devido à segunda lei da termodinâmica), todavia, tem-se a pretendida implementação de políticas macroambientais através do *fixed standard* e, finalmente, a aplicação do conceito custo/benefício, todas estas detalhadamente explicadas por Pearce (1994).

<sup>17</sup> A Agenda 21; editada na conferência do Rio 92, é um claro exemplo da força que vem ganhando a discussão ambiental no cenário mundial e do peso que está adquirindo na elaboração de projetos energéticos, urbanos, rurais, de transporte e outros. A definição do Desenvolvimento Sustentável, nesse intuito, pretende englobar o novo paradigma de crescimento para o próximo século.

mercado, até pouco tempo atrás, era visto como esbanjador de um energético considerado nobre. Países europeus chegaram a proibir a produção de eletricidade através da queima de GN, reservando-o integralmente para fins comerciais e residenciais. Porém, comprovadas as abundantes reservas, e suas peculiaridades vantajosas, verifica-se um incremento constante do uso do GN no contexto global das fontes energéticas.

### **3.6.1.- DESPONTANDO O SEGMENTO DA GERAÇÃO TERMOELETRICA**

O mercado de energia elétrica em contínuo crescimento propiciou às companhias desse setor a opção pela alternativa de gerar termoeletricidade, através da queima GN, verificando-se, nos últimos anos, o desenvolvimento de uma grande e vantajosa parceria entre companhias de GN e a de eletricidade. O alto risco envolvido na construção de usinas nucleares, o incremento das reservas gasíferas e os altos índices de eficiência verificados nas centrais de ciclo combinado de GN, têm contribuído para esta simbiose empresarial gás natural - energia elétrica.

O aumento na geração termelétrica a GN deve-se a fatores como a questão ambiental, onde, comprovadamente, o carvão e outros derivados de petróleo como o piche, betume e mesmo o óleo Diesel, liberam maior quantidade de poluentes em suspensão quando queimados. Um outro argumento, não menos importante, em favor do GN na produção de eletricidade é o baixo custo nos sistemas de ciclo combinado,<sup>18</sup> em especial hoje, quando as dificuldades antes existentes com esta tecnologia estão sendo superadas.

A eficiência na conversão energética, alcançada pelas novas centrais de GN de ciclo combinado, e nas plantas de cogeração tem implicado melhoramento competitivo da posição do GN na geração de energia elétrica. A promessa de preços competitivos nesse mercado e a melhoria das tecnologias a GN, estão criando uma sinergia que está transformando algumas companhias de gás natural integradas em companhias de energia integradas .

Os índices técnicos auferidos nas unidades termelétricas de recente fabricação têm mostrado que parâmetros como; eficiência energética, relação de combustível usado para gerar um KW, perdas de calor no equipamento e, principalmente, baixos teores na emissão

de  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  e  $\text{CO}_2$ , contribuirão para que se cogite um amplo uso de gás no setor elétrico. No entanto, é válido advertir que os ganhos na relação custo/benefício são evidentes apenas em centrais termelétricas de porte médio para cima e em grandes instalações comerciais (ROSSWALL, 1991).

Como ilustração desse fato, comparam-se dados técnicos de emissões atmosféricas anuais entre dois sistemas de geração, o convencional e o de cogeração, para uma usina termelétrica de 11 MW de potência, consumindo 9 toneladas de vapor por hora e operando 70% de sua capacidade. O sistema de cogeração de turbina a GN elimina virtualmente as emissões de  $\text{SO}_2$ , reduz as de  $\text{NO}_x$  em dez e as de  $\text{CO}_2$  em 50% (Tabela 3.2).

**TABELA 3.2: EMISSÕES ATMOSFÉRICAS DE UMA USINA DE COGERAÇÃO (TONS/ANO)**

Tipo de Usina	Particulados	$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$	$\text{CO}_2$
<b>Sistema Convencional</b>				
- vapor por queima de óleo + eletricidade por queima de carvão*	90	1060	410	206000
<b>Sistemas de Cogeração</b>				
- turbina a vapor - carvão*	100	1190	700	188000
- turbina a vapor - gás	10	70	70	107000
- turbina a gás natural	3	15	40	111000

FONTE: Nelson Hay, American Gas Association, e World Bank Papers, 1993

A eficiência energética em torno de 50% pode chegar a valores mais altos (55-60%) se a usina é do tipo ciclo combinado. Ainda que as emissões de  $\text{CO}_2$  em uma termelétrica a GN sejam mais baixas, é necessário lembrar que o tempo de vida do  $\text{CO}_2$  na atmosfera é muito maior que o tempo de vida dos outros dois poluentes ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ), o que recoloca a necessidade de diminuir ainda mais as emissões de  $\text{CO}_2$ .

Para mostrar as vantagens de uma central termelétrica a GN, a tabela 3.3 mostra variáveis físicas de uma usina de 450 MW que consome carvão, petróleo e GN. A planta de ciclo combinado, que queima GN evita problemas de acumulação (500 ton. de rejeitos sólidos por dia), reduz o desperdício de calor em 25%, elimina as emissões de  $\text{SO}_2$  e reduz a metade as de  $\text{CO}_2$ .

**TABELA 3.3: ATIVIDADE DIÁRIA DE UMA CENTRAL TERMELÉTRICA DE 450 MWE**

<sup>18</sup> Ciclo Combinado: aproveitamento do GN queimado em uma turbina, e do vapor excedente a alta pressão numa outra. (Apêndice I)

Combustível	Eficiência Energética %	Custo do Invest. (US\$/kW)	Combustível Usado (tons)	Rejeitos Sólidos (tons)	Emissões SO <sub>2</sub> (g/kWh)	Emissões NOx (g/kWh)	Emissões CO <sub>2</sub> (g/kWh)
Carvão	38-42	1000-1300	3650	590	1-4	1,5-2	800-900
Óleo	38-42	900-1100	2250	1	1-2	1-1,5	650-750
Gás	55-58	600-800	1750	0	-	0,5-1	350-400

Conteúdo de Enxofre 1% para o carvão, e 3,5%, para o óleo

FONTE : Natural Gas in Developing Countries World Bank 1993, Girault, Revue de l'énergie, No 471.

No Japão, 21% da energia elétrica é proveniente de centrais termelétricas alimentadas a GN e, em termos percentuais, quase 70% do GN importado é usado com esse fim. No mundo inteiro prevê-se uma elevação da geração termelétrica alimentada a GN, deslocando inclusive combustíveis tradicionalmente usados para atender a base da curva de carga da demanda de eletricidade.<sup>19</sup> O maior crescimento da demanda de GN verificar-se-á na região da Ásia-Pacífico, com 500 GW de potência; América do Norte, com 200 GW; Europa, América Latina, Rússia, e Oriente Médio, com 100 GW cada. Outras regiões complementaram os 1200 GW de potência instalada prognosticados para o ano 2013 (KOEN,1994).

Nos EUA a demanda de GN para geração de energia elétrica foi de 140,7 milhões de m<sup>3</sup> (4300 x 10<sup>9</sup> BTU) no ano de 1994, gerando negócios de US\$ 60 bilhões. Mas, a maior companhia geradora de eletricidade através da queima de GN em centrais de ciclo combinado - ENRON -, estima que esse consumo poderia atingir 330,9 milhões de m<sup>3</sup> (10100 x 10<sup>9</sup> BTU) no ano 2010. Foram vendidos 2.200.000 MWh pela ENRON, só na primeira metade de 1995, colocando-se no topo das produtoras independentes de eletricidade (KOEN,1995).<sup>20</sup>

Estes fatores tecnológicos, econômicos e ambientais indicam a viabilidade do GN como um energético de substituição em termelétricas ou de complementação na rede do sistema elétrico. No entanto, apesar da contundência dos argumentos técnicos, não se deve perder de vista que as principais restrições para o uso de GN no setor elétrico, dependem criticamente dos custos de suprimento de GN, da tarifa de venda para a concessionária e, em muitos países, do perfil da curva de carga que se deseja ter.

<sup>19</sup> A Grã Bretanha, está optando por esta alternativa, embora gerando polêmicas e críticas, por deslocar o carvão, provocando não somente desemprego nas minas carboníferas como comprometendo uma fonte que não é tão abundante quanto o carvão nesse país

<sup>20</sup> Esta mesma companhia é o principal sócio do governo boliviano no projeto do gasoduto Brasil/Bolívia, com interesse no desenvolvimento dessa fatia no mercado brasileiro.

### 3.6.2.- AS VANTAGENS DO SEGMENTO RESIDENCIAL E COMERCIAL

O segmento residencial e, especialmente, o comercial são considerados mercados *premium* por excelência para o GN. Para aplicações tais como cozinhar, muitos consumidores preferem o GLP a energia elétrica. Para aquecimento de espaços, também é uma solução muito conveniente: não precisa armazenar, é limpo e providencia rápido aquecimento. A principal razão aduzida é que o uso residencial seja geralmente limitado para a cocção, usando o GN somente por minutos. Mas, em certos casos, poderia ter amplas oportunidades de uso, se a rede de distribuição for instalada criteriosamente, capturando todo o potencial da linha.

Comparado à queima de carvão nas residências, o GN é praticamente livre de poluição. Consumidores residenciais de diversos países industrializados sujeitos a invernos rigorosos, há muito tempo já vem desfrutando dos benefícios do GN. Nesses países o segmento residencial está há muito tempo consolidado como um significativo consumidor sazonal. Por outro lado, o potencial global de uso do GN nos mercados residenciais, em países periféricos, parece ser muito limitado e sem grandes perspectivas de aumento significativo, por não existir uma rede gasífera privilegiando o consumo desse segmento, salvo exceções como a Argentina e o Paquistão e, em menor medida, a Venezuela e a Malásia.

Três fatores podem melhorar a inserção do GN nos segmentos residencial e comercial. Primeiro, se o país tem um inverno extremamente frio, requerendo a necessidade de aquecer espaços, então o consumo seria significativamente alto. Segundo, consumidores comerciais consomem maior quantidade de GN que os residenciais, hotéis de primeira classe, com aquecimento d'água e ar condicionado, podem consumir o equivalente a 800 residências. Terceiro, nas novas urbanizações que estão sendo construídas, é relativamente barato fornecer gás, especialmente para residências de alto padrão. Isto poderia melhorar significativamente as perspectivas de aproveitamento do GN (DAVISON, op.cit.).

A expectativa de melhorias no rendimento dos equipamentos a GN, e da construção de sistemas térmicos em prédios poderão incentivar a penetração do GN no setor

residencial e comercial. O custo de distribuição residencial do GN, quando o mercado é incipiente e a intenção é ampliá-lo, pode ser dispendioso para um grande número de pequenos consumidores.

O desenvolvimento de tais mercados, depende, freqüentemente da proximidade dos gasodutos, os quais já teriam sido financiados através contratos de venda a consumidores industriais ou do setor elétrico. Mesmo assim, o preço para o esses mercados, considerados grandes receptores de GN, ainda é alto.

**TABELA 3.4: ÍNDICES DE EMISSÕES NA COMBUSTÃO PARA APLICAÇÕES RESIDENCIAL E COMERCIAL (g/GJ)\***

Consumidor	Particulados	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>
<b>Residencial</b>				
- Carvão pesado**	176	481	50	90000
- Gás de petróleo**	1,5	95	50	72000
- Gás Natural	0,1	0,5	50	51000
<b>Comercial</b>				
- Carvão Pesado**	50	572	122	90000
- Gás de petróleo**	1,5	94	50	72000
- Gás Natural	0,1	0,5	40	51000

\* 1 mmBTU = 1,055GJ

\*\* Conteúdo de enxofre ~ 1% para o carvão pesado e 0,2 % para o gás de petróleo

FONTE: "Gas the Solution : A Route To Sustainable Development" International Gas Union Julho 1991.

Nestes segmentos, a vantagem ambiental dos equipamentos que usam o GN é evidente. A emissão de poluentes de pequenos aquecedores ou caldeiras é muito menor que aqueles que queimam carvão ou óleo combustível. O cálculo destas emissões, por unidade de energia usada, envolve uma avaliação da tecnologia empregada e da prática do consumidor no seu uso (tabela 3.4). Do ponto de vista do consumidor (residencial/comercial), o GN será sempre mais vantajoso por não necessitar de nenhum tipo de armazenamento, porém, o GN é vulnerável às estimativas na relação de preços e à competição entre combustíveis (analisado em capítulos subsequentes).

### 3.5.3.- AS POSSIBILIDADES DE UTILIZAÇÃO NO SEGMENTO INDUSTRIAL

O GN pode ser usado diretamente em vários processos industriais e, indiretamente, como combustível nas caldeiras para elevar a pressão de vapor. É importante distinguir essas duas funções quando se avaliam as projeções da demanda.

O mercado do GN (como combustível) na indústria divide-se em duas grandes categorias. De um lado, existe uma ampla categoria, na qual grandes quantidades de combustível são consumidas, onde a única aplicação requerida é a geração de calor; por outro lado, existem usos mais especiais, nos quais o GN tem um valor *premium*. Neste caso, os usuários tradicionais são as indústrias de produção de cimento, de aço, de alumínio, de cerâmica e de metais não ferrosos.

O problema é que tanto o óleo como o carvão são igualmente bons combustíveis para a geração de vapor. O carvão tem de fato uma vantagem: os resíduos produzidos por ocasião da sua queima podem servir de matéria prima para outros processos. O valor econômico da queima de GN, numa planta de cimento, tende a ser negligenciada ou abandonada, quando os preços do óleo combustível e do carvão estão baixos (DAVISON et. al. op.cit.).

As indústrias onde o uso de GN tem um valor *premium* incluem a cerâmica, vidro, têxteis e fabricação de tijolos. Quando o GN é canalizado para uma área com este tipo de indústrias, usualmente fica por conta delas converter os equipamentos para o uso do GN. Devido ao fato de o consumo não ser suficientemente grande, não se justifica, por si mesma, a construção especial de uma rede de suprimento de GN..

Da mesma forma acontece para uma ampla faixa de outras indústrias tais como processadoras de alimentos, bebidas e indústrias de iluminação. Essas não consomem, grandes quantidades de energia, conseqüentemente não ganham nenhum benefício particular no uso de GN, que já não teriam usando combustíveis alternativos (incluindo eletricidade). As perspectivas de uso dependerão fortemente da produção e da expectativa de consumo de energia dessas indústrias.

Contudo, é bom frisar que ante a expectativa da existência de uma oferta garantida, o segmento industrial tem se colocado como um consumidor importante de GN, mais ainda em distritos industriais onde os custos na sua distribuição diminuiriam em função da concentração dos clientes. Conseqüentemente, os investimentos seriam menores, diversificando as opções de uso.

A seguir detalha-se os subsetores onde o GN é usado com maior intensidade e sob diversas formas:

- **METANOL E FERTILIZANTES** .- O uso de GN como matéria prima para produzir *commodities*, tem sido muito atrativo em países em desenvolvimento, nos quais se produzem, por exemplo, amônia e/ou metanol, a partir de GN, que podem ser comercializados com grande rentabilidade. A produção de fertilizantes e metanol é economicamente atrativa, quando existe produção em grandes quantidades de GN associado, sem alternativa de uso e quando o GN é produzido a baixo custo.
- **GÁS NATURAL COMPRIMIDO** .- O Gás Natural Comprimido (GNC) é utilizado em segmentos não convencionais, como o uso nas frotas de transporte público urbanas, embora em circunstâncias limitadas. Em particular, a aplicação do GNC somente se justificaria se existissem grandes volumes de demanda do GN, podendo trazer benefícios extras, onde já existe uma rede de distribuição de gasodutos.

Em alguns casos o GNC pode ser destinado a pequenos negócios tais como lanchonetes ou casas de alvenaria, que não forçariam a ampliação da rede principal. Tal uso dependeria sempre do preço relativo e da disponibilidade de GLP e substitutos similares.

Em veículos particulares, sua aplicação ainda não é rentável, assim, o alvo potencial parece levar às frotas de Diesel de ônibus e caminhões, as quais na maioria dos casos, trafegam em áreas concentradas e tendem a fazer itinerários fixos nos centros urbanos. Estes são os candidatos ideais para a conversão, desde que possam ser abastecidos num pequeno número de locais, de preferência durante a noite, o que permitiria a mais barata tecnologia de substituição a ser usada.

- **GÁS NATURAL LIQÜEFEITO E EXTRAÇÃO CONDENSADA**.- Quando há GN com altas proporções de condensados ou propano e butano, as oportunidades para desenvolver o campo de GN podem ser maiores que aquelas onde há GN seco. No âmbito industrial o gás natural liqüefeito é mais conhecido como gás liqüefeito de petróleo (GLP) e é comum adotar essa abreviatura no jargão cotidiano. É mais barato extrair, engarrafar e transportar condensados e GLP do que GNC; conseqüentemente, pode ser mais fácil

distribuí-los nas áreas rurais e, ainda, atingir a demanda residencial e a de pequenos usuários comerciais, em lugares onde a rede de gasodutos não se justifica.

### **3.7.- OS AGENTES PARTICIPANTES DA CADEIA GASÍFERA**

A participação do Estado, representado pelo governo suas várias instituições e órgãos e, principalmente, por suas companhias, tem sempre estado presente na maioria dos países onde há um mercado de GN de importância.<sup>21</sup> O Estado assumiu o papel de propulsor da indústria de gás natural na maioria dos países do mundo, salvo nos Estados Unidos, onde resguardou-se sempre o papel de regulador e fiscalizador.

A indústria de GN tem tido, usualmente, a participação das companhias estatais em toda a cadeia gasífera. No entanto, essa participação muda de um país a outro, em alguns se verifica uma presença monopolista desde a produção até a distribuição (Rússia), assumindo a importação até a distribuição (França) ou somente no transporte (Áustria). Contudo, é comum que parcerias entre companhias públicas e privadas existam no transporte e na distribuição. Há também monopólios privados, como no caso da British Gas, no transporte e na distribuição.

#### **3.7.1.- AVANÇO DAS COMPANHIAS PRIVADAS**

Antes de prevalecer a filosofia do "Estado mínimo", vigente hoje, já era freqüente que companhias multinacionais de capital privado atuassem em todos os setores da cadeia gasífera. Esta presença se dava através das companhias de petróleo que vinham desenvolvendo a exploração e produção de GN em forma paralela. Como já foi apontado, isso deve-se ao fato de ser usual encontrar petróleo e GN no mesmo poço.

Porém, o interesse das companhias privadas pelo GN foi crescendo pois, se no início da indústria de petróleo o GN era um subproduto, hoje, consideram-no fundamental enquanto insumo energético e matéria prima industrial. Desta forma, muitas empresas petroleiras tem criado divisões ou companhias específicas para o desenvolvimento do GN. Companhias de GN já afirmadas e consolidadas no país de origem passaram a objetivar a

---

<sup>21</sup> O interesse das companhias pelo GN apoiava-se na legitimidade constitucional, quando a companhia nacional tinha direitos exclusivos sobre a prospecção, exploração, transporte e distribuição.

expansão da empresa em países que ainda estavam começando a desenvolver sua indústria gasífera.

Alia-se a este fato que, tendo alcançado um amadurecimento nos mercados de origem, constatava-se que o retorno de capital não de dava da mesma forma que nos anos iniciais, este fato tem contribuído para que as companhias privadas se estabeleçam nos novos mercados emergentes.

Este motivo de caráter estritamente econômico-financeiro, junto com os de caráter político, manifestados através das intenções do Estado de retrair-se e não participar em investimentos no setor energético, tem motivado as companhias de capital privado estenderem sua presença na cadeia gasífera.

Salvo exceções, como França, Argentina e Argélia, - que criaram companhias específicas para desenvolver o GN,- a presença de companhias privadas internacionais de petróleo, na maioria dos países, sempre foi preponderante. Essas têm explorado ativamente o GN, e muitas têm sido instrumento para proporcionar o desenvolvimento do GN através de subsidiárias ou em parcerias com companhias públicas. As companhias que recebem concessões, por parte do governo, para a exploração e produção das reservas de GN e para sua comercialização, usualmente encontram inúmeros e complexos fatores que desfavorecem o desenvolvimento destas atividades.<sup>22</sup> Entre eles destacam-se; a confusa estrutura específica legal e fiscal para o GN e a carência de mercados potenciais para o GN, ou dificuldade de promover mercados sem nenhuma tradição no seu uso.

Os objetivos das companhias variam. Para umas, o mais importante é expandir suas reservas de hidrocarbonetos, apostando em contratos para o futuro; outras podem perseguir um retorno mais imediato de seu investimento. Algumas podem ter ainda uma grande disposição em explorar GN em países fora do local onde está sua matriz. Tais companhias reconhecem, mais explicitamente que outras, que a exploração do GN nesses países é uma área de negócios a ser desenvolvida, podendo gerar lucros futuros. Porém,

---

<sup>22</sup> Na Índia suscitou-se, em 1995, um conflito entre o poder central desse país e a Enron (empresa norte-americana) sobre a construção de uma usina termelétrica a GN. A Enron desistiu da construção porém, exige ressarcimentos dos gastos incorridos. O governo indiano, por sua parte, alegou sobrefaturamento da obra. (Newsweek, 1995)

dentre tais objetivos,<sup>23</sup> é importante enfatizar que numa primeira e última análise de uma companhia, o principal aspecto é o comercial e as considerações dominantes para gerar lucro.<sup>24</sup> Existindo uma relação biunívoca entre obtenção de lucro e existência de risco nos negócios de petróleo e GN.

A precariedade dos mercados de GN, em países que estão acordando para seu uso, requer grandes investimentos, principalmente onde a companhia é obrigada a administrar rígidas relações bilaterais com o usuário, a fim de cumprir determinações do governo. Nesses países uma vez que o número de formas de utilização do GN ainda é muito pequeno, a estruturação de uma concorrência livre pode ser limitada por relações contratuais rígidas e formação de mercados cativos; por conta disso, o risco do mercado parece ganhar proporções maiores que o risco de exploração.

Uma companhia de transporte, que pode ser tanto pública como privada, atua como uma ponte entre a produção (*upstream*) e os consumidores finais, sejam estes as centrais termelétricas, fabricas de fertilizantes, cerâmica ou as companhias distribuidoras (*downstream*). A transportadora é a encarregada de manter os gasodutos; esta função, na concepção tradicional, carregava riscos-parciais. Nominalmente, no risco de comercialização, uma vez que as vendas de GN aos usuários finais eram de sua responsabilidade, além de arcar com o risco associado a fatores de carga e na manutenção da qualidade do serviço. Hoje, estas responsabilidades vem se diluindo, especialmente com adoção das modalidades *open acces*, onde a transportadora apenas cobra uma taxa em função do volume escoado pelo dutos.

As companhias de distribuição locais ou regionais, usualmente operam como monopólios públicos ou privados. Estas companhias atendem o setor residencial, comercial e consumidores da pequena indústria, mas também podem servir os grandes consumidores industriais, quando estes não optam por servir-se diretamente do tronco principal do

---

<sup>23</sup> Uma companhia pode estar interessada em crescer ou aumentar sua parcela no mercado, mas crescimento não pode ser sustentado sem lucros, o propósito de abocanhar uma grande parcela no mercado, embora ocasionalmente incorra numa perda de liderança, pode garantir lucros a longo prazo.

<sup>24</sup> A queda dos preços do petróleo junto a uma incerteza do panorama a longo prazo, têm tido grande impacto tanto no lucro como na atitude das companhias.

gasoduto que atende a região, o que é uma prática que está crescendo em muitos mercados.

Devido a sua característica de monopólio natural, as distribuidoras de GN têm permanecido como serviços públicos locais, semelhantes aos serviços de água e eletricidade. Em vários casos, são de propriedade municipal. Se privadas, estão sujeitas a formas de regulação dentro do interesse público. Frequentemente, quem se responsabiliza da regulação é um órgão público estatal.

A tabela 3.5 revela o segmento da operação de algumas das companhias de maior relevância na indústria de gás natural. Como foi apontado previamente, a participação de companhias da indústria de petróleo é comum na indústria de gás natural. A intervenção ao longo da cadeia gasífera pode dar-se por companhias de capital privado (Shell) ou de forma mais corriqueira pelas companhias nacionais estatais (Petrobrás, Pemex, GDF). Também constata-se que são poucas as companhias dedicadas exclusivamente ao desenvolvimento do gás natural desde a produção ou importação até a distribuição (Gazprom, GDF), esta característica tinha a Gas del Estado da Argentina, porém após sua privatização foi segmentada em várias companhias encarregadas da produção, transporte e distribuição.

Ainda, nesta década tem se observado o surgimento de empresas denominadas companhias de energia, porque perceberam as vantagens da economia de escopo através da integração vertical e estão presentes nas indústrias de gás natural, energia elétrica, cogeração, redes de aquecimento (Martin, 1997).

Este é o caso concreto das companhias produtoras de termoeletricidade, as quais são receptoras do gás natural nas plantas térmicas e vendem energia elétrica à rede. O aparecimento deste tipo de companhias é crescente e inclusive estão abrangendo sua participação inclusive no transporte de gás natural, o caso mais evidente é a Enron, maior companhia privada na produção termelétrica e hoje presente no transporte de gás natural.

TABELA 3.5 COMPANHIAS PARTICIPANTES DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL

Companhia	Propriedade	E&P petróleo	E&P GN	Trans. petróleo	Trans. GN	Dist. petróleo	Dist. GN
Exxon	privada	*	*	*		*	*
Shell	privada	*		*	*	*	*
British Petroleum	privada	*		*		*	*
Chevron	privada	*		*			
Texaco	privada	*		*		*	
Ruhrgas	privada		*		*		*
British Gas	privada		*		*		*
Total	estatal	*	*	*		*	*
Gazprom	estatal		*		*		*
Petrobras	estatal	*	*	*	*	*	*
Pemex	estatal	*	*	*	*	*	*
Gaz De France	estatal		*		*		*
SNAM	estatal		*		*		*
Troll	estatal	*	*	*	*		
PDVSA	estatal	*	*	*		*	
Enagas	estatal		*		*		*
YPF	mista	*	*	*			
Gasunie	mista		*		*		*
OMV	mista	*	*	*	*	*	*
Dongas	mista				*		
Distrigaz	mista				*		*
YPFB	mista	*	*	*	*	*	*

No transporte inclui-se a importação e a exportação

E&P Exploração e produção

Trans. Transporte

Dist. Distribuição

Fonte: Elaborado a partir de Santos (1996), CEDIGAZ (1995), Martin (1997) e OGJ diversos números

A cogeração está motivando parcerias comerciais entre companhias de petróleo (BP) ou de gás natural (Ruhrgas e Poulenc) com auto-produtores ou companhias de distribuição de energia elétrica. As primeiras, estão fornecendo diretamente o gás natural aos concessionários a preços menores favorecendo a expansão da indústria da cogeração.

### **3.6.2.- O DESINTERESSE DOS GOVERNOS COMO AGENTES INVESTIDORES NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

A despeito do que ocorria nas décadas iniciais do estabelecimento da indústria de GN, quando este era queimado em grandes quantidades, nas décadas de sessenta e setenta os governos privilegiaram o desenvolvimento de uma indústria de GN própria, desenvolvendo previamente mercados para seu uso e promovendo sua inserção naqueles onde podia ter competitividade. Atualmente, no entanto, constata-se pouco interesse de parte dos governos para participar na indústria de GN, deixando essa responsabilidade às companhias privadas. As razões, vão desde a não disponibilidade de recursos para financiar os investimentos requeridos, até a adoção da filosofia do "Estado mínimo". As exceções a regra são companhias que operam preferencialmente com petróleo (Pemex, Petrobras, Troll, PDVSA) e agora estão estendendo suas atividades para o GN, e companhias que obtêm lucro desta atividade por exercerem monopólio em boa parte cadeia gasífera (Gazprom, Gaz de France, Enagas).

Os governos da Europa Ocidental, resolveram diversificar a matriz energética e acolher o GN como um energético que amenizaria a forte dependência que tinham da importação de petróleo dos países do Oriente Médio. A importação de GN da ex-URSS, então politicamente mais estável, foi a opção, adicionando-se mais tarde outros fornecedores. Hoje, consolidado este mercado governos de vários países da região têm revisto seu papel na indústria gasífera. Desde a total privatização da British Gas na Grã Bretanha, cogita-se a venda parcial de muitas companhias públicas européias, com exceção da França, cuja companhia age fora do país como uma típica multinacional.

Diversos países da América Latina, Ásia e África, no entanto, mesmo quando o desenvolvimento do GN parecia favorecer as exigências de economicidade (expectativa de maiores benefícios que custos), os governos, freqüentemente, pareciam hesitar, atrasando os empreendimentos gasíferos. Em parte devido às restrições endógenas associadas com o seu desenvolvimento, carência de pessoal qualificado e, principalmente, carência de recursos financeiros. A hesitação em relação aos projetos resulta também de um complexo entrelaçamento de metas e objetivos que o governo tenta satisfazer de uma vez.

Os governos relutavam ao desenvolvimento do GN, basicamente, pelo fato de envolver vultoso capital a ser investido, não somente no transporte, mas também na rede de distribuição, sem esquecer, é claro na ponta da cadeia, os custos para os consumidores na conversão dos equipamentos, adaptando-os para o uso de GN. Isso se agravava ainda mais, quando além das implicações macroeconômicas do desenvolvimento da indústria de GN, apareciam também problemas regionais e sócio-econômicos.<sup>25</sup>

Identificar o mercado de GN requer também elaboração de uma política energética *vis-a-vis* com uma política industrial para o país. Não existe uma análise em relação a substituição dos outros combustíveis pelo GN, que se mostre intrinsecamente antieconômica, mas não por isso devem ser promovidos esquemas de venda simplesmente porque o GN está disponível. Em geral, os governos têm que satisfazer imbricações muito mais amplas e complexas em suas metas e objetivos,<sup>26</sup> comparados aos objetivos mais lineares e objetivos das companhias privadas.

Os governos, avaliando todos esses fatores endógenos e exógenos, existentes na implementação de uma indústria de GN, desistiram de vez de fazer investimentos na indústria de GN, logo após que os problemas econômicos relacionados com a dívida externa, taxas de juros, e outros presentes na arena mundial que se agudizaram na década de oitenta e atingiram de maneira contundente as economias dos países em desenvolvimento.

---

<sup>25</sup> No Brasil, de fato, tem acontecido uma oposição sistemática da PETROBRÁS ao desenvolvimento e inserção do GN em grande escala. Os interesses, quanto ao mercado de derivados de petróleo como o óleo Diesel e o óleo combustível, até pouco tempo atrás, eram altamente conflitantes com os do GN.

<sup>26</sup> Envolvimento de diversos interesses como os dos agentes privados concorrentes ou não nos negócios da indústria de GN, consumidores grandes e pequenos, etc.

A impossibilidade dos governos de financiar grandes empreendimentos energéticos corre paralela à exaustão do Estado como artífice principal do desenvolvimento econômico em nível mundial e, à busca de competitividade e globalização inserido pela teoria neoliberal.

Os governos viram-se então, na obrigação de reformar sua indústria energética. As companhias gasíferas criadas na expectativa de divulgar o GN, mas também de obter receita, enfrentaram agudos problemas para expandir-se. Muitas dessas companhias têm sido privatizadas (Gas del Estado da Argentina), ou reestruturadas (Gazprom da Rússia) adequando-se, em ambos casos, ao jogo imposto pelo clima competitivo.

### **3.7.- FINANCIAMENTO E INVESTIMENTOS NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

É um fato que a indústria de GN requer volumoso capital de investimento, e para isso, tem apelado a diferentes fontes, a fim de obter os recursos necessários para seu desenvolvimento. O financiamento da indústria de petróleo e GN começou a mudar por volta de 1950. Até então eram, predominantemente as companhias de capital privado as que investiam no desenvolvimento da indústria, obtendo recursos da própria empresa. Porém, conforme as necessidades de investir eram maiores, as companhias privadas começaram a obter empréstimos dos bancos ou órgãos financiadores, e é esta modalidade que prevalece atualmente.

As fontes de financiamento relevantes diferem, dependendo em parte da companhia nacional ou internacional que está envolvida, da potencialidade *upstream*, do país que é escolhido para receber empréstimos ou assistência oficial pelos bancos de desenvolvimento e, finalmente, da natureza das empresas envolvidas; transporte, *downstream* ou *marketing*.

Companhias que estiverem em boa situação financeira, com baixas relações dívida/títulos (*equity*) e/ou com folgada reserva de caixa (*cash flow*), estarão em condições de assumir custos em casos em que haja decréscimo na perfuração do poço e, paralelamente, queda nos preços de petróleo ou outros de investimento que requeira a situação.

Desenvolver mercados de GN nacionais depende, em boa medida, de uma grande disposição dos bancos de desenvolvimento multilaterais e patrocinadores de ajuda oficiais

que providenciem o capital requerido. As companhias estrangeiras têm mostrado grande interesse em participar como acionistas nos investimentos da cadeia gasífera.

Para o financiamento, as companhias de petróleo optam em geral por créditos de exportação, bem como fundos de procedência interna. O envolvimento do Banco Mundial e de outros bancos de desenvolvimento têm crescido além dos empréstimos necessários. A presença desses bancos encoraja outros candidatos a participar no financiamento, devido a sua influência com o governo e, porque sua participação pode indicar avaliações favoráveis da economia do país.

As principais fontes de capital para financiamento de projetos da indústria de GN e petróleo segundo critério de HUMPRIES (op. cit.) são:

- i) aumento do capital em forma de títulos - a venda de ações das grandes companhias - tem sido uma fonte tradicional de financiamento a longo prazo para a maioria das companhias privadas de petróleo e GN, especialmente nos EUA e na Grã Bretanha, para o caso da exploração e produção. Embora mercados de títulos (*equity market*) sejam voláteis e exista o risco do fracasso no setor, quando os preços do petróleo estão fracos ou grande número de companhias disputam o mercado;
- ii) mercados de dívidas/bônus públicos oferecem um suplemento atrativo. As companhias são capazes de tirar vantagem das taxas altas, geralmente prevalentes no mercado de bônus, de forma a refinar a dívida existente e/ou substituir uma proporção dessa dívida em taxas e interesse globais baixos;
- iii) letras comerciais, - idealizadas nos EUA -, entre instituições financeiras procurando por instrumentos atrativos de dívida a curto prazo;
- iv) fundos multilaterais e agências de financiamento, - Banco Mundial, IFC, Eximbank, EBRD - capazes de canalizar projetos de petróleo e gás em países em desenvolvimento;
- v) finalmente, fontes não-tradicionais, acontece quando uma companhia tem interesse em um campo ou projeto para providenciar capital, seja juntando-se como parceira de uma indústria ou instituição financeira, ou de uma companhia de petróleo que atue como canalizadora de financiamento de uma empresa nacional.

Ribeiro,(1996), aponta que, de forma genérica, as vantagens financeiras para projetos energéticos e com ênfase para os gasíferos, ficam restritas ao seleto grupo de poderosos agentes econômicos, representados pelas grandes corporações, pertencentes a setores dinâmicos, tais como o petróleo, telecomunicações, eletrônica, automóveis, e outros, de maior capacidade de acesso aos recursos financeiros disponíveis.

Da mesma forma, companhias de menor porte, e/ou pertencentes a setores de menor dinamismo econômico, experimentam dificuldades na captação de recursos perante os financiadores, assumindo maiores custos e riscos no empreendimento. Contudo, o fenômeno da globalização está obrigando a um intenso movimento de fusões, incorporações e absorções de empresas, mesmo no caso daquelas pertencentes ao grupo das grandes companhias.

Com os renovados ventos, provenientes da abertura de mercado, melhorias na competitividade e a decisão de reduzir gastos por parte dos governos, a indústria de GN deve enfrentar novos e grandes desafios para financiar os gastos de capital necessários para satisfazer o rápido crescimento da demanda desse energético.

Estimativas do capital total requerido para a indústria de petróleo e GN, para os anos noventa estariam na faixa dos US\$ 100 a US\$ 200 bilhões anuais, centralizando-se esses gastos, nos últimos tempos, *downstream* da cadeia gasífera, pois, o envolvimento de mais companhias internacionais nos projetos vem delineando esse perfil. Esta quantidade superaria substancialmente o montante total gasto de US\$ 1 trilhão, na década passada (petróleo e GN), chegando quase a US\$ 2 trilhões (HUMPHRIES, 1995).

Devido aos baixos preços do petróleo, as dificuldades de financiamento, inclusive das grandes companhias, têm obrigado tanto as multinacionais como as CPNs a elevar a quantidade de empréstimos de capital externo provenientes do sistema financeiro. DUNKERLEY (1995), acredita-se, no entanto, que a situação se mostra favorável. A desregulação do mercado monetário internacional tem resultado em grandes incrementos da disponibilidade de fundos para investir. A indústria de petróleo e GN, neste sentido, estaria melhor situada que a do setor elétrico pela experiência financeira.

Por outro lado, na opinião do Banco Mundial (RAZAVI,1995), se o mundo em desenvolvimento deseja receber uma fatia considerável dos investimentos na indústria de petróleo e GN, esse deve oferecer termos e taxas de retorno favoráveis, comparadas às oferecidas em outras áreas. Segundo o BM, muitos dos países em desenvolvimento têm sistemas fiscais que desencorajam o desenvolvimento de campos de GN; essas peculiaridades do sistema fiscal podem não ser críticas para países com grandes recursos, porém, podem ser perigosas e críticas para países que somente possuem campos pequenos.<sup>27</sup>

RAZAVI (1995) ressalta que nos projetos de petróleo e GN, apresentam-se dois tipos de riscos. Os riscos políticos e os riscos comerciais. Os riscos políticos podem ser amenizados com inúmeras medidas, como garantias de entidades estatais chave ou de indivíduos e empresas locais poderosos; governos beneficiários e agências multilaterais e estatais. Com freqüência, os patrocinadores tentam combinar ambas formas para ter a cobertura mais abrangente, ao custo mais baixo possível.

Os riscos comerciais podem ser amenizados; de duas maneiras: primeiro, um acordo entre patrocinadores e o governo do país beneficiário, sobre os aspectos da comercialização. O papel do governo varia, dependendo do país e do tipo de projeto. Para projetos de GN, o papel do governo é substancial, porque a maior parte da produção é comprada, geralmente, por uma companhia pública (federal, estatal ou municipal) ou

vendida a preços regulados pelo governo. Por isso, os patrocinadores do projeto precisam de acordos de preço mínimo ou de volume de negócios com as entidades estatais. O Estado deve outorgar credibilidade ao fornecer garantias de que autorizará os aumentos necessários de preço, quando o contexto assim o indique. A obtenção das garantias e acordos leva um tempo relativamente longo, sobretudo em países sem antecedentes claros.

A segunda maneira envolve negociações com empresas, fornecedores de equipamentos, companhias de operação, e similares, para determinar a sua disposição em

---

<sup>27</sup> A privatização das companhias petrolíferas e de GÁS NATURAL empreendida em vários países em desenvolvimento, confirma a nova ordem econômica, onde a retirada do Estado do aparelho

compensar os danos, no caso de não cumprirem as suas obrigações. Embora tecnicamente complexo, esse processo em geral é realizado com eficiência, por ser motivado por incentivos comerciais.

Nos países em desenvolvimento, com frequência, a participação das entidades estatais propicia o acesso a várias fontes de financiamento oficial, mas na prática, a maioria dos financiadores oficiais hesitam em apoiar a plena participação do Estado. O grau apropriado de participação do Estado varia, dependendo do tipo de projeto e do ambiente comercial do país. Para o Banco Mundial, no caso de projetos de extração e desenvolvimento de refinarias, o papel do Estado deve ser minimizado, já para projetos de infra-estrutura, pode justificar-se o papel do Estado. Os governos também podem facilitar o investimento no setor de petróleo e GN, estabelecendo regulações e regimes fiscais claros.

### **3.8.- COMENTÁRIOS**

No caso de um mercado de gás natural, antes de nada, aponta-se que há a necessidade fundamental na sua implementação de um cuidadoso planejamento, para sincronizar partes da cadeia produtiva *upstream* e *downstream*, desejando sempre que estas mantenham autonomia econômica. Isto demanda uma estreita cooperação entre companhias (públicas ou privadas) e os governos (federal, estatal, municipal), ou entre as próprias companhias responsáveis pela produção, transporte e distribuição, principalmente, porque até poucos anos atrás, as primeiras eram responsáveis a montante da cadeia e os segundos a jusante quase com exclusividade, hoje esta peculiaridade está diluindo-se.

A interrelação, ou melhor, interdependência entre os agentes presentes na cadeia energética em geral e a gasífera, em particular, tem que ser a mais alta possível pela necessidade de reconhecer as vantagens de cada uma das partes que compõem a cadeia e que não estejam, alguma delas, tomando vantagens indevidas de sua posição. Caso não haja este entendimento, a possibilidade de implantar o uso do gás natural no mercado dificilmente poderá trazer grandes benefícios ao consumidor.

Com a perspectiva destas incongruências entre os participantes da cadeia gasífera, o Estado, inicialmente, começou a intervir diretamente, criando empresas públicas,

---

produtivo é um alvo a ser atingido, segundo as recomendações do Banco Mundial.

preferencialmente de distribuição, que garantissem a oferta do gás natural. Isto tem sido uma praxe comum em quase todos os países, com exceção dos EUA. No entanto, problemas de natureza econômica e de financiamento, têm colocado ao Estado a necessidade de buscar investimentos de capital privado para atender a expansão do mercado. Desta forma, o Estado está aceitando sua retração como principal agente investidor. Porém, com a pretensão de ter ainda controle no setor gasífero, estão sendo criados órgãos reguladores para fiscalizar a comercialização do GN e garantir equidade no tratamento ao consumidor final.

A despeito das possíveis similaridades que poderiam se encontrar entre o petróleo e o GN existem mais diferenças entre estes dois energéticos que, freqüentemente, dificultam adaptar a teoria livre do mercado para a indústria de GN na prática. Como se viu, devido a sua baixa densidade, o GN deve ser comprimido para ser movimentado nos gasodutos ou liqüefeito a temperaturas criogênicas para seu transporte em tanques.

É válido lembrar também, que para uma mesma seção de um duto que transporta petróleo, esta carrega 15 vezes mais energia que a mesma seção se estivesse transportando GN. Por tanto, gasodutos requerem diâmetros maiores na sua construção e conseqüentemente investimentos de maior vulto. Em compensação a energia transportada por um gasoduto é muito maior que a energia transmitida pelas linhas do sistema elétrico o que lhe confere vantagem quando for confrontada com este tipo de alternativa energética, especialmente em longas distâncias.

Devido as opções limitadas do transporte de GN, de fato, este está restrito preponderantemente ao gasoduto, impondo significativas restrições a este combustível quanto a capacidade de se criar concorrência entre fornecedores. Por outro lado, observa-se uma clara economia de escala relativa no aspecto técnico quanto ao aumento do diâmetro do gasoduto que incrementa sua capacidade de forma quase exponencial.

A concentração do consumo ao longo do traçado de uma rede de GN significa também substancial economia de escala na distribuição. Estes fatores com freqüência criam um efetivo monopólio natural, que nos negócios se exhibe como diminuir custos e aumentar a escala de operações, o que traz a tona que novos ingressantes, as vezes, não possam concorrer com fornecedores já existentes.

A existência de uma forte tendência ao monopólio natural em certos pontos na rede de suprimento torna mais dificultoso introduzir concorrência no mercado da indústria gasífera do que na indústria de petróleo. Na tentativa de aplicar os princípios da economia de mercado na indústria de GN, os governos devem buscar formas pragmáticas de conciliar com este monopólio característico ou, forçar riscos impraticáveis e sistemas inviáveis na indústria, em nome da teoria da economia livre de mercado. Algumas destas tentativas, experimentadas nos mercados de GN de certos países, são mostradas nos próximos capítulos.

Constata-se, finalmente, que o setor gasífero em particular bem como o energético de forma geral, estão sofrendo grandes mudanças estruturais desde inícios da década de 1980. A globalização financeira, segundo Noël (1997), têm contribuído nesta mudança através de dois fatores cruciais específicos; a afirmação do mercado sobre a autoridade nacional (colocando em xeque a soberania do Estado) e a retransnacionalização da indústria de petróleo e gás natural. Evidencia-se este fato quando se observa a dependência do setor energético dos agentes financeiros e a preponderância que eles detêm sobre o setor. A dinâmica gasífera atual, desta forma, foi obrigada a se inserir plenamente dentro da dinâmica da política econômica global.

## CAPÍTULO IV

### SINGULARIDADES DOS MERCADOS INTERNACIONAIS DE GÁS NATURAL

#### 4.1.- INTRODUÇÃO

Para a conformação de um mercado de GN é necessário que sejam preenchidas quatro condições básicas: primeiro, a existência de reservas de GN capazes de garantir a demanda do mercado por, no mínimo, vinte anos; segundo, a disponibilidade de tecnologia e meios que possibilitem o transporte desde a fonte até o mercado consumidor; terceiro, a perspectiva de um mercado cuja demanda de GN seja considerada de porte médio ou grande, de tal forma que justifique os investimentos a serem feitos em infra-estrutura para atender esse mercado; finalmente, a fixação do preço no *city gate*, o qual deverá ser capaz de conciliar não só retorno do capital à companhia transportadora mas, também, conferir ao GN competitividade para disputar mercados, nos diversos segmentos consumidores, com os outros combustíveis concorrentes.

Após a descoberta do GN, decisões preliminares são tomadas sobre sua comercialização (entenda-se identificação dos segmentos que utilizam o GN). Se o mercado for julgado promissor a companhia privada ou pública precisará levar a cabo trabalhos futuros de desenvolvimento da jazida, para conhecer suas reservas, e planejar com mais detalhe a estratégia de venda do GN (*marketing*). Somente após a viabilidade do empreendimento mostrar-se positiva, passa-se a realizar negociações entre companhias produtoras, transportadoras e distribuidoras para acertar contratos de venda.

A formação dos preços é uma questão fundamental para a consolidação do mercado de GN e está sujeita às injunções dos agentes privados. Além do mais, há uma complexa relação entre preço e volume, basicamente porque volume tem impacto nos custos. Acordos, onde se definem claramente preços do GN na boca-de-poço, podem melhorar as possibilidades de estabelecer o mercado, que estaria assentado na negociação dos contratos. Similarmente, políticas de preço bem elaboradas para o consumidor são essenciais para propiciar o desenvolvimento dos mercados de GN (DAVISON et al. 1988).

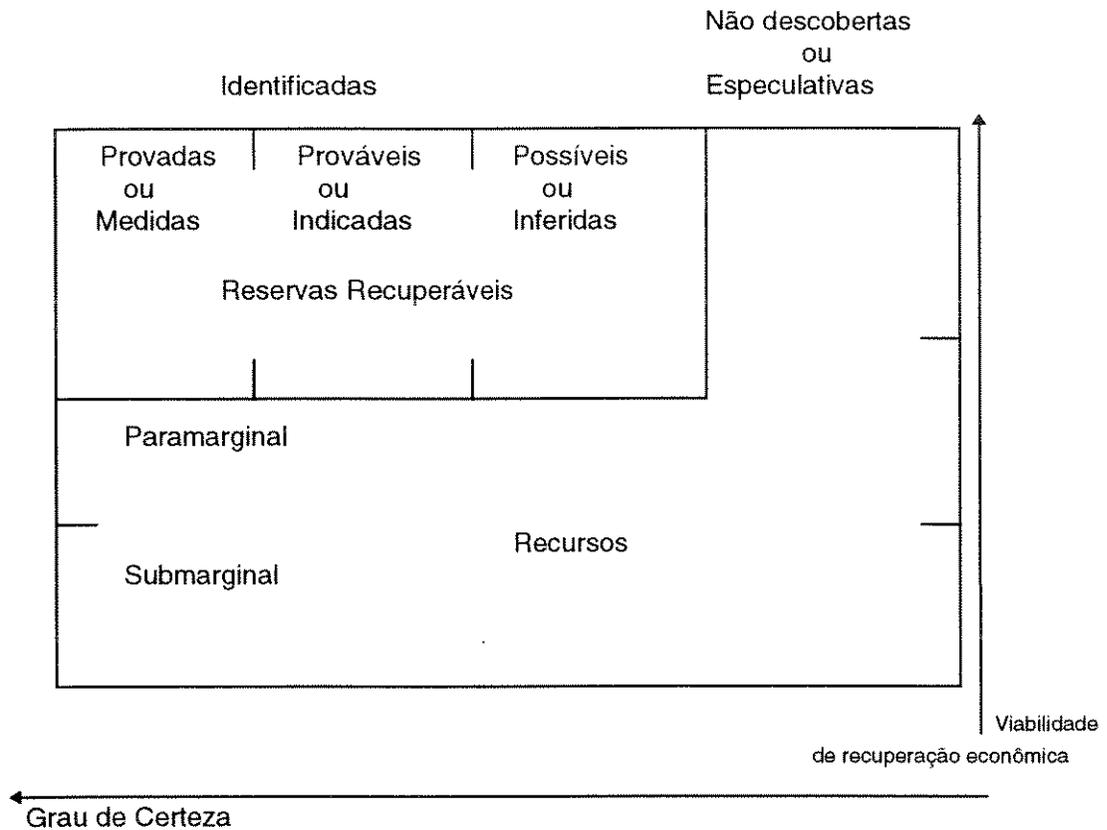
Para caracterizar o mercado e as mercadorias energéticas é preciso entender as características próprias da indústria de gás natural. Um mercado que comercializa um recurso energético como o GN requer, necessariamente, estudos e avaliações de cada uma das partes que compõem a cadeia. Este capítulo, além de apresentar uma definição apropriada dessas partes, também traça um perfil do atual desenvolvimento dos mercados de GN no mundo. Paralelamente, serão apresentadas as singularidades de cada um deles, as perspectivas de expansão e crescimento, assim como os tipos de contratos existentes em tais mercados. Para isso, é feita uma explanação previa da formação do preço do GN e das modalidades de contratos mais conhecidas.

#### **4.2.- DEFINIÇÃO DE RECURSOS E RESERVAS DE GÁS NATURAL**

De forma genérica, recursos são utilizados e definidos nos seguintes termos no jargão da indústria de GN; reservas provadas, reservas prováveis e possíveis.

Os recursos minerais são classificados, segundo MCKELVEY (1985), pelo reconhecimento da sua existência, qualidade e magnitude dos depósitos individuais, e a viabilidade de sua recuperação, dados os preços e tecnologias existentes

Adaptando o diagrama de MCKELVEY para o caso do petróleo e do GN, a classificação expressa em termos geológicos convencionais como "medida", "indicada" e "inferida" é modificada para "provada", "provável" e "possível". Os termos "medido" e "provado", considerados equivalentes pela maioria dos autores que enfocam o setor, referem-se a depósitos onde quantidade e qualidade foram estabelecidas com uma margem de erro relativamente pequena. Os termos "provável" e "possível" descrevem depósitos avaliados parcialmente e, ambos podem ser incluídos no termo "indicado". Estimativas de recursos conhecidos ou não, cuja qualidade e volume baseiam-se exclusivamente em evidências geológicas e suas projeções, são definidos pelo termo "inferido" (Figura. 4.1).



**FIGURA 4.1: DIAGRAMA DE MCKELVEY  
CLASSIFICAÇÃO DE RESERVAS E RECURSOS MINERAIS**

#### 4.2.1.- RECURSOS

ADELMAN (1983) afirma que a "base de recursos" para qualquer mineral ou hidrocarboneto são os valores totais inferidos mediante algum método de medição. Esses valores são finitos e muito maiores que as reservas, pois, alguns depósitos são identificados como de baixo teor ou volume para a exploração econômica aos preços atuais. Por outro lado, áreas não exploradas ou desconhecidas podem conter depósitos econômicos a serem explorados no futuro. Recursos, por seu turno, é todo aquele material que constituiria a base de recursos, dada uma determinada condição econômica e tecnológica poderá vir a se tornar explorável. O diagrama de McKelvey ilustra com propriedade esses conceitos.

#### 4.2.2.- RESERVAS PROVADAS

Reservas provadas são uma medida da capacidade de produção acumulada passada, presente ou futura. As reservas são dinâmicas, uma vez que estão sujeitas a

condicionantes econômicos e tecnológicos, que determinam ao longo do tempo o seu comportamento. As reservas provadas foram ou podem ser produzidas sob as atuais condições econômicas e de operação, portanto, retratam exatamente a quantidade a ser produzida no curto prazo.

#### **4.2.3.- RESERVAS PROVÁVEIS**

Reservas prováveis cercam as reservas provadas. Indicam quanto pode ser produzido em regiões ainda não perfuradas ou totalmente avaliadas de reservatórios conhecidos. Podem ser vistas também como um fator de "esticamento" das reservas provadas.

As reservas prováveis geralmente são estimadas sem especificação de tempo para serem futuramente incorporadas às reservas provadas. Cabe às companhias ou aos governos decidir ou adequar os custos de forma a prever quanto tempo será necessário para que as reservas prováveis passem deste estágio ao outro, passando, portanto, da classificação de desconhecidas e menos desenvolvidas para totalmente conhecidas e desenvolvidas.

#### **4.2.4. - A DEPENDÊNCIA NA CONJUNTURA ECONÔMICA DAS RESERVAS PROVADAS**

Reservas provadas representam investimento já realizado e cujos custos para produzir constituem uma pequena fração do preço. Determina-se, portanto a quantidade que será produzida e sua solvência frente às flutuações do preço. Cada estimativa das reservas é essencialmente um investimento previsto.

Dependendo do preço máximo do petróleo ou do GN nos mercados pode ser desencorajada a produção de poços marginais. A categoria "subeconômica" do diagrama de McKelvey é subdividida nas classes paramarginal e submarginal, para separar recursos que hoje estão no limiar de ser produzidos economicamente daqueles que requerem um preço substancialmente mais alto, ou um maior avanço tecnológico, para torná-los economicamente aproveitáveis.

A classificação de MCKELVEY fornece elementos de decisão para delinear diretrizes tanto na exploração como na pesquisa e no desenvolvimento tecnológico e também para

obter alguma indicação dos recursos potenciais, além das reservas que estão sendo exploradas e desenvolvidas.

Existe também um índice muito utilizado na literatura especializada, reserva/produção (R/P), que deve ser relativizado quanto a sua aplicação e importância. Ele não pode ser usado, por exemplo, para calcular quanto o reservatório produzirá, assim como não é um índice do tempo de vida do depósito. Simplesmente mede a taxa de declínio do reservatório no caso de estar ausente qualquer investimento, inclusive tecnológico. Isto é, R/P depende basicamente da relação entre preços e custos de produção atuais.

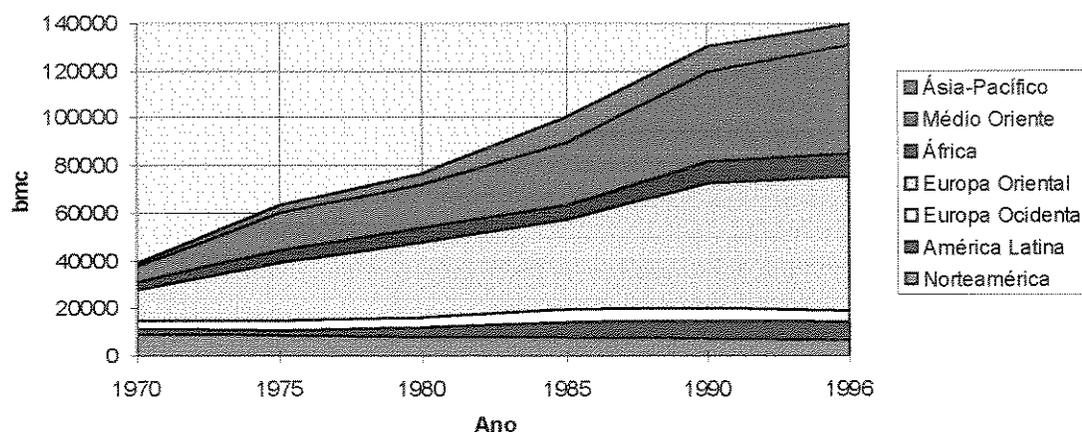
Para prever quais reservas prováveis seriam convertidas em reservas provadas é preciso conhecer não somente o custo da operação mas também o custo de desenvolvimento dos novos poços e novas jazidas a serem exploradas.

#### **4.2.5.- CRESCIMENTO VERTIGINOSO DAS RESERVAS MUNDIAIS DE GÁS NATURAL**

As reservas provadas de GN têm aumentado em todas as regiões do planeta. Estas passaram de 39.608 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1970, para 148.875 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1996, mais que triplicando o volume conhecido há vinte e cinco anos (gráfico.4.1), o que dá uma idéia de como as reservas deste energético vêm crescendo no mundo, consolidando-se, dessa maneira no perfil da matriz energética mundial.

O GN está distribuído em quase todas as regiões do planeta, porém, essa constância não se reflete no volume das reservas existentes. Tais reservas encontram-se altamente concentradas na região central da Rússia e no Golfo Pérsico que, em conjunto, detêm 73% das reservas mundiais.

Como reflexo do intenso comércio de GN na zona Ásia-Pacífico, verificado no último decênio, houve um forte crescimento das reservas provadas (6,7% do total mundial) nessa região. Países como a Malásia, Austrália, China, Paquistão e, em especial, a Indonésia (1,4%) apresentaram um incremento notável em suas reservas. Outros países, com recursos gasíferos mais discretos, experimentaram pequenas variações ou mantiveram inalteradas suas reservas (Cedigaz, 1995; OGJ, 1996).



**GRÁFICO 4.1: GÁS NATURAL; RESERVAS PROVADAS**

Fonte: CEDIGAZ, 1995 e OGJ, 1996

O hemisfério Ocidental (todas as Américas) tem mostrado pouca variação das reservas provadas. Nos EUA e no Canadá, inclusive vem se verificando uma queda gradual nas reservas de longa data, as quais hoje representam somente 4,7% do total no mundo (em 1970 detinham 23,9%). Na América Latina, percentualmente pouco mudou nos últimos vinte e cinco anos, ao todo detém apenas 5,4% das reservas mundiais (4,7% em 1970). Das já conhecidas reservas da Venezuela e da Argentina incorporaram-se reservas menores, porém significativas, no âmbito regional como as da Colômbia, Bolívia, Brasil, Peru e Trinidad e Tobago.

Em regiões como a Europa Oriental houve uma diminuição nas reservas de GN nos últimos cinco anos, que se deve principalmente à paralisia de novos investimentos por parte da Gazprom (companhia estatal russa), decorrente da crise política e econômica da ex-URSS. Contudo, recentes contratos entre o governo russo e companhias estrangeiras, pretendem revitalizar a prospeção e a exploração do GN.<sup>16</sup> A Europa Oriental, incluída a ex-União Soviética, detém 40% do total das reservas existentes no mundo (perfaziam 31,9% em 1970). A Europa Ocidental detém 4,2% das reservas mundiais (9,1% em 1970), com três países em destaque, Holanda, Noruega e Grã Bretanha.

<sup>16</sup> Relatórios de 1996 sobre as atividades da Gazprom, apontam que a companhia retomou os investimentos em parceria com companhias de capital privado. Nesta nova fase, a Gazprom vem mostrando índices de desempenho comparáveis às companhias privadas. (OGJ, November, 1996 pp 32).

Quanto à região do Médio Oriente, as reservas existentes perfazem 32,4% do total global; os países litorâneos do Golfo Pérsico são os mais beneficiados com a repartição das reservas gasíferas. No continente africano, Argélia, Líbia, Egito e Nigéria detêm a maior fatia das reservas existentes na África. Em números absolutos, a África tem triplicado suas reservas. Em termos percentuais, experimentou uma queda de 9,7% em 1970, para 6,7%, em 1995 (Gráfico 4.1 e tabela 4.1).

**TABELA 4.1: RESERVAS PROVADAS, CONSUMO E RELAÇÃO R/P DO GÁS NATURAL**

Região Geográfica	1970 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	1996 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Prod. Bruta 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Prod. Liq. 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Consumo 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	R/P *
Ásia-Pacífico	1550	14224	229,7	200,9	206,2	66
Europa Ocidental	3583	6292	262,6	233,5	330,9	26
Europa Oriental	12547	58559	767,6	748,6	676,6	76
América Do Norte	6831	6932	855,0	685,8	685,8	9
Oriente Médio	6627	45038	233,7	132,9	134,0	251
África	3834	9982	200,3	76,3	44,6	80
América Latina	1874	7848	144,3	94,7	95,6	63
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>39443</b>	<b>148875</b>	<b>2693,48</b>	<b>2693,48</b>	<b>2172,74</b>	<b>62</b>
<b>Países OPEP</b>		<b>57219</b>				

FONTE: CEDIGAZ, Julho 1995, OGJ SPECIAL, Dec.27, 1995 p.44

\*Equivalência em anos de produção base 1995

Embora as perdas registradas entre a produção bruta de GN e a efetivamente comercializada na América do Norte, na Europa Oriental e na Europa Ocidental (percentualmente) não sejam alarmantes há, no entanto, uma preocupação crescente quanto ao tempo de esgotamento das atuais reservas, especialmente na América do Norte. A relação reservas/produção nessa região é a menor de todas, o que denota a necessidade de novos investimentos para ampliá-la. Em outras regiões ocorre o contrário, pois, apesar de verificar-se uma grande folga na relação R/P, observa-se grandes perdas entre a produção bruta e a quantidade efetivamente consumida. Este fato é evidente em países como Nigéria (perdas de 70% da produção local) na África e no Brasil (50%), no México (30%) na América Latina e Arábia Saudita (23%).

A distribuição geográfica das reservas provadas de GN é desigual. Clara mostra disto é a diferença do país que detém as maiores reservas, a Rússia, com 50.000 bilhões de m<sup>3</sup>, (ex-URSS com 57.500 Gm<sup>3</sup>) em relação ao segundo, o Irã, com 21.000 Gm<sup>3</sup>, e a diferença de ambos em relação aos outros países é abismal. Se ainda se acrescentam as reservas

da Península Arábica,<sup>17</sup> com 20.200 10<sup>9</sup> de m<sup>3</sup>, é possível ter uma idéia da concentração das reservas provadas de GN no planeta. Vinte países detêm 91,3% das reservas, os demais, apenas 8,7% do total no mundo.

No continente sul-americano, Venezuela (3925 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>) e Argentina (515 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>) são os destaques, mas mostram o papel marginal do continente no volume de reservas provadas, se comparadas às reservas mundiais. Apesar das discretas reservas da Bolívia, 126 bilhões de m<sup>3</sup> e do Brasil, 146 bilhões de m<sup>3</sup>, há interesse em formar um mercado de maior amplitude congregando a região como um todo.

#### **4.3.- A ESTREITA RELAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO/CONSUMO DE GÁS NATURAL**

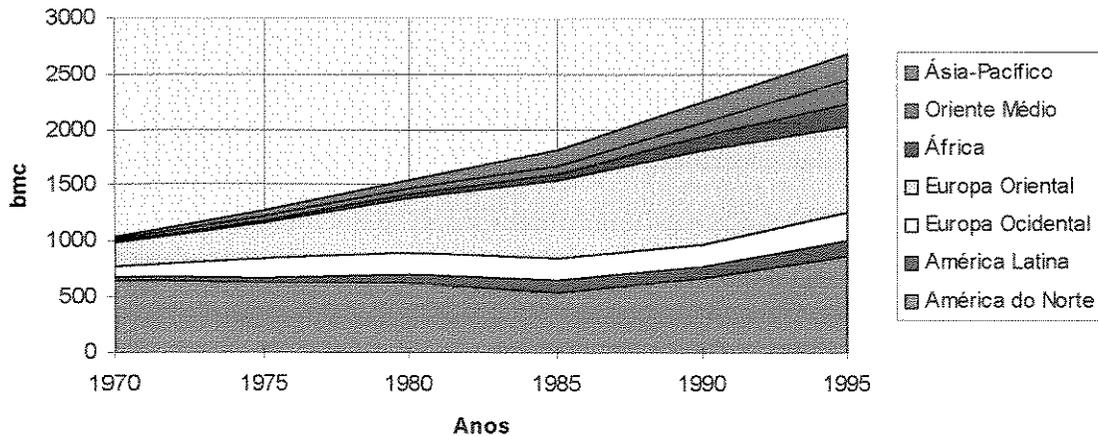
A produção mundial de GN tem despontado de maneira surpreendente, comprovando-se um crescimento de 26% nos últimos doze anos, passando de 1.620 bilhões de m<sup>3</sup> em 1984, para 2.638 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1996.

Por regiões, a Rússia, apesar do declínio contabilizado desde 1990, mas recuperando-se desde 1995, ainda é o maior produtor do mundo com 714,3 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>. Os Estados Unidos detêm o segundo lugar com uma produção de 704,15 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1996; no mesmo ano a produção do Canadá foi de 162,8 bilhões de m<sup>3</sup>. Na região Ásia-Pacífico, por conta do desenvolvimento e expansão da indústria de GNL, a produção em 1996 contabilizava 227,8 bilhões de m<sup>3</sup>. Enfatiza-se que, em 1995, o grosso da produção mundial de GN era consumida *in situ*, ou seja, nos próprios países onde foi produzido, isto é, 1728,65 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> (80%) de um total de 2201,97 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> (OGJ, Junho 1997p.19).

No Oriente Médio, a produção de GN contabilizada em 1996, foi de 152,12 bilhões de m<sup>3</sup>, principalmente porque o consumo em vários países da região, cresceu. A produção gasífera na África, no mesmo ano, foi de 93,94 bilhões m<sup>3</sup>; e da América Latina, atingia 110,29 bilhões de m<sup>3</sup>. A Europa Ocidental (OCDE) detinha 277,09 bilhões de m<sup>3</sup> da produção mundial, proveniente, a maior parte, das reservas do Mar do Norte ( Gráfico 4.2)

---

<sup>17</sup> Deste total, os três principais países são o Catar, com 7.070 bilhões; Abu Dhabi com 5.320 bilhões, e Arábia Saudita, com 5.130 bilhões de m<sup>3</sup>.



**GRÁFICO 4.2: EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO MUNDIAL DE GÁS NATURAL**

FONTE: CEDIGAZ 1995

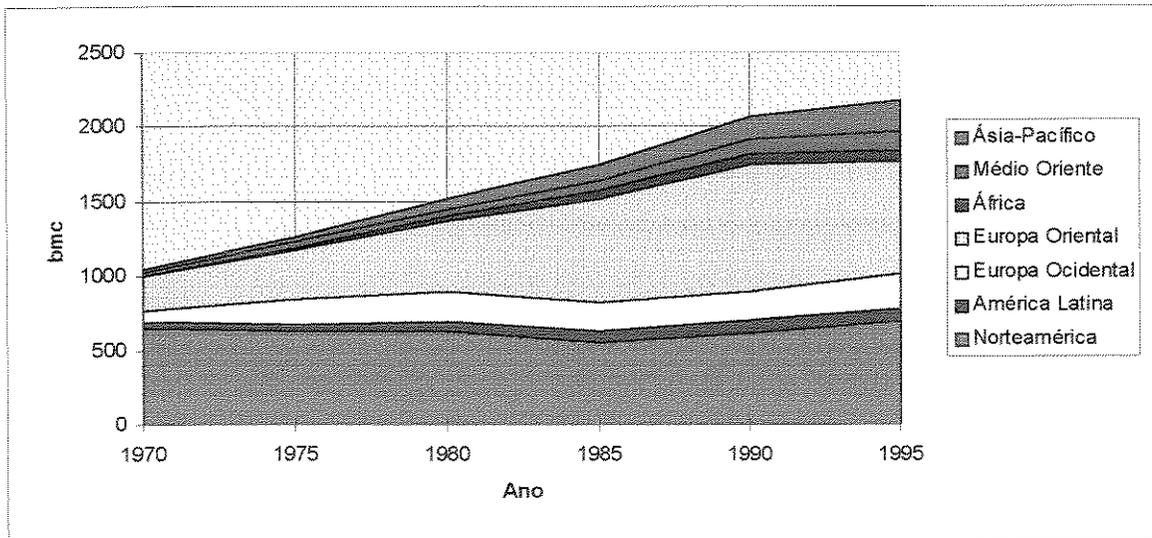
Para o período de 1991 a 2010, espera-se um forte crescimento da produção europeia, principalmente nos campos gasíferos do Mar do Norte, pertencentes ao Reino Unido e a Noruega, cuja produção conjunta deve passar para 111,4 bilhões de m<sup>3</sup> em 2010 (PAUWELS E SWARTENBROEKX, 1993).

Os principais fornecedores não pertencentes à União Europeia, continuarão sendo a Argélia, Noruega, Nigéria, Líbia e Rússia. PAUWELS et al. (1993) estimam que a dependência da Europa Ocidental com respeito aos países fora da Comunidade diminuirá, devido ao aumento do suprimento de GN proveniente da Holanda e do Reino Unido.

Quanto à América do Sul, a produção de GN no Brasil, 5,840 bilhões de m<sup>3</sup> /ano (0,32% da produção mundial) e na Bolívia com 2,55 bilhões de m<sup>3</sup> /ano (0,14% da produção mundial), pode vir a aumentar, após tornar-se realidade o acordo comercial assinado entre ambos países.<sup>18</sup> Na Argentina, a totalidade dos 25 bilhões de m<sup>3</sup> de GN produzidos são absorvidos pelo mercado local. Há, no entanto, perspectivas de, num futuro próximo, exportar excedentes para o Brasil, uma vez que, no mercado interno não estão previstos aumentos da demanda significativos.

<sup>18</sup> Inicialmente o acordo assinado em 1993 previa a compra de 8 milhões de m<sup>3</sup> por parte do Brasil nos primeiros sete anos, passando logo para 16 milhões, até completar os vinte anos do acordo. Recentes negociações modificaram para 24 milhões de m<sup>3</sup> o volume final vendido.

A evolução no consumo de GN passou de 1047,6 Gm<sup>3</sup>, em 1970, para 2173,74 Gm<sup>3</sup>, em 1995, dobrando, pois, as quantidades consumidas em 25 anos. O consumo de GN vem aumentando de forma acelerada desde o final da Segunda Guerra Mundial, verificando-se esta expansão, inicialmente, nos Estados Unidos mas também em outras regiões. A construção do gasoduto desde a Rússia até a Europa Ocidental, e a consolidação do comércio de GNL na região Ásia-Pacífico, contribuíram para que o GN viesse a ter uma participação cada vez maior no balanço energético mundial (23% em 1994).



**GRÁFICO 4.3: EVOLUÇÃO DO CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL**

FONTE: CEDIGAZ 1995

Contudo, é pertinente enfatizar que os Estados Unidos têm gradualmente perdido a ampla hegemonia do consumo de GN, - cujo mercado ainda é o maior consumidor. Comparando-se o consumo no ano de 1970, quando a América do Norte (EUA e Canadá) detinha 2/3 do consumo mundial e o de 1994, observa-se que, hoje, detém apenas 1/3 do total mundial, embora, em valores absolutos, tenha mantido o mesmo padrão de consumo. Por outro lado, o consumo na Europa como um todo cresceu comparativamente a 1973, hoje consumindo mais de 1/3 do GN produzido mundialmente (Gráfico 4.3). Afora esse comportamento contrastante apresentado pelos Estados Unidos e Europa, noutras regiões, que não sofreram tamanha flutuação de consumo, acredita-se que o GN sofrerá um importante aumento no seu consumo nas próximas décadas.

Os países industrializados e a Rússia consomem 75% da produção mundial (a OCDE, que inclui a Europa Ocidental mais Austrália e o Japão, consomem 40%) do GN comercializado em escala mundial. A participação de países não contemplados na OCDE vem aumentando paulatinamente, estes consumiam em 1986, 12,6% do GN produzido; atualmente, este consumo representa 23%.

A variação no crescimento médio anual de consumo de GN no mundo foi de apenas 0,7% em 1994, mas a tendência indica que entre 1995-2005 a demanda por este energético crescerá 3,5% por ano e a do GNL 7,0% (OGJ, June,1997). A queda do consumo nos países que formavam a União Soviética (-7% em 1994), pesou significativamente na tendência global, mas esta tendência está sendo revertida a partir de 1995 na Rússia.<sup>19</sup>

Estimativas do consumo de GN nos países de população numerosa prevêem que dobrará até o ano 2010, tornando-os responsáveis pelo aumento global de consumo entre 50% a 80% dos valores atuais. Os candidatos mais representativos por este aumento, serão Paquistão, Índia, Brasil e Tailândia, onde estão viabilizando-se empreendimentos de grande envergadura para atender os mercados locais, seja através de gasodutos ou de GNL, a maioria dos quais, em fase de aprovação final.

Consolidado o mercado internacional do petróleo cru, na década de 70, previu-se que o GNL poderia acompanhar a tendência crescente do transporte por gasodutos (que em parte se deu pelo realinhamento dos preços do petróleo). A multiplicação dos projetos para cadeias gasíferas de GNL, nessa época, permitiu pensar num mercado global através de metaneiros e a infra-estrutura do GNL foi construída sem importar custos e distâncias. Hoje, no entanto, essa euforia está limitada devido aos altos custos para este tipo de transporte, Contudo, o comércio de GNL deverá crescer rapidamente para responder ao desenvolvimento da demanda de GN no mundo e na possibilidade de ampliar os mercados gasíferos. Prova disso é a existência de um próspero comércio no transporte do GNL

---

<sup>19</sup> O consumo anual aumentou de forma diferenciada nas diferentes regiões geográficas. A região da Ásia-Pacífico registrou o maior índice, 9,7%. Um forte avanço no consumo registrou-se também na América do Norte, 3,7%, América Latina, 4,4% e Oriente Médio, 8,7%. Índices mais discretos de crescimento aconteceram na Europa Ocidental, 1,3%, e na África, 2,3% .

concentrada nos países do sudeste asiático. Na prática, o Japão, por força das circunstâncias, absorve o grosso do comércio internacional por metaneiros.

A produção de GNL passou de 75,9 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1991, para 102,4 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1996. Na participação do comércio mundial de GNL, o Japão sozinho detém 65% de todas as importações feitas por barcos metaneiros, seguido pela França (9%); EUA, Espanha, Coreia, Taiwan e Singapura perfazem o restante. Dentre os exportadores de GNL, países do Sudeste Asiático e Oceania são predominantes. Indonésia exporta 36% do GNL mundial comercializado internacionalmente, seguido pela Malásia (12%) e Austrália (10%). No continente africano, a Argélia se destaca com 21% do comércio mundial de GNL.

**TABELA 4.2: OS 10 MAIORES PRODUTORES MUNDIAIS DE GNL**

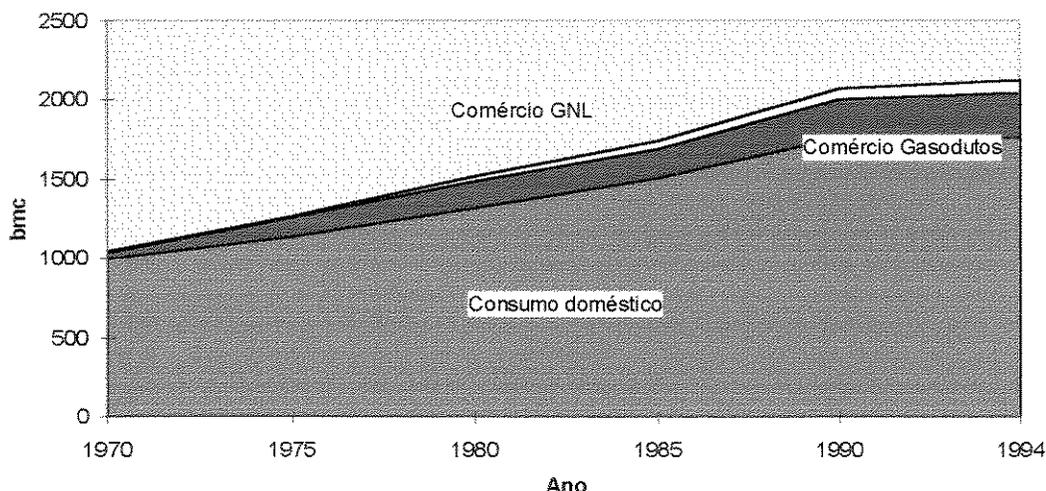
<b>PAÍS</b>	<b>Produção 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> /ano</b>	<b>Participação (%)</b>
<b>Estados Unidos</b>	<b>27838</b>	<b>36,68</b>
<b>Canadá</b>	<b>15488</b>	<b>20,41</b>
<b>México</b>	<b>9868</b>	<b>13,00</b>
<b>Ex-URSS</b>	<b>5174</b>	<b>6,82</b>
<b>Argelia</b>	<b>2303</b>	<b>3,03</b>
<b>Indonésia</b>	<b>2072</b>	<b>2,73</b>
<b>Venezuela</b>	<b>1597</b>	<b>2,10</b>
<b>Kuwait</b>	<b>1330</b>	<b>1,75</b>
<b>Austrália</b>	<b>1319</b>	<b>1,74</b>
<b>Egito</b>	<b>1111</b>	<b>1,46</b>
<b>Total 10 Maiores</b>	<b>68094</b>	<b>89,71</b>
<b>Resto Do Mundo</b>	<b>7808</b>	<b>10,29</b>
<b>Total Mundial</b>	<b>75905</b>	<b>100,00</b>

*FONTE: OGJ SPECIAL, April, 13, 1995 p.52*

Por outro lado, o mercado internacional de GN, em 1996, envolvia um volume de 423,88 bilhões de m<sup>3</sup> transportados através de gasodutos.<sup>20</sup> Rússia participava com 38% do volume comercializado via gasodutos, seguida pelo Canadá (26%), Países Baixos (15%) e Noruega (10%). Os países receptores que participam com o parcela mais significativa do comércio internacional por dutos são os EUA (26%), Alemanha (25%), Itália (11%), França (9%) e República Tcheca (5%).

Somando a exportação feita via gasodutos e via GNL, juntos totalizavam 526,31 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1996. Conclui-se portanto, dois fatos: primeiro, que da produção líquida de GN, em 1996, 2310,4 bilhões de m<sup>3</sup>, quase 80% era consumida no país onde foi

produzida, confirmando a estreita relação entre a produção e o consumo em nível local (Gráfico 4.4). Segundo, o comércio internacional representava 20% da produção líquida mundial de GN e terceiro, o GNL comercializado representava (102,43 bilhões de m<sup>3</sup>) 20% do volume exportado, dando uma idéia cabal do tamanho deste mercado. É válido salientar que a taxa média crescimento do comércio internacional de GN nos últimos cinco anos foi de 4,3% ao ano.



**GRÁFICO 4.4: EVOLUÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL**

*FONTE: elaboração a partir de dados da CEDIGAZ 1995*

A produção na Europa Ocidental está concentrada num pequeno número de produtores, muitos deles com o governo como sócio majoritário (Statoil da Noruega e a Gasunie da Holanda). Os dez maiores produzem três-quartos da produção total e, destes, os primeiros dois, RD/Shell e a Exxon, produzem 40% do total.

#### 4.3.1.- BARREIRAS NA COMERCIALIZAÇÃO GLOBAL DO GÁS NATURAL

A estrutura da indústria bem como as peculiaridades de suprimento do GN tem suscitado a criação de mercados totalmente distintos dos mercados de petróleo. As facilidades de transporte e distribuição do petróleo tem ajudado a introduzir concorrência e, em alguns casos, não é difícil substituir um sistema de suprimento por outro. Isto não é

<sup>20</sup> Do volume total transportado, 97 bilhões de m<sup>3</sup> foram comercializados nos países da antiga URSS.

possível com o GN, uma vez que as opções de transporte viáveis são só duas, gasodutos ou tanques criogênicos.

Enquanto a tecnologia de exploração de GN e do petróleo é praticamente a mesma, a estrutura da indústria do GN e as características de suprimento são muito diferentes. As soluções de mercado em que opera e se desenvolve o petróleo não necessariamente funcionam para o GN. Assim, a despeito das semelhanças, existem tantas diferenças que a teoria de economia de mercado para a indústria de gás natural é diferenciada da do petróleo.

Dessa maneira, o transporte de GN é muito mais oneroso que o do petróleo, seja através de gasodutos ou por metaneiros no comércio interoceânico. Por causa desses custos, há dificuldade de criar um “mercado mundial de GN” similar ao mercado mundial de petróleo.<sup>21</sup> Enquanto a concorrência do petróleo é internacional, a do GN freqüentemente encontra-se confinada dentro das fronteiras nacionais. No caso de regiões com comércio internacional instituído, é comum observar grandes transações com forte ingerência política governamental (JENSEN,1992). Vencida a barreira do transporte, ainda deverão ser vencidas outras na consolidação de um mercado mundial de GN.

Constata-se que não existe uma conexão ou uma uniformidade de ação entre os mercados gasíferos. A independência de cada um, na estruturação dos preços e custos do GN, reflete peculiaridades de cada mercado de GN. Os eventos que têm provocado aumento na produção e na demanda variam segundo o mercado, de modo que soluções peculiares para um mercado não necessariamente são validade em outro.

Finalmente, supondo que cada um dos agentes participantes da cadeia gasífera seja autônomo, apontam-se complexas ligações entre o Estado e as companhias privadas, e inclusive entre elas mesmas, para considerar a parcela proveniente da renda dos recursos naturais. O balanço de relações é muitas vezes conflitante, e usualmente, as barreiras a serem vencidas são; primeiro, pela incerteza quanto a volume, preços e custos do GN, existindo sempre discordâncias sobre a apropriação da renda. Segundo, pela dificuldade do

---

<sup>21</sup> O volume de GN comercializado no mercado internacional (195,5 milhões ton/ano) é um quinto do mercado do petróleo cru, onde foram comercializados 35 milhões de barris por dia, em 1995, (992,8 milhões de ton./ano).

governo em avaliar o nível mínimo de incentivo fiscal que as companhias aceitariam para produzir. Terceiro, pelas dificuldades no esboço de um regime fiscal que alcance tanto os objetivos de distribuição da receita, como a variedade de objetivos que os governos tentam alcançar aplicando taxas.

#### 4.3.2.- CONDICIONANTES PARA A EXISTÊNCIA DO MERCADO

Devido às peculiaridades na formação do mercado de GN, PERCEBOIS (1987) detalhou quatro características específicas para a consolidação de um mercado de GN, as quais devem estar simultaneamente presentes:

- Disponibilidade de reservas de GN no país onde pretende-se criar o mercado ou em países circundantes de tal forma a garantir a demanda no mínimo por vinte cinco anos.
- Uma massa crítica de consumidores potenciais: o custo elevado do transporte e da distribuição exige a presença de um número suficiente de clientes potenciais, de maneira a garantir um mercado que justifique o investimento. O GN dificilmente cobrirá necessidades quantitativamente limitadas e geograficamente dispersas.<sup>22</sup>
- A existência de soluções técnicas capazes de resolver o problema de transporte entre a zona produtora e os centros de consumo.<sup>23</sup>
- O preço final ao consumidor deve ser competitivo. A desvantagem do GN é não ter um mercado cativo. Os múltiplos usos que poderá ter dependem do preço e da qualidade dos combustíveis concorrentes nos mercados cativos, estes são geralmente o óleo Diesel, o óleo combustível, o carvão ou a eletricidade. Não sendo o preço do GN regedor do mercado, a penetração na matriz energética será em grande medida condicionada pelas condições nas quais virá.
- O preço no *city gate* deverá ser suficientemente remunerador para justificar os gastos incorridos ao longo de toda a cadeia gasífera.

O isolamento regional dos mercados de GN não sugere a inexistência de uma solução geral para o mercado de GN, mas sim que haja uma diversidade de condições contratuais

---

<sup>22</sup> Países onde o uso de gás manufacturado proveniente do carvão é vasto apresentam maior facilidade para a penetração do GN.

<sup>23</sup> Em 1964, ocorria pela primeira vez o transporte de GNL de carácter internacional; tratava-se do gás argelino destinado à Grã-Bretanha.

que reflita condições específicas de um determinado mercado. De fato, existem riscos compensatorios, - embora, muitos deles não bem identificados -, na introdução de competitividade nas diferentes regiões, mas cada mercado deverá fazer sua própria avaliação do comércio de GN, ponderando entre riscos e benefícios, para tentar formular sua própria política.

O mercado de GN, habitualmente, tem se mostrado pouco transparente quanto a detalhes de acordos estruturados a longo prazo, principalmente na fixação do preço. Uma vez que não é significativo o mercado *spot*<sup>24</sup> de GN, contratos a longo prazo precisam ser bastante variados e desenvolvidos (MITCHEL, 1993)

#### 4.3.3.- A RIGIDEZ DOS CONTRATOS

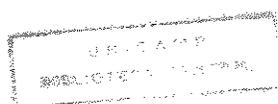
As duas maiores fontes de incerteza sobre a implantação de um mercado de GN a desenvolver-se estão relacionados com: a dimensão dos mercados, ou seja os volumes de GN que podem absorver estes mercados e sua futura taxa de crescimento, e o tamanho atual das futuras reservas. Estes problemas têm grande impacto nos empreendimentos de GN, devido à produção estar usualmente amarrada a um consumo específico que, para ser ampliado, requer políticas de sinalização em direção ao consumo de GN. Tal incremento de consumo, por sua vez, pode implicar uma infra-estrutura mais cara que aquela necessária ao comércio de outros energéticos concorrentes (derivados de petróleo, eletricidade). Desequilíbrios não previstos entre oferta e demanda podem não ser fáceis de corrigir e resultar tanto na interrupção do fornecimento como no fechamento do mercado, com as consideráveis perdas, tanto para o produtor como para o consumidor.

A única forma de evitar as incertezas é estabelecer contratos que propiciem o desenvolvimento do mercado de GN com a devida atenção à interdependência da cadeia produtiva gasífera (montante) e de transporte, e a necessidade de sincronizar os diferentes estágios de desenvolvimento nestas duas áreas.

Os contratos visam geralmente uma garantia mínima de suprimento. Existem, na prática, duas categorias principais de contratos gasíferos:

---

<sup>24</sup> Contratos de pronta entrega e que são pagos na hora



- *dedication contract* ou contratos de jazidas, ou contratos de exclusividade, através dos quais o importador se compromete a comprar a totalidade de uma jazida, e o vendedor, a explorá-la de forma eficiente. É válido para pequenas jazidas.
- *supply contracts* ou contratos de fornecimento, através dos quais o importador se compromete a comprar uma dada quantidade de gás cada ano, e o vendedor, a fornecer-lhe o produto. É válido para as jazidas de médio e grande porte.

É usual que dentro das cláusulas dos contratos sejam contemplados prazos de duração de 20 a 25 anos. A modalidade mais comum na prática tem sido a do *take-or-pay*, que consiste na compra pelo importador de um volume previamente estabelecido com o exportador, independente de o mercado ter condições de absorver a quantidade contratada, havendo o risco de um possível ônus para o importador, caso o mercado não absorva a quantidade contratada. Este tipo de contrato garante um mínimo de renda para o supridor-exportador. *Take-or-pay* tem sido o contrato usual quando GN é negociado entre países.

Uma outra modalidade é o *deliver-or-pay*, ou seja, entrega por parte do exportador de uma quantidade mínima prevista de GN ao importador-consumidor. Caso venha a ser interrompida, isto é, caso esse valor mínimo não seja entregue, o exportador fica com a obrigação de pagar uma multa.

O órgão regulador de GN do governo federal nos Estados Unidos, na tentativa de viabilizar um mercado mais livre e dinâmico, tem propiciado diversas formas de contratos, o que refletem o novo estágio deste mercado, no qual se busca, de forma genérica e em todas as partes da cadeia, maior concorrência, o denominado *gas to gas competition*. Tais alternativas são, o *open access* que representa uma rejeição às tradicionais formas de venda de GN, presentes na maioria dos mercados. No *open access*, produtores competitivos podem vender diretamente aos consumidores finais ou às companhias de distribuição locais - CDLs e, ter seu GN transportado a jusante pelos dutos das CDLs, operando essas como transportadoras. Em outras palavras, implica o acesso de terceiros à rede de GN. Há também o *market responsive*, que se trata de uma forma de discriminação e/ou separação dos preços de transporte e dos serviços de armazenamento ( JENSEN,1992)

A competição *gas-to-gas* visa introduzir maior concorrência no mercado, mas só pode funcionar sem maiores obstáculos se este reúne as seguintes condições:

- se a capacidade da oferta supera folgadoamente a demanda
- se a capacidade de transporte, armazenamento e distribuição é suficiente para atender de forma adequada a demanda.
- se o Estado intervir ativamente para garantir, no mínimo, condições de oferta do sistema e ainda prever ações com o objetivo de incentivá-la, caso se suscite escassez por causas naturais ou, forçadas por operações monopolísticas ou oligopolísticas.

#### **4.3.4.- PRINCÍPIOS DA FORMAÇÃO DO PREÇO NO MERCADO GASÍFERO**

Na formação dos preços do gás tem prevalecido, basicamente, o caráter bilateral das relações comerciais entre exportador e importador, implicando, paralelamente, em contratos de longo prazo. Com frequência, o preço do GN tem sido formulado baseado no preço do petróleo ou outros combustíveis concorrentes. Mesmo dentro do mercado europeu, que parece ter uma transparência quanto ao seu funcionamento, não existe uma referência de preço do GN para julgar e avaliar os preços atuais.

Com vistas a ilustrar a evolução da formação do preço do GN, antes de 1973, os preços dos contratos de importação de GN na Europa faziam referência a uma indexação sobre os custos (preço dos produtos industrializados), mesmo que estes não chegassem a refletir uma proporção confiável do preço. Após o primeiro choque do petróleo, a formulação do preço do GN foi indexada, como exigência dos países importadores, ao preço dos derivados de petróleo (óleo combustível ou óleo Diesel naquela época) (PERCEBOIS, 1984).

Quanto ao GN importado o preço base, a partir do qual se fixará o preço ao consumidor (normalmente estabelecido em US\$/MMBTU), quase sempre é referido ao preço FOB (fronteira do país exportador). Dentro da cláusula, a indexação do preço base é feita de sorte que o preço do GN não suba no futuro, independentemente dos preços dos demais energéticos. A indexação trimestral ou semestral depende da evolução do preço dos energéticos substituídos pelo GN (óleo combustível e óleo Diesel).

Pode afirmar-se, portanto, quando o mercado está mais para o vendedor, o preço do gás é mais fortemente indexado ao petróleo, enquanto que quando o mercado está mais para o comprador, ele é mais fortemente indexado ao preço dos energéticos que o gás irá substituir, especialmente o óleo Diesel.

Um aspecto importante da formação do preço do GN é a necessidade de uma referência importante ao valor econômico de um outro recurso. Correntemente, economistas argumentam que o preço de fronteira (*border price*), de um bem ou de uma *commodity*, é conveniente porque, teoricamente, é uma medida defensável do seu custo de oportunidade, esta equivalência se aplica quando a *commodity* é, em princípio, comerciável (DAVISON et. al. 1988).<sup>25</sup>

O GN é comerciável, no sentido de que é um substituto para muitos casos de uso dos derivados de petróleo que, são extensamente comercializados. Sugere-se que o preço internacional do petróleo possa ser referência para o comércio do GN, no entanto, há complicações. O petróleo não é uma referência correta porque o GN é um substituto para produtos específicos. Ao tomar o preço do petróleo cru como referência, dois erros estariam sendo cometidos: primeiro, a substituição é imperfeita e, depois porque é fraca a correspondência entre os padrões de uso de GN e a composição do barril refinado de petróleo tomado como referência.

Resumindo, o preço de oportunidade  $P_r$ , que expressa o valor bruto do GN para a economia em termos de oportunidade, é o *border price* do substituto em relevância. No entanto, existem dificuldades práticas em identificar o combustível (ou a cesta de combustíveis) do qual o GN será substituto. Pode-se afirmar, então, que o valor do combustível importado é o valor de oportunidade, em termos brutos, do GN para a economia.

---

<sup>25</sup> De forma sumária, estas são as mais importantes definições econômicas sobre preços que existem no jargão da indústria de gás natural.

$P_r$  preço que expressa a oportunidade em termos de valor bruto do GN

$P_v$  preço de oportunidade líquida que expressa o valor líquido do GN

$P_c$  preço cobrado ao consumidor final

$P_p$  preço pago ao produtor

Por outro lado, o desenvolvimento de reservas de GN, a extração e seu transporte envolvem custos. O valor líquido do GN, portanto, é a diferença entre o valor dos combustíveis substituídos e os custos medidos em termos de oportunidade. Numa avaliação do preço de oportunidade líquido do GN para a economia é importante adicionar o valor dos benefícios externos e deduzir os custos externos. Os custos de oportunidade na economia devem ser incluídos sempre que os padrões de produção do GN divergem do esgotamento ótimo do poço, devido ao fato do GN ser exaurível.

Conseqüentemente, o valor líquido do GN para a economia é o valor do substituto mais benefícios ambientais líquidos (externalidades), menos todos os custos relevantes de oportunidade, por exemplo, os custos de conversão dos equipamentos. Este conceito é importante porque indica se um país deve ou não promover um particular empreendimento de GN e, também, ajuda a determinar o tamanho do “bolo” que pode ser dividido pelos participantes.

#### **4.3.5.- A BUSCA DE UM REFERENCIAL PARA FIXAR PREÇOS AO CONSUMIDOR**

A referência para os preços do GN ao consumidor é o preço pago pelos consumidores finais pelo combustível substituído. Para o GN ser adotado por um consumidor final o preço cobrado  $P_c$  deve ser menor que o preço do combustível alternativo, de forma a providenciar um incentivo para seu consumo. Além do mais, no caso do segmento industrial, este preço deve ser capaz de compensar os gastos incorridos no custo de capital que envolvem a conversão das plantas industriais visando o uso do GN.

Em outras palavras, na formação do preço ao consumidor é recomendável oferecer grandes incentivos, ao cliente, para conversão dos equipamentos a GN, como um desconto mínimo requerido que compense mais ou menos os custos diretos de conversão. Tal política pode promover grande demanda de GN e render benefícios na forma de redução de custos através da economia de escala mas, quando verifica-se aumento dessa economia de escala, o preço dos substitutos não é guia suficiente para a formação dos preços.

Na distribuição é comum diferenciar o preço entre os diferentes consumidores de GN, dado que a transferência de renda à distribuidora e aos subdistribuidores (plantas de engarrafamento de GLP e GNC), é diferente quando o cliente é uma central termelétrica e

quando ele pertence ao segmento residencial. Adota-se usualmente que o preço de GN cobrado -  $P_c$ -, à central térmica, pode ser fixado com referência ao preço do combustível ou energético, presente na base da curva de carga do sistema elétrico e, no caso do cliente residencial, tomando como base o preço do querosene ou GLP.

Na maioria dos países os preços que os consumidores pagam pelos combustíveis divergem amplamente de seus preços de oportunidade. Essas divergências devem-se às taxas, subsídios, regulação do preço e várias distorções econômicas praticadas. O caso mais óbvio é quando preços baixos ao consumidor são alcançados a custas de fixar o  $P_c$  num nível tal que não providenciem renda suficiente para a distribuidora ( DAVISON op. cit).

Quando um setor da demanda é subsidiado, a tarifa cobrada a este setor, dificilmente interfere com o preço pago aos produtores ou com as tarifas de transporte, por tanto, não provoca efeitos adversos no mercado de GN. No entanto, o mercado convulsiona-se quando companhias *downstream* da cadeia sentirem receio de que o governo esteja compelido a reduzir e acabar os subsídios ou a mitigar seus efeitos nos consumidores, através da interferência dos preços na produção. Esta situação desaparece se, no marco regulador da indústria de GN, o órgão regulador e companhias reguladas têm claramente especificadas suas funções.

#### 4.3.6.- O MERCADO FIXANDO PREÇOS AO PRODUTOR

Sistematicamente, os preços do GN ao produtor  $P_p$  têm sido fixados de duas formas: pelo mercado ou pelo *cost-plus*. Se for através do mercado, uma forma de pagar aos produtores o preço do mercado é através do *net-back*, que não é mais que o preço de oportunidade do combustível substituído na boca-do-poço. Este cálculo envolve a dedução dos elementos de custo desde o ponto de uso até a boca-do-poço. O valor do cálculo é sensível ao conceito de custos usado e aos métodos aplicados na obtenção dos mesmos.

Os custos de transporte dependem, dentre outras, da escolha do método para fixar tarifas do gasoduto. Alguns métodos fazem os custos parecer muito maiores que outros, o que pode resultar em baixos preços ao produtor e desencorajar projetos de GN. Custos de transporte envolvem vultuosos gastos de capital e o cálculo do preço correspondente através do *netback* depende, em grande parte, do período de amortização da rede de

transporte. DAVISON et al. (1988) sustentam que para, os gasodutos interestaduais, os custos de transporte e outros itens de custos relevantes envolvidos no *netback* não deveriam ser formulados artificialmente a fim de capturar indiretamente a renda.

O outro método para determinar o preço do GN ao produtor é o *cost-plus*. Esse método relaciona o preço do GN aos custos em que incorre a companhia produtora, acrescidos de um adicional como taxa de retorno do capital investido. É claro que nenhum dos métodos garante uma taxa de retorno fixa do investimento no GN.<sup>26</sup> As companhias de transporte preferem um preço ao produtor  $P_p$  direcionado pelo mercado, porque esta aproximação possibilita-lhes capturar parte do fluxo de GN movimentado a montante. Por outro lado, quando o campo gasífero é grande e os custos unitários são baixos, os governos vêem como mais atrativo o método *cost-plus*, porque podem extrair a parcela máxima possível da renda econômica através da formação do preço.

#### 4.3.7.- EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE GÁS NATURAL NOS MERCADOS INTERNACIONAIS

Segundo dados da BP Statistical Review of World Energy (1993), os preços do GN tem evoluído de forma diferente nos mercados e tem, conseqüentemente, seguido tendências não necessariamente consistentes.

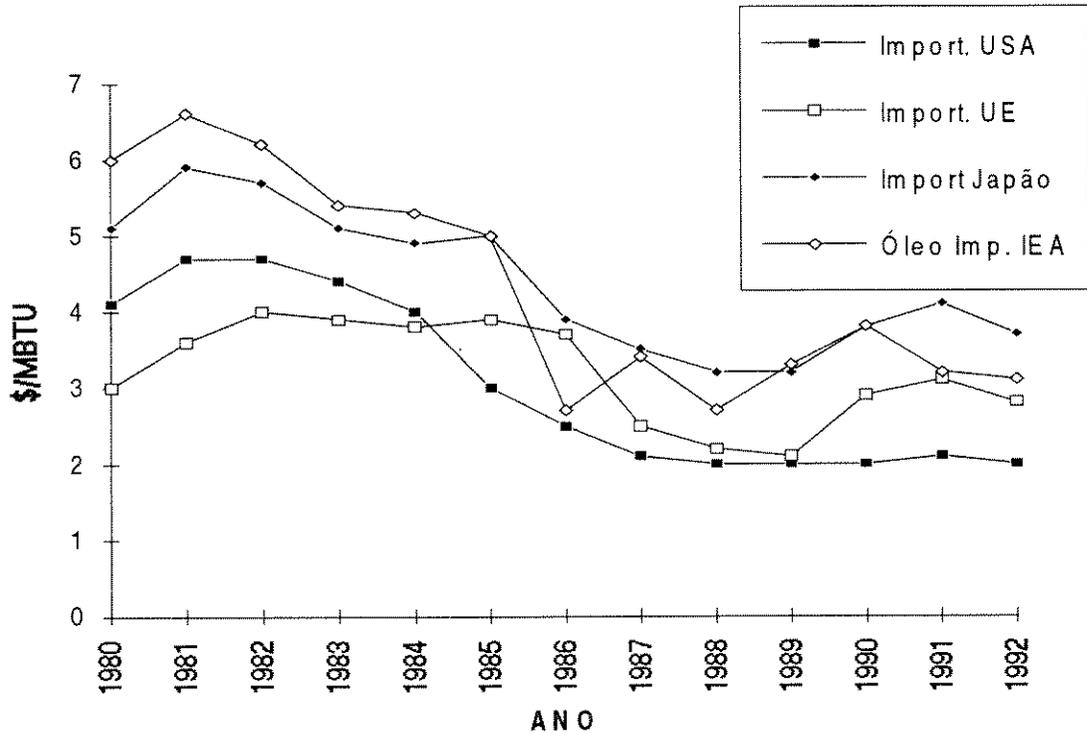
Desse modo, entre os membros europeus da OCDE, o preço mais alto do GN foi atingido, em 1982, com US\$ 4,00/MMBTU. Já nos EUA, o preço máximo pago pelo GN importado foi de US\$ 4,80/MMBTU, em 1981. No mesmo ano, o preço pico do GNL no mercado japonês era de US\$ 5,80/MMBTU (Gráfico 4.5).

Gradualmente os preços do GN foram caindo em todos os mercados. Nos mercados europeu e norte-americano quase sempre mantiveram-se abaixo do preço CIF do petróleo importado. A política de penetração no mercado europeu teve como um dos pontos fortes, precisamente, a manutenção de preços inferiores aos do barril de petróleo. Como uma exceção aparece o ano de 1986, quando o preço do barril de petróleo no mercado internacional (US\$ 11,90/bp) ficou abaixo do preço do GN.

---

<sup>26</sup> Grandes volumes antecipados, dado o preço *cost-plus* calculado pela fórmula, significa uma grande renda para a companhia e, portanto, taxas de retorno diferentes do capital investido. A aproximação de custos *ex ante* envolve outra causa de possíveis discrepâncias.

Os reflexos da segunda crise de petróleo estenderam-se até o ano de 1985, pois o preço do cru manteve-se em patamares tais que no início da década de 70, viabilizaram o GN via gasodutos e o GNL. O mercado japonês de GNL foi estruturado nessa situação, e apesar da queda do preço do petróleo, a partir de metade da década de 80, esse país continua investindo em GNL.



**GRÁFICO 4.5: EVOLUÇÃO DO PREÇO CIF DO GN E DO PETRÓLEO NOS GRANDES MERCADOS INTERNACIONAIS**

Fonte: OGJ, June 2, 1995

Na América do Norte com a desregulação do mercado, os preços tem experimentado quedas significativas após 1982, ano da primeira revisão dos preços ao produtor, desde 1987 praticamente estabilizou-se o preço a um valor médio de US\$ 2,0/MMBTU.

Por outro lado, na Europa continental, no Reino Unido, assim como no Extremo Oriente, o suprimento de GN baseia-se em um número limitado de grandes projetos que ofertam o energético. Os preços são fixados pela negociação entre grandes vendedores e grandes compradores, o que dificulta a introdução competitiva do GN da mesma forma que na América do Norte.

#### 4.3.8.- A APROPRIAÇÃO DE RENDA NA CADEIA DE GÁS NATURAL

O resultado da formação do preço é uma questão relacionada à “renda” ou ao “excedente econômico” e, particularmente, à repartição do excedente entre as várias partes envolvidas, ou beneficiadas na comercialização de GN. Há um potencial excedente da renda por unidade de produção quando o preço de oportunidade  $P$ , do GN, é mais alto que o custo de oportunidade dos fatores de produção aplicados para produzir e dispor de uma unidade de GN (DAVISON op. cit.).

A renda gasífera, seguindo a teoria ricardiana,<sup>27</sup> estaria limitada pelo custo da produção da jazida de maior custo de produção, provavelmente, as jazidas localizadas *off-shore*. Para Adelman, a renda dos hidrocarbonetos limita-se à renda diferencial ricardiana e, estas rendas são capturadas pelo proprietário da jazida, pelo produtor, pela instituição ou órgão financiador do empreendimento de GN e/ou pelo governo.<sup>28</sup>

O GN tem valor econômico somente quando existe produção, transporte e consumo. O excedente econômico é atribuível à cadeia energética como um todo. Em outras palavras, o conjunto integrado (*upstream*), transmissão e desenvolvimento das atividades do mercado (*downstream*). Cada uma das partes é necessária para formar um potencial excedente da renda mas, nenhuma delas *per se*, é capaz de gerar excedente econômico.

#### 4.4.- ESTRUTURA DOS MERCADOS INTERNACIONAIS DE GÁS NATURAL

Caracterizam-se, hoje nitidamente três mercados de GN, cada qual com peculiaridades e singularidades próprias: O mercado da Europa Ocidental, que dispõe de uma desenvolvida rede gasífera para o setor industrial e residencial, é fortemente

---

<sup>27</sup> O economista inglês David Ricardo, estabeleceu os fundamentos da apropriação de renda. Baseado em estudos da atividade agrícola, foram estabelecidos os princípios que, sendo a terra um recurso limitado, seus rendimentos seriam decrescentes. Com o crescimento das necessidades dos consumidores dos produtos gerados pela terra, ocorreria uma elevação dos preços dos produtos agrícolas, resultando um ganho diferencial pelos detentores das melhores terras. Para Ricardo, o custo da produção marginal é o custo da produção de Marx.

C. CHRISTELLER "Rente Gaziere et Economie Internationale du Gaz Naturel".

<sup>28</sup> O custo considerado por Adelman é o custo da produção em desenvolvimento, custo que compreende uma reserva para as necessidades ulteriores da exploração e/ou desenvolvimento.

dependente do GN proveniente da Rússia e de países africanos, embora tenha a Noruega e a Holanda como fornecedores internos.

O consolidado mercado da América do Norte é auto-suficiente e tem boas perspectivas de permanecer assim. Esse mercado, primeiro a ser constituído, inclui a mais extensa rede de gasodutos construída entre dois países. O Canadá, como exportador e os EUA como receptor. O mercado inclui também o México<sup>29</sup> desde a constituição do NAFTA. Este vasto mercado, é unificado nas bases legais mas altamente fragmentado fisicamente, em especial o dos EUA, devido à presença de um grande número de operadores.

Os Estados Unidos e o Canadá têm mostrado melhores condições para o desenvolvimento de um mercado de GN competitivo. A existência de milhares de produtores, várias centenas de transportadores e distribuidores são determinantes para que exista disputa pelo mercado. O dinamismo do mercado norte-americano tem aprimorado, inclusive, novas técnicas e modalidades de contratos, a maioria das vezes aplicáveis somente a ele próprio.

O outro mercado de GN é o da região Ásia-Pacífico, que inclui o Japão como principal consumidor e importador e em menor medida, Taiwan, Singapura e Coreia do Sul, como mercados em rápido crescimento. Austrália, Brunei, Indonésia, Malásia e países do Golfo Pérsico são os principais fornecedores da região. Neste mercado o GNL prevalece na comercialização e enfatiza o uso do GN na geração de energia elétrica existindo pouco interesse na utilização para outros fins. Os EUA exportam para o Japão GNL do Alasca.

Finalmente, no Cone Sul vem se estruturando um mercado gasífero, cujo ponto de partida pode ser considerado o contrato de venda bilateral entre Argentina e Bolívia. O volume envolvido não ultrapassa 2,18 milhões m<sup>3</sup>/dia, e há perspectivas de ampliá-lo com a incorporação de outros países da região.

---

<sup>29</sup> Participa apenas como receptor de uma quantidade mínima de gás vinda do Texas, considerando o volume total do mercado.

#### 4.4.1.- CONVIVÊNCIA DO MONOPÓLIO E CONCORRÊNCIA NO MERCADO EUROPEU

A Europa Ocidental, até o início da Segunda Guerra Mundial, sustentava suas necessidades energéticas no carvão. Após o fim da Guerra, o petróleo teve uma penetração marcante no continente, controlada e incentivada pelas sete grandes companhias existentes. Em 1950, a Europa absorvia 9 bilhões de m<sup>3</sup> de gás proveniente do carvão e, somente a Itália consumia GN, na época 1 bilhão de m<sup>3</sup>. O *boom* do GN veio nos anos 70, e se viu fortalecido pela política de elevação dos preços do petróleo cru no mercado internacional. O mercado europeu de GN consolidou-se na esteira da primeira crise de petróleo, contribuindo, sem dúvida, a existência de um mercado interno, cuja rede atendia a calefação nos lares e as indústrias de cimento.

A descoberta de recursos de GN no Mar do Norte, no final de 1960, mostraram a existência de um grande potencial gasífero nesta região. Os países beneficiados, com a descoberta dessas reservas são: Noruega, Reino Unido, Holanda (dona do reservatório de Groninguen) e, em menor medida, Dinamarca. Esses países tornaram-se fornecedores de GN para seus pares europeus, além de atender a demanda interna de cada um deles.

**TABELA 4.3: EUROPA: PRODUÇÃO E CONSUMO DE GN (Gm<sup>3</sup>) 1995**

<b>PAÍS</b>	<b>PROD. + IMP.</b>	<b>CONSUMO</b>
França	4,900	34,710
Noruega	40,010	2,630
Alemanha	20,010	83,950
Itália	20,640	50,330
Holanda	78,410	40,900
Reino Unido	78,650	72,120
Outros Europa OCDE	11,990	36,590
<b>Total OCDE</b>	<b>239,890</b>	<b>319,020</b>
Rússia	600,290	430,290
Ucrânia	17,922	90,000
Usbequistão	36,580	na
Turkmenistão	31,242	na
Outros Ex-URSS	4,161	98,300
Outros Europa não OCDE	32,400	52,780
<b>Total não OCDE</b>	<b>767,500</b>	<b>670,780</b>

FONTE: OGJ, Dec 27, 1995

De um modo geral, o Estado, facilitou em muito os passos iniciais para a consolidação do mercado europeu, favorecendo, nessa conjuntura a existência de monopólios (companhias), outorgando também privilégios legais às companhias no que tange às

importações, exportações e transporte de GN nos respectivos mercados regionais. (KOZULJ, 1993). Na distribuição, o monopólio tem sido amenizado ou diluído em alguns países pela presença de numerosas empresas. A expansão do mercado europeu tornou-se evidente logo após a construção do gasoduto que transportava GN proveniente da Rússia.

Pode-se afirmar que, na Europa, há quatro grupos de países: o primeiro é formado pelos países detentores de grandes reservas e/ou autosuficientes na produção, que são: Dinamarca, Holanda, Noruega, Reino Unido e Rússia. Cabe ressaltar que o Reino Unido e a Holanda, são responsáveis por mais de 60% do GN produzido na União Européia.

A Rússia, pela importância dada ao GN no país (segundo maior consumidor perdendo apenas para os EUA), poderia ser considerada um mercado *per se*. De forma resumida este é o panorama da atual indústria de GN na Rússia. Registrou-se queda na demanda de GN nesse país, desde 1990 até 1994, as estimativas dessa queda apontam em torno de  $160 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ . Contudo, a indústria russa de GN tem mantido um funcionamento relativamente estável, detendo 80% da produção da ex-URSS, se comparado à indústria de energia elétrica ou do petróleo, cujo desempenho têm declinado de forma mais pronunciada.

O consumo nas usinas termelétricas na Rússia foi de  $158 \text{ Gm}^3$  em 1994, 6% a menos que em 1993, na indústria foi de  $145 \text{ Gm}^3$  (-2,7% 1993) e no setor residencial/comercial aumentou de  $57 \text{ Gm}^3$  (+3,6%) (CEDIGAZ, 1995). Na Rússia, 70% do GN é usado para propósitos não-industriais, tais como aquecimento residencial (5%), compressores de gasodutos (15%), geração de energia elétrica e aquecimento de lugares públicos (50%).

O GN nesse país era vendido a um valor inferior à média do seu custo. Porém, em 1994, a situação começou a mudar, passando a ser vendido numa relação acima dos custos de produção, este fato está ajudando a reduzir o desperdício e a melhorar a situação financeira da Gazprom.<sup>30</sup>

No curto prazo, há perspectivas de que a queda no consumo se estabilize (a demanda na ex-URSS não deve exceder  $602 \text{ Gm}^3$  em 2000). No entanto, nesse intervalo vem se criando na Rússia, uma situação denominada "*bubble*", ou gás excedente

disponível, que poderia chegar a 40 Gm<sup>3</sup>/ano no final da década e, seria dirigido de preferência para a exportação (TRUE, 1995).

Ao segundo grupo pertencem países com grandes e diversificados setores industriais e de prestação de serviços. São importadores de vultuosos volumes de GN, nominalmente são; Áustria, Alemanha, Itália, França, Finlândia, Bélgica, Espanha e Suíça. Juntos perfazem 60% do GN consumido pela União Européia .

O terceiro grupo é formado pelos países que não detêm um parque industrial do porte dos já citados, porém, com consumo de GN significativo em alguns deles. Fazem parte desse contingente os países da Europa Oriental inclusive vários dos que formavam a antiga União Soviética,<sup>31</sup> e os países de baixo consumo de GN da Europa Ocidental como Portugal, Irlanda, Luxemburgo, Grécia, Suécia e Turquia.

Finalmente, o quarto grupo é formado pelos países exportadores extra continente. São eles a Argélia, Líbia e a Nigéria, todos da África. Estes países, via de regra, têm feito contratos de longo prazo, na modalidade *take-or-pay*, para fornecer GN à Europa Ocidental.

Da indústria do GN na Europa participam empresas exclusivamente estatais (Itália, França, Rússia, Suécia, Dinamarca, Finlândia) em toda a cadeia gasífera; empresas exclusivamente privadas (Grã-Bretanha), ou parcerias entre empresas do Estado e privadas (Alemanha, Holanda, Espanha, Áustria, Bélgica). Nesse mercado, as características monopólicas têm se mantido principalmente na produção e transporte. Na distribuição existe participação de empresas municipais, privadas e estatais. A Shell e a Exxon, ambas de capital privado, participam da indústria do GN direta ou indiretamente desde a implantação da indústria no continente.

A presença do Estado, até alguns anos atrás, era maior na indústria de GN da Europa. A participação da iniciativa privada nas grandes companhias tende a crescer em vários países, tal qual já se constata hoje na British Gas (Grã-Bretanha), e na Ruhrgas

---

<sup>30</sup> Através da empresa estatal Gazprom, a Rússia pretende expandir suas exportações para a Europa Ocidental, objetivando uma integração, a longo prazo, de sua indústria de GN, em termos similares ao existente na União Européia.

(Alemanha). De modo geral, nos países europeus vem se observando o crescimento da participação das companhias privadas, ameaçando a manutenção dos monopólios estatais e semi-estatais na indústria de GN. O Estado, na maior parte dos países europeus, está ainda presente como acionário (único ou majoritário) e minimamente como regulador.

Até o início da década de noventa, mesmo com a indústria gasífera estando em mãos ao capital privado em vários países, a óptica europeia em relação à estratégia do GN não mudava. Com o argumento de que a necessidade de garantir o suprimento de GN é prioritária sob qualquer modalidade de concorrência, os europeus do continente criavam restrições legais para promover concorrência semelhante à dos padrões norte-americanos.

No entanto, em 1992, sob iniciativa da Comissária de energia, a Comissão de Bruxelas, adotou disposições para os setores de energia elétrica e gás natural dos países membros objetivando: i) suprimir os direitos exclusivos de produção, construção e operação de linhas ou de canalizações de transporte ou de distribuição e a efetivação de um regime de autorização não discriminatório, ii) a implementação do *open access* visando concorrência entre fornecedores e consumidores (pelo menos para os clientes industriais que consomem mais 25 milhões de m<sup>3</sup>/ano) e finalmente, iii) a separação contável e do funcionamento de diversas atividades de produção, transporte-distribuição dentro das companhias verticalmente integradas (PERCEBOIS, 1997)

A Grã-Bretanha foi o primeiro país em aderir a estas disposições e criou a alternativa do *third party*, outros países também estão adotando esquema semelhante nos seus mercados gasíferos (Espanha, Holanda), embora França resista irredutível a estas mudanças. A introdução dessas disposições, acredita-se, surgiria mais por acordos graduais entre as empresas que pela ação de um órgão regulador de origem supranacional. No fundo o debate europeu passa, como acontece também nos outros mercados, pela apropriação da renda gasífera (KOZULJ, 1993).

O panorama no que diz respeito à indústria de GN nos principais países europeus é o seguinte. Até antes de sua privatização, em 1986, a British Gas Co. era a companhia que

---

<sup>31</sup> Além da Rússia, o Turkmenistão com 11%, o Uzbequistão 5%, a Ucrânia 3% e o Azerbadjão com 1%, eram os responsáveis da produção da antiga URSS. Hoje, somente Rússia e o Turkmenistão são auto-suficientes, os outros países dependem pesadamente do GN importado da Rússia.

transportava e distribuía GN com exclusividade para toda a Grã-Bretanha. Com a privatização, a BG manteve o monopólio na distribuição, e o monopólio *de facto* no transporte. Apesar de as reservas britânicas terem declinado ligeiramente e as importações aumentado, é evidente o interesse em continuar incentivando o uso do GN, seja por questões políticas ou estratégicas, (MITCHELL, 1993).

Na França, onde o GN foi nacionalizado logo após finalizar a II Guerra Mundial, a companhia estatal Gaz de France tem o monopólio da distribuição, exceto para algumas CDLs locais que foram amparadas pela lei, bem como o controle efetivo da maioria do sistema de transporte. A Alemanha representa na Europa a pluralidade no mercado gasífero. Existem 16 diferentes companhias privadas de transporte vendendo para 500 CDLs que podem ser companhias públicas, mistas ou privadas.

As companhias monopólicas ligadas ao Estado, para o transporte interno de GN são a SNAM da Itália a Enagas da Espanha, e a Gasunie da Holanda (50% Esso/Shell). De novo, a exceção é a Alemanha com suas 16 companhias interregionais a maior delas, a Ruhrgas detêm 70% do transporte. Grandes troncos de linhas de transporte como o Trans Europa Gas Pipeline (TENP) proveniente da Holanda e o Mittel Europäische-Gasleitungsgesellschaft proveniente da Rússia são *joint ventures* de companhias nacionais de transporte.

De forma genérica, em boa parte dos países membros da UE, as companhias detêm total ou parcialmente monopólios, seja em forma legal ou *de facto*, na importação e transporte mas vendem, para CDLs cujo número no seu território, a maioria das vezes, é significativo.

A decisão dos europeus ocidentais de diversificarem o seu perfil energético, foi um dos principais determinantes do crescimento do comércio gasífero na Europa. No entanto, este objetivo teria sido impossível se não inserir a Rússia como fornecedor. Essa diversificação, porém, paga o preço de uma maior dependência do GN proveniente de fora da Europa Ocidental. Segundo PAUWELS E SWARTENBROEKX (1993), a importação chegará a

65% do total consumido no ano 2010 e a Rússia deverá continuar como o principal fornecedor de GN.<sup>32</sup>

Para PERCEBOIS (1997) a liberalização crescente do mercado de GN europeio deverá, aos olhos da Comissão de Bruxelas, permitir uma melhor valorização dos recursos mundiais do GN e diversificar os recursos geográficos de suprimento dentro de um contexto onde a dependência gasífera da EU não pode se incrementar. Esta liberalização é, também, a condição *sine qua non* de uma interligação europeia mais desenvolvida ao mesmo tempo de ser uma garantia de segurança.

Do ponto de vista do tipo de estrutura existente na indústria de GN na Europa (União Europeia dos 15), pode se afirmar que existem três "esquemas" de países: países nos quais a indústria é relativamente concorrencial como no caso da Grã-Bretanha e a Alemanha, países onde está agitando-se uma evolução do monopólio, é o caso da Espanha, da Itália e da Holanda, e finalmente países onde o monopólio mantém-se irretocável, explicitamente na França e na Bélgica.

Em termos de movimentação do GN na Europa Ocidental tem-se o seguinte panorama, o total importado pela UE alcançou 180 Gm<sup>3</sup> (1996), dos quais 124 Gm<sup>3</sup>, provenientes da Rússia, equivalente a um fluxo de 339 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O volume exportado pela Rússia a países da Europa Oriental totalizava 30,44 Gm<sup>3</sup>, que representa um fluxo de 83,40 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A Holanda, com 45,7 Mm<sup>3</sup>/dia, e a Noruega, com 38,9 Mm<sup>3</sup>/dia de GN exportados, jogam papel importante no comércio do mercado europeu (CEDIGAZ,1996). Tudo indica que a demanda de GN na Europa Ocidental deverá ultrapassar os 500 Gm<sup>3</sup>, em 2010, com crescente participação no mercado da termoelectricidade,<sup>33</sup> comparados com 401 Gm<sup>3</sup> demandados em 1996.

O único país africano ligado diretamente à rede gasífera existente na Europa, mediante um gasoduto construído por baixo do Mediterrâneo, passando pela Sicília e em

---

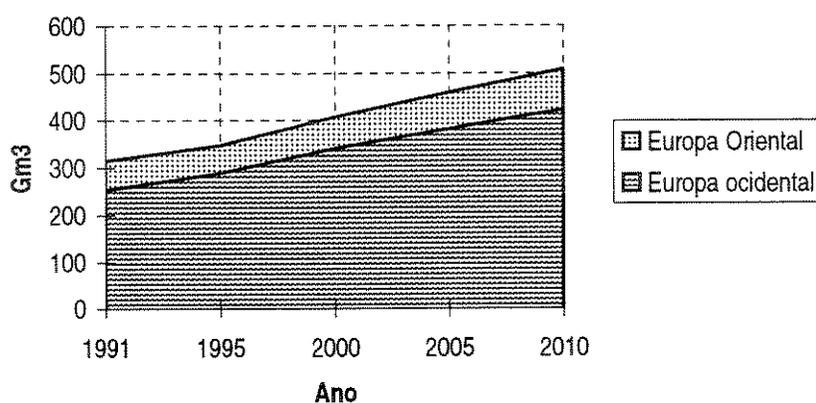
<sup>32</sup> Os autores cenarizaram demandas de alta e baixa para o mercado da UE. A demanda para o ano 2000 seria de 167,9 Gm<sup>3</sup>/ano e 166,0 Gm<sup>3</sup>/ano respectivamente.

<sup>33</sup> Newberry (1993) analisa em um artigo, as vantagens e/ou desvantagens da substituição de equipamentos com tecnologia voltada para o uso de GN e aquelas que usam o carvão.

direção aos principais centros de consumo da Itália, é a Argélia, que exportou 40,77 Gm<sup>3</sup> em 1994. A tabela 4.5 mostra a relação dos países europeus consumidores de gás natural.

O comércio de GNL com destino à Europa Ocidental é relevante para os países exportadores africanos. As cifras divulgadas revelam que o volume exportado pela Argélia em 1996, era de 18,66 Gm<sup>3</sup>, a Líbia aparece com 1,2 Gm<sup>3</sup>; e a Nigéria com 4,9 Gm<sup>3</sup>. Quatro países europeus são os destinatários do GNL proveniente da África; estes são a Bélgica, com 4,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia supridos; a França com 7,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia; a Itália com 1,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia e a Espanha com 7,71 milhões de m<sup>3</sup>/dia (OGJ,1996). Esta previsto que caso houver um aumento maior da demanda na Europa Ocidental, se exportará GNL proveniente da Nigéria, Iraque e Catar (GRENON, 1993).

No que tange à Europa Oriental, que consumiu 60,33 Gm<sup>3</sup> (1996), o comércio de GN tem mostrado um declínio de 5% nos últimos três anos, e a tendência ainda é de queda, enquanto não se estabilizar a economia dos países da região. Segundo a OGJ (1994), a Europa Oriental terá um acréscimo de 2% entre o ano 2000 e 2010, o que representará uma demanda de 86 Gm<sup>3</sup>. A dependência do GN importado da Rússia era de 55%, em 1996, esse valor aumentaria para 74% no ano 2010.



**GRÁFICO 4.6: PROJEÇÃO DA DEMANDA NO MERCADO EUROPEU**

*FONTE: OGJ, Dec 27, 1993*

TABELA 4.4: VOLUME DE GÁS NATURAL COMERCIALIZADO NA EUROPA(MM<sup>3</sup>) 1994

DESDE \ PARA	DINAMARCA	ALEMANHA	HOLANDA	NORUEGA	R.U.	EX-URSS	ARGÉLIA	LÍBIA
ÁUSTRIA	-	83,30	-	-	-	4205,46	-	-
BÉLGICA	-	-	3784,20	2270,52	-	-	-	-
FINLÂNDIA	-	-	-	-	-	2439,50	-	-
FRANÇA	-	-	5214,58	5045,60	-	9586,64	-	-
ALEMANHA	745,00	-	21277,20	7568,40	-	21108,22	-	-
ITÁLIA	-	-	4624,34	-	-	11521,58	12361,72	1500,0
LUXEMBURGO	-	-	587,86	-	-	-	-	-
ESPAÑHA	-	-	-	-	-	-	7530,00	-
HOLANDA	-	-	-	2353,82	83,3	-	-	-
SUÉCIA	587,86	-	-	-	-	-	-	-
SUÍÇA	-	1092,42	587,86	-	-	335,58	-	-
TURQUIA	-	-	-	-	-	-	-	-
R.U.	-	-	-	4457,74	-	-	-	-
BULGÁRIA	-	-	-	-	-	5000,34	-	-
REP. CHECA	-	-	-	-	-	13000,18	-	-
HUNGRIA	-	-	-	-	-	5530,76	-	-
POLÓNIA	-	-	-	-	-	5800,00	-	-
ROMÉNIA	-	-	-	-	-	4400,00	-	-
UCRÂNIA	-	-	-	-	-	90000,00	-	-
EX-YUGOSLÁVIA	-	-	-	-	-	3579,26	-	-

FONTE: Confeção própria a partir de dados da BP. Statistical Review of World Energy e CEDIGAZ, Natural Gas in the World 1995

#### 4.4.2.- A INFLUÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS NO MERCADO DA AMÉRICA DO NORTE

A pujança do mercado interno dos Estados Unidos influencia todo o mercado da América do Norte, no qual o Canadá faz parte como seu principal fornecedor e, o México participa ainda de forma marginal. Os Estados Unidos são, hoje, os maiores consumidores de GN, não só da região como do mundo, o Canadá, o terceiro. Na tabela 4.5 mostra-se os dados pertinentes à indústria de GN desses três países.

**TABELA 4.5: GÁS NATURAL NO MERCADO NORTE-AMERICANO (Gm<sup>3</sup>) 1995**

	ESTADOS UNIDOS	CANADÁ	MÉXICO
<b>Reservas</b>	<b>4632</b>	<b>2300</b>	<b>1937</b>
<b>Produção Bruta</b>	<b>671,50</b>	<b>183,51</b>	<b>37,47</b>
<b>GN Reinjetado</b>	<b>94,63</b>	<b>14,55</b>	<b>0,00</b>
<b>Produção Comercial</b>	<b>536,54</b>	<b>149,23</b>	<b>25,85</b>
<b>Exportação</b>	<b>3,66</b>	<b>71,40</b>	<b>0,20</b>
<b>Importação</b>	<b>73,02</b>	<b>1,04</b>	<b>1,05</b>
<b>Consumo Local</b>	<b>605,90</b>	<b>78,87</b>	<b>26,70</b>
<b>Relação R/P</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>52</b>

Fonte: CEDIGAZ, 1995

Nos EUA, o GN representa hoje 24,7% do consumo total de energia primária. Em 1996 a produção de GN cresceu 2,8% nos Estados Unidos, em relação a 1995, chegando a 542,0 Gm<sup>3</sup>. A atual relação R/P é de nove anos, o que está induzindo os produtores a melhorarem as tecnologias de exploração e produção de reservas de GN, tanto em campos *on-shore* quanto *off-shore*. (CEDIGAZ, 1996).

O mercado dos Estados Unidos é o mais antigo consumidor de GN. Nesse país a exploração comercial teve início em 1920, havendo hoje cerca de 27000 produtores de GN, 558 empresas transportadoras interestaduais e mais de 1618 distribuidoras regionais (FERC,1995). Mesmo assim, não existe garantia de oferta permanente, o que impõe a este mercado grande volatilidade dos preços. Devido a dimensão do mercado interno dos EUA, o país foi dividido de acordo com a área de abrangência das companhias distribuidoras.

Nos EUA, em 1972, constava como o melhor ano na produção de GN 620,36 bilhões de m<sup>3</sup> (22699 TBTU). A partir de então, registrou queda nas vendas devido a um controle rigoroso dos preços na boca-do-poço. Essa política desincentivou a produção, resultando, em 1986, a demanda de GN mais baixa já conhecida 467,7 bilhões de m<sup>3</sup>, (16708 TBTU).

Revistas as medidas de regulação a demanda voltou a crescer, em 1996, constatava-se um aumento de 2,8%, chegando a 542 bilhões de m<sup>3</sup>.

A importação bruta de GN nos Estados Unidos, representa pouco mas de 10% do consumo total interno no país. O Canadá produziu, em 1996, 162 bilhões de m<sup>3</sup>, sendo exportados para os Estados Unidos, 49% dessa produção (OGJ, 1996).

Segundo a Oil & Gas Journal (1996), o consumo interno de GN nos EUA, em 2010, estará em torno de 652 Gm<sup>3</sup>, das quais 524 Gm<sup>3</sup> serão obtidos pela produção local. Canadá e o México contribuirão com 108 Gm<sup>3</sup> e o déficit de 20 Gm<sup>3</sup> deverá ser coberto através da importação de GNL, cujos principais fornecedores serão a Venezuela (projeto Cristoforo Colombo), Argélia e Nigéria.

**TABELA 4.6: FLUXO DE INTERCÂMBIO DE GÁS NATURAL NA AMÉRICA DO NORTE(Gm<sup>3</sup>)**

De Para	EUA		Canadá		México		Argélia*		Nigéria*		Venezuela*	
	1996	2010	1996	2010	1994	2010	1994	2010	1993	2010	1993	2010
EUA	704,1	624,0	80,1	96,0	-	22,0	2,80	5,00	-	2,00	-	13,00
Canadá			81,87	90,0	--		--		--		--	
México			--		25,85	45,0	--		--		--	

\* vendas de GNL

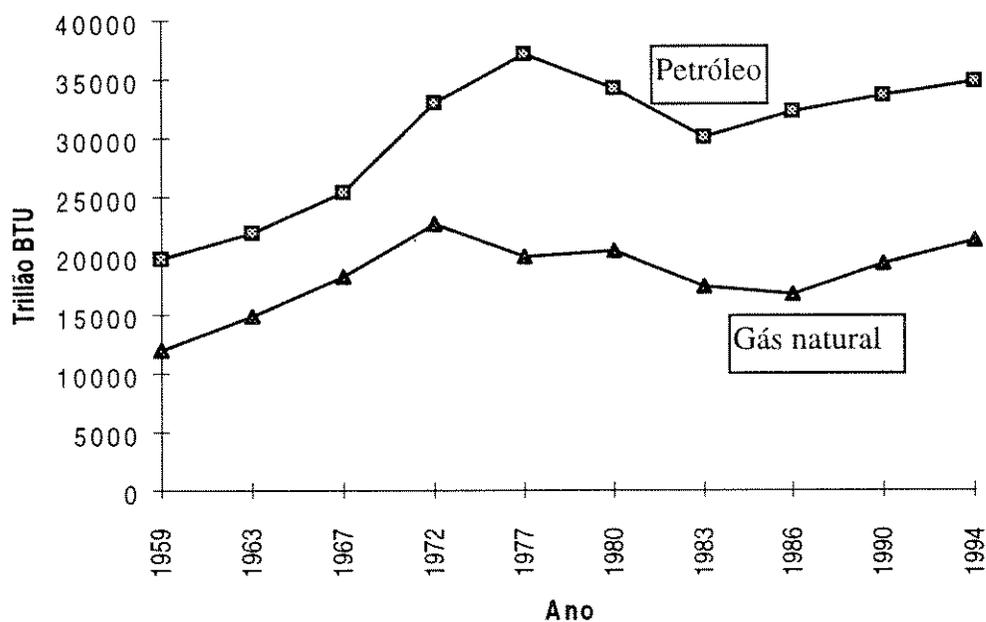
FONTE: a partir de dados da OGJ, July 25, 1994, June 2, 1996 e Revue de l'énergie, N 453, Novembro 1993

O mercado estadunidense caracteriza-se pela fragmentação dos operadores desde a produção até a distribuição. O mercado de produtores é altamente diversificado, ou seja, a infra-estrutura de produção e transporte existente permite “um clima competitivo”, não havendo necessidade de criá-lo de forma artificial. Outra característica é a desregulação dos preços e leis direcionadas para uma competição aberta, não só horizontalmente, entre operadores do mesmo setor, mas também verticalmente, entre as diferentes companhias dentro da cadeia gasífera

A presença dos operadores se dá, principalmente nas transações *spot* o que decorre, portanto, num planejamento diário da oferta e da demanda. Uma peculiaridade fundamental do mercado norte-americano é que cerca de 85% das vendas de GN interestaduais estão expostas à concorrência entre gasodutos (empresas transportadoras).

Comparando-se a evolução do consumo de GN com o de petróleo (Gráfico 4.8), constatam-se altos e baixos no consumo de ambos energéticos. A queda no consumo de

petróleo, entre 1978-83, teve como causa principal os altos preços do óleo no mercado internacional.<sup>34</sup> O consumo de GN experimentou declínios temporais. O primeiro aconteceu pela falta de estímulo na produção nas jazidas de muitos estados produtores e logo, depois, pelo incremento do preço de GN logo após as sucessivas ondas de desregulação, entre o final dos anos setenta e início dos oitenta. A demanda começou a crescer novamente a partir de 1986, após a inserção de incentivos na comercialização do GN, explicados com maior detalhe no Capítulo V.



**GRÁFICO 4.7: COMPARAÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL E DE PETRÓLEO NOS ESTADOS UNIDOS**

Fonte: OGJ, June 2, 1995

A combinação de crescimento na oferta de GN, a partir de 1983, e o declínio na sua demanda, com a grande concorrência dos derivados do petróleo no mercado energético, motivaram uma queda nos preços de GN no mercado norte-americano, resultando na abertura da renegociação de muitos contratos de longo prazo. O mercado *spot* tem sido uma alternativa, no entanto, logo após o auge desta modalidade de comercialização, em 1988-89, quando chegou a deter 70% das vendas, esta opção de contrato tornou-se muito marginal.

<sup>34</sup> A crise do petróleo de 1973 elevou o preço para US\$ 11,75/bbl, e a de 1979 para US\$ 30,0/bbl.

A recuperação econômica dos EUA e Canadá, os rigorosos invernos experimentados nos últimos anos e a recomposição da indústria após a última ação desreguladora causaram a elevação na produção e na demanda de GN nesse mercado.

A desregulação do mercado desencadeou a competição e a eficiência entre os agentes da indústria de GN. O contínuo descobrimento de novas reservas de baixo custo adicionadas às já abundantemente disponíveis, ocasionou uma sobreprodução em 1994 e uma queda do preço na boca do poço. Os contratos a longo prazo, comprometendo produtores e transportadores, foram abandonados em favor de outros tipos de contratos, o qual tem contribuído para reduzir as restrições na produção.

Da indústria estadunidense de GN, pode-se afirmar, em síntese, que se destaca por ser competitiva na produção de GN (boca-do-poço). Já o transporte e a distribuição são menos competitivas, embora a concorrência entre as redes de gasodutos, os vendedores, os serviços de transporte e as distribuidoras, e entre o GN e os outros combustíveis de queima, sejam relevantes em muitos estados.

#### **4.4.3.- O PREDOMÍNIO DO JAPÃO NO MERCADO ÁSIA-PACÍFICO**

No mercado Ásia-Pacífico são identificados três grupos de países envolvidos no comércio de GN. O primeiro grupo é formado pelo Japão e pelos países de industrialização recente do Sudeste Asiático, Coréia do Sul, Singapura, Taiwan e Hong Kong (NICs), importadores por excelência de energéticos.

Ao segundo grupo pertencem Austrália e Nova Zelândia, membros da OCDE, de economia sólida, com tradição e cultura anglo-saxônicas, de reduzida população em comparação aos países asiáticos e detentores de consideráveis recursos energéticos, especialmente a Austrália.<sup>35</sup> Dos dois, somente a Austrália é exportadora de GN, destinado integralmente ao Japão.

O terceiro grupo é constituído por países que tem experimentado uma expansão de sua economia extremamente notável nos últimos dez anos, podendo ser subdividido em dois subgrupos. O primeiro com países detentores de abundantes recursos gasíferos, e,

---

<sup>35</sup> Um dos países com maiores reservas de carvão no mundo.

portanto, exportadores natos de GN, como a Indonésia, - que destina mais de 55% de sua produção ao mercado japonês -, Malásia e Brunei, há ainda Abu Dhabi (Golfo Pérsico), país que não é da região mas que participa ativamente do comércio gasífero com a região. O outro subgrupo é de países de limitados ou inexistentes recursos em hidrocarbonetos, portanto, importadores natos. Tais são as Filipinas e a Tailândia. A esse grupo devem ser incorporados ainda o Vietnã, Mynamar e o Camboja.

Diferentemente de outros mercados, todo o comércio é feito através do transporte por barcos metaneiros. O mercado Ásia-Pacífico responde por 65% (67,4 Gm<sup>3</sup>/ano em 1996) de todo o GNL mundialmente comercializado.<sup>36</sup> A modalidade dos contratos assinados são de longo prazo e com participação significativa, *upstream*, de empresas dos países exportadores e de conhecidas transnacionais.

É usual a participação, nesse mercado, de companhias de eletricidade e/ou de distribuição de GN japonesas incumbidas da comercialização do GNL<sup>21</sup> (KIANI, 1991), uma vez que o Japão sobrepõe a segurança dos suprimentos às considerações de preço, mostrando-se disposto a pagar, pelo gás importado, preços capazes de compensar a montagem da cadeia gasífera.

Atrás desse dinâmico mercado de GNL, encontram-se empresas de capital privado de origem norte-americana (Chevron, Texaco, Huffco, Total, Union, Exxon e outras), japonesa (Mitsubishi, Mitsui, JILCO) ou européia (Shell, British Petroleum). Mesmo a Indonésia, membro importante da OPEP e maior exportador mundial de GNL, está longe de assumir o controle efetivo dos seus hidrocarbonetos. A companhia estatal Pertamina produz apenas 10% do petróleo e praticamente nada do gás natural comercial (KIANI, 1991).

Dois países listados na tabela 4.7, a Índia e a China não fazem parte ainda do mercado. Mas pelas reservas de GN que possuem e pelo potencial do mercado local, não podem ser ignorados, prevendo-se sua incorporação ao mercado Ásia-Pacífico no medio prazo.

---

<sup>36</sup> Os EUA participam com 1,58 Gm<sup>3</sup> de GNL vendido ao mercado japonês

<sup>21</sup> Nominalmente, menciona-se a Tokio Gas Electric Co. e a Kobe Electric Co. entre as companhias geradoras e distribuidoras de energia elétrica e gás, além da Mitsubishi, entre as empresas diretamente envolvidas na fabricação de equipamentos de GN.

**TABELA 4.7: GÁS NATURAL MERCADO ÁSIA-PACÍFICO ( Gm<sup>3</sup>) 1995**

PAÍS	RESERVAS	PRODUÇÃO	EXPORTAÇÃO	CONSUMO
		BRUTA		LOCAL
Abhu Dhabi	5324	20,78	4,25	11,62
Austrália	2986	27,80	8,53	17,02
Brunei	400	10,15	7,72	0,70
China	2000	16,67	-	16,67
Índia	718	19,41	-	16,81
Indonésia	2965	82,30	35,09	28,86
Malásia	2160	26,55	12,49	13,64

Fonte: CEDIGAZ, 1995

O Japão desenvolveu uma infra-estrutura apropriada para o GNL a partir de 1970, o que permitiu um crescimento na demanda surpreendente após 1980. O uso final destina-se, majoritariamente (80%), à geração de energia elétrica, situação única, pois em outros países o uso do GN para a eletricidade não ultrapassa 15%.

A participação do GN na geração de energia térmica no Japão é de 21%, ou seja, duas vezes maior que nos mercados europeu e norte-americano (RADETZKY, 1994). Incentivos públicos têm favorecido o uso do GN nesse país, encorajando o uso de combustíveis ambientalmente menos agressivos e a diversificação de recursos no suprimento. A posição de comprador predominante do Japão é evidente, a despeito da demanda de Coreia do Sul e Taiwan (tabela 4.8).

**TABELA 4.8: MERCADO ÁSIA-PACÍFICO: COMÉRCIO DE GNL (gm<sup>3</sup>) 1995**

Para De	JAPÃO	CORÉIA do SUL	TAIWAN
Indonésia	23,77	7,90	2,99
Austrália	8,49		
Brunei	7,72		
Malásia	12,49		
Abu Dhabii	4,30		
EUA	1,58		

FONTE a partir de dados da OGJ October 25,1993 e CEDIGAZ 1995

Brunei destina 90% de sua produção, em forma de GNL, ao mercado japonês, com quem renovou, em 1995, um contrato por mais vinte anos. O preço no novo contrato é muito acima do anterior e envolve também 10% de acréscimo no volume de suprimento e maior flexibilidade na entrega. A Coreia também esta pronta para assinar um contrato

comercial de compra de gás natural com Brunei, negociaram quantidades em torno de 400 milhões de m<sup>3</sup> anuais.

A presença da Coréia e de Taiwan neste mercado aponta para uma nova fase nas relações comerciais na região. O poder econômico dos NIC's começa a mudar o padrão de consumo energético, com a implementação de acordos comerciais sobre a venda de GNL para os dois países citados. Singapura, que detém o mais alto consumo de eletricidade per capita do Sudeste Asiático, inteiramente atendido por centrais a óleo combustível, pretende substituí-las por centrais termelétricas a GN. A Malásia deverá ser seu fornecedor, mediante uma rede de gasodutos.

A longo prazo, virão incorporar-se outros países importadores de GNL, dentre eles a Índia, Tailândia, Nova Zelândia e provavelmente o Paquistão. Os supridores de GNL para o mercado, no ano 2010, serão a Rússia, ofertando em torno de 25-40 Gm<sup>3</sup> e o Oriente Médio que poderá fornecer cerca de 32 Gm<sup>3</sup> (PAUWELS, 1993).

#### 4.4.4.- O INCIPIENTE MERCADO DO CONE SUL

A América do Sul deverá emergir como o mais novo mercado gasífero, podendo o Cone Sul converter-se no quarto mercado de GN em nível mundial, embora, suas reservas sejam apenas de porte médio (tabela 4.9). O potencial das reservas gasíferas da região, em torno de 1 bilhão de m<sup>3</sup>, permite prognosticar a agilização do comércio desse energético nos próximos anos. Os contratos que até agora foram assinados Bolívia/Argentina, Bolívia/Brasil, Argentina/Chile têm sido de longo prazo (20 anos) e na modalidade *take-or-pay*.

**TABELA 4.9: GÁS NATURAL NO CONE SUL (Gm<sup>3</sup>) 1995**

PAÍS	RESERVAS	PRODUÇÃO	CONSUMO	R/P ANOS
		BRUTA	LOCAL	
Argentina	615	27,27	22,12	24
Brasil	146	7,72	4,24	22
Paraguai	0	-	-	0
Uruguai	0	-	-	0
Bolívia	126	2,92	1,07	42
Chile	119	4,24	1,99	60

FONTE:OLADE:,OGJ, Novembro, 1995, CEDIGAZ, 1995

Nesse mercado, o Brasil, que possui um expressivo parque industrial, está em condições de absorver grandes volumes de GN provenientes da Bolívia a curto prazo, da Argentina, a médio prazo e da Venezuela, Peru ou de países fora do continente, a mais longo prazo.

Este novo mercado possui características semelhantes ao do mercado europeu no início de sua estruturação. Isto é, constata-se a presença de quase-monopólios na exploração, na produção, como no caso do Brasil, detido pela companhia estatal, ou no transporte, como no caso da Argentina e da Bolívia, exercido por companhias privadas. Embora, no transporte estejam envolvidos investidores de capital público e privado.

A comercialização de GN (2,18 milhões de m<sup>3</sup>) entre Bolívia e Argentina tem mais de vinte anos de efetivação e foi o primeiro ensaio de venda de GN com grande sucesso na região. Novas descobertas de recursos gasíferos, em ambos países, abriram a possibilidade da procura de novos mercados. Desta forma, a Argentina exporta atualmente uma pequena quantidade de GNL para a Itália, pretendendo ampliar as exportações para outros países, dentre os quais se incluem o Brasil e o Chile; este último com gasoduto já em operação.

A Argentina é hoje o principal mercado de GN da região. Sua produção cresceu 15,5% de 1995 a 1996 (29 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>), e é atribuída ao efeito imediato da privatização do mercado gasífero, que levou ao aumento da quantidade de GN disponível pelas fontes locais, reduzindo a dependência do GN importado da Bolívia..

A indústria Argentina de GN planeja investir US\$ 27 bilhões no período 1994-2004, principalmente *upstream*, o que trará consigo um salto na produção dos 29 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, registrados em 1996, para 50 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> na virada do século, incluindo 13 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> exportados ao Brasil e Chile (GAZETA MERCANTIL, 1994). A exportação de GN é essencial para a Argentina, uma vez que este energético já participa de 40% do balanço energético do país, limitando crescimentos potenciais futuros.

Por outro lado, há o projeto de exportação de GN para o Brasil por meio de um supergasoduto de três mil quilômetros de extensão, e o desenvolvimento dos recursos

gasíferos na bacia Noroeste argentina, o que representará um investimento em torno de US\$ 10 bilhões. O condicionante do projeto é confirmar reservas da ordem de 400 bilhões de m<sup>3</sup> de GN, suficientes para garantir um envio de 35 milhões de m<sup>3</sup> diários ao mercado brasileiro por, no mínimo, trinta anos (GAZETA MERCANTIL op. cit.).

A efetivação do contrato comercial de venda de GN entre Bolívia e Brasil será, com certeza, um dos maiores empreendimentos energéticos do final do século no continente sul-americano. O custo do projeto está avaliado em US\$ 2 bilhões. A capacidade do gasoduto de 32" será suficiente para transportar 14 milhões de m<sup>3</sup>, inicialmente, podendo ampliar o escoamento para 32 milhões de m<sup>3</sup> por dia.

A companhia estatal petrolífera da Bolívia YPFB, já capitalizada<sup>37</sup> (privatizada) em Julho de 1996, será a que comandará a produção e a Enron o fará no transporte de GN no setor boliviano. A consolidação da venda de gás ao Brasil é um projeto prioritário para os objetivos do governo boliviano.

O gasoduto GasAndes, de 460 km de comprimento e 24" de diâmetro, já completado, e que começou a funcionar em Agosto de 1997, demandou um investimento de US\$ 350 milhões, tem capacidade de transporte de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia e está interligado aos gasodutos existentes na Argentina, cruza a cordilheira dos Andes via Mendoza e vai até Santiago, alvo principal para o consumo de GN.

Ainda no âmbito da perspectiva regional vários projetos, com distintos graus de desenvolvimento estão em pauta, e podem entrar em fase operacional antes do final do século. A construção de uma rede gasífera que ligue Argentina, Brasil e Bolívia, e que mais tarde possa incluir Chile, Peru, Uruguai e Paraguai, tornaria o fluxo energético bastante flexível nos países envolvidos, uma vez que a complementação energética jogaria um papel fundamental na integração do Mercosul.

#### **4.5. - COMENTÁRIOS**

As volumosas reservas provadas, mais as reservas prováveis do planeta levam a pensar em cenários bastante favoráveis ao crescimento do mercado internacional de GN.

No entanto, os problemas referentes ao suprimento são complexos e difíceis, uma vez que 65% de todas as reservas provadas conhecidas de petróleo e GN estão situadas em regiões politicamente instáveis.

Existe opinião no meio especializado de que o atual preço do barril de petróleo de US\$ 20,32 FOB. (US\$ 3,54/MMBTU em Agosto, 1997), não deverá manter-se até o final da década. Os países produtores de petróleo deverão pressionar para que o preço alcance valores maiores. Esta política deverá alterar o preço do GN nos mercados, pois a formação do mesmo, ainda está vinculada às variações do preço do óleo, sendo os exportadores de gás natural os mais interessados nesse cenário.

Devido à alta concentração da oferta na UE e aos contratos de suprimento a longo prazo nesse mercado, a implementação de uma desregulação, similar à feita no mercado norte-americano, poderia prejudicar os países consumidores, beneficiando somente os produtores e aqueles países pelos quais passa o gasoduto. Por exemplo, o *open access* (acesso à rede de terceiros), vigente nos Estados Unidos, é contestado pela França porque causaria fragmentação e enfraquecimento do setor gasífero, já que não existe uma atomização no nível de empresas, como a existente nos EUA. A modalidade *open access* ameaçaria também os contratos a longo prazo, de tipo *take-or-pay*, forma encontrada de garantir uma oferta estável a um custo razoável

A Grã-Bretanha é ainda um caso isolado em relação ao continente por causa da estrutura reguladora do seu mercado, no curto prazo, a demanda será atendida pelos supridores locais, com preços estáveis. No entanto, no médio prazo, será difícil determinar o preço do GN, particularmente se for comprado a preços do mercado internacional competitivo. No longo prazo, haverá, provavelmente, uma convergência do mercado britânico com o europeu, como parte da estruturação de uma política energética comum para a União Européia (CRIQUI, 1995).

No mercado gasífero da Europa e no da Ásia-Pacífico, observa-se uma clara separação entre países exportadores e países importadores, especialmente porque os fornecedores detêm economias sustentadas na venda de petróleo e GN, portanto,

---

<sup>37</sup> A venda do controle acionário (capitalização) ,à moda inglesa consiste na venda de 50% das ações a investidores estrangeiros e o restante permaneceria nas mãos de investidores da Bolívia.

dependentes da cotação do petróleo. Este é o caso dos países do Norte da África (Algeria e Líbia) e os países do Sudeste Asiático (Malásia, Indonésia, Brunei, Nova Guiné), com respeito à Europa Ocidental e ao Japão, respectivamente.

No caso do mercado sul-americano, observa-se uma perspectiva equilibrada do comércio de GN. Embora, se saiba de antemão que o maior mercado de fato é o brasileiro, a ampla e desenvolvida rede argentina absorverá sempre uma grande percentagem do GN produzido neste país. As aberturas do mercado chileno e, futuramente, do uruguaio, diversificarão a demanda.

O surgimento mundial do GN como um energético limpo e economicamente viável está gerando um incremento dos contratos de venda, o que trará um acréscimo dos volumes a serem comercializados. A Bolívia, potencial fornecedora da região, tornar-se-á, de acordo com as previsões, o centro nevrálgico das redes de GN do Cone Sul. A localização geográfica do país e a expansão e construção de novos gasodutos a colocariam em condições invejáveis de comercialização do GN.

## CAPÍTULO V

### EXPERIÊNCIAS REGULADORAS NOS MERCADOS DE GÁS NATURAL

#### 5.1.- INTRODUÇÃO

Todo arcabouço regulador na indústria de GN visa entre outras coisas; organizar o mercado para instaurar um clima competitivo, de modo a beneficiar tanto os consumidores como as empresas; proteger os consumidores cativos; garantir a qualidade do produto e do serviço; fiscalizar o cumprimento de leis versando sobre políticas energéticas referentes ao setor regulado, intermediar conflitos, e outras funções elencadas com detalhe no capítulo II.

No entanto, tem sido usual, em países onde o Estado detém sob seu controle direto o desenvolvimento da indústria de GN, que o exercício de regular as empresas públicas (federal, estatal ou municipal), na maioria das vezes, uma simples fixação de tarifas. A regulação propriamente entendida, onde o governo é exclusivamente uma agente organizador do mercado está apenas agora adquirindo seus contornos em âmbito mundial.

Nos Estados Unidos, devido as empresas privadas serem as responsáveis pelo desenvolvimento da indústria de GN, o governo optou, desde o início, por exercer o papel de supervisor e regulador, e assim, evitar manipulações abusivas decorrentes de monopólios ou cartelizações. Embora criticado por sua regulação, muitas vezes qualificada de draconiana, o poder do órgão regulador sempre foi grande nesse país. Nos últimos anos, após uma nova legislação aprovada no congresso, o governo flexibilizou as medidas reguladoras, deixando mais liberdade às empresas transportadoras e distribuidoras de gás natural.

Na Europa, ao contrário do que aconteceu nos EUA, foram os governos, mediante a criação de empresas específicas para essa função, que assumiram o papel de desenvolver o transporte e a distribuição do GN, não existindo, por tal razão, órgãos específicos encarregados de regular à indústria de GN. Esta tarefa era, normalmente, realizada por algum órgão federal (Ministério de Energia, de Indústria e Comércio ou de Finanças), estatal ou municipal.

QUADRO 5.1: ESTRUTURA INSTITUCIONAL DA INDÚSTRIA DE GN DE ALGUNS PAÍSES SELECIONADOS

PAÍS	ORIGEM DA PRODUÇÃO	TRANSPORTADORA	DISTRIBUIDORA	ÓRGÃO REGULADOR	CARACTERÍSTICAS
Áustria	Fontes Locais (OMV+ Shell) Rússia, Noruega	OMV (Empresa Mista), Áustria Ferngas	Áustria Ferngas Município, Estado	Diversas Portarias E Regulações Formam A Base Legal	Controle Estatal Rigoroso (OMV), Integração Média
Bélgica	Distrigaz (Shell+Tractebel+Estado+Privados)	Distrigaz (Estado + Shell + Intercom + Tractebel)	Distrigaz e Municípios (4 Públicas 19 Mistas)	Distrigaz, Estado Com Faculdade De Intervir	Integração Média-Alta
Dinamarca	Fontes Internas Off Shore (Duc)	Dong/Dangas (Estado)	Município (5 Comp. Regionais)	Ministério De Energia	Min. Energia Acionista Da Dong
França	Locais (EIF, GdF) Holanda, Noruega, Rússia, Argélia	GdF (Est), CFM (GdF + Total + Elf) SNGSO (EIF +Gdf)	GdF, Societé Natural De Gaz Du Sud + 22 Municípios	Ministério Da Indústria E Ministério Finanças	Alta Concentração E Integração
Itália	Agip (Produção), SNAM (Importação)	SNAM (ENI Estado)	Italgas (SNAM) Companhias Municipais	Ministério De Indústria. Tarifas Coordenadas (CIPE)	Alta Concentração E Integração
Holanda	NAM (Shell+Esso) Maatschap(Estado + NAM)	Gasunie ( Estado + Shell + Esso),SEP	120Companhias Municipais	Atraves De Leis E Órgãos Ministeriais	Estado Acionista Nas Companhias. Alta Integração
Espanha	ENAGAS.(Importação) , REPSOL, Argélia	ENAGAS (INH Estado)	Gás Natural, ENAGAS, Catalana De Gas, Municípios	Estado E Comunidades Autônomas	Alta Concentração E Integração Pelo INH
Reino Unido	Amoco, Shell, BG, BP, Quadrant (Esso + Shell)	British Gas Transco(Privatizada Em 1986)	British Gas PGS	OFGAS (Estado)	Alta Integração Vertical. Monopólio Privado
Alemanha	Locais (BEB, Erdgas Munster, Mobil, Winsterhall Outras) Holanda, Rússia, Noruega, Dinamarca	Ruhrgas, BEB, Thyssengas, Shar, FG, GVS, Erdgas, Sudeutschland, Bayerische, Gas Union, Outras	Municipais, Estatais E Privadas	Leis De 1935 E 1957 Licenciamento Oficina Federal, Tarifas Reguladas Aos Pequenos Consumidores	15 Companhias De Transporte, 500 De Distribuição
Argentina	Locais (YPF, Peres Companc, Bidas, Total-Bridas, (YPF) Pluspetrol), Bolívia	Peres Companc, Enron, , Petronas, Cgc, Techint, Meller, NC Canadá	Peres Co, Iberdrola, Italgas, Tractebel, Astra, Gas Espanha, BG, Carmuzzi	ENARGAS	Integração Vertical Média, Monopólios Sist. Norte E Sul
Brasil	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás, Cias Estaduais	Conselho Nacional De Petróleo - ANP	Integração Vertical Média
Bolívia	YPFB, Enron, Esso	YPFB (Privatizada)	YPFB	Superintendência Nacional de Regulação -SNR	Integração Vertical

Mercados classificados como monopólicos quase sempre são dominados por uma companhia de propriedade do Estado (Ex. Gaz de France), porém, não é raro que também existam companhias de capital privado (Ex. British Gas, depois da privatização). Essas companhias têm uma área de atuação que pode ir desde a exploração e a produção, até o transporte e a distribuição.

O Quadro 5.1 revela as companhias que operam na produção, transporte e distribuição de gás natural, qual a característica da indústria de gás natural e a autoridade reguladora do país. Constata-se a presença ostensiva de companhias privadas na produção e transporte, diminuindo sua participação na distribuição.

Neste capítulo, foram selecionados quatro países (os Estados Unidos, o Reino Unido, a Argentina e a França), para analisar com detalhes as experiências reguladoras no setor gasífero. Analisa-se o caso norte-americano, por considerá-lo como aquele em que o regulador conseguiu, da melhor forma, propiciar a concorrência entre as empresas do setor. As regulações britânica e argentina têm alguma semelhança, por terem sido aplicadas a mercados privatizados há menos de uma década. Porém, a idiossincrasia de cada país e as particularidades de cada estrutura reguladora fazem com que os problemas que vêm enfrentando, embora semelhantes, reflitam-se de forma diferente na convivência entre a companhia privada e o órgão regulador público. Finalmente, examina-se a situação francesa, na qual o Estado não cogita abrir mão das empresas energéticas sob seu controle, uma vez que as considera eficientes.

## **5.2.- DESREGULAÇÃO NOS ESTADOS UNIDOS**

Nos Estados Unidos, a produção, distribuição e transporte de GN têm sido sempre função da iniciativa privada ou municipal. Enquanto a produção é livre de qualquer controle, as atividades de transporte e distribuição são controladas pela autoridade pública através de licenciamento de novos ingressantes e acompanhamento dos preços.

A regulação estadunidense, de modo geral, esta enraizada nas tradições jurídicas anglo-saxãs. Essa cultura jurídica propicia que o órgão regulador (federal e estadual), desenvolva um trabalho totalmente autônomo e independente, não estando sujeito e nem aceitando nenhum tipo de pressão política. Às resoluções do órgão regulador, bem como

aos debates por ele promovidos, podem ter acesso qualquer cidadão. As anotações dos seus integrantes também são fornecidos a quem estiver interessado, salvo alguns assuntos extremamente confidenciais que possam sofrer distorções de interpretação.

Nos EUA existem dois tipos de órgãos reguladores, um federal encarregado de supervisionar o comércio interestadual, importação e exportação de GN, e o outro estadual, cuja tarefa é supervisionar o comércio intraestadual. Os integrantes de ambos órgãos reguladores são preparados para exercer sua tarefa através de um escola de orientação acadêmica, o pessoal recrutado, usualmente, tem estudos de doutorado em áreas de engenharia, economia, administração e advocacia.

Apoiados nos mais de cinquenta anos de experiência reguladora no mercado de GN, os órgãos reguladores têm detectado que as mudanças de riscos e relacionamentos em nível estadual entre os agentes participantes da indústria, são mais evidentes e mais sensíveis à concorrência que os existentes em nível federal e por isso, denominou-se de desregulação o atual estágio do mercado estadunidense.

Em forma cronológica, a seqüência de leis (*acts*) e decretos (*orders*) que os órgãos reguladores norte-americanos fiscalizam seu cumprimento no mercado de gás natural é a seguinte: A autoridade legal da Comissão reguladora vem originalmente do Federal Power Act (FPA), de 1935; que criou o órgão regulador federal, então denominado de Federal Commission Power, do Natural Gas Act, (NGA), de 1938; do Natural Gas Policy Act (NGPA), de 1978; do Public Regulatiry Policies Act (PURPA), de 1978; e do Energy Policy Act (EPACT), de 1992.

A política federal tem sempre exercido uma influência determinante sobre o mercado do GN nos Estados Unidos. Quando em 1938 a Federal Commission Power<sup>1</sup> editava o primeiro Natural Gas Act - NGA, visava garantir que os preços de venda impostos pelas companhias interestaduais às distribuidoras locais de GN fossem "justos e razoáveis" (YERGIN, 1979).

---

<sup>1</sup>A Federal Commission Power (FPC) mais tarde tornou-se a Federal Energy Regulatory Commission, quando o Departamento de Energia foi criado.

As agências estaduais de regulação, denominadas Public Utility Commission - PUC,<sup>2</sup> são agências que têm poderes para controlar as companhias de GN intraestaduais e o comércio intraestadual. As PUCs regulam tarifas para os usuários finais, qualidade do serviços, financiamento e segurança nos diferentes segmentos da indústria.

Em 1954, manobrando as relações de companhia á companhia, de área á área, chegando finalmente ao nível nacional, a Suprema Corte dos Estados Unidos, através do NGA, estendeu jurisdição federal sobre o transporte interestadual e autorizou, através da emenda Philips, o controle regulador federal sobre o preço do GN na boca-de-poço. Isso provocou uma queda na demanda de GN e, principalmente, uma diminuição da exportação e dos esforços de desenvolvimento, levando a uma série de cortes no suprimento ao consumidor final, nos anos 70 (MICHOT-FOSS, 1996).

Em resposta a queda da produção, como consequência dos preços regulados e defasados, o Governo interviu no mercado de GN, implementando o Natural Gas Policy Act (NGPA) de 1978. Dentro do NGPA, a atribuição de preços na boca-de-poço exigia um programa da Comissão para administrar preços-teto (*price cap*) para certa categoria da produção de GN interestadual. Começava, assim, o processo de acabar com o controle de preços na boca-de-poço.

Em outubro de 1977, a Federal Energy Regulatory Commission FERC, assumiu as responsabilidades da Interstate Commerce Commission (ICC), como comissão reguladora independente pertencente ao Departamento de Energia (DOE). A função da FERC é supervisionar as empresas públicas de GN natural e eletricidade, os projetos hidroelétricos e de petróleo e os sistemas de transporte através de dutos. Assim, a FERC é responsável pela aprovação da localização das instalações, pela fixação de tarifas de transporte interestadual e de vendas do GN para as entidades públicas, pelo controle dos padrões de segurança e dos níveis de serviços e pelo controle das fusões e aquisições entre as companhias sob sua jurisdição, assim como determinar o ponto de entrada e saída do GN importado e exportado. A FERC regula através de decretos e normas questões energéticas chaves. Estas incluem:

---

<sup>2</sup> O número de membros das PUCs é muito aleatório e varia de Estado a Estado, não sendo diretamente relacionado com a população do Estado.

- Transporte de GN no comércio interestadual
- Transporte de petróleo por dutos interestaduais
- Transmissão e vendas de energia elétrica em alta tensão interestadual
- Licenciamento e inspeção de projetos hidroelétricos privados, municipais e estatais
- Supervisão de assuntos relacionados ao meio ambiente

A FERC é constituída por cinco membros nomeados pelo Presidente, com aprovação do Senado, com mandato de cinco anos. Cada comissionado tem um voto igual em matéria reguladora e não mais do que três membros podem pertencer a um mesmo partido. Um dos membros é designado seu presidente. A FERC se reúne duas vezes por mês para considerar licenças, concessões, taxas e outros assuntos submetidos às empresas reguladas e um conjunto amplo de regras para a indústria. A reunião é pública e, inclusive televisionada.

A FERC tem autoridade sobre as mais importantes companhias e sobre as que atuam em mais de um estado, tendo assim em seu encargo quase 90% do volume comercializado. Em termos numéricos sua autoridade reguladora se estende apenas a 10% das companhias de distribuição (total 1619), e sobre 138 companhias de transporte via gasodutos (total 558). A segurança dos gasodutos interestaduais é de competência do Departamento de Transportes Federal.

O NGPA de 1978, tentou minimizar a defasagem em que se encontravam os preços do mercado interestadual. O controle sobre os preços praticados até esse ano, estimulava a demanda, em detrimento da oferta. Os preços no interior dos estados estavam pouco atrativos para os produtores. A liberação progressiva, após 1978, incentivou a oferta, induzindo à exploração das reservas para garantir o suprimento. Na implementação do NGPA (1978) definiu prioridades para o uso do GN sendo destinada, em Decreto de importância, aos consumidores de residências, às indústrias com caldeiras e, só no último caso, à geração de energia elétrica. A interferência governamental foi se reduzindo gradualmente, a partir desta última modificação e os preços chegaram a uniformizar-se.

Em 1985, a FERC baixou o Decreto No. 436, que promoveu o livre acesso (*open access*) a terceiros e aos consumidores finais, em forma não discriminatória, permitindo a

conversão de contratos de volume fixo. Os mecanismos para aliviar o peso das cláusulas *take-or-pay* e incentivar a concorrência têm sido objeto de várias modificações por parte da FERC desde 1987 até hoje e, reconhecem que tem sido problemático e difícil. Originalmente, o controle federal buscava inibir o excesso de capacidade de transporte de GN e garantir a melhor utilização da rede já existente. Com o processo de desregulação dos anos 80, a FERC adotou atitudes mais orientadas pelo mercado, permitindo a construção de gasodutos e a venda e compra de direitos de uso parcial de gasodutos, o que permitiu concorrência entre transportadores (HOLLIS, 1992).

Entre 1984 e 1991 registrou-se uma acirrada disputa entre transportadoras que resistiam a qualquer mudança que os expusesse a um risco maior que o estipulado nos contratos *take-or-pay*. É nessa época que operações como o contrato e venda de volumes, definição do valor das tarifas e separação dos serviços na venda (*unbundled sales*) começaram a crescer de forma vertiginosa. Após a implementação do *open access*, verificou-se uma queda no preço do GN na boca-do-poço.

Durante a época da rigorosa regulação federal (1938-1978), os mercados interestadual e intraestadual tiveram seus preços muito defasados. O NGPA estabeleceu um número de classes de produção de GN e um teto para o preço de cada uma delas. O teto foi atingido por volta de 1985, o que levou ao início da desregulação que mais tarde seria efetivada no governo Bush, em 1989.

A desregulação do mercado de GN, a rigor da verdade, é produto de três ondas desreguladoras sobrepostas no tempo. A primeira (1978-92) visava promover a concorrência na produção de GN, iniciando o processo de acabar com o controle de preços na boca-de-poço, e a criação de um mercado *spot* em 1983. A segunda (1984-95) promoveu a concorrência no transporte através da primeira Decreto de acesso aberto e, finalmente, a terceira, que começou em 1992, incluiu disposições para reformar o controle do mercado das companhias que detêm o transporte/distribuição do GN e liberou totalmente o mercado deixando-o reger-se por suas próprias forças (DAR, 1995).

LYON (1990) acredita que na desregulação da indústria do gás natural nos EUA tem havido conflitos entre dois objetivos regulatoriais; a eficiência econômica e a política de

atendimento público com relação à distribuição do excedente econômico. As razões que levaram à desregulação da indústria de GN são, segundo o autor:

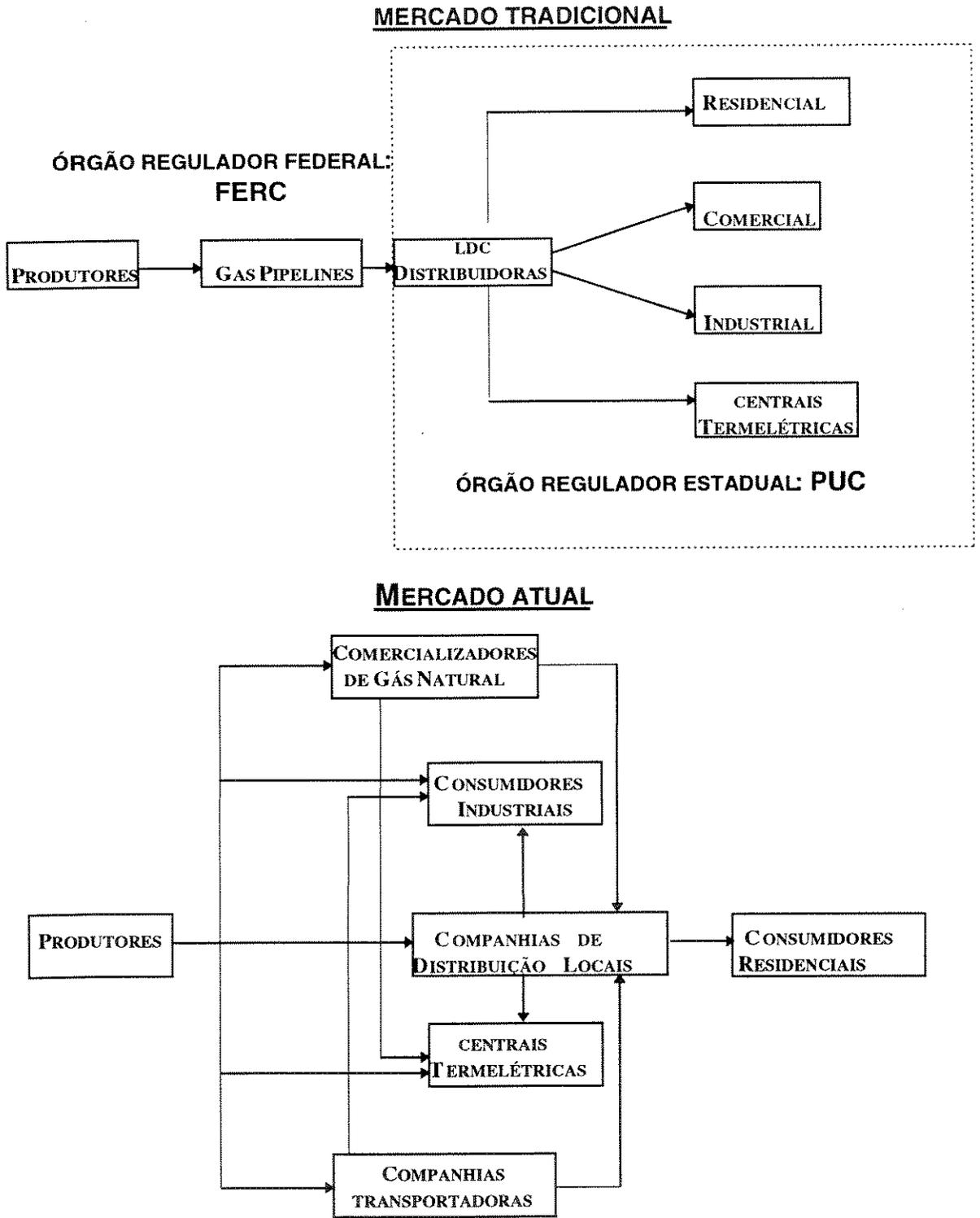
- crescimento dos custos econômicos dos preços controlados, originaram o descontrole na oferta de GN na boca-do-poço, permitindo o aparecimento de novas companhias no mercado prestes a desenvolvê-lo.
- as grandes oscilações no preço do petróleo e seus derivados, que teriam exercido uma pressão competitiva dentro da pouca flexibilidade contratual da indústria de GN .
- a expansão das redes de gasoduto interestaduais, que facilitaram um incremento na concorrência entre gasodutos.

Como produto das ações desreguladoras muitos mercados locais passaram a ser servidos, por, no mínimo, dois gasodutos, promovendo a concorrência entre eles. Estas mudanças formavam a base de um mercado de transporte que permitiu às companhias de distribuição locais (CDLs) e aos usuários finais comprar da transportadora no atacado (*wholesale wheleng*), dando lugar à regulação de um mercado orientado para o transporte de GN e das CDLs no varejo (*retail wheleng*), embora, esta última ainda em estágio embrionário (Figura 5.1).

Em 1992, quando foi editado o Decreto 636, o intuito da FERC era criar um ambiente onde os produtores poderiam vender GN diretamente aos consumidores finais. O Decreto 636, conhecido como a regra de reestruturação, provocou significativas mudanças nas relações comerciais das empresas de gasodutos interestaduais. Ela requisitava às companhias interestaduais de GN a discriminação dos preços dos serviços e dos encargos. Isso permitia às companhias de gasodutos a provisão de transporte, armazenamento, e serviços relativos ao GN, mas interditava-lhes a revenda do mesmo. Em resumo, outorgava liberdade de ação para o deslocamento, desde a boca-do-poço até a boca da fornalha, tentando maximizar o benefício do mercado do GN na boca-do-poço (KOEN, 1995).

De forma resumida a regulação estadunidense de GN tem evoluído conforme foi adquirindo experiência e observando as mudanças que aconteciam no mercado. Inicialmente, a rigorosa regulação propiciava segurança e estabilidade no mercado e

FIGURA 5.1: ESTADOS UNIDOS: ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL



Fonte: Sutherland, ogj, 1995

retorno garantido para o investidor, no entanto com mínimas opções de suprimento para o consumidor. Posteriormente, quando o mercado começou a dar sinais de estagnação, o órgão regulador desregulou o mercado e incentivou a concorrência direcionando seus objetivos para a organização do mercado, onde o risco é alto e a segurança mínima para o investidor e acionista. Contudo, este mercado tem se mostrado extremamente versátil e benéfico para o consumidor final, e também bastante lucrativo para as empresas apesar dos riscos (Quadro 5.2).

**QUADRO 5.2: CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DOS EUA ANTES E DEPOIS DA DESREGULAÇÃO**

<b>Monopólio (antes)</b>	<b>Concorrência (depois)</b>
- Interesses "módcos e eqüitativos" garantidos	- Interesses ditados pelo mercado
- Mínimo risco para acionistas, preço estável para o consumidor	- Alto risco para acionistas, preços variáveis para o consumidor
<b><i>Desde a perspectiva do consumidor</i></b>	
- Sem opção de suprimento, sem mudança no preço	- Seleção de fornecedores, flutuação dos preços
<b><i>Desde a perspectiva do acionista</i></b>	
- Máxima segurança no Investimento	- Mínima segurança no investimento

*Fonte: CBA Energy Institute*

A FERC, hoje, desincumbiu-se da tarefa de regular os preços na boca-de-poço, exercendo sua autoridade nos gasodutos da rede federal. Embora haja evidências de que o novo esquema desregulador da FERC ainda não tenha atingido seu objetivo principal, encorajar a competição na indústria de GN, cabe, no entanto, contrapor as posições de dois diferentes grupos a respeito da abrangência e das conseqüências do Decreto 636, que passou a vigorar de fato só no final de 1994.

Para as grandes companhias, a ação da FERC incrementou a eficiência do setor. Uma combinação de baixos custos a montante e uma maior flexibilidade através do sistema de transporte fizeram, em alguns casos, cair os preços do GN nos mercados de consumo. As grandes companhias entendem que o setor gasífero ainda está se ajustando ao Decreto 636 e que os efeitos da competitividade introduzida pela nova regulação federal ainda terão que ser sentidos na boca-da-fornalha.

Normalmente, a qualidade do GN recebido está especificada nos contratos realizados entre o produtor e o cliente comprador (CDLs ou grandes consumidores), mas se o fluido apresentar baixa qualidade as PUCs regionais chamam à distribuidora e requerem informação sobre esta situação anômala. As PUCs tem introduzido as franquias na distribuição, isto é, o Estado credencia certas áreas geográficas outorgando através do poder municipal a concessão para alguma companhia privada, sem exclusividade do serviço. Os municípios costumam usar estas franquias como fonte de receita.

Para alguns peritos no assunto da regulação gasífera, o Decreto 636 parece ter providenciado uma estrutura reguladora que permite o florescimento do setor médio e da distribuição da indústria de GN. No passado, os gasodutos interestaduais garantiam que a quantidade prometida fosse entregue no *city gate*, enquanto o papel das CDLs estava limitado à distribuição do GN. Atualmente, as companhias têm permissão para gerir tanto o volume transportado como o entregue (PRUNER, 1995)

A fixação, por parte das PUCs, das tarifas no mercado intraestadual basearam-se por muito tempo no *cost-plus* que buscava o custo mais barato ao cliente sem prejudicar a rentabilidade da empresa. Depois adotou-se o serviço pelo custo (*cost of service*), baseado na taxa de retorno que visava a estabilidade e incentivava os investimentos. Hoje, inúmeras Comissões têm optado pela regulação de desempenho, uma vez que esta reflete muito melhor o clima de competição.

Com a adoção do *open access*, a transportadora não tem mais a obrigação de vender o GN, os riscos de fornecimento no transporte não são mais de sua incumbência, cabendo assumi-lo às CDLs e/ou os clientes que comprem. Verificando-se maior concorrência nos gasodutos.

Para os pequenos produtores independentes, no entanto, o incentivo a concorrência, almejado pelo governo através do Decreto 636, tem tido um efeito contrário. A nova regra desloca o controle dos mercados interestaduais para um punhado de transportadoras, acessível somente a um restrito grupo de grandes companhias. Nesse contexto, muitos produtores independentes não podem competir nos mercados de GN, alegando que estes estariam preparados para remunerar as grandes companhias e desencorajar as pequenas. Além disso, afirmam que a Decreto 636 permite incentivar o transporte e armazenamento

de grandes blocos de GN. Embora exista uma lei *anti-trust*, prevendo que pequenos produtores possam agregar-se no suprimento de GN, eles são impedidos de escoá-lo a grandes distâncias, desvirtuando a qualidade das medidas de incentivo.<sup>3</sup>

Embora observadores e atores envolvidos nos mercados futuros concDecreto que o volume e o número de contratos de GN comercializado continuará crescendo, provando que as mudanças foram bem sucedidas, isto não impede que a natureza da infra-estrutura de uma indústria de GN desregulada opte, totalmente, por contratos de curto prazo ou que signifique que os contratos Nymex<sup>4</sup> sejam majoritariamente expressivos no mercado, tal qual aconteceu no caso do *spot price* da década passada (GASWORLD, 1995).

Os críticos do *open access* advertiram sobre problemas de desbalanceamento no suprimento de GN. Os contratos hoje estão sendo negociados com penalidades financeiras contra aqueles que não os cumprem. O receio está no fato de que os grandes consumidores teriam melhores condições de negociar contratos de suprimento do que as CDLs, que atendem pequenos consumidores no varejo. Tais condições são teoricamente possíveis, privilegiando o suprimento dos maiores consumidores, enquanto os menores são submetidos a cortes.

O aceso a terceiros também facilitou o aparecimento dos transportadores que especulam e comercializam com a volatilidade do preço de GN nos mercados, pois, lucram antecipadamente com as margens obtidas na compra e venda do suprimento de GN. Piorando a situação dos pequenos produtores independentes, registrou-se uma queda do preço de GN na boca-do-poço, e eles tiveram que suportar ainda o choque da queda do preço na outra ponta da cadeia (KOEN, 1995).

### **5.3.- MONOPÓLIO E MONOPSÔNIO PRIVADO NA GRÃ BRETANHA**

---

<sup>3</sup> De forma generalizada, há receio no mercado norte-americano em relação a futuros contratos, em parte devido a grande volatilidade dos preços do GN no mercado. Se até 1985, os contratos eram em geral, de longo prazo, desde que começou a se efetivar a desregulação e incrementar o volume de GN negociado, tem prevalecido os contratos a curto prazo e o número de compradores e vendedores de GN têm crescido significativamente (GASWORLD, 1995).

<sup>4</sup> Bolsa de Valores de New York: contratos são vinculados ao Nymex, embora seu número ainda seja pequeno. O preço Nymex está também influenciando em contratos com produtores da província de Alberta no Canadá.

### 5.3.- MONOPÓLIO E MONOPSÔNIO PRIVADO NA GRÃ BRETANHA

No Inglaterra, as atividades relacionadas à exploração e comércio do GN natural datam de 1812, ano em que foi criada a Gas Light and Coke Company, para a iluminação das ruas de Londres. Por volta de 1930, a empresa já atendia cerca de 11 milhões de consumidores, expandindo suas atividades para a utilização do GN nos segmentos residencial e industrial.

A indústria de GN do Reino Unido (Inglaterra, Gales e Escócia) foi nacionalizada em 1948, pelo Governo Trabalhista então no poder, ao mesmo tempo que um número de outras companhias públicas e da indústria de base eram submetidas ao controle público. Os motivos foram uma mistura de objetivos políticos e econômicos e estavam baseados na suposição que essa indústria sob o controle governamental trabalharia pelo interesse público. De um total aproximado de 1000 companhias municipais e privadas, foram criadas doze companhias regionais autônomas (Area Gas Boards), com um pequeno Conselho de GN (Gas Council) coordenando os serviços. Cada companhia era responsável por determinada área de distribuição, exercendo o monopólio no seu distrito.

O marco que transformou o desenvolvimento da indústria gasífera foi o descobrimento da bacia Meridional do Mar do Norte, em meados da década de sessenta. Por conta disso, o governo desenvolveu um plano que pretendia substituir o petróleo importado pelo GN do Mar do Norte. Antes disso, início de 1960, a necessidade de transporte interregional crescia, o que obrigou o Gas Council, sob orientação das companhias regionais e do governo central, a contratar GN da Argélia, construindo, à beira do Tâmis, a primeira planta de liquefação.

A regulação governamental, mediante rigorosas taxas de retorno financeiro (juros), foi introduzida no início dos anos 60 e quinquenalmente revisada. A metodologia de cálculo do custo marginal de longo prazo (LRMC) foi adotada em 1967 para fixar o preço para toda a indústria nacionalizada, a fim de melhorar sua eficiência. Dificuldades posteriores na aplicação do LRMC, especialmente em períodos inflacionários e de conflitos entre políticas macro e microeconômicas, fizeram com que sua aplicação fosse cautelosa.

Em 1972, o Partido Conservador, através do Gas Act, extinguiu a autonomia das doze companhias regionais existentes na Ilha. No mesmo ano, o Conselho do GN passou a se chamar British Gas Corporation - BGC, assumindo sob seu comando a operação integrada das doze companhias regionais. À British Gas Co. era concedido não só o monopólio no transporte de GN desde a costa até as estações denominadas *city gates* mas também, da distribuição local aos consumidores e o monopólio da compra dos produtores do Mar do Norte. Outras atividades, das quais também participava com outras empresas eram: produção de GN, principalmente nos campos marítimos; transporte das plataformas até a costa; venda de GN, instalação e serviço de aparelhos ou equipamentos de GN, chegando mesmo ao varejo de peças e aparelhos domésticos.

O Gas Act de 1972 outorgava à BGC o monopólio da venda, transmissão e distribuição do GN, mantendo a empresa sob o controle do governo. Esse controle consistia em obrigações estatutárias (manter o fornecimento público, evitar preferências individuais e desenvolver programas de P&D aprovados pelo governo) combinadas com o poder governamental de fixar preços e taxas de retorno.

Segundo McGowan (1990), de 1948 a 1980 não existiram controvérsias políticas reais sobre a administração das companhias de serviço público. O interesse dos sucessivos governos, Trabalhista ou Conservador, centraram-se no desempenho econômico, repetindo erros críticos de ineficiência nas indústrias nacionalizadas, embora nunca tenha estado claro que esta ineficiência fosse maior que a do setor privado.

Com o Partido Conservador no poder a partir de 1978, a intervenção do governo nas decisões da BGC tornaram-se evidentes em três situações que diziam respeito a produção, questões financeiras e problemas com o monopólio da BGC (MCGOWAN et al, 1990). Primeiro, em 1981, o governo vetou o projeto de distribuição, alegando que sua viabilização cabia ao setor público. Em 1983, cancelou o contrato de compra de GN do campo norueguês de Sleipner, porque desejava promover a exploração de GN das jazidas marítimas britânicas no Mar do Norte. Finalmente, o governo elevou o preço do GN, em termos reais, até 33%, em 1980, com o objetivo de fazer com que a BGC operasse com excedente de caixa, de forma a gerar receita para o Tesouro e acelerar o pagamento do seu capital em débito. O mecanismo que introduziu este imposto nos contratos de suprimento, é conhecida como Gas Levy Act.

Através do Oil and Gas Act, de 1982, o governo retirou a BGC das atividades de exploração e produção, mantendo, no entanto, sob seu controle, o transporte de GN. Por outro lado, esta lei permitia o acesso a terceiros à rede, objetivando permitir uma relação direta entre clientes industriais e os produtores. Os interesses na exploração e produção da BGC foram transferidos para uma nova companhia da iniciativa privada (Enterprise Oil), com objetivo de permitir o acesso de novas companhias britânicas ao *boom* dos negócios de GN e petróleo, nas bacias do Mar do Norte. Embora esse Ato (OGA,1982) tivesse acabado *de jure* com o monopólio e o monopsonio da BGC, *de facto* este continuava, pois na ausência de novos compradores, a alternativa era continuar vendendo para a BGC.

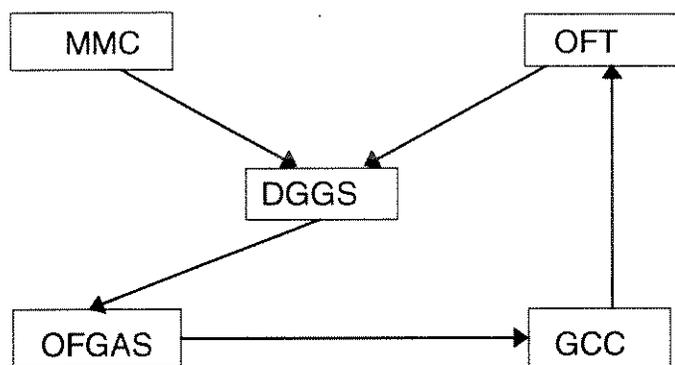
A lei da privatização de 1986 (Gas Act), definia uma nova política para o setor gasífero estabelecendo a privatização da BGC e que todos seus negócios fossem transferidos para uma companhia nova denominada British Gas plc. BG.<sup>5</sup> Definiu-se paralelamente uma regulação para a indústria de gás natural. Todas as ações ordinárias da BGC foram vendidas em dezembro de 1986, com uma capitalização no mercado de 5,602 bilhões de Libras . O figura 5.2 esquematiza a segmentação por empresas da indústria de gás natural na Grã Bretanha.

Com o processo de privatização da indústria de GN, e a implantação da regulação, a Secretária de Estado passou a designar o diretor geral de suprimento de gás Director General of Gas Supplies - DGGS, (seguindo a tradição britânica, a função é exercida por uma única pessoa), confiando à sua pessoa a responsabilidade das decisões sobre as avaliações de fiscalização e supervisionamento de tarifas e preços, feita pelo pessoal da Comissão de Regulação de GN (Office of Natural Gas, OFGAS) da qual é seu diretor. Além do mais, o DGGS tem um número de tarefas específicas e gerais relacionadas com a disputa de mercado e o direito de dirimir junto com a Monopolies and Merger Commission - MMC, assuntos relacionados com fusões que possam criar monopólios ou cartelizações no mercado de GN.

---

<sup>5</sup> PINT (1990) afirma que a política de privatização do governo Conservador tem se resumido à transferência de benefícios para os novos acionistas, a fim de encorajar e ampliar o número de proprietários das ações da companhia na Grã-Bretanha. O Tesouro tem recebido um fluxo de fundos de curto prazo, mas a maior parte desses ganhos potenciais foram transferidos para os novos acionistas.

Os reguladores britânicos são independentes de partidos políticos, e em alguma medida do governo central; eles são protegidos por uma estrutura legal que impede que um ministro ou um funcionário público de alto escalão possam se imiscuir no exercício de suas responsabilidades. A personalização dessas responsabilidades, a visibilidade do Director, perante a opinião pública, têm precisamente como alvo desencorajar interferências políticas e pressões de interesses particulares (HENRY, 1997). Respalhando a OFGAS, encontram-se duas instituições de ampla experiência em políticas de competição geral, a General Commission Competition GCC que investiga e faz recomendações de casos referidos a concorrência, e o Office of Fair Trading - OFT que decide todos os casos de práticas monopolistas dentro da estrutura da política de competição britânica e da União Européia (Figura 5.2).



**FIGURA 5.2 ORDENAMENTO INSTITUCIONAL NA REGULAÇÃO DO GÁS NATURAL**

Fonte: estruturação própria a partir de MacGowan et al.

O Gas Act, de 1986, conferiu à OFGAS o papel de protetora dos interesses do consumidor. O OFGAS não possui ingerência formal, em relação aos compromissos de compra de GN e estes ficam a cargo do OFT e do Departamento de Indústria e Comércio. Embora, a OFGAS ajude a identificar o problema, promover e acionar a rápida aplicação reguladora, no fundo, estava não só mantendo o *status quo* na concorrência, mas também advogando em favor da necessidade de se construir uma estrutura competitiva para evitar maiores turbulências no mercado.

Contudo, o OFGAS pretende ter um papel limitado e temporário, como promotora da concorrência. A provisão de dados da BG<sup>6</sup> permite o OFGAS identificar custos e distribuí-los entre os diferentes mercados da BG, estabelecer tendências dos custos em várias áreas e, em particular, avaliar se os preços praticados pela BG nos diferentes mercados são justificáveis para contemplar alguma elevação no fornecimento do GN.

Através dos diferentes órgãos governamentais, o processo regulador tem pretendido desenvolver uma estrutura concorrencial, na qual as tarefas e obrigações da BG são consideradas uma condição temporária, um *stop-gap* dentro da forma da concorrência total. A estrutura concorrencial baseia-se em três resultados fundamentais: na estrutura de tarifas para o consumidor industrial, nas condições para usar o sistema da British Gas como mecanismo de transmissão e nos acordos de compra de GN *off-shore* britânicos.

MCGOWAN et al. (1990) apontam três elementos importantes contemplados pela regulação do GN na Grã Bretanha, embora, somente os dois primeiros sejam usualmente considerados como constituintes da regulação formal.

1) a tarifa do mercado de GN é calculada pela fórmula de controle de preço  $RPI-X+Y$ , onde RPI é a taxa geral de inflação; X, é um fator de eficiência aplicado ao controle de custos (principalmente custos de capital e trabalho) e Y é o custo médio da obtenção do GN. A British Gas vê nesse preço regulador mais uma carga tributária que uma taxa de retorno ao estilo da regulação norte-americana.

2) O Director General of Gas Supplies (DGGS), com apoio de um pequeno grupo de profissionais da OFGAS, exerce uma regulação "light". Os deveres do DGGS, ao considerar as tarifas do mercado, são específicos: monitorar custos do gás e as vezes acordar o preço máximo da fórmula.

---

<sup>6</sup> O mercado no qual a BG se desenvolvia, em 1992, apontava 540 bilhões de m<sup>3</sup> de reservas provadas que somadas às prováveis e as possíveis, perfazem um máximo disponível de 1805 bmc (Sorrell, 1993). A companhia supre 17 milhões de consumidores. As vendas no setor residencial respondem por 3/5 da receita (US\$ 5,1 bilhões, em 1990) e 55% do volume das vendas, sendo o mais importante em termos de valor de mercado. O mercado industrial, de quase 30% do volume do mercado, responde por apenas 1/5% das vendas (sua participação no mercado tem declinado), enquanto o setor de serviços responde pelos 10% restante.

3) O terceiro elemento, que não faz parte do esquema regulador oficial, mas nem por isso é menos importante, consiste nos diversos poderes que permanecem à disposição do governo. Dentre eles menciona-se o poder de revogar ou emendar a licença final ou a licença periódica e sancionar as exportações e importações e a instalação de novos gasodutos nos campos *off-shore*. Estes são pontos fortes que indicam que a BG (ou qualquer outra companhia interessada) necessitará mostrar a DGGS o que deseja fazer em matéria de contratos e suprimentos.

Reivindicações do público são tratadas não pela OFGAS, mas pelo GCC. Este por sua vez não pode encaminhar para o MMC nenhuma questão relacionada ao suprimento de GN para os consumidores. Em geral, qualquer resultado sobre uma falha das leis de concorrência são encaminhados ao OFT, e não à OFGAS.

A British Gas é acionada para publicar preços máximos, contratos com usuários, linhas de sua política de preços e diretrizes de terceiros para conseguir suprimentos no transporte. A capacidade da OFGAS para supervisionar a BG depende de um amplo acesso aos custos (detalhes de como este é fixado) e outras informações, que somente a BG pode providenciar. Existe um item adicional no Gas Act de 1986, o nível de consumo mínimo que habilita um consumidor a entrar no mercado livre é de 25.000 *therms* por ano, equivalente a  $86,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$  ou  $263.301 \text{ m}^3/\text{dia}$ .

A regulação no mercado britânico propiciando a competição, tem sido promovida para evitar o monopólio do transportador (BG), mas sem fortes pressões sobre os produtores de GN. A inserção da regra que determina, especificamente, que a compra de GN pela BG não deverá exceder 90% dos novos campos de produção no Mar do Norte (determinada pelo MMC), não tem ajudado, em nada, para evitar o monopsônio da BG.

Após a criação do órgão regulador, a BG tem realizado mudanças na organização referentes aos assuntos internos e à condução dos seus negócios. Há, provavelmente, um impacto em termos de flexibilização de custos, e o que é mais importante, de redução de

lucros. A BG tem sido obrigada a aceitar um escalonamento formal de preços e condições de venda de GN no mercado.<sup>7</sup>

Autoridades britânicas, hoje, admitem que a regulação não está dando os resultados esperados;<sup>8</sup> conseqüentemente, estão se realizando alguns ajustes para promover “certo grau de integração vertical”. As modificações que pretendem introduzir na regulação devem permitir que os dutos da British Gas possam ser usados por terceiros. “A medida não agrada à BG, mas beneficiará grande número de consumidores no sudoeste da Inglaterra”, afirma Lord Frazer de Carmyllie, alto funcionário da Secretaria de Energia britânica (BRASIL ENERGIA, 07/96).

Um relatório da OFT de 1992, dispõe que, a partir de 1995, a BG não poderá deter mais do que 40% do mercado industrial e comercial, a empresa anunciava que segmentaria suas atividades de transporte e distribuição. O órgão regulador anuncia a abertura total do mercado à concorrência desde abril de 1998, inclusive abaixando, o volume que habilita acesso à rede (de 25000 *therms* para 2500 *therms*). Em 1995, mediante um novo decreto (Gas Act), a British Gas foi desmembrada em cinco entidades distintas com o intuito de mostrar maior transparência no funcionamento da indústria. Estas são:

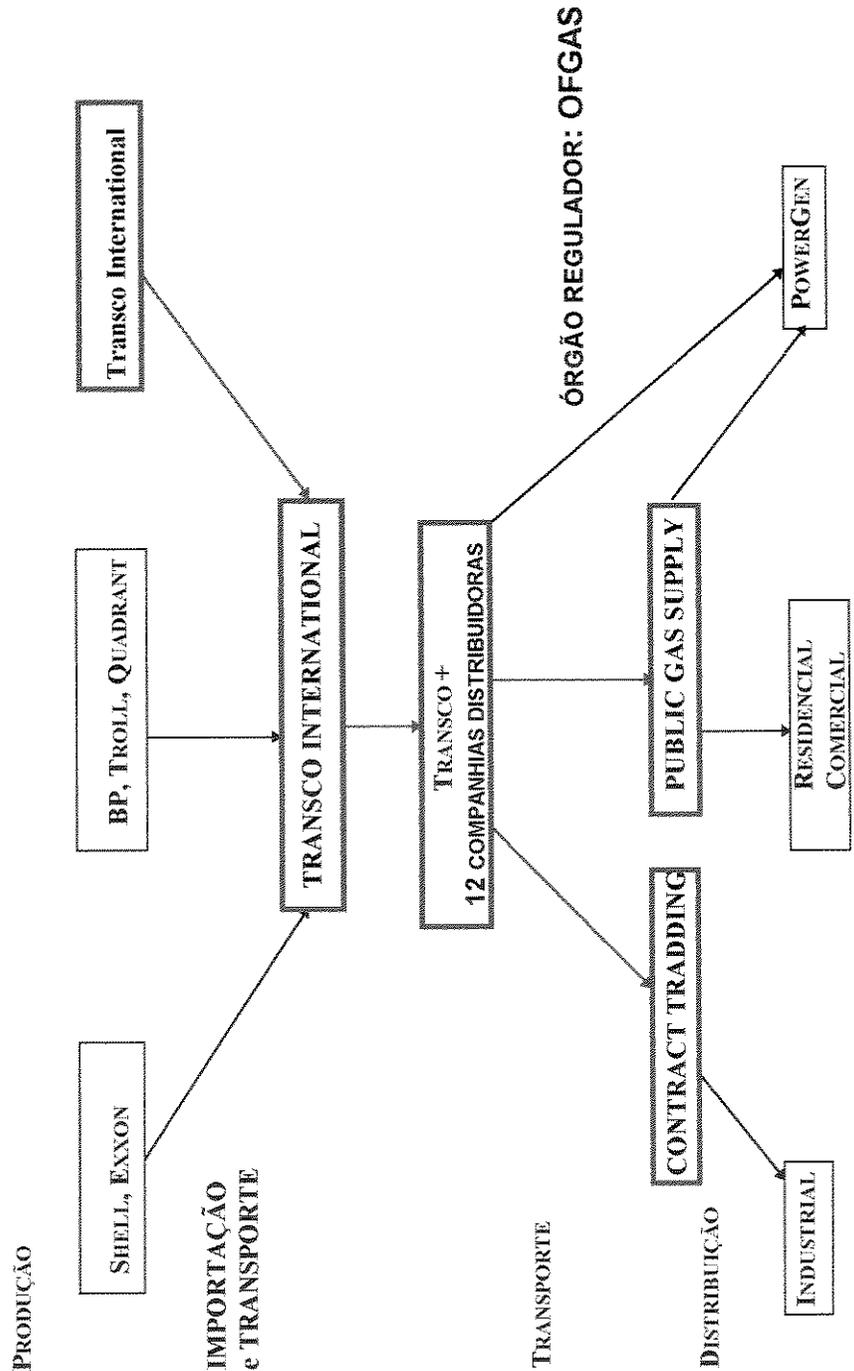
- Public Gas Tradding, encarregada da comercialização do GN no mercado residencial;
- Contract Tradding, encarregada da comercialização do GN no mercado industrial;
- Transco, operadora técnica da rede de transporte e de armazenamento;
- Servicing and Installation, encarregada da posse e da manutenção dos equipamentos de GN;

---

<sup>7</sup> No aspecto financeiro, é difícil avaliar a posição da BG, pois, embora tenha anunciado perda de receita (US\$ 50 milhões), por causa dos preços escalonados, já no primeiro ano de operação, a receita líquida obtida com a venda de GN passou de US\$ 1,013 bilhões para US\$ 1,080 bilhões.

<sup>8</sup> Por exemplo, novos contratos entre empresas de geração de energia elétrica e de grandes indústrias com a BG tem sido realizados a preços em torno de US\$ 3/MMBTU, quando a média no continente era de US\$ 2-2,50 /MMBTU

FIGURA 5.3: ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA GRÃ BRETANHA



▤ Companhias integrantes da British Gas

Fonte: Elaboração Própria a partir de McGowan et al. 1990 e Percebois 1997

- Retailing, encarregada da fabricação e venda dos equipamentos de aquecimento central

Está previsto que a British Gas, até final de 1997, seja dividida em duas companhias distintas: A British Gas Energy - BGE que terá como tarefa a atividade de comercializar a produção do bacía de Morecambe (Mar do Norte) e a Transco International que reagrupará as atividades de transporte e de exploração e produção. Segundo PERCEBOIS (1997), este desmembramento que combina integração vertical e separação contábil, gera duas conseqüências i) BG conserva sua principal fonte de receita e lucro.(transporte e armazenamento através da Transco) ii) o acesso a terceiros continuará funcionando com uma relativa igualdade no tratamento entre as divisões de venda (PGS e CT) da BG e os distribuidores independentes (Figura 5.3). A BG que já se beneficia do monopólio, *de facto*, no transporte, ainda participará da construção de um gasoduto ligando Reino Unido com a Bélgica, cuja principal característica será a variação diária da quantidade de GN proveniente das jazidas produtoras. A novidade deste gasoduto é que os contratos de suprimento entre compradores e produtores poderão ser feitos sem prévio compromisso formal de transação,<sup>9</sup> os sócios do gasoduto poderão utilizar a capacidade disponível de acordo com a propriedade que corresponde a cada um.

#### 5.4.- DUOPÓLIO PRIVILEGIANDO GRANDES CONSUMIDORES NA ARGENTINA

A comercialização do GN na Argentina data de meados do século passado, com a produção de GN a partir de carvão importado da Grã Bretanha, para a iluminação da cidade de Buenos Aires. A companhia encarregada dessas funções era a empresa inglesa Companhia Primitiva de Gas Buenos Aires Ltda.

A produção de GN na Argentina surgiu juntamente com a produção de petróleo, na década de 20, quando esse combustível começou a aparecer, em volumes significativos, associado ao petróleo. A mesma empresa que produzia petróleo, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales - YPF, autarquia do Estado, tomou a cargo a produção de GN. Na década seguinte,

---

<sup>9</sup> A participação no Interconector será distribuído da seguinte maneira BG 40% ou 8 bilhões de m<sup>3</sup>/ano; BP, Conoco, EIF, Gazprom cada um com 10% ou 2 bilhões de m<sup>3</sup>/ano; Amerada Hess, Distrigaz, Ruhrgas, National Power, 5% cada um ou o equivalente a 1 bilhão de m<sup>3</sup>/ano

foi criada a GAS del Estado, empresa que se responsabilizou pelo transporte e distribuição de GN, de forma monopolística.

Essa empresa detinha, também o monopólio da distribuição no varejo do GN líquido. A penetração no mercado argentino estava garantida, principalmente, pelo baixo preço aos consumidores finais, além da alta qualidade do serviço prestado, o que permitiu à companhia Gas del Estado expandir, de forma relativamente equilibrada, os seus serviços. (KOZULJ, 1993).

A Gas del Estado caracterizava-se por uma altíssima integração vertical de atividades e um alto grau de monopólio, sob forte controle governamental. Seus índices de desempenho mostravam-se comparáveis às melhores do ramo no mundo. O volume comercializado passou de  $512,9 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ , em 1960, para  $18,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , em 1991, nada menos que um incremento de 12,2% por ano. A produção efetiva atende 68% do mercado potencial que, em 1995, consumiu  $64 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{dia}$ , incluindo o GN importado.

Apesar das descobertas de grandes jazidas de GN natural nas províncias ocidentais da Argentina nos anos 70, a situação da empresa começou a deteriorar-se devido à política tarifária, à transferência de renda inadequada, aos contratos lesivos aos interesses da empresa e o pagamento de *royalties* excessivamente altos, para as províncias onde estão localizados os campos produtores.

Embora tivesse sobre sua responsabilidade o planejamento da expansão da produção de GN, até 1992, a Gas del Estado não intervinha na elaboração e fixação de tarifas e preços. Essa tarefa era assumida pela Secretaria de Energia, que era quem regulava a indústria de GN. Após a privatização, as diretrizes do planejamento da exploração e da produção ficaram com a Secretaria de Energia, enquanto ao ENARGAS lhe foi atribuída a função de supervisionar as atividades privadas e comerciais, estabelecer tarifas de transporte e distribuição, levar à frente todas as medidas necessárias para cumprir os objetivos da política geral, estabelecidos na lei, além de definir as políticas e objetivos nacionais da oferta, transporte e distribuição do GN (PIGRETTI, 1995).

A privatização da distribuição de GN engarrafado, em 1970, tirou uma importante fonte de renda da GAS del Estado. Nessa época a empresa empreendia de forma acentuada no

tratamento e separação de gases, mas vendia os produtos e subprodutos como insumos à indústria química e petroquímica, a preços altamente subsidiados.

As primeiras medidas de reestruturação da Gas del Estado, tomadas pelo governo Menem, ocorreram em 1989, com a promulgação da Lei No 223.696/89. Logo depois, em 1992, foi editada Lei do Gás No 24.076 que propiciou a privatização da empresa e desregulamentou o preço do GN, criando, além do mais, o órgão regulador das atividades de transporte e distribuição de GN - Ente Nacional Regulador del Gas - ENARGAS, com competência sobre todo o território nacional.

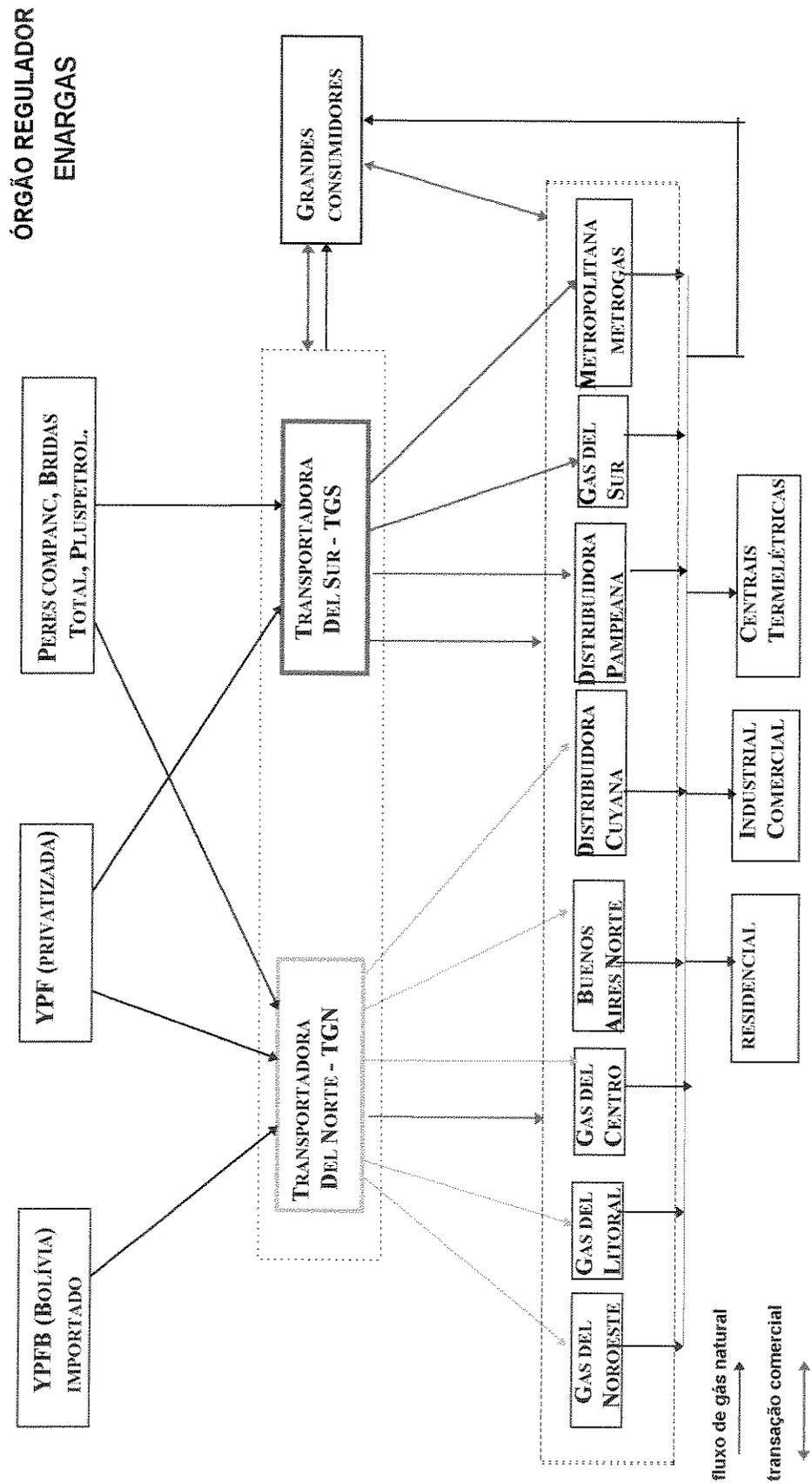
Após a privatização, a empresa Gas del Estado, ficou subdividida em duas companhias transportadoras e oito unidades distribuidoras. As duas transportadoras são proprietárias dos gasodutos e não detêm o monopólio em sua área geográfica de influência, no entanto na prática formam dois subsistemas "relativamente integrados e monopólicos" (Figura 5.4).

Entre os argumentos apresentados em favor da privatização estavam; a necessidade de um marco regulatório legal, que promovesse e permitisse investimentos a longo prazo na indústria de GN por parte do capital privado; a transferência substancial de ativos ao setor privado e a garantia de licenças para operar tais ativos; e transparência para evitar o paternalismo e outros mecanismos amplamente conhecidos nas etapas pre-privatização.

O marco regulador para garantir a concorrência estabelece que os grandes consumidores possam escolher livremente o fornecedor de GN. As companhias de transporte não devem deter monopólios regionais e, como esta proibia a integração vertical, não compram nem vendem GN, simplesmente fornecem serviço de transporte às distribuidoras e aos grandes consumidores e não concorrem com as companhias produtoras nem distribuidoras. Estas últimas assumem o risco da expansão da rede.

Ao privatizar-se a indústria, a totalidade da capacidade existente de transporte foi conferida às distribuidoras, através de contratos de concessão de 10 anos, com direitos de redução gradual que, com o passar do tempo, poderão chegar a 60% da capacidade inicialmente atribuída. Embora as distribuidoras detenham monopólios regionais, os grandes consumidores tem a possibilidade de contratar livremente sua própria demanda,

FIGURA 5.4: PERFIL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Kozulij, 1993 e Markos e Pettinaroli, 1997

através da compra direta de GN, transporte e/ou distribuição. As distribuidoras, também, podem vender serviços integrados e o suprimento de GN é compartilhado com sub-distribuidoras.

A inserção do *open access* permite ao grande consumidor (habilita-se como tal o consumidor que requer um volume maior a 10.000 m<sup>3</sup>/d equivalente a 3x10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/ano de fornecimento firme) celebrar contratos de fornecimento diretamente com o produtor e de transporte diretamente com a transportadora. As distribuidoras estão obrigadas a suprir aos clientes "cativos" (consumidores sem alternativas de suprimento e que não podem contratar livremente o serviço) e, são penalizadas caso não cumprirem com esta disposição. A receita das distribuidoras provem, no entanto, exclusivamente do serviço de distribuição (MARKOUS E PETTINAROLLI, 1997).

Do ponto de vista conceitual, o sistema tarifário adotado é o do *price cap*, similar ao da Grã Bretanha, onde as tarifas estão sujeitas a revisão a cada cinco anos. Em princípio, as duas tarifas principais existentes no atual sistema argentino, são: a tarifa de transporte firme (contrato *take-or-pay*) e a tarifa de transporte interruptível. O marco regulador tarifário do segmento de distribuição determina várias classes de serviço e uma tarifa correspondente a cada uma delas.

A tarifa de distribuição é formada por três componentes: o preço do GN adquirido (livre), a tarifa de transporte e margem de distribuição, estabelecidas pela ENARGAS. Contempla, ainda, a modalidade de compra de grandes consumidores diretamente do produtor, com o correspondente pagamento do "pedágio" pelo uso dos gasodutos configurando, na realidade, a introdução do *open access*. As tarifas são ajustadas semestralmente, segundo o Producer Price Index (PPI) dos Estados Unidos e, quinquenalmente, segundo os fatores de eficiência e investimento.

A Lei 24.076 contempla, ainda, o "Fondo Nacional del Gas Natural", que é a cobrança de US\$ 2,5/MM m<sup>3</sup> de GN sobre as tarifas pagas por todos os consumidores do país, e, também nos reembolsos e juros dos empréstimos que forem realizados com os recursos do fundo. Desses recursos, 80% são depositados num fundo de compensação tarifária, destinado aos consumidores residenciais e comerciais (subsídios constantes no

Orçamento) e os 20% restantes, para a realização de obras e projetos de investimento no Noroeste argentino, para potencializar o aproveitamento de GN (DIAS E RODRIGUES, 1996).

No modelo regulador argentino, o sistema tarifário parece remunerar os pontos de recepção e despacho para cada uma das companhias transportadoras, com um custo por  $m^3$ , que cresce proporcionalmente com a distância. Isso induz a uma modalidade de transporte que privilegia o suprimento e eventual expansão somente das áreas mais densamente povoadas, distantes das jazidas. Aspecto que favorece a concentração da renda gasífera nos produtores da Bacia Neuquén (a mais distante), impedindo o sucesso da concorrência em outras áreas. KOZULJ (1993) acrescenta que, a regulação parece, fundamentalmente, estar dirigida a garantir o monopólio (natural) aos transportadores e assegurar condições de rentabilidade para as concessionárias, deixando que terceiros possam co-financiar ou financiar empreendimentos de baixa rentabilidade.

Após a privatização da indústria de GN no mercado argentino, complementa KOZULJ (op.cit.), não se vislumbra mecanismos para aumentar a eficiência e diminuir os custos para beneficiar o consumidor final, como, supostamente, se daria com a aplicação do *gas-to-gas competition*, nem incentivos suficientes para garantir o investimento na exploração e o aumento da oferta de GN. Merece ser destacado que, com o duopólio das atividades de transporte, e o monopólio das distribuidoras, elimina-se incentivos econômicos para que exista disputa entre as companhias, salvo os grandes consumidores servidos pelas companhias distribuidoras Metrogas e Buenos Aires Norte, os quais se tem a opção de comprar de qualquer produtor.

A participação de companhias nacionais e estrangeiras na produção de GN é uma constância na Argentina, cada uma explorando uma determinada região atribuída. No transporte, as duas companhias existentes possuem capital privado e têm sócios nacionais e estrangeiros. Na distribuição há também maciça participação de companhias estrangeiras. O governo se reservou uma parcela das ações da YPF, embora as diretrizes e a política da empresas são determinadas pelos sócios privados majoritários. Na figura 5.4 esquematiza-se o perfil da indústria de GN Argentina, as setas em vermelho indicam a possibilidade de transação comercial e as setas negras a direção obrigatória do escoamento do gás natural.

Apesar de existirem distorções no mercado, ainda não corrigidos pelo marco regulatório do GN, constatou-se melhoria na operação do sistema como um todo, verificando-se um crescimento significativo de 13% na quantidade de consumidores residenciais, de 17% do volume ofertado e de 16% no segmento residencial.<sup>10</sup> A participação da YPF na produção caiu de 80%, em 1990, para 60% em 1993, possibilitando a penetração de novos produtores e acirrando a concorrência na produção (DIAS E RODRIGUES, 1996).

Contudo, na opinião de um ex-diretor da YPF, o fato de o mercado argentino estar desregulado, funcionando bem e exportando a preços internacionais, não está trazendo benefícios ao consumidor interno e, conseqüentemente, ao mercado local. Isso porque “o preço do GN não se fixa em regime de concorrência de mercado, mas por uma concorrência oligopólica”, o que acontece porque apenas seis empresas concentram 90% da produção (GAZETA MERCANTIL, 14/10/96).

#### **5.5.- MONOPÓLIO ESTATAL FRANCÊS**

O mercado de GN na França se notabiliza pela presença de uma única empresa que se ocupa do transporte e da distribuição na varejo e na atacado do GN canalizado. Essa empresa é a Gaz de France (GDF), que foi criada em Abril de 1946, como conseqüência da nacionalização da indústria de gás canalizado. Esta ação nacionalista se fundamentou em três aspectos: ideológico, a preocupação de garantir o fornecimento a todo o país, até então assolado pela guerra; técnico, a unificação da produção e da distribuição e, finalmente, por razões econômicas para diminuir custos na infra-estrutura da rede a ser construída, visando a expansão e o crescimento econômico do GN.

A GDF é uma empresa pública e exerce, por lei, atividades de monopólio na importação e na exportação de GN, na produção de GN manufaturado, no transporte de

---

<sup>10</sup> A indústria de GN na Argentina bateu recorde de produção no ano passado com 27 bilhões de m<sup>3</sup>, e está dominada por seis empresas. Existem 23 empresas produtoras atuando no país, mas apenas seis concentram 90% da produção. De acordo com sua distribuição geográfica, 60% do GN produzido vem da bacia de Neuquén. O GN é o principal combustível da matriz energética da Argentina. Do total ofertado de eletricidade no país, 44% vem de usinas termelétricas a GN, 42% de usinas alimentadas por derivados de petróleo, 5,7% de origem hídrica, 5,8 vem do carvão e 2,5 é de origem nuclear (GAZETA MERCANTIL, 14/10/96).

outros gases combustíveis e na distribuição de GN de todos os tipos,. Atuando também, mas não de forma monopólica, na pesquisa e exploração de jazidas de GN e no transporte de GN. Seu capital é de propriedade nacional.

Em 1970, a participação do GN no matriz energética primária da França era de 6,3%. Em 1994, atingia 13%, sendo que o suprimento de GN para o país provinha das seguintes fontes: 22% da Noruega, 35% da Rússia, 21% da Argélia, 13% da Holanda e 9% da produção nacional. O volume de GN é escoado por uma rede de 28000 km, onde a GdF detém um quase monopólio no transporte, existindo três redes uma da própria GdF; a CEFEM onde participam a Gdf, a EIF e a Total e a outra, cujos sócios são EIF e GdF. Há, ainda na França treze reservatórios subterrâneos e a Gaz de France distribui para 6000 municipalidades, com uma rede de mais de 100.000 km.

A empresa - GDF- vendeu, em 1996, aproximadamente 43 bilhões de m,<sup>3</sup> o que representou um incremento de 2,2% das vendas. O acréscimo da demanda é identificado como no setor terciário (+3,9%) que representa 20% do mercado, no setor residencial (+2,9%) e na indústria (+2,4%), ambos perfazendo, respectivamente, 40% do mercado nacional.

A Gaz de France é administrada por um Conselho de Administração de 18 membros<sup>11</sup> e está submetida à dupla tutela, do Ministro da Indústria e do Ministro de Economia e Finanças. Aos dois ministros, compete aprovar atos como previsões de ingressos e gastos, medidas relativas aos salários, assim como ampliações de participações financeiras realizadas pela GDF. Ao Ministro de GN compete aprovar a assinatura de contratos de importação de GN e convênios de suprimento de GN às redes de transporte. Exerce também, controle técnico administrativo e financeiro das atividades de produção, transporte e distribuição (Fig. 5.5).

Visto que a política do GN é determinada pelo Ministério da Indústria que, também, está encarregado da supervisão e controle das atividades da GDF, missão que divide com o Ministério de Economia e Finanças. Estes têm o papel de autoridade concedente no

---

<sup>11</sup> O Conselho de Administração está dividido da seguinte forma: seis representantes do Estado, seis personalidades da sociedade, onde um é representante dos consumidores, dois das comunidades locais e três escolhidos por sua competência no assunto e, finalmente, seis representantes eleitos pelos assalariados.

transporte, o Estado delega essa tarefa às Municipalidades na distribuição. A concessionária é a GDF, majoritariamente, embora haja exceções, principalmente, quando operam autarquias e pequenas empresas na distribuição.

Pela lei, a GDF está proibida de envolver-se em certas atividades industriais e comerciais, reservadas ao setor privado (fabricação e venda de equipamentos de utilização do GN); por outro lado, deve cumprir fielmente os princípios que regem o conceito de serviço público que são: obrigação de suprimento, princípio de continuidade, princípio de equidade e, finalmente, princípio de adaptação.<sup>12</sup>

A GDF além de exercer atividades no território francês através de diversas empresas filiais, especializadas por ramo de atividades (engenharia, financeira, imobiliária, indústrias e serviços, transporte terrestre e marítimo e licença de navios de metano), atua também no exterior, da mesma forma que qualquer transnacional. A GDF Internacional está presente nos Estados Unidos e Canadá, principalmente, no ramo do transporte e da estocagem; na Europa Central e Oriental e na América do Sul, enfatiza atividades de distribuição; na Europa Ocidental possui companhias filiais e, finalmente, na atividade de assessora no ramo da engenharia, está presente na China e na Argélia.<sup>13</sup>

A GDF possui autonomia financeira e, em decorrência de sua independência técnica e comercial, efetua gestão econômica e financeira em condições de direito comum. No entanto, essa liberdade não é total, uma vez que se encontra submetida ao controle dos poderes públicos, principalmente no caso da determinação de tarifas. Acima de uma determinada quantidade de GN, os contratos assinados são submetidos à análise prévia de uma comissão de contratos.

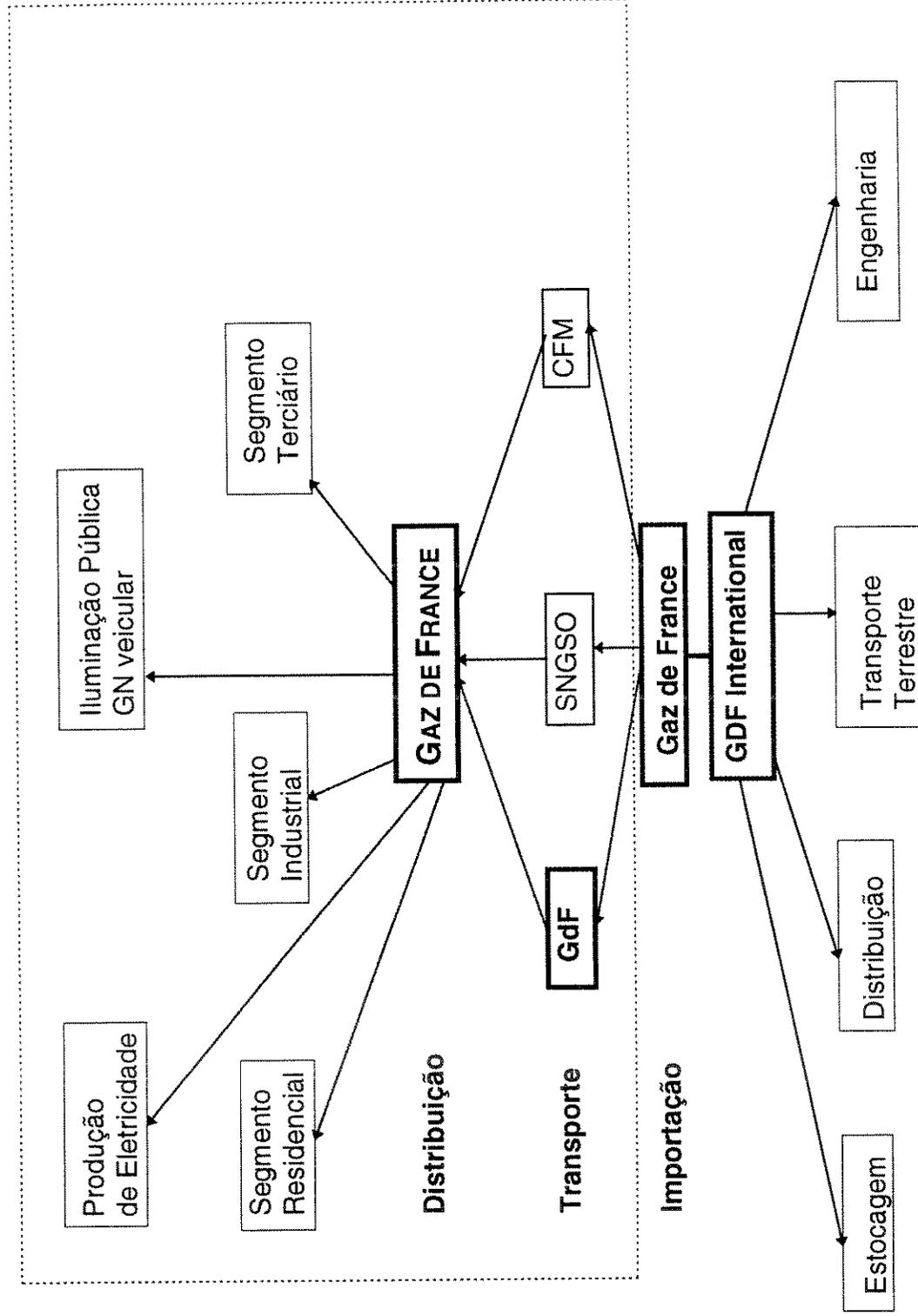
A Diretoria Geral define as orientações estratégicas e as principais políticas da empresa e dirige a aplicação das políticas industrial, financeira, comercial e social correspondentes. A execução de suas decisões é realizada por três diretorias operacionais:

---

<sup>12</sup> O gás natural não está catalogado como serviço público, sendo ele opcional ao consumidor.

<sup>13</sup> Dados obtidos no Seminário Brasil França 23-24/04/1997 São Paulo

FIGURA 5.5: ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA FRANÇA



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do Seminário Brasil - França de Gás natural

Diretoria de Transporte (DPT); Diretoria EDF-GDF Services, comum para Electricité de France e Gaz de France, cuja tarefa é prestar serviço a 29 milhões de consumidores em eletricidade e 9 milhões consumidores de GN; e a Direção de Atividades Climáticas e Térmicas (DACT), responsável pelo desenvolvimento de novas atividades competitivas (GDF,1995).

Pelo preceito legal, a GDF não exerce o monopólio no transporte, no entanto, na prática ela é absoluta e soberana, uma vez que nas poucas redes onde atua a companhia Elf Aquitaine, também francesa, a GDF é acionista. A concessão de construção de gasodutos para o transporte e a exploração, na sua canalização, de seus acessórios é de exclusividade em cada faixa do território, quanto á distribuição a exclusividade é dentro da zona concedida. É de praxe que os contratos sejam de trinta anos.

Quanto à aprovação na realização de gasodutos, cabe a autoridade concedente aprovar os projetos técnicos no transporte. No caso da distribuição, além da autoridade concedente, há uma administradora do conjunto de vias para fiscalizar a obra. No que tange à exploração das obras, estas ficam sob a tutela da Concessionária, em conformidade com os regulamentos técnicos e de segurança. Há, teoricamente, a possibilidade do acesso a terceiros (*open access*) na rede de transporte, no entanto, os entraves e condicionantes técnicos (compatibilidade dos gases, capacidade disponível) e burocráticos (prazo limitado, reembolso das despesas, pedidos com meses de antecedência), praticamente tem inibido sua execução. Como conseqüência de uma diretiva da União Eurpéia, a GDF permite a transição de GN, através de sua rede, de um país a outro, cobrando taxa de aluguel do duto.

Em se tratando de regulação, no transporte há uma revisão das tarifas duas vezes por ano em função da sazonalidade, as denominadas tarifa de inverno e tarifa de verão. Na distribuição identificam-se três tipos de tarifas; a binomial para os clientes menores que evolui para a tarifa trinomial para consumidores de grande porte, sendo essa última menor. Ainda, no setor da distribuição, encontram-se consumidores sujeitos a tarifas que consideram a sazonalidade e outros clientes cuja tarifa independe da época do ano, nos primeiros discriminam-se preços de inverno e preços de verão.

Quando se apresentam litígios entre os consumidores e a GDF ou entre esta e a autoridade concedente; para o caso do transporte, apela-se ao Conselho superior de eletricidade e GN no caso da distribuição, a um organismo específico do Município, na ausência de um acordo conciliador, recorre-se aos Tribunais Administrativos.

O preço que a GDF fixa para o consumidor é a somatória de todos os custos ao longo da cadeia gasífera até sua entrega. Estão incluídos nesta somatória, a parte de transporte propriamente dita, derivações de transporte, a modulação por estacagem subterrânea, a segurança do abastecimento e a distribuição onde são feitos estudos por tipo de consumidor; redes, ligações administração da clientela e despesas gerais.

O monopólio tem permitido á GDF, construir uma estrutura tarifária que é complexa no seu detalhamento e nas especificidades de cada segmento consumidor, por outro lado, mostra-se também, extremamente, flexível e modulável. A companhia atrela inicialmente o preço do GN ao preço do óleo combustível, no entanto, para ganhar mercados, também coloca-se desde o ponto de vista do consumidor. Desta forma, para que o preço se torne atrativo, este deverá ser menor ou igual ao preço do energético concorrente ( $P_G \leq P_C$ ), cabendo ao consumidor fazer a escolha do energético de sua preferência.

A GDF tem uma gestão digna da filosofia de uma empresa estritamente capitalista, ou seja, ela deve ser lucrativa. Contudo, acolhe à elaboração de tarifas sociais e subsídios, dentre as quais são contemplados consumidores da área rural ou distantes da rede principal. Normalmente, as tarifas têm uma parte fixa quando, acontece a subscrição do consumidor, e uma parte variável, em função do volume efetivamente consumido. As estratégias da tarifação obedecem, basicamente, a duas tendências: a tarifação dos custos, a qual dá opções a aplicar a noção do custo marginal; a escolha dos parâmetros tarifários e zela pelo equilíbrio orçamentário da empresa; já a tarifação por valor permite que cada usuário pague pelo GN que consome, um preço levemente inferior ao valor deste energético, além do mais, da margem para conhecer, acompanhar e antecipar o valor do GN em cada mercado.

Regulação através de uma autoridade reguladora, estritamente falando, não há na França. A atuação da GDF em todo o território do país e em todas as atividades da

indústria de GN, permite que ela própria determine e fixe as tarifas de transporte e distribuição, num esquema muito comum quando o monopólio pertence ao poder público.

A atuação da GDF é bastante diversificada, estendendo-se, inclusive, além das fronteiras francesas. A companhia possui *know how* em todas as áreas que o gás natural possa ser utilizado e, hoje, já esta presente, como sócia majoritária ou não, em países com promissóres mercados de gás natural.

## 5.6.- COMENTÁRIOS

Diante da concepção teórica que caracteriza os tipos de regulação aplicadas nos quatro países estudados, pode se afirmar que nos Estados Unidos, a FERC, inicialmente, exercia uma regulação da condução, pois, se encarregava de supervisionar as ações das companhias reguladas. Hoje a regulação, que reflete o atual mercado estadunidense, é a de desempenho, com a FERC acompanhando de perto as tarifas e organizando o mercado, mantendo poderes para intervir, caso haja registro de abusos.

A Grã Bretanha e a Argentina também adotaram a regulação de desempenho, cabendo ao regulador supervisionar as ações de operação e investimento das companhias reguladas, fixando os índices de correção das tarifas. Na França, pelo fato de a empresa estar sob o controle do governo, a regulação da estrutura é a que vigora, determinando os tipos de contratos, o fornecedor do GN.

Embora nos EUA tenha existido sempre a livre negociação, isso não impediu que o governo, desde os primórdios da formação do mercado, deixasse de interferir na indústria. Entretanto, a forma de controle sobre o mercado deveria ser realizada apenas através de uma regulação, visando evitar a formação de cartéis ou monopólios, garantindo preços justos ao consumidor final. Mesmo nesse país, que tem longa experiência em regulação da indústria de GN privada, pode-se comprovar queixas dos pequenos produtores e distribuidores, em relação ao favorecimento das grandes companhias produtoras, transportadoras e distribuidoras de GN, após o que foi feito pela Decreto 636.

Apesar de a União Européia (UE) vir sendo impactada pela influência das medidas desreguladoras promovidas pelos EUA, cabe destacar que essa onda desreguladora não

tem sido vista com entusiasmo por muitos países e companhias na Europa, embora em outros, esteja sendo amplamente aceita.

Há enormes diferenças entre ambos mercados. Para os padrões europeus, o comércio de GN nos Estados Unidos é regulado demais, muito embora este último tenha experimentado inclusive o mercado *spot*. Na Europa, o Estado intervém quase diretamente nos assuntos de transporte e distribuição (por causa dos monopólios), acrescentando-se, ainda, que boa parte dos produtores são países extra-comunitários, não existindo interesse em transferir-lhes parte da renda gasífera.

A regulação em mercados como o britânico e o argentino, foi elaborada quando as empresas pertenciam ao Estado, com o intuito de desenvolver um segmento consumidor de GN ou alguma região produtora, mesmo mantendo subsídios no preço quando necessário. A indústria de GN, nesses países, está, hodiernamente, nas mãos de poucas, às vezes de uma única, empresa privada. Portanto, o objetivo da regulação teve que desenvolver mecanismos para manter a qualidade do serviço, promover a concorrência e zelar pelos direitos do consumidor. Mesmo assim, autoridades britânicas avaliam, que a solução argentina, na privatização da empresa Gas del Estado, foi mais acertada que a da Grã Bretanha.

A Grã Bretanha, que tem uma reconhecida tradição de legislação e amparo aos direitos do cidadão, tem enfrentado problemas quanto à fiscalização das empresas por parte do regulador e as vantagens do monopólio privado começam a preocupar a sociedade civil. A regulação britânica, que se encaixa mais no tipo regulação do desempenho, tenta incidir diretamente na tarifa, de tal forma que o preço e uma série de responsabilidades sobre o mercado local e condições de operação, possam ser controladas. A abrangência do órgão regulador para promover a concorrência, tem sido considerada fraca, por não permitir-lhe uma ação mais eficaz. Contudo, seus esforços têm-se dirigido apenas para modular a concorrência.

A estrutura reguladora vigente na Argentina tem tido dificuldades para estabelecer uma concorrência transparente e benéfica, que zele pelos direitos do consumidor. Os poderosos grupos econômicos têm ignorado as leis da economia de mercado e estabelecido monopólios privados difíceis de controlar. Muitos dos pedidos de concessões

são anteriores à fase normativa e qualquer mudança poderia ser considerada uma alteração das regras do jogo, cerceando o poder de negociação das autoridades governamentais.

Apesar do empenho do órgão regulador ENARGAS na defesa dos direitos do consumidor, uma série de inconsistências da política energética tem prevalecido para o estágio em que se encontra a prestação desses serviços. Os reguladores de GN e de eletricidade mostram-se totalmente dissociados, prejudicando a programação dos investimentos a médio e longo prazo, ou de políticas de substituição energética e de uso racional da energia; pouca coordenação da informação; criação desarticulada do órgão regulador, impossibilitando o Estado de manter uma informação centralizada e acessível; idoneidade profissional da nova tecno-estrutura; ocupação de cargos hierárquicos no órgão regulador obedecendo a interesses de diversos grupos e agentes do poder, quando deveriam ser preenchidos por pessoas mais competentes e éticas, e, finalmente, um *status* jurídico inadequado (VISPO E ASPIAZU, 1995).

Na França, as empresas estatais têm demonstrado grande eficiência no gerenciamento de empresas energéticas, fato esse que afasta, por enquanto, quaisquer mudanças na transferência de propriedade dessas empresas. A GDF tem tido a preocupação de acompanhar e efetivar inovações nas companhias energéticas, de forma a manter, sempre, a qualidade do serviço para o consumidor, abrindo mão, inclusive, de margens de lucros equivalentes às visadas pela indústria privada, fato que é possível pelo monopólio que exerce no transporte e na distribuição.

A bem sucedida experiência francesa é atribuída à independência na administração das companhias de energia em relação ao poder político. Embora a política energética seja planejada pelo governo central, existe liberdade de escolha das companhias em relação à melhor política empresarial, sem distanciamento das principais funções que lhe são atribuídas e sempre fiéis a sua *raison d'être*. Por esse motivo, não há a figura expressa do regulador na França, tal qual é concebida em outros países. É de salientar também, que não há uma política explícita para induzir o consumo de GN via taxaço de emissões de poluentes provocados por outros combustíveis concorrentes.

## CAPÍTULO VI

### A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E AS PERSPECTIVAS DO MERCADO GASÍFERO NO BRASIL

#### 6.1.- INTRODUÇÃO

Em 1988 a Constituição fazia as primeiras mudanças na indústria de GN no país, mais especificamente na área de distribuição, ao permitir o surgimento de concessionárias em todos os estados. Porém, nenhuma mudança foi realizada no que concerne aos agentes da produção, importação e transporte de GN. A Petrobrás continuou exercendo o monopólio do GN, a despeito da sua dificuldade em coordenar os interesses do setor do petróleo com o desenvolvimento do GN.

Hoje, o Brasil, da mesma forma que a maioria dos países na América do Sul, está reestruturando sua indústria de GN. Nesta reestruturação o capital privado poderá vir a ser predominante, revertendo a situação existente, em que somente operam companhias públicas.

O GN virá a ter uma maior participação no panorama energético brasileiro como consequência de vários fatores; o aumento da produção comercializada no país, a importação de GN desde países vizinhos e, finalmente, pelas expectativas na descoberta de maiores reservas no continente. A estes fatos deve somar-se uma conjuntura internacional favorável, que está incentivando a demanda desse energético em todo o mundo, acarretando uma volumosa injeção de capitais de investimento na ampliação e criação de mercados.

A descoberta de novos recursos gasíferos e a concretização de contratos de importação de GN de países vizinhos, outorgará condições de atender a demanda nacional. Se confirmadas as prognósticos no que tange à demanda, sua participação no balanço da matriz de energia primária, em 2010, estará entre 10 a 12%.

Ao abordar o estudo da indústria de GN no Brasil, faz-se uma descrição sobre suas reservas, as perspectivas de importação e sobre o tamanho do mercado. A avaliação da cadeia gasífera outorga a base para especular sobre o desenvolvimento da indústria de GN e as implicações políticas e econômicas resultantes da substituição de outros energéticos

presentes no mercado desde longa data. Analisa-se os principais segmentos consumidores de GN, a participação que detêm na demanda do GN, bem como os condicionantes que levariam a aumentar o consumo futuro de gás natural.

O capítulo também apresenta o perfil atual do mercado brasileiro de GN, esboça-se uma proposta sobre o perfil da nova indústria de GN e são discutidos aspectos e estratégias que podem propiciar sua ampliação.<sup>1</sup> Com esse intuito são inseridas considerações pontuais nos segmentos potencialmente mais propícios do mercado para o consumo de GN. Inclui-se, além do mais, uma análise e discussão dos preços que o viabilizariam no mercado.

## **6.2.- O GÁS NATURAL NO BALANÇO ENERGÉTICO BRASILEIRO**

O Brasil é um país cuja matriz energética se assenta em uma leve predominância dos recursos renováveis. De um total de 166.400 tep de energia primária produzida em 1995, 44% foram de origem hidráulica,<sup>2</sup> 14% basearam-se na lenha, e quase 10% em produtos da cana-de-açúcar. Quanto aos não renováveis, 21% da produção de energia primária teve como fonte o petróleo e 11% originaram-se em outras fontes, nas quais se inclui 4% relativas ao GN. Já no caso da energia primária consumida esse perfil muda ao ser inserido o petróleo importado. Dos 199.938 tep consumidos em 1995, a participação do petróleo alcançou 31%, as fontes hidráulicas contribuíram com 37%, a lenha com 12% e o GN com apenas 3%. Os restantes 17% corresponderam a outras fontes diversas (tabela 6.1).

O consumo de GN é da ordem de apenas  $5,3 \cdot 10^3$  tep, (3%), o que mostra que sua participação é extremamente baixa, em relação energia primária total consumida do país, enquanto a média mundial é de 23%. Há, no entanto, a possibilidade de ampliar essa participação a patamares mais elevados, incentivando a substituição de energéticos ambientalmente mais poluidores e tecnicamente menos eficientes pelo GN, considerado muito mais benigno.

---

<sup>1</sup> Ribeiro (1996) fez uma análise minuciosa e detalhada sobre as imbricações de carácter político e económico existentes sobre a estruturação do futuro mercado em função da importação de gás natural da Bolívia.

<sup>2</sup> Há ainda um grande potencial hídrico no país (97,4 GWano), embora haja uma crescente oposição à construção de usinas hidrelétricas de médio e grande porte, cujo custo ambiental de construção no meio ambiente têm se mostrado crescentes também.

**TABELA 6.1 PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA (1995)**

Fontes	Produção de energia primária (tep)	Consumo de energia primária (tep)
<b>Subtotal não renováveis</b>	<b>44.549</b>	<b>78.087</b>
Petróleo	34.867	61.687
Gás Natural	7.700	5.289
Carvão energético	1.930	2.106
Carvão metalúrgico	50	8.249
Urânio (UO)	0	756
<b>Subtotal renováveis</b>	<b>121.851</b>	<b>121.851</b>
Energia hidráulica	73.620	73.620
Lenha	23.413	23.413
produtos da cana-de-açúcar	21.987	21.987
Outras	2.831	2.831
<b>TOTAL</b>	<b>166.400</b>	<b>199.938</b>

Fonte: MINISTÉRIO DE ENERGIA E MINAS, ELETROBRÁS, FURNAS, 1996

### 6.3.- PRESENÇA HISTÓRICA DO GÁS NATURAL

A presença do gás de origem carbônica iluminante no Brasil não é recente. Começou com inauguração da iluminação a gás de carvão, em 1854, e a construção do gasômetro do Rio de Janeiro em 1865. Obra essa realizada pelo banqueiro e industrial Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá. Mais tarde foi criada a Companhia de Gás de Rio de Janeiro, que logo passou ao controle do grupo anglo-canadense Light, que também encarregou-se do fornecimento de energia elétrica. Já no início dos anos trinta, a Light contabilizava o surpreendente número de 100.000 consumidores no Rio de Janeiro (COMGÁS, 1985).

O serviço de distribuição avançou de forma mais lenta na cidade de São Paulo. Os primeiros passos para a inserção do gás (proveniente da carbonização) em São Paulo, foram dados em 1869, com a criação da São Paulo Gas Company Ltda., de capital britânico. A licença para seu funcionamento, entretanto, foi concedida somente em 1872, por intervenção expressa de Dom Pedro II. Da mesma forma que no Rio de Janeiro, o gás se destinava, principalmente, à iluminação pública. Outras cidades brasileiras foram contempladas com sistemas de gás, chegando-se a ter 11 empresas de iluminação em operação no país no início do século.

Em 1896, então sob o controle acionário da Light, a São Paulo Gas Co. diversificava o uso do gás, estendendo o fornecimento para o segmento residencial. Razões econômicas

aliadas à ausência de grandes reservas de carvão de boa qualidade, ao rápido desenvolvimento do setor elétrico e à entrada no mercado do gás liquefeito de petróleo (GLP) em botijões, mais barato e menos intensivo em capital, provocaram uma involução do setor no país. A São Paulo Gas Co. começou a enfrentar problemas de expansão e financeiros, quando foram substituídos os lampiões a gás pelos de energia elétrica (1914-1930). Além do mais, os sucessivos reajustes das tarifas domésticas, praticamente obrigando a clientela passar para o GLP, tornaram inevitável o declínio da empresa. Até essa época, não se tem registros de qualquer tentativa de conquistar o segmento industrial (COMGÁS, op. cit.)

Na década de 50, o encarecimento do GN importado inviabilizou a São Paulo Gas, levando o governo federal a nacionalizar a companhia em 1959 e, ao término de sua concessão em 1960, encerrar por completo suas atividades. A prefeitura paulista desapropriou o acervo da Companhia e, em 1969, foi criada a Companhia Municipal de Gás (COMGÁS), sociedade de economia mista cuja maioria acionária pertencia a Prefeitura da cidade de São Paulo. Em 1974 essa companhia mudou sua razão social, passando a denominar-se Companhia de Gás de São Paulo agora de propriedade estadual. No Rio de Janeiro, o governo estadual assumiu a companhia de gás sob o nome de Companhia Estadual de Gás - CEG. A distribuição de GN pela CEG somente começou em 1983, inicialmente, utilizado como matéria prima para a produção de gás de poder calorífico médio em substituição à nafta e como combustível no suprimento às indústrias. Mais tarde, foi estendido o abastecimento de GN a consumidores residenciais e comerciais.

Com a descoberta de petróleo no litoral nordestino (Bahia, Sergipe, Rio Grande do Norte e Ceará) no final da década de 60, teve início a distribuição de GN no país pela Petrobrás, embora limitada às indústrias localizadas em áreas próximas. Hoje, esse gás flui pelos gasodutos Sergipe-Bahia e do Nordeste, atravessando vários estados, e atendendo importantes indústrias ao longo de seus trajetos.

## 6.4. - MERCADO DE GÁS NATURAL

### 6.4.1.- RESERVAS

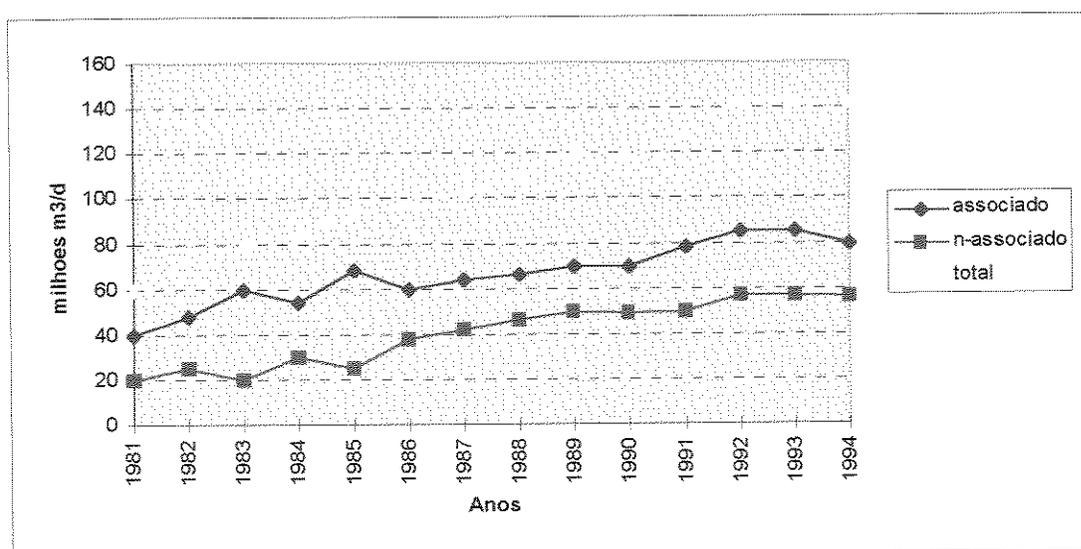
As reservas provadas de GN no Brasil, contabilizadas pela Petrobrás, são da ordem de 146,475 bilhões de m<sup>3</sup> (0,1% das reservas mundiais), na maior parte associadas ao petróleo (66,3%) e distribuídas, preferencialmente em estados litorâneos (tabela 6.2). As maiores reservas situam-se na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, a mais importante bacia petrolífera do país. São essas também, reservas associadas e, por essa razão, sujeitas ao perfil de produção do petróleo.

**TABELA 6.2: RESERVAS E PRODUÇÃO DE GN POR ESTADO -**

Região	Reservas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Produção (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
	Associado	Não-Associado	
AMAZONAS	26180	9547	850
CEARÁ/RN	11284	2727	2536
SERGIPE/ALAGOAS	7513	11802	3763
BAHIA/E.S.	18345	16559	4214
RIO DE JANEIRO	74412	1543	8982
SP - PR - SC	1811	6540	1568
<b>BRASIL</b>	<b>140545</b>	<b>48722</b>	<b>22545</b>

Fonte: Petrobrás. GERPRO/GEAC 1995

As reservas em campos *off-shore* são quase o dobro das existentes nos campos *on-shore*. Verifica-se um paulatino e contínuo crescimento das reservas gasíferas desde início da década oitenta até 1992, mantendo-se relativamente estagnada desde então (Graf. 6.1)



**GRÁFICO 6.1. BRASIL: EVOLUÇÃO DAS RESERVAS DE GÁS NATURAL**

Fonte: PETROBRÁS 1995

Como no caso do petróleo, as reservas provadas e prováveis localizadas no mar, encontram-se a diferentes profundidades. O domínio da tecnologia para lâminas de água até 1000 m, pela companhia estatal, está possibilitando um acréscimo significativo das reservas de petróleo e de GN no território nacional e a redução dos custos de extração (tabela 6.3).

**TABELA 6.3: LOCALIZAÇÃO DAS RESERVAS DE GN(10<sup>9</sup> M<sup>3</sup>)**

LOCAL	Reservas Provadas	Reservas Prováveis	Reservas Possíveis	Reservas não-Definidas
TERRA	62,2 (46%)	23,0 (12%)	23,2 (73%)	25,1 (31%)
MAR	74,5 (54%)	32,8 (88%)	8,7 (17%)	55,2 (69%)
0-100 m	18,0 (13%)	32,8 (41%)	8,7 (73%)	55,2 (31%)
100-400 m	32,2 (23%)	10,4 (19%)	0,3 (1%)	3,5 (4%)
400-1000 m	24,3 (18%)	15,6 (28%)	6,1 (19%)	4,1 (5%)
> 1000 m	- (-)	0,1 (-)	0,2 (1%)	41,3 (52%)
TOTAL	146,7 (100%)	55,8 (100%)	32,0 (100%)	80,1(100%)

FONTE: PETROBRAS/DEPEX, 1995

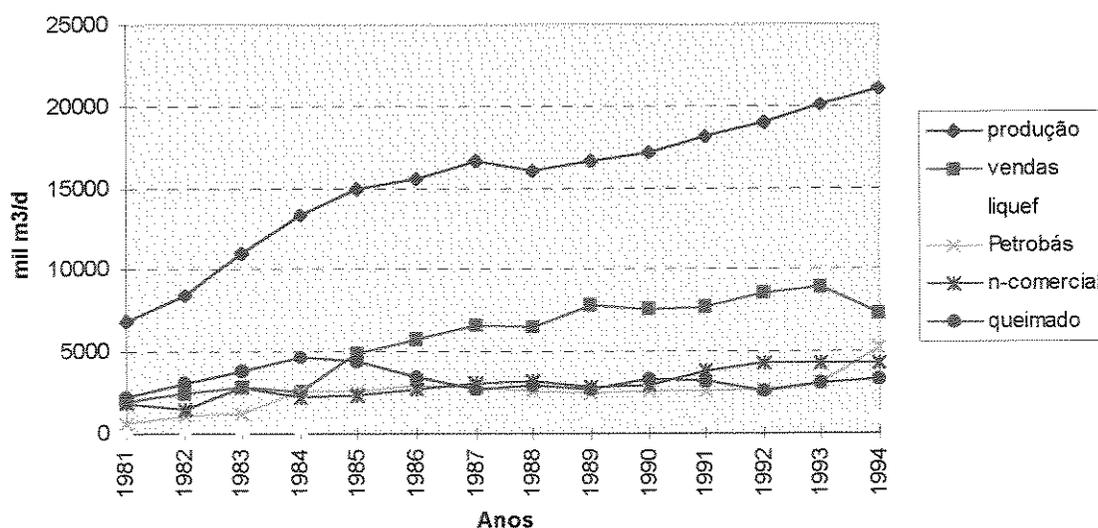
#### 6.4.2.- PRODUÇÃO

A Bacia de Campos, em frente ao litoral do Estado de Rio de Janeiro, é responsável por 40% da produção total bruta de GN que em 1995, foi de 22,5 milhões de m<sup>3</sup>. Mesmo assim, observa-se um certo descaso com o tratamento do energético no país. Enquanto a média mundial de aproveitamento de GN produzido está na ordem de 81% (1993), no Brasil atinge somente 67%, significando importante perda energética. Da mesma forma, enquanto apenas 4% GN do produzido na Europa e no Sudeste Asiático é queimado na boca-de-poço, no Brasil esse valor sobe para 16%. Somados a esses 16%, a quantidade reinjetada, 17%, pode-se concluir que o potencial gasífero do país é grandemente desaproveitado. Um melhor aproveitamento do GN nacional poderá contribuir a alcançar os 12%, previstos pela Eletrobrás para o ano 2010.

A Petrobrás justifica o elevado percentual de perdas pelo fato de o GN produzido ser, em sua maioria, associado ao petróleo (97%) e, portanto, sujeito à este perfil da produção. Outrossim, as características dos sistemas de produção utilizados pela Empresa na bacia de Campos (maior produtora), - os denominados Sistemas Antecipados -, antecipam a produção de petróleo, mas levam a perda do GN, para o qual não são planejados.

Nas plataformas mais antigas, existem limitações de infra-estrutura. A Petrobrás também tem justificado as perdas, atribuindo-as às dificuldades em estabelecer uma sincronização adequada entre a oferta e a demanda de GN nos mercados atendidos.

Apesar das dificuldades, a produção de GN cresceu, a uma taxa média anual de 9,7% nos últimos 21 anos, passando de 3,2 milhões, em 1973, para 22,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 1994 (Gráfico. 6.2). A participação dos campos marítimos na produção total também cresceu, passando de 3%, em 1973, para 65%, em 1994 (PETROBRÁS, 1995). Quanto ao GN não associado, sua participação na produção teve crescimento modesto, atingindo em torno de 29% do total, em 1994, o que demonstra o aspecto secundário que os investimentos em GN ocupam na estratégia da Petrobrás.



**GRÁFICO 6.2: PRODUÇÃO E UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

FONTE PETROBRÁS 1995

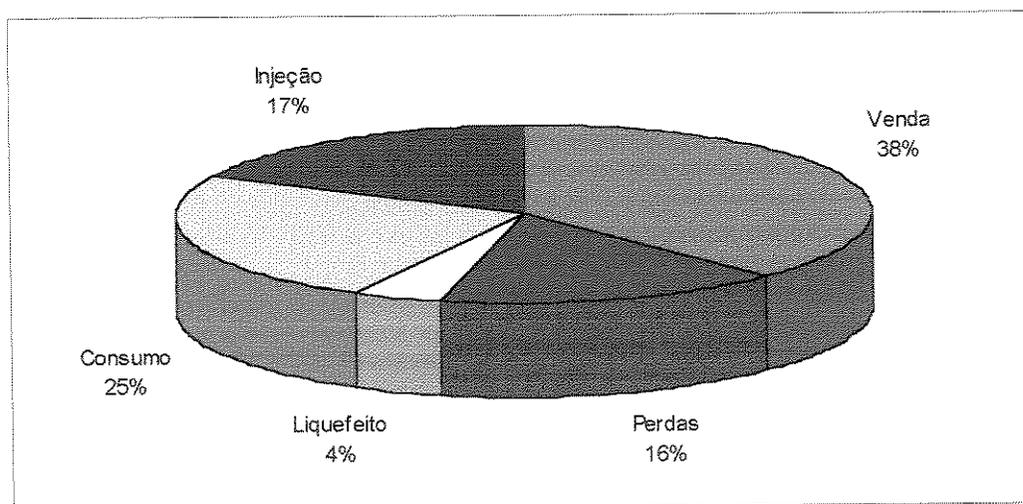
Para o transporte de GN, a infra-estrutura da indústria no Brasil conta com cerca de 3962 km de gasodutos, incluindo o gasoduto em construção, Rio-Belo Horizonte. Na distribuição contabilizam-se 4372 km, sendo 2170 no Rio de Janeiro, 1608 em São Paulo, 121 em Pernambuco, 56 na Bahia e 345 em outros estados. Não existe hoje nenhuma estrutura de armazenamento que garanta a estocagem de GN transportado por esses dutos.

A produção de GN no país em 2004, segundo projeções da PETROBRÁS, estará na casa dos 36,6 milhões de m<sup>3</sup>, e a real disponibilidade para comercializar por volta, de 20,0 milhões, dependendo da definição do mercado e da aplicação de investimentos

especificados no orçamento. O restante da produção, 16,6 milhões de m<sup>3</sup> será destinado à reinjeção e ao consumo interno da empresa.

#### 6.4.3.- CONSUMO DE GÁS NATURAL

A movimentação da produção total de GN (22.184 milhões de m<sup>3</sup> em 1995), segundo a Petrobrás, obedecia primeiro; as vendas feitas em forma de matéria prima ou combustível para as concessionárias estaduais, ou sua venda como resíduo siderúrgico, segundo, ao consumo interno da companhia, onde é usado, basicamente, como combustível nas plataformas e na desaeração de turbo-geradores e turbo-compressores nas estações de compressão, terceiro, à elaboração de gás liqüefeito, feito pelas Unidades de Processamento de GN,<sup>3</sup> derivando em propano, butano, pentano e outros, quarto, à injeção em forma de recuperação secundária do poço e, finalmente, a queima como parte inerente ao processo produtivo por falta de viabilidade (Gráfico 6.3).



**GRÁFICO 6.3: MOVIMENTAÇÃO GÁS NATURAL**

Fonte: GERPRO/GEAC

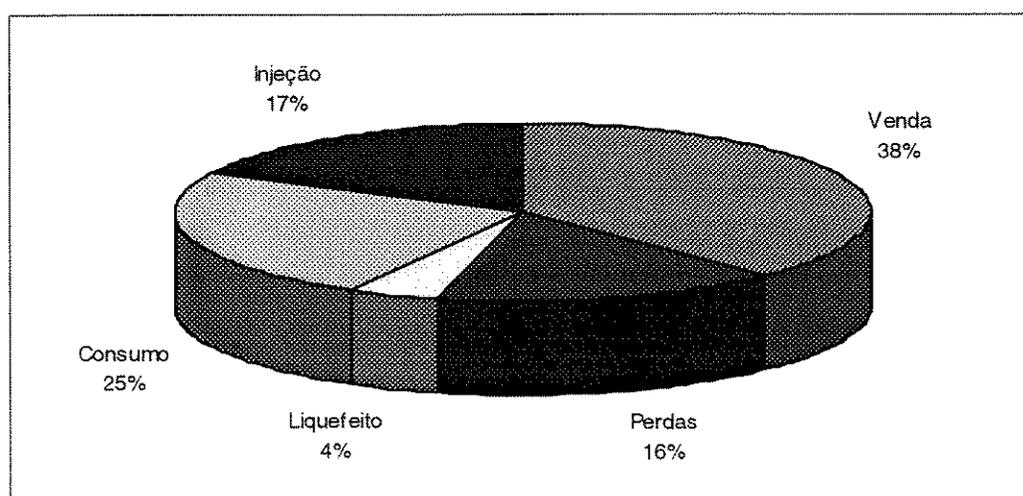
Em 1996, contabilizavam-se 841.000 clientes no Brasil consumidores de GN e seu volume efetivamente comercializado foi de 10,65 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Como a Petrobrás, em virtude de uma reestruturação interna, não mais considera as unidades de produção de

<sup>3</sup> As unidades de processamento de GN - UPGN - que alimentam as redes dos gasodutos, tinham, em 1990, uma capacidade instalada de 19,2 milhões de m<sup>3</sup>/d e uma produção nominal de 5533 milhões de m<sup>3</sup>/d.

especificados no orçamento. O restante da produção, 16,6 milhões de m<sup>3</sup> será destinado à reinjeção e ao consumo interno da empresa.

#### 6.4.3.- CONSUMO DE GÁS NATURAL

A movimentação da produção total de GN (22.184 milhões de m<sup>3</sup> em 1995), segundo a Petrobrás, obedecia primeiro; as vendas feitas em forma de matéria prima ou combustível para as concessionárias estaduais, ou sua venda como resíduo siderúrgico, segundo, ao consumo interno da companhia, onde é usado, basicamente, como combustível nas plataformas e na desaeração de turbo-geradores e turbo-compressores nas estações de compressão, terceiro, à elaboração de gás liquefeito, feito pelas Unidades de Processamento de GN,<sup>3</sup> derivando em propano, butano, pentano e outros, quarto, à injeção em forma de recuperação secundária do poço e, finalmente, a queima como parte inerente ao processo produtivo por falta de viabilidade (Gráfico 6.3).



**GRÁFICO 6.3: MOVIMENTAÇÃO GÁS NATURAL**

Fonte: GERPRO/GEAC

Em 1996, contabilizavam-se 841.000 clientes no Brasil consumidores de GN e seu volume efetivamente comercializado foi de 10,65 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Como a Petrobrás, em virtude de uma reestruturação interna, não mais considera as unidades de produção de

<sup>3</sup> As unidades de processamento de GN - UPGN - que alimentam as redes dos gasodutos, tinham, em 1990, uma capacidade instalada de 19,2 milhões de m<sup>3</sup>/d e uma produção nominal de 5533 milhões de m<sup>3</sup>/d.

fertilizantes como unidades industriais independentes. O volume de GN nelas consumido é considerado pela empresa como consumo interno.

Dos 22 milhões de m<sup>3</sup> produzidos no país, em 1995, entram no mercado para ser comercializados apenas 10,657 milhões de m<sup>3</sup>/dia (46%). Desse total, o segmento industrial consome 95,2% sendo utilizado preferencialmente como combustível e na indústria de fertilizantes (tabela 6.4).

O consumo de GN como combustível, (64,5%), destaca-se nos estados litorâneos do Nordeste como a Bahia, Pernambuco e Alagoas, e no Sudeste, Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo em ordem de importância. O consumo de GN no subsetor de fertilizantes, a segunda maior demanda (20,2%), está equitativamente distribuído nos estados do Rio de Janeiro e Sergipe. A utilização na petroquímica (6,2%) ocorre no Rio de Janeiro e na Bahia, onde dois grandes pólos petroquímicos são os responsáveis por essa demanda. O GN como redutor do setor siderúrgico (3,3%) é utilizado na Bahia, o conjunto dá o perfil do seu uso no segmento industrial.

O consumo residencial brasileiro representa no mercado gasífero, uma pequena parcela, sendo significativo somente no Rio de Janeiro, com 3,3% do consumo total. Finalmente, o consumo na frota automotiva, apesar de estar difundida por sete estados, representa apenas 1,6% do GN total consumido no país.

Em cada uma destas utilizações o GN tem que enfrentar diferentes energéticos concorrentes em sua penetração no mercado. Além do mais, o sistema de transporte da Petrobrás não conta com sistemas de armazenamento que garantam a continuidade do suprimento e a sua confiabilidade, obrigando às indústrias e as concessionárias manter em *stand-by* os equipamentos do antigo energético.

Quando usado como combustível, seu principal competidor é o óleo combustível de alto teor de enxofre, embora tenha que competir também com o de baixo teor de enxofre, óleo Diesel e GLP. Na petroquímica, compete com alguma vantagem, pois certos produtos petroquímicos dependem de cadeias aromáticas cíclicas não encontradas no GN. No setor de transporte, o GN enfrenta a concorrência do Diesel, altamente subsidiado, da gasolina e

do álcool hidratado. O uso do GN na geração termelétrica é inexpressivo. A Petrobrás o utiliza em algumas plataformas e a Copene no seu polo petroquímico localizado na Bahia.

**TABELA 6.4: CONSUMO DE GÁS NATURAL POR ESTADO E POR TIPO DE UTILIZAÇÃO**

UTILIZAÇÃO	ESTADO	VOLUME 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d	%
COMBUSTÍVEL		6970	65,4
	RIO DE JANEIRO	2624	
	SÃO PAULO	2162	
	ESPÍRITO SANTO	450	
	BAHIA	739	
	SERGIPE	51	
	ALAGOAS	282	
	PARAÍBA	45	
	PERNAMBUCO	503	
	RIO GRANDE DO NORTE	31	
	CEARÁ	83	
RESIDENCIAL		351	3,3
	RIO DE JANEIRO	351	
FERTILIZANTES		2152	20,2
	BAHIA	1076	
	SERGIPE	1076	
PETROQUÍMICO		668	6,2
	RIO DE JANEIRO	363	
	BAHIA	305	
REDUTOR SIDERÚRGICO		348	3,3
	BAHIA	348	
AUTOMOTIVO		168	1,6
	RIO DE JANEIRO	115	
	BAHIA	1	
	SERGIPE	1	
	PERNAMBUCO	5	
	RIO GRANDE DO NORTE	2	
	SÃO PAULO	40	
	CEARÁ	4	
<b>TOTAL</b>		<b>10657</b>	<b>100,00</b>

FONTE PETROBRAS, CEDIGAZ, 1995

## 6.5.- A PARTICIPAÇÃO DAS COMPANHIAS NO MERCADO DE GÁS NATURAL

A Constituição Federal de 1988, no seu artigo N° 177, outorga à União a competência para explorar, produzir, importar e exportar GN. Essa competência é exercida pelo governo federal, através da empresa Petróleo do Brasil SA - Petrobrás.<sup>4</sup> Por sua vez, o artigo N° 25 da Constituição, estabelece que os governos estaduais criem companhias estaduais para a distribuição no respectivo Estado.<sup>5</sup> (Figura 6.1).

A Petrobrás, enquanto não for assinado pelo Presidente o Projeto de Lei que modifica seu raio de ação, opera em forma monopólica na cadeia petrolífera e gasífera, por conta disso, a companhia tem adquirido amplo grau de autonomia para decidir sua política que, não raras vezes, tem colidido com a dos ministérios da área econômica.

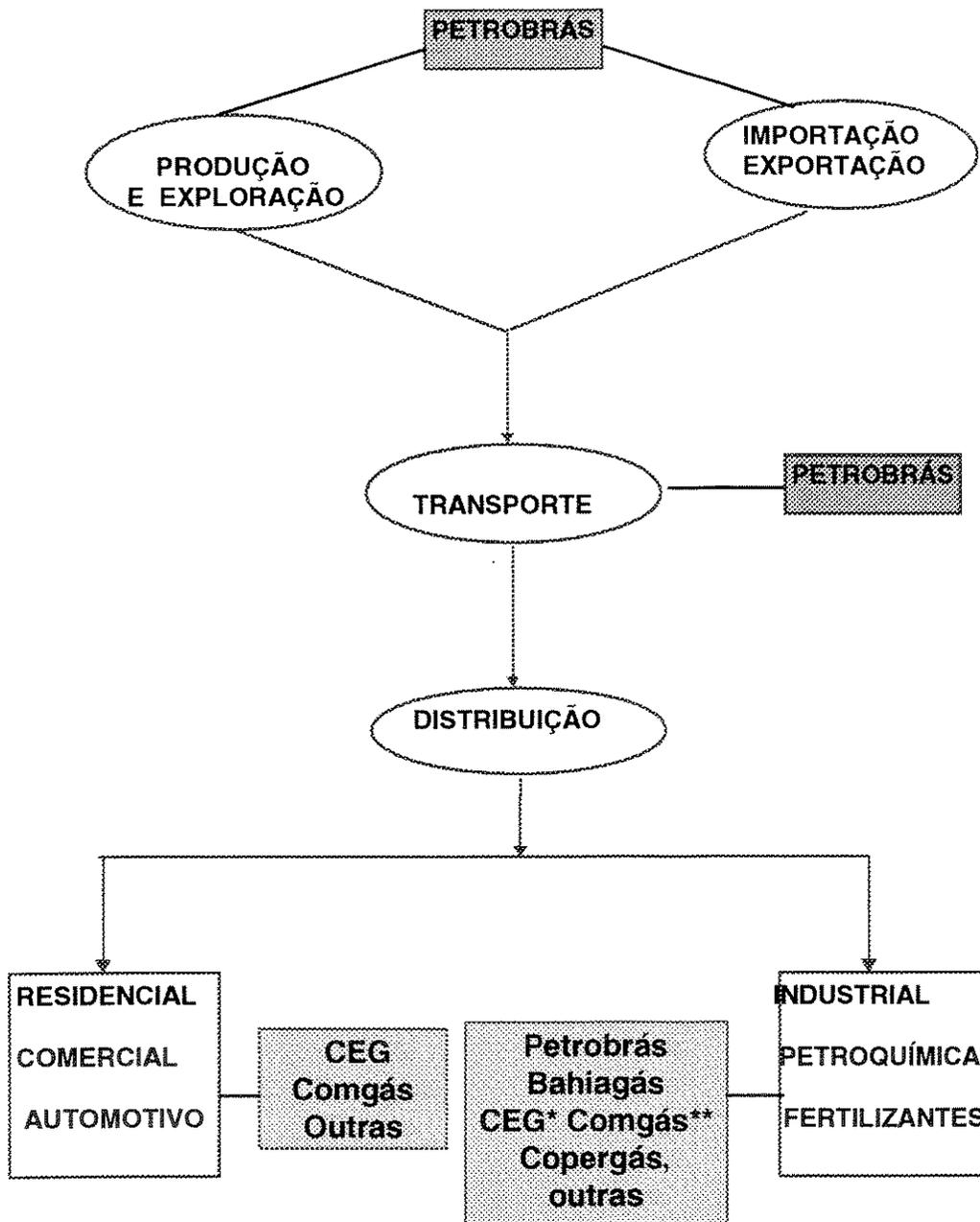
Objetivando contornar a falta de recursos dos estados da União para que a empresa estadual possa investir em infra-estrutura, foi desenvolvido um arranjo societário, prevendo-se a participação da Petrobrás e/ou do setor privado na formação das companhias estaduais, com a condição de que o controle majoritário das ações esteja em mãos do Estado respectivo. Hoje, portanto, no mercado de GN brasileiro, operam várias companhias dependentes dos governos estaduais. Contudo, a Petrobrás está presente na distribuição a grandes consumidores industriais<sup>6</sup> em vários Estados. As companhias distribuidoras estaduais atendem clientes industriais de menor porte e os outros segmentos consumidores (Tabela 6.5).

---

<sup>4</sup> A PETROBRAS foi criada, numa época em que o Brasil era uma área geográfica praticamente inexplorada em relação ao petróleo e gás natural, o conhecimento sobre exploração era incipiente. As primeiras reservas de porte médio descobertas em 1968 em campo *offshore*, desencadearam um esforço por parte da empresa para aprimorar o domínio da tecnologia em águas profundas, necessária para a exploração do petróleo e GN existentes nas jazidas marinhas.

<sup>5</sup> A composição acionária das companhias estaduais, segue o prescrito pela Constituição, que reza a detenção, por parte do poder público, de no mínimo 51% das ações. No Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais a participação pública no controle acionário é maior a 51% (tab 6.5).

<sup>6</sup> Contabilizavam-se somente vinte, em 1994, mas representavam mais de 50% do consumo industrial.



**FIGURA 6.1: ATUAL PERFIL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

\* A CEG oferta volumes de gás em diferentes faixas para a indústria, a menor é de zero a 200 m<sup>3</sup>/mês, a maior é acima de 3.000.000 m<sup>3</sup>/mês, as tarifas são, respectivamente US\$/MMBTU 17,94 e 3,16.

\*\*Quanto à COMGÁS, estas faixas de venda são de 6 - 50 m<sup>3</sup>/mês. A inferior, com uma tarifa de US\$ 24,61/MMBTU; a maior venda está acima de 1.000.000 m<sup>3</sup>/mês com uma tarifa de US\$ 4,05/MMBTU.

**TABELA 6.5: VENDAS E COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DAS COMPANHIAS ESTADUAIS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

ESTADO	EMPRESA	MIL m <sup>3</sup> /dia**	COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA
ALAGOAS	ALGÁS	360,0	GOVERNO EST. 51% BR 24,5%, GASPART 24,5%
BAHIA	BAHIAGÁS	1512,6	GOV. EST. 51% BR 24,5%, GASPART 24,5%
CEARÁ	CEGÁS	96,0	GOVERNO EST. 51% BR 24,5% VICUNHA 24,5
DISTRITO FEDERAL	CEB	(*)	GOV. FED. 89,16% EMP. DO GOV. 5,41% PRÓPRIOS 1,69% FUNDOS DE PENSÃO 3,49% ELETROBRÁS 0,25%
ESPIRITO SANTO	BR DISTRIBUIDORA	499,4	BR 100%
M. GROSSO DO SUL	ENERSUL	(*)	GOVERNO EST. 100%
MINAS GERAIS	GASMIG	246,0	GOV. EST. 90,38% MGI PART. 7,87 PREF 1,75%
PARAÍBA	PB-GÁS	61,0	GOVERNO EST. 51% BR 24,5%, GASPART 24,5%
PARANÁ	COMPAGÁS	(*)	GOVERNO EST. 51% DUTOPAR 49,0%
PERNAMBUCO	COPERGÁS	516,0	GOVERNO EST. 51% BR 24,5% GASPART 24,5%
R. GRANDE DO NORTE	PETROBRÁS	59,1	GOVERNO EST. 51% BR 24,5% EIT 12,25% ANDRADE GUTIERREZ 12,25%
R. GRANDE DO SUL	SULGÁS	30,0	GOVERNO EST. 51% BR 49%
RIO DE JANEIRO	CEG PETROBRÁS	976,0 2307,3	GOV. ESTADUAL 65,4% GOV. FEDERAL 34,55%
SANTA CATARINA	SC-GÁS	(*)	GOVERNO EST. 51% BR 23,0% ,INFRAGÁS 3% GASPART 23,0%
SÃO PAULO	COMGÁS	3039	CESP 59%, SEC. FAZENDA 17% PREF 19% CPFL 4%
SERGIPE	EMSERGÁS	70,4	GOVERNO EST. 51% BR 24,5% GASPART 24,5%

\*\* Março de 1996 \* Em implantação

GASPART consórcio da Global Petroleum (R.U.) Tatham Oil (EUA) e Luis Monteiro acionista brasileiro

BR é a distribuidora da Petrobrás DUTOPAR subsidiária da GASPART

FONTE: Elaboração própria a partir de informação da Câmara dos Deputados 1996 e Revista Brasil Energia, No 195, 1997

Apesar da reforma do setor petróleo e gás natural extinguir o monopólio da Petrobrás na exploração, produção, transporte e no refino do petróleo e GN, tudo parece indicar que ainda manterá a Empresa sua hegemonia no mercado dos hidrocarbonetos no curto e médio prazo, não sendo cogitada sequer sua privatização.

As companhias distribuidoras de GN de maior relevância são a Companhia Estadual de Gás - CEG, a Companhia Municipal de Gás - Comgás, a Bahiagás, Algás, Copergás e Gasmig, as outras companhias estaduais detêm volumes de comercializado ainda marginais, porém com grandes expectativas de crescimento logo que se concretizarem o aumento do volume escoado desde os unidades de produção e a importação do gás natural.

Especificamente, a CEG do Rio de Janeiro, distribui em seu sistema, GN em média e alta pressão, gás manufacturado e GLP. A Comgás, de São Paulo, que distribuía inicialmente somente gás de nafta, após a construção do gasoduto Rio - São Paulo passou também a comercializar o GN. A principal clientela da CEG e da COMGÁS é o segmento industrial de porte médio e em menor medida, o segmento residencial. Por sua parte, as companhias do Nordeste atendem, exclusivamente, à clientela industrial.

## **6.6.- EXPECTATIVAS DA DEMANDA FUTURA**

Os cenários de demanda potencial de GN apresentados, embora dispares e contraditórios, podem fornecer um panorama quanto ao mercado gasífero futuro. Dos cenários sobre a demanda de GN, três prognosticam o consumo em nível nacional e um em nível estadual.

Os prognósticos da Comissão do GÁS NATURAL (COGAS), prevêem um cenário que inclui a utilização de forma reduzida do GN pelas termelétricas a ciclo combinado e, na cogeração, o mercado potencial segundo COGAS, a será de 42,6 milhões de m<sup>3</sup>/d . Já as estimativas de demanda do GN da Sociedade Privada de Gás (SPG), para o ano 2000, são de 70,0 milhões de m<sup>3</sup>/d, enfatizando maior demanda no setor elétrico. (Tabela 6.6).

**TABELA 6.6: DEMANDAS ESTIMADAS DE GÁS NATURAL ANO2000 (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/D)**

MERCADO	COGÁS	SPG	PETROBÁS	COMGÁS SP
INDUSTRIAL+RESIDENCIAL+AUTOMOTIVO	39,1	48,3	21,8	11,7
SETOR ELÉTRICO	<u>3,5</u>	<u>21,7</u>	<u>0,0</u>	<u>4,0</u>
TOTAL	42,6	70,0	21,8	15,7

Fonte: Petrobrás, 1993, COMGÁS 1997

Por outro lado, os prognósticos da Petrobrás, estimam uma demanda de 21,8 milhões de m<sup>3</sup>/d e não contempla o uso na geração de energia elétrica. Finalmente, a Comgás (companhia estadual) que vendia em média 3,4 milhões de m<sup>3</sup>/d no estado de São Paulo, em 1996, prevê que, em cinco anos, essa cifra estaria chegando a patamares em torno de 15,7 milhões de m<sup>3</sup>/d, incluindo as vendas para as termelétricas e a 34,5 milhões de m<sup>3</sup>/d no ano 2010.

O consumo potencial, caso aconteça o incentivo ao uso de GN, se situaria no patamar dos 53,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, ultrapassando, a produção total prevista pela Petrobrás para os mesmos anos, - que estaria na casa dos 20 milhões de m<sup>3</sup>/d, justificando a importação do gás natural.

#### **6.6.1.- A POSSIBILIDADE DE INCREMENTO DA DEMANDA NO SEGMENTO INDUSTRIAL**

O consumo de GN no setor industrial é o mais difícil de analisar devido a complexidade imposta pela substituição entre os energéticos concorrentes. Nos países da OCDE, constataram que é necessário uma grande quantidade de informação para estimar a demanda no setor.

Estima-se que o consumo de GN como energético no setor industrial brasileiro, concentrar-se-á, principalmente, em subsectores como petroquímica, siderurgia, cerâmica, cimento, alimento e bebidas, papel e celulose e vidros. A presença de outros energéticos como óleo combustível, óleo Diesel e amônia seriam progressivamente substituídos favorecendo uma demanda maior do GN.

Segundo avaliação feita pela Confederação de Empresários Privados, algumas situações poderiam influenciar a opção pelo GN por parte dos donos de indústrias (potenciais consumidores), por exemplo, no ciclo do processo, quando os custos

energéticos excedem o nível mínimo de custo de fabricação (excluindo custos de matéria prima e depreciação).

As opções de investimento para conservação de energia ou mudança de energético, tendem a ser ativamente procuradas porém, quando os custos energéticos são menores que 10% do custo total do produto, o interesse na conservação e substituição diminui. Quanto ao consumo de vapor para uso industrial, há consenso que deverá existir concorrência entre o GN, óleo combustível (CEPPB, 1987)

A expectativa de importação do GN da Bolívia e a promessa de aumentar o volume escoado das bacias *offshore* por parte da Petrobrás, estão induzindo a uma busca crescente por contratos de GN por parte do segmento industrial.

**TABELA 6.7: CONTRATOS DE GÁS NATURAL (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/D)**

<b>Companhia</b>	<b>Volume Contratado 1997</b>	<b>Volume final do contrato</b>
PBGás	125	200
Algás	390	750
Cegás	250	550
Copergás	700	1.000
Gasmig	800	1.700
Bahiagás	2.000	2.400
CEG	1.850	2.100
Riogás	1.800	3.650
Compagás	120*	1.200/1.900
SCgás	-	1.800/2.300
Sulgás	80*	1.300/1.950
Comgás	4.300	11.100

\* Gás de refinaria  
Fonte: ABEGÁS 1997

A Associação Brasileira de Empresas de Gás - ABEGÁS, divulgou que houve um incremento na renovação de contratos das companhias distribuidoras estaduais com seus clientes. Como os clientes das companhias estaduais pertencem, basicamente, ao segmento industrial, a demanda incrementar-se-á de 10,7 milhões de m<sup>3</sup>, em 1997, para mais de 23 milhões de m<sup>3</sup> no final dos contratos (tabela 6.7).

#### **6.6.2.- A POUCA ATRATIVIDADE DOS SEGMENTOS RESIDENCIAL E COMERCIAL**

No Brasil, o consumo de GN dos segmentos residencial e o comercial de pequeno e médio porte, teoricamente, poderiam proporcionar demanda firme desse energético a longo prazo. Mesmo quando os custos de entrega a esses mercados são maiores que os custos

de entrega aos consumidores industriais. A experiência tem mostrado que uma vez instalada a rede, esses segmentos se mantêm fiéis no consumo e ajudam a equilibrar a carga na rede de distribuição. Do ponto de vista do distribuidor, essa é uma vantagem no mercado quando comparada à variabilidade de consumo no mercado industrial.

Do ponto de vista do consumidor a demanda de GN nos segmentos residencial e comercial estaria, caso decida-se expandir a rede para esses segmentos, sujeita a concorrência com outros combustíveis (GLP, energia elétrica). Para a companhia distribuidora, existem fatores demográficos, tais como a densidade populacional e domiciliar, que podem justificar investimentos. Há, além do mais, outros fatores gerais, de caráter macroeconômico, que influenciam as estimativas da demanda de GN para estes segmentos, tais como a elevação real da renda *per capita*. Estas restrições, maiores a qualquer prognóstico otimista, impedem para que haja grandes expectativas de consumo no segmento residencial.

A expectativa de incrementar ou atender a demanda de GN no segmento residencial e comercial requer investimentos vultosos, e no curto e médio prazo tornam-se improváveis. Há restrições por parte das companhias para fomentar a venda no setor residencial, optando por estratégias para incentivar a entrega de GN à indústria, a fim de promover sua demanda e garantir um retorno mais rápido do investimento, mesmo correndo maior risco. Além do mais, é válido lembrar que o segmento residencial não justifica, *per se*, a construção de um gasoduto.

### **6.6.3.- A TERMELETRICIDADE E A COGERAÇÃO COMO GRANDES CONSUMIDORES NO CURTO PRAZO**

Estima-se que as maiores possibilidades de usar o GN, de forma intensa serão via termelétricas, principalmente no Sudeste e, de forma mais eficiente, via cogeração em todas as regiões por onde passe o gasoduto. As centrais termelétricas a GN serão viabilizadas nessa região como consequência dos limitados aproveitamentos hídricos existentes para usinas de médio e grande porte nas regiões sul e sudeste do país para atender a demanda, principalmente do sudeste, favorecendo a instalação de um parque térmico a base de GN.

Na realidade, quando se analisam as fontes de suprimento para abastecer um mercado em formação, como no caso do Brasil, busca-se no setor elétrico um cliente cativo para criar mercado de escala inicial suficiente para reduzir os riscos do investimento na importação de GN. Essa abordagem satisfaz plenamente os interesses dos investidores do sistema de produção e transporte, mas não garante a viabilidade do GN, em razão de provocar remuneração insatisfatória dos investimentos na produção de energia elétrica e/ou na distribuição de gás canalizado.

As centrais termelétricas, em um sistema hidrotérmico, estão sujeitas a um aumento do custo decorrente da rigidez do contrato de suprimento de GN por motivos diversos. Ao contrário do mercado de GN canalizado, onde a essência do problema está na variação do fator de carga e na sazonalidade anual, numa planta termelétrica, a flutuação da demanda de GN está em direta relação a afluência aleatória das vazões nos reservatórios do sistema hidroelétrico, o que implica uma operação bastante irregular das termelétricas.

A utilização do GN importado inicialmente, não contemplava seu uso na geração de energia elétrica, seja pelas concessionárias ou produtores independentes. Posteriormente, em decorrência dos estudos de viabilidade econômico-financeira, a Petrobrás detectou a necessidade de um “consumo âncora”, com perfil constante, para o imediato fluxo de receitas. Desta forma, quando entre em operação o gasoduto Brasil/Bolívia, cerca de  $4 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia, metade do volume contratado inicialmente, poderá ser consumido na geração de energia elétrica.

Em plantas de ciclo combinado, este montante equivale a uma potência elétrica de aproximadamente 1.000 MW. Se o exportador exige, dentro do contrato *take-or-pay*,<sup>7</sup> um fator de utilização de 95%, o importador deve viabilizar a utilização de GN, nas usinas termelétricas, desde que estejam operando na base da curva de carga, descartando a complementação térmica (GTGAS, 1994).<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup>Modalidade de compra na qual o país exportador-comprador é obrigado a pagar pelo volume de contrato, independente de ter sido ou não utilizado na sua totalidade.

<sup>8</sup> As avaliações do GTGAS determinaram índices custo-benefício para as termelétricas que variam entre US\$ 35/MWh a US\$ 45/MWh, para fatores de capacidade obrigatórios de 45% (ponta) a 80% (base da curva de carga). O custo marginal de expansão do sistemas elétrico nacional situa-se, atualmente, em US\$ 34/MWh, verificando-se uma tendência de elevação para aproximadamente US\$ 40/MWh.

No entanto, esta inserção das termelétricas de GN ao sistema interligado brasileiro, cuja predominância é térmica (93%), traria sérios inconvenientes primeiro; por mais barato que seja o GN, na época de alta precipitação pluviosa, estaria vertendo-se água, que no fim das contas é de graça e segundo pela característica dos contratos *take-or-pay*, vigentes para o fornecimento de GN às termelétricas, os investidores são obrigados a operar na base a fim de gerar renda. Eis então, que apresenta-se duas posições conflitantes, no que tange as termelétricas ligadas no sistema.

As concessionárias, principalmente as três paulistas, (CPFL, Eletropaulo, CESP) vêem no GN uma alternativa para aumentar a oferta de energia elétrica, que deverá crescer 270 MW até 1999, mantendo-se o risco de abastecimento em 5%. O Estado de São Paulo é, de longe, o maior mercado, estimando-se uma demanda de 11,5 milhões m<sup>3</sup>/dia, dos quais 3 milhões m<sup>3</sup>/dia estariam comprometidos com o GN da bacia de Campos .

Um estudo de caso realizado por Ennes et. al. (1994), analisando especificamente a atratividade das térmicas a GN para o sistema interligado Sul/Sudeste, no período 1995/2010, concluiu que as centrais com tecnologia a ciclo combinado são as alternativas de expansão térmica mais competitivas, independente do modo de operação, em função de seus custos de geração se situarem entre US\$ 30 e 40/MWh. No entanto, o dimensionamento das unidades se altera muito, dependendo da forma de analisar o preço do GN.<sup>9</sup>

No que tange a cogeração - geração conjunta de calor e energia elétrica ou mecânica - o setor mais propício para sua utilização seria o denominado terciário (hospitais, hotéis, centros comerciais, aeroportos). Os consumidores deste setor, com eventual interesse em

---

<sup>9</sup> No âmbito do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) alguns projetos de geração termelétrica estão sendo considerados, como forma de criar um mercado consumidor concreto para o GN importado. Localizados em unidades para o atendimento do Mato Grosso do Sul e expansão das atuais UTE's Piratininga e Carioba, com estudo de viabilidade recentemente autorizado, tais projetos permitiriam uma expansão de 2 módulos de 100 MW em Campo Grande e 2 módulos de 57,9 MW em Corumbá, adicionando 435,8 MW à capacidade instalada da ENERSUL, permitindo também uma expansão de 2 x 300 MW e 1 x 350 MW, na capacidade instalada da ELETROPAULO e da CPFL, respectivamente, somando quase 2000 MW, fato que enfatiza a urgência de um ordenamento adequado para a geração termelétrica.

produzir energia, necessitam calor de baixa temperatura para fins sanitários e de cocção de alimentos, e de energia elétrica, utilizada preferencialmente em iluminação e condicionamento ambiental. As unidades consumidoras apresentam demandas elétricas na faixa das centenas de kW até algumas dezenas de MW, e, em geral, com fatores de carga menores a 30% (Nogueira e Santos, 1994).<sup>10</sup>

Para o caso específico de um sistema de cogeração em um hospital, Silveira et al (1994) analisaram o desempenho de várias alternativas de turbinas a gás para atender as necessidades de calor e energia elétrica do hospital, e concluíram que, para uma instalação de 1721 kW, o excedente de eletricidade gerado poderia ser vendido a US\$ 50/MWh, considerando a compra do GN em US\$ 0,011/kWh.

Pode-se afirmar, então, que o uso do GN em centrais termelétricas e em sistema de cogeração poderá ser uma realidade no Brasil. Isso requererá, no entanto, um maior entrossamento entre o setor elétrico e o gasífero, o que de fato já acontece em todos os países que têm optado pela simbiose GN - energia elétrica. Embora ainda evidenciem-se restrições com o preço de venda do GN às centrais termelétricas, e contratos *take-or-pay* rígidos, percebe-se que a política para o setor gasífero, pelo menos nos primeiros anos, terá que enfatizar seu trabalho nesse tipo de mercado.

#### **6.6.4.- UTILIZAÇÃO NO TRANSPORTE AUTOMOTIVO**

O GN como combustível automotivo é viável nos grandes centros urbanos, permitindo minorar os problemas ambientais decorrentes das emissões atmosféricas emanadas dos escapamentos dos veículos automotores. A utilização do GN em substituição aos combustíveis tradicionais (óleo Diesel e gasolina) nos veículos de uso intensivo (frotas urbanas de transporte coletivo), e mais recentemente, nos veículos leves de transporte individual ( frotas cativas e táxis), apresenta benefícios do ponto de vista ambiental. Entretanto, a baixa competitividade desse combustível e problemas de autonomia e abastecimento impedem a sua utilização intensiva.

---

<sup>10</sup> A maior instalação com GN já em operação está na Copene, no Estado da Bahia, que dispõe de duas turbinas a gás, de 38 MW cada, com gases de exaustão aproveitados em forno de pirólise e na produção de vapor a alta pressão. No Rio de Janeiro, uma instalação num shopping-center tem uma turbina a gás de 900 kW em ciclo combinado para a geração de energia elétrica e produção de ar condicionado, em unidades de ciclo de absorção.

O governo brasileiro, reconhecendo a importância de viabilizar o GN no setor automotivo, expediu portarias de 1986 e 1992 estabelecendo prioridades de uso em frotas de ônibus urbanos e interurbanos, veículos de transporte de carga e frotas cativas de serviços públicos nas localidades onde o referido combustível for disponível.

Fora São Paulo e Rio de Janeiro, com a construção do gasoduto Brasil/Bolívia, haverá disponibilidade desse combustível também nos Estados de Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O município de São Paulo em 1996, determinou a substituição gradual de todos os veículos de transporte urbano movidos a óleo Diesel, de modo que, por volta do ano 2008, esses veículos serão movidos por Gás Metano Veicular - GMV.

Atualmente, o GN oferecido pela Petrobrás atende aos requisitos mínimos exigidos pelos motores que funcionam com esse combustível. No entanto, em função do crescimento do mercado gasífero, as UPGN utilizam toda a capacidade de tratamento dessas unidades e aquela empresa não consegue garantir o fornecimento do combustível com as mesmas características durante 100% do tempo.

Ciente dessa limitação, a Petrobrás realizou investimentos no sentido de viabilizar mais uma UPGN, localizada em Cabiunas/RJ, que assegurará a confiabilidade necessária para o fornecimento firme e ininterrupto de GMV.

A disputa do segmento automotivo travar-se-á não só com o Diesel, como também com a possibilidade de o álcool vir a abastecer frotas públicas (caso o governo retome o Proalcool e defina novas diretrizes deste energético). Neste caso, a avaliação e a análise de quão vantajoso poderia ser um combustível em relação ao outro terá de ser dirimido sob políticas tecnológicas, econômicas e ambientais precisas.

#### **6.7.- ALTERNATIVAS DE OFERTA PARA SUPRIR O MERCADO DE GÁS NATURAL**

Visto que há grande expectativa quanto ao crescimento do mercado de GN no Brasil pois, somando os compromissos de venda das companhias distribuidoras e a demanda por parte das plantas termelétricas, o mercado, virando o século, facilmente consumirá mais de 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Comparando-se as previsões da demanda com as disponibilidades internas de GN apresentadas pela Petrobrás, principalmente a expansão da oferta proveniente da bacia de Campos e a utilização das reservas dos rios Urucu e Juruá, no Amazonas, constata-se que, mesmo aproveitando todo o GN produzido hoje em Campos, a oferta não chegaria a mais de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, justificando a necessidade de importá-lo para satisfazer a demanda.

A alternativa mais imediata é a importação de GN da Bolívia mediante um Acordo cujas cláusulas foram acertadas definitivamente em setembro de 1996. Por suas dimensões esse Acordo merece aqui uma atenção mais detalhada, considerando-se, ainda que devido a seu caráter internacional, estaria se abrindo as portas para a criação de um mercado no âmbito sul-americano. Este Acordo que contempla a construção de um gasoduto já em execução, vem suscitando grande expectativa nos agentes interessados e no mercado.

O Acordo é benéfico para Bolívia, pois, com reservas provadas<sup>11</sup> de 130 bilhões de m<sup>3</sup>, e um mercado interno que consome apenas 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia, existe um excedente grande para ser exportado. Por outro lado, o Brasil está interessado porque pretende ampliar a participação do GN no seu mercado e a produção local mostra-se insuficiente para tal objetivo.

A participação da PETROBRÁS para consolidar a construção do gasoduto têm sido fundamental, embora tenha enfrentado resistências internas (sindicato de trabalhadores) e externas (setores da opinião pública contrários ao Acordo) para fazê-lo<sup>12</sup>. Hoje, no entanto, a companhia está empenhada na construção e operação do gasoduto,<sup>13</sup> e para tal a

---

<sup>11</sup>Reservas prováveis de 58 bilhões de m<sup>3</sup> e reservas possíveis 14 bilhões de m<sup>3</sup>

<sup>12</sup> Artigo do dia 15/04/96 do jornal Folha de São Paulo indica as intenções de reduzir a participação percentual da Petrobrás no transporte do gás importado, dando opção à iniciativa privada ou a empresas estaduais para cobrir a demanda.

<sup>13</sup> A revista Veja de 30/10/1996 informa da intenção da Petrobrás de envolver-se com o projeto de forma pesada. No entanto, adverte sobre problemas de investimento da Companhia que deverá desembolsar \$US 60 bilhões nos próximos 10 anos, para suprir a metade do consumo de combustíveis no Brasil, no entanto, somente disporia de \$US 22 bilhões para esse propósito

Petrobrás pretende desembolsar em torno de \$US 700 milhões, participando inclusive na construção do trecho boliviano.<sup>14</sup>

O investimento total do gasoduto está estimado em US\$ 1,8 bilhão até o *city gate* paulista (Campinas), dos quais 480 milhões são gastos no trajeto correspondente ao setor boliviano. A estrutura financeira proposta envolveria 35% de recursos financiados pela Petrobrás e 65% de recursos provenientes de fundos de terceiros. A construção dos ramais (de menor diâmetro que o principal) escoando GN até outros estados (Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul), aumentaria em mais 1600 km a linha, elevando seu custo para US\$ 4 bilhões. (OGJ, 1996).

Em setembro de 1996, um adendo assinado entre a PETROBRÁS e YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) alterou o volume a ser escoado, os diâmetros do gasoduto e os prazos de financiamento do contrato.<sup>15</sup> Esta alteração final do Acordo, entretanto, mantém o comprimento do gasoduto, aumenta o diâmetro para 32 polegadas e o volume inicial importado agora é de 9 milhões m<sup>3</sup>/dia, do primeiro ao oitavo ano, com perspectivas de incrementá-lo até 24 ou 30 milhões m<sup>3</sup>/dia, até o final do contrato.<sup>16</sup>

O Acordo estipula um contrato do tipo *take-or-pay*, o que significa um compromisso da Bolívia de uma entrega mínima de volume de gás natural e uma necessidade, por parte do Brasil, de viabilizar um mercado capaz de absorver, o volume mínimo importado. Caso não se concretize o conjunto previsto, o importador (Brasil) é obrigado a pagar o mesmo valor monetário correspondente àquele volume de que teoricamente deveria ter feito uso.

Na hipótese que a oferta de GN (interna + importado da Bolívia) não seja suficiente para atender a uma demanda em crescimento vertiginoso, as alternativas para o suprimento

---

<sup>14</sup> O consorcio de empresas participantes do lado brasileiro são a Petrobrás (estatal brasileira) 51%, BTB grupo que reúne a British Gas (britânica), Tenneco (norte-americana) e BHP (australiana), com 25%, Fundos de Pensão 7%, Enron e Shell, cada uma com 6%, outros investidores brasileiros 4%. O consórcio de empresas participantes na construção do gasoduto do lado boliviano são: Fundos de Pensão 25,5%, Enron e Shell cada uma com 29,75%, Petrobrás (brasileira) 9%, e a BTB 4%.

<sup>15</sup> OGJ, 1996 e Folha de São Paulo, 03/95

<sup>16</sup> A importação de GN trará grandes lucros para as companhias encarregadas do transporte, independente do volume escoado (8 milhões de m<sup>3</sup>/dia ou 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia), do preço no *city gate* ( \$US 2,0/MMBTU ou 2,70/MMBTU), e das taxas de juro (10% a 14%) TURDERA et. al. (1996).

de GN são diversas. O Brasil encontra-se literalmente cercado de potenciais fornecedores de GN.

No continente, a Argentina possui, em seu território, reservas de médio porte e, ultimamente, YPF em parceria com a BRASPETRO (braço internacional da PETROBRÁS), estão sondando, pesquisando, desenvolvendo e avaliando o potencial gasífero da Jazida Nordeste.<sup>17</sup> Caso sejam comprovadas as previsões iniciais, viabilizar-se-á uma importação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia a médio e longo prazo. Se forem confirmadas maiores reservas em outras jazidas, embora muito mais distantes como a de Neuquén ou a do Sul, o GN importado seria da ordem de 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia, vindo até São Paulo por um gasoduto, que entraria no território brasileiro pelo Rio Grande do Sul.

Além da Argentina, Equador, Peru, Colômbia, Venezuela e Trinidad e Tobago são candidatos a fornecedores futuros de GN ao mercado brasileiro (Tabela 6.8). A opção de GN peruano (jazida Camisea) estaria sujeita a uma interligação ao gasoduto de Santa Cruz de La Sierra - São Paulo, segundo avaliações feitas pela SPG. Essa alternativa tornar-se-á viável a partir dos 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

**TABELA 6.8: RESERVAS E PRODUÇÃO DE BRASIL COMPARADAS COM PAÍSES POTENCIALMENTE FORNECEDORES DE GÁS NATURAL, 1996**

PAÍS	RESERVAS Gm <sup>3</sup>	PRODUÇÃO Mm <sup>3</sup> /
Argentina	522	27
Bolívia	130	5,6
Brasil	146	22
Equador	108	1
Colômbia	283	5,5
Peru	325	1,3
Venezuela	3750	45
Trinidad e Tobago	240	9,7
Nigéria	2345	30,7
Argélia	3700	130,0
Rússia	50000	719,9

Fonte: CEDIGAZ 1994, OGJ 1996

A tecnologia do GNL estaria em condições de disputar em forma competitiva no mercado brasileiro. Para isso, países como Venezuela, Nigéria e Argélia habilitam-se como

<sup>17</sup> A Gazeta Mercantil 14/10/96 informa que foram descobertas 110 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> entre reservas provadas, prováveis e possíveis.

ofertantes, inclusive a longínqua Rússia teria grande interesse em exportar gás natural para o Brasil, tal qual têm manifestado certas comissões de estudo vindas ao Brasil.

#### **6.8.- RESTRIÇÕES À EXPANSÃO DO GÁS NATURAL NO MERCADO BRASILEIRO**

As restrições à expansão do GN no Brasil se deveu a inúmeros fatores que impediram seu crescimento e o mantiveram de forma marginal no bojo da estrutura energética. Cita-se entre elas;

- pequenas reservas de GN nacionais existentes, majoritariamente do tipo associado e, portanto, sujeitas à produção de petróleo
- inexistente infra-estrutura para aumentar ou encorajar consumo de GN, ocasionando perdas, e sobretudo, queima na boca-de-poço
- política nacional em matéria de energia, que não estimulava o desenvolvimento da indústria de GN
- política da Petrobrás que centralizava a produção, o transporte, a importação e a distribuição do petróleo e derivados, relegando o GN seu uso à reinjeção, preferencialmente
- tecnologias para o uso do pouco eficientes e não difundidas no âmbito energético e industrial brasileiro

Esses aspectos tem sido discutidos em itens anteriores e, aparentemente, estariam resolvidos na nova conjuntura, que contempla a importação, a quebra de monopólio da Petrobrás na produção e as perspectivas promissórias do mercado. No entanto, perante a iminente e maciça penetração do GN no mercado, restrições de outra natureza começam a ser apontadas.

- o preço final do GN será possivelmente uma restrição de peso para sua difusão no mercado. Os altos investimentos na indústria de GN, principalmente, no transporte e na distribuição, levam a aumentos significativos nos custos de distribuição.

Considerando o GN importado da Bolívia, o preço no *city gate* (Campinas) tem sido alvo de negociações e avaliações sobre o real custo do seu transporte no gasoduto. No transporte, o preço máximo fixado de US\$ 2,60/MMBTU no *city gate*, está refletindo o custo

máximo nele impugnado, tal qual mostra a tabela 6.9. Embora, esse valor esteja dentro da margem de custos, diversos, estudos e avaliações têm mostrado que a margem de negociação (*trade-off*) do preço *city gate* poderia ser mais ampla, entre US\$ 2,01 até US\$ 2,70/MMBTU, caso diminuía o custo na boca-do-poço e, sobretudo, reduzir o custo de transporte do lado brasileiro.<sup>18</sup>

**TABELA 6.9: PREÇO US\$/MBTU POR ETAPAS DO GASODUTO ATÉ CAMPINAS (CITY GATE)**

ITEM	MÍNIMO	MÁXIMO
<b>Custo do gás</b>	<b>0,90</b>	<b>1,10</b>
<b>Custo de transporte (tramo boliviano 0,30 ctvs)</b>	<b>1,50</b>	<b>1,50</b>
<b>Custo de distribuição no Brasil</b>	<b>0,50</b>	<b>0,60</b>
<b>Custo de conversão para gás de caldeiras</b>	<b>0,20</b>	<b>0,40</b>
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>3,10</b>	<b>3,60</b>

FONTE: OGJ, Abril, 1996

Na distribuição, a atratividade do GN dependerá, basicamente, do preço final ao consumidor. Esse preço, denominado custo de oportunidade do GN no jargão econômico, pode ser determinado pelo preço do combustível ou cesta de combustíveis a serem substituídos. A tabela 6.10 apresenta o poder calorífico e o preço dos combustíveis hoje disponíveis no mercado brasileiro.

Como o GN não tem uma utilização específica e, não há um mercado cativo para seu uso, conseqüentemente, sua inserção no mercado dependerá do preço final a ser oferecido ao consumidor. Óleos combustíveis pouco viscosos e de baixo teor de enxofre (tipo 1A) e/ou viscosos e de alto teor de enxofre como os do tipo 2,<sup>19</sup> podem servir de referência na determinação deste preço (Tabela 6.10).<sup>20</sup>

O GN seria muito mais competitivo e atrativo no mercado frente aos combustíveis concorrentes, caso estes últimos não tivessem os subsídios que muitos deles, hoje, incorporam no preço final. O real custo de cada combustível, ainda, deveria refletir os efeitos ambientais provenientes da sua combustão.

<sup>18</sup> TURDERA et al. 1995, Alocação da renda no sistema gasífero nacional, Revista Brasileira de Energia Vol. No

<sup>19</sup> Para a Petrobrás, óleos combustíveis ultraviscosos são considerados como um produto anacrônico, que engessa a modernização no refino. Sua extrema densidade impede o transporte até os consumidores distantes das refinarias. São atrativos para a indústria por causa do preço baixo (Brasil/Energia 10/1996)

TABELA 6.10: PREÇOS DE VENDA DE DIVERSOS ENERGÉTICOS

ENERGÉTICO	UNIDADE	PODER CALORÍFICO KCAL/UNIDADE	US\$/MMBTU	CONSUMO MIL B/D*
ÓLEO COMBUSTÍVEL	kg			195,2
1A		10500	3,14	
2A		10800	2,95	
1B		10500	3,90	
2B		10500	3,84	
NAFTA	l			150,4
GÁS CANALIZADO		7638	3,90	
PETROQUÍMICA		7638	5,10	
GLP	kg			170,3
EX-REFINARIA		11700	2,26	
CONS. RESID.		11700	6,54	
CONS. IND.		11700	5,58	
GASOLINA COMUM	l	8383	14,0	320,41
ÓLEO DIESEL	l	9018	9,70	515,00
QUEROSENE	l	8832	9,39	71,70
ÁLCOOL	l	5390	16,40	166,84
GN	m <sup>3</sup>			14300
COMBUSTÍVEL		9400	3,29	
PETROQUÍMICA		9400	1,63	
FERTILIZANTES		9400	1,38	
PROCESSO CEG		9400	2,67	
COMBUST. CEG		9400	2,49	
AUTOMOTIVO		9400	2,27	
RESID. CEG		9400	20,01	
RESID. COMGAS		9400	22,85	
ENERGIA ELÉTRICA	kWh			
RESIDENCIAL		860	30,15	
INDUSTRIAL		860	7,83	

\* Março de 1996  
Fonte: CEDIGAZ

Gomes (1994) apresenta uma análise do preço do GN boliviano para os consumidores finais (distribuição),<sup>21</sup> e o compara com a cesta básica dos combustíveis que deveria substituir. Os valores calculados dessa cesta variam de US\$ 3,05/MMBTU a 3,33/MMBTU, e o preço final do GN determinado para o consumidor industrial seria de US\$ 3,55/MMBTU,

<sup>20</sup> O preço dos óleos ultraviscosos estão subsidiados pela atual estrutura de preços dos derivados de petróleo, algo que, com a desequalização deve ser colocado na berlinda.

<sup>21</sup> "Preços do GN boliviano: a óptica do Mercado". Artigo apresentado no II Congresso de Planejamento Energético, Campinas, 1994

descontado o custo da conversão dos equipamentos para uso do GN. Gomes prevê que o mercado economicamente viável com esse preço seria de somente 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

As distribuidoras, em especial a Comgás, têm manifestado que um preço de compra no *city gate* maior a \$US 2,60 inviabilizaria em muito a penetração do GN, pois, o preço de venda ao consumidor final, no caso cliente industrial, estaria em torno de \$US 3,55, não sendo competitivo em relação aos energéticos concorrentes existentes no mercado, como o óleo combustível 1A e 2A.

As companhias distribuidoras propõem um *mix* entre o preço efetivo do boliviano e o nacional, estável pelos primeiros cinco anos, favorecendo a penetração do produto no mercado. No *mix* das distribuidoras, o preço aceito seria de US\$ 2,49/MMBTU e, mesmo assim sujeito ao teto de 85% do preço do óleo 1A posto na base primária. Em outras palavras, se o preço deste óleo cair, os contratos de GN precisam ser renegociados (Brasil Energia, 1996).<sup>22</sup>

Apesar da perspectiva pessimista apresentada por Gomez em relação à expansão da demanda, a Comgás, aceitou o preço de US\$ 2,60/MMBTU entregue no *city gate*, admitindo inclusive reduzir sua margem de distribuição, em US\$ 1,0/MMBTU em média (Brasil Energia 08/1996).<sup>23</sup>

Contudo, a Comgas sustem que isso não impediria a modificação ou inserção de algumas cláusulas para garantir o cumprimento do *take or pay* e a inclusão de uma cláusula de preço, que permita renegociar o contrato, caso o preço do óleo combustível ultrapasse 85% do valor do óleo combustível 1A na base primária e, uma referente ao risco cambial

---

<sup>22</sup> Há duas barreiras a serem salvas na negociação dos contratos de GN, primeiro, o *take-or-pay*, proposto pela companhia boliviana, na boca-de-poço seria de 0% no primeiro ano, 60% no segundo ano e 80% no terceiro. Quanto a esta parcela que representa 1/3 do custo final do projeto do gasoduto, aparentemente não existe objeção da Petrobrás e das distribuidoras. A discordância ficou para a parcela de transporte, em que a Petrobrás propõe 100% de *ship-or-pay* desde o primeiro ano, enquanto as distribuidoras contrapropuseram 40% no primeiro ano, 50% no segundo e 60% no terceiro, no quarto e quinto ano esse compromisso de consumo aumentaria para 80%.

<sup>23</sup> Depois de 10 anos de operação, tempo necessário para amortizar o investimento de US\$ 300 milhões para construção de 1400 km de novas redes e 500 novos clientes potenciais.

decorrente de uma desvalorização do Real repassando de imediato ao consumidor ou de forma acumulada mensalmente a fim de sustentar o preço com estes reajustes.<sup>24</sup>

O óleo combustível principal concorrente do GN, independentemente da entrada deste último, vem mostrando queda no seu consumo há alguns anos. Prova disso é que em 1980, foram consumidos  $18,2 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ , e em 1990, tinha caído para  $10,5 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  embora, houve uma recuperação nos últimos anos crescendo quase 19% (Brasil/Energia 07/1996), que pode atribuir-se principalmente ao *boom* da economia brasileira após o plano Real.

A demanda do óleo combustível se estabilizaria na faixa do valor consumido em 1995 que foi de  $12,4 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ . O GN deslocará o óleo combustível somente na área de influência dos gasodutos; nominalmente, as regiões sul/sudeste, abastecidos pelo gasoduto Brasil/Bolívia e a bacia de Campos, e o litoral nordestino. Porém, dentro de 10 anos com a oferta de GN crescente, a participação do óleo combustível na matriz energética deverá cair de 17% para 11%. Na região Sudeste, onde se concentram 62%, da demanda do óleo combustível, já se registra uma queda na preferência do segmento industrial.

O receio, da Petrobrás, de deslocar o tomar mercados do óleo combustível pelo GN será negligenciável se comparado ao total da demanda que terá este último energético no mercado brasileiro. Por tanto, se em alguns anos atrás parecia haver certo desinteresse na entrada do GN no mercado por parte da Petrobrás - em vista de mercado do óleo combustível - hoje há evidências de que esta inserção propiciaria ganhos de rentabilidade, ao estimular à Empresa a instalar unidades de refino que não produzam óleo combustível ou, que o transformem em produtos mais rentáveis como gasolina, Diesel e GLP.

No que diz respeito ao preço nas plantas termelétricas e considerando fatores endógenos e exógenos do setor elétrico o Grupo de Trabalho para Análise do GN na geração de energia elétrica (CTGAS) realizou um estudo sobre a utilização do GN. O estudo analisa detalhadamente a viabilidade da inserção do GN no sistema elétrico e considera usinas de tipo ciclo combinado em faixas de potência que variam de 32,5 a 383,73 MW e eficiência de 26,82 a 45,89%. O custo de geração estaria na faixa de US\$ 38,17 a 22,31/MWh para um preço de referência de US\$ 3/MMBTU e consumo diário de 4 milhões

---

<sup>24</sup> Em relação ao ship-or-pay chegou-se também a um consenso entre a Petrobrás e a Comgás;

de m<sup>3</sup> em regime de base na curva de carga (CTGAS/CTEE/GCPS, 1994).<sup>25</sup> As conclusões frisam que

*... embora, as centrais termelétricas a gás natural, sejam uma alternativa de expansão muito atrativas, apresentam custos de geração mais elevados quando integradas a sistemas predominantemente hidrelétricos, devido às restrições operacionais dos supridores de combustíveis, que conflitam com o requisito de flexibilidade de acionamento que viabiliza uma estratégia operativa otimizada .*

No que se refere a avaliação da utilização do GN na cogeração está condicionada aos seguintes obstáculos a serem superados. Primeiro, para as companhias de distribuição de GN, caso não se concretize o mercado proposto do acesso a terceiros, somente seria vantajoso vendê-lo acima de R\$ 4,0/MMBTU às indústrias que utilizarem instalações de cogeração, a esse preço, o MWh gerado teria um custo de R\$ 45,0/MWh. A questão é se existiria interesse das companhias distribuidoras de eletricidade adquirir a um valor tão alto quando elas, normalmente, compram das companhias produtoras a R\$ 30,0/MWh.

O segundo obstáculo a ser vencido é a cláusula contratual da demanda vigente no setor elétrico. Mediante essa cláusula, as companhias de eletricidade não pretendem liberar de imediato seus clientes para permitir uma conversão ao gás natural. Além do mais, segundo Poulallion,<sup>26</sup> "as indústrias que querem substituir a energia elétrica da rede pela cogeração, não terão liberdade de escolha, porque deverão continuar a pagar de acordo com a demanda histórica (baseada nos últimos 12 meses), o que dá uma redução tolerada mensal de até 10% mesmo sem consumo".

---

sendo de 55% no primeiro ano e chegando gradualmente a 95% no 11º ano.

<sup>25</sup> O estudo simulou diversos cenários possíveis para achar a economicidade na operação das unidades e minimizar despachos antieconômicos. A complementação térmica implica o ligamento das unidades termelétricas quando as condições hidrológicas são críticas, sob esta premissa, os resultados atingidos mostram que o gasoduto deve ser redimensionado visando determinar a capacidade ótima quando integrada à central termelétrica. O dimensionamento da central termelétrica estaria sujeito à óptica da incerteza, seja nas condições operacionais dos primeiros anos, seja o mercado de gás se desenvolver. O custo de geração da central depende do custo de capital, O&M, e do preço do combustível, mas sua integração competitiva ao sistema depende do custo marginal a curto prazo e da geração mínima autorizada. Quanto aos contratos, aconselha-se flexibilização.

<sup>26</sup> Gás Natural em sinuca. Conjuntura Econômica, Fevereiro de 1997

## 6.9.- ESTRUTURAÇÃO DA NOVA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

O nascente mercado brasileiro está longe de ter as características presentes no mercado norte-americano, ou seja participação relevante das companhias de capital privado, pelo menos no curto prazo, mostrando-se mais parecido com o mercado da Europa Ocidental. Em outras palavras, haverá um peso relevante do GN proveniente da importação e uma crescente participação do capital privado.

Apesar da participação da Petróbrás no mercado de GN ainda manter importância, pelo menos no curto e médio prazo, apercebe-se grandes oportunidades para as companhias que venham a participar na produção, importação ou construção de gasodutos, uma vez consolidado o mercado. Prova disso é a extensão dos novos contratos de venda companhias distribuidoras.

Visto que se almeja propiciar a concorrência no mercado gasífero brasileiro, onde se vislumbra um mercado que irá crescendo logo que comece a operar o gasoduto Brasil/Bolívia e se amplie rede de GN no país. A seguir são apresentadas sugestões para tornar esse mercado dinâmico, competitivo e atrativo não só para o investidor como também para o consumidor final.

A maior demanda cativa para o GN, virá inicialmente das termelétricas e estas, para ter seu custo compensado e boas chances de penetração no mercado de eletricidade teriam que comprar o GN a \$US 2,20/MMBTU no máximo.<sup>27</sup> Em outras palavras, a possibilidade de compra direta com o produtor, isto fortalece a tese de que deve existir uma negociação direta entre produtores e consumidores, o que requer a implantação do *open access*.

Na nova estrutura para o mercado deve existir o acesso livre de terceiros à rede de forma irrestrita a qualquer consumidor, apenas definindo o volume mínimo a partir do qual pode se estabelecer negociações entre produtores, companhias distribuidoras e grandes consumidores (Figura 6.2). Entretanto, é preciso lembrar que já se manifesta relutância a este tipo de acordos por parte das companhias de distribuição, argumentando que a competitividade das companhias seria prejudicado.

---

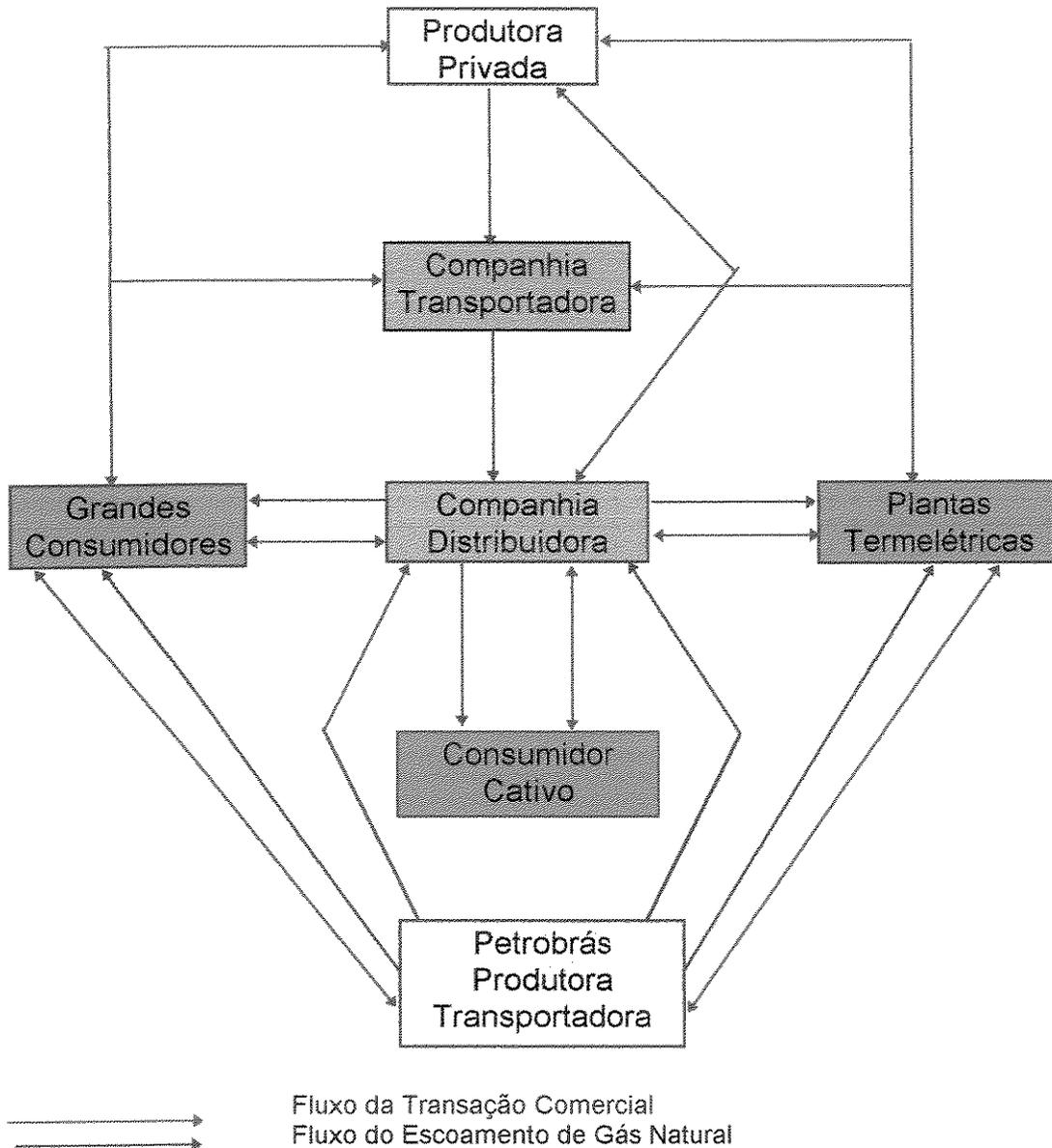
<sup>27</sup> O gás natural da Bolívia poderá ter duas tarifas. artigo da Gazeta Mercantil 05/12/1996

O diagrama na figura 6.2 explicita quais as formas de comercialização (compra/venda) entre as companhias distribuidoras, este decorre de uma fase de transição e a busca de uma solução de compromisso entre expansão da rede e a introdução em forma escalonada a competição. Os grandes consumidores de GN e as centrais termelétricas. O acesso a terceiros (*open access*) permitirá a venda de GN tanto no atacado, (*wholesale wheeling*) diretamente da companhia produtora para as companhias distribuidoras ou para as plantas termelétricas, e numa etapa posterior, quando o mercado tenha crescido e se consolidado passa-se a vender no varejo (*retail wheeling*), por parte das companhias produtoras e distribuidoras para as termelétricas e outros consumidores de grande porte, principalmente às indústrias, onde o consumo de gás natural seria significativo.

Evidencia-se que a estruturação da indústria de gás natural deve contemplar os seguintes aspectos:

- grande potencialidade de demanda de GN no mercado
- interesse do capital privado de participar no mercado
- pouca disponibilidade financeira do Estado em realizar os investimentos que requererá a expansão do mercado
- vantagens comerciais na venda do GN para o produtor e para o consumidor
- benefício direto que poderá ter o consumidor com o *open access* em termos de abastecimento e diminuição do preço na compra do GN.
- competitividade do GN no mercado seria maior e sua aceitação teria maiores chances de sucesso se acabarem com subsídios cruzados e cada combustível refletir seu verdadeiro custo
- concorrência entre produtoras e companhias distribuidoras no atendimento ao cliente

**FIGURA 6.2.- NOVA CONFORMAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**



Produtor privado - Companhias de exploração e produção nacionais ou estrangeiras, operando no país ou fora dele e cujo mercado alvo de gás natural é o brasileiro.

Plantas termelétricas - unidades geradoras de energia elétrica de propriedade das concessionárias de energia elétrica regionais ou de produtores independentes, que venderiam energia elétrica para a rede.

Companhias estaduais - Companhias de distribuição de gás natural operando exclusivamente depois do *city gate*

Transportadora - Companhia transportadora de gás natural da qual participam várias empresas de capital privado e público

Grandes Consumidores - Clientes que demandam grandes volumes de gás natural

Consumidor cativo - Clientes não habilitados para negociar com as produtoras, residenciais e comerciais

## 6.11.- COMENTÁRIOS

O consumo de GN virá trazer consigo uma nova dimensão ao mercado energético e um rearranjo na conformação da matriz energética brasileira. As diversas aplicações do GN decorrentes de avanços tecnológicos significativos alentam não só a promover sua utilização como também a expandir sua utilização no mercado, hoje marginal, porém com prognósticos otimistas de crescimento acelerado.

Visto que o preço final ao consumidor do GN será determinante na opção por esse energético, cabe estabelecer preços fidedignos dos combustíveis concorrentes a fim de evitar distorções na formação do preço. Segmentos como o industrial e o automotivo tornar-se-ão consumidores de GN, talvez de forma compulsiva, pois a questão ambiental deverá incidir de forma mais contundente na escolha de energéticos menos poluidores como o gás natural.

Por outro lado, no curto prazo há a possibilidade do GN penetrar maciçamente no sistema interligado brasileiro através da termoeletricidade, embora, antecipa-se agudos problemas na complementação térmica. Surtos recentes na rede de energia elétrica da região sul/sudeste podem ser utilizados como argumentos de peso para alavancar definitivamente a construção de centrais termelétricas e evitar colapsos futuros no fornecimento. Além do mais, é um fato que um gasoduto com 48" de diâmetro (pressão 80 bars) transporta 18 vezes mais energia que uma linha de transmissão elétrica de 380 kV

A opção pela cogeração tecnicamente deve ser o meio mais eficaz para uso do GN. As vantagens explicadas neste capítulo colocam a este segmento em inegável vantagem pela dupla utilização nesse tipo de plantas. No entanto, não se vislumbra uma convergência de interesses entre as companhias distribuidoras de energia elétrica e a indústria de cogeração. Dessa forma a pretendida eficiência no aproveitamento do GN pode estar em risco de não se plasmar, conseqüentemente, a otimização da disponibilidade energética de ambas partes, devido a defasagem na demanda sazonal, estaria sendo descartada *ex ante*, prejudicando sem dúvida o conjunto do sistema energético e econômico.

Na disputa por mercado com os energéticos concorrentes, o GN não pode ser visto sob a simples óptica da concorrência no preço, outros fatores também devem ser incorporados na análise. Nominalmente, o benefício que poderiam ter as companhias de refino ao deslocar a produção de derivados de petróleo para o segmento automotivo e direcioná-lo para a produção de combustíveis tidos como tecnicamente insubstituíveis e/ou de valor agregado maior como por exemplo o combustível de aviação.

No mercado como um todo, as perspectivas de demanda no curto e médio prazo são grandes. Já o crescimento da demanda *ex post* o período de efervescência da chegada do GN é por enquanto uma incerteza, dependendo entre outras coisas de como reagirá o mercado à penetração deste novo energético, mas sobre tudo dependerá majoritariamente, da forma como a regulação do GN, sob elaboração, poderá propiciar a estruturação do mercado e doravante sua expansão.

As modificações que estão sendo aprovadas no Congresso, eliminando a distinção entre empresas brasileiras de capital nacional e as de capital estrangeiro, extinguindo o tratamento privilegiado para as empresas nacionais e permitindo o acesso a setor de hidrocarbonetos de companhias estrangeiras possibilitarão a conformação do novo perfil da indústria de gás natural.

## CAPÍTULO VII

### A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO E OS DESAFIOS DA REGULAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

#### 7.1.- INTRODUÇÃO

A responsabilidade da política energética é comum ser dividida entre várias instituições dos governos, o que não é um simples capricho, e nem uma peculiaridade de países periféricos. Isso é decorrência dos seguintes aspectos: histórico, da complexidade dos resultados a serem alcançados (sociais, econômicos, energéticos), e do intervencionismo e protecionismo do Estado que costumava ser simultaneamente produtor, financiador, administrador, regulador e definidor de políticas da indústria de GN.

No entanto, a atual conjuntura política e econômica mundial está incidindo de forma direta na ação do Estado, nos moldes que até agora vinha acontecendo, e é responsável pelas mudanças que estão acontecendo no setor energético. Dentro desta conjuntura, o Estado regulador do setor energético no Brasil, que está emergindo como consequência da exaustão do modelo de Estado intervencionista-protecionista, tem pela frente grandes desafios para se afirmar como um Estado capaz de fazer reformas que contemplem os seguintes aspectos: a organização do setor, supervisão das companhias, promover concorrência e garantir ao consumidor prestação de serviços justa e acessível.

Estas reformas no setor energético, produto do atual ambiente político-econômico, estão afetando o Brasil e vêm como consequência de vários fatores políticos e macroeconômicos. Desses fatores os de caráter macroeconômico externos são: o esgotamento do modelo político-econômico *keynesiano* como paradigma de desenvolvimento e o surgimento de um novo modelo, proposto pela teoria (neo)liberal, o da economia de mercado que promulga a busca da competitividade econômica entre países e companhias que, aliada à globalização apresentam-se como as panacéias à conjuntura atual da economia.

A globalização, é entendida como a integração do sistema econômico mundial onde as companhias privadas, em especial as transnacionais, vêm ampliando seu raio de ação. Este fenômeno está ocorrendo em quase todos os setores da atividade econômica, incidindo também no setor energético. A competitividade, por outro lado, é uma imposição exógena que promove uma constante busca de um desempenho cada vez mais eficiente das empresas e do setor, este deve refletir-se, segundo a teoria neoliberal sobre os mercados livres, em forma de lucro para os agentes. <sup>1</sup>

Dentre os fatores endógenos mais significativos destacam-se a estabilização da economia que por sua vez, cria o ambiente macroeconômico propício para poder atrair investimentos volumosos que o Estado hoje é incapaz de bancar. Com a estabilidade econômica do país podem definir-se as regras para investidores e também a estrutura concorrencial no Brasil. Isto é possível, no entanto, somente no ambiente democrático que vive o país, que permite, mudar conceitos tidos como intocáveis dentro do modelo de Estado intervencionista, tais como o do monopólio que exerciam as companhias nacionais em vários setores da economia e a abertura ao capital estrangeiro.

Finalmente, no setor energético especificamente, as reformas são imprescindíveis para emergir da crise na qual esteve atravessando os últimos dez anos. A soma desses fatores cria um ambiente macroeconômico e político que está incidindo diretamente na intervenção governamental sobre as atividades econômicas e sobre as atividades no setor energético. Neste ambiente extremamente heterogêneo é que vem se desenvolvendo as reformas do setor energético (Quadro 7.1).

Sentindo já esta onda reformista, desde início da década de 90, os governos tem se empenhado em fazer mudanças nos alicerces básicos da economia protecionista-intervencionista que imperava no Brasil e, até pouco tempo atrás marcava o compasso do crescimento econômico do país. Os projetos de lei apresentados, especialmente pelo governo de Fernando Henrique Cardoso, sobre a regulação do setor energético (energia elétrica e hidrocarbonetos), pretendem ser o marco de ingresso em uma nova etapa, na

---

<sup>1</sup> Dos Santos (1997) questiona o modelo competitivo adotado pelo setor energético baseado nas premissas do formato competitivo do modelo neoliberal. O autor propõe um modelo teórico evolucionista da concorrência e a competitividade, onde as companhias e o ambiente econômico interagem num processo similar a "seleção natural" com a sobrevivência do mais apto. Introduce esta metodologia para o caso da concorrência da indústria de petróleo.

qual o Estado será basicamente um agente regulador. Os projetos de regulação pretendem incorporar e contemplar assuntos específicos de cada setor energético. Contudo, constatar-se-á que o tratamento a ser dado à indústria de GN está, ainda, de forma periférica na regulação que envolve os hidrocarbonetos.

È um fato que no Brasil há um mercado "adormecido" de grande potencial para o consumo de GN. A expansão das redes do nordeste e a construção de redes no sul e sudeste incentivarão, em grande medida, seu consumo no País. Esse crescimento deverá acontecer sob o impulso financeiro do capital privado, pois há manifestação explícita do Estado de não participar neste desenvolvimento como agente investidor, pelo menos majoritário.

Os investidores da iniciativa privada, no entanto, exigem regras claras para participar dos novos empreendimentos, e essas, basicamente, devem estar claramente estabelecidas no arcabouço regulador do petróleo e do gás natural. Entre os aspectos que mais incentivam o capital privado a investir na indústria de gás natural destacam-se os seguintes: as condições fiscais para o desenvolvimento da produção, regras justas e igualitárias, direito de importar e exportar livremente, acesso livre aos gasodutos e, finalmente, uma agência reguladora independente.

O gás natural, paulatinamente, irá adquirindo importância no bojo do balanço energético, o que suscita uma política reguladora que deverá reger o mercado brasileiro, o qual, segundo estimativas, será capaz de demandar volumes de GN acima de 50 milhões de metros cúbicos por dia já em 2005. A expansão e a dimensão do mercado gasífero, pelos valores apresentados, deveriam *per se* suscitar a elaboração de uma lei reguladora específica e não indexada à do petróleo.

### QUADRO 7.1.- FATORES ENDÓGENOS E EXÓGENOS QUE DETERMINAM A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO NO BRASIL

#### Fatores exógenos

Revisão do modelo econômico predominante  
 Inviabilidade do Estado intervencionista-protecionista-nacionalista  
 Maior aceitação da teoria neoliberal  
 Prevalendo o paradigma da economia de mercado  
 Globalização da economia e a busca da competitividade das companhias  
 Privatização e alienação das companhias estatais  
 Surgimento de entidades supranacionais reguladoras

#### Fatores endógenos do país

Estabilização da economia  
 Consolidação da democracia  
 Integração energética no Mercosul  
 Disponibilidade financeira do governo para fazer investimentos de grande porte  
 Pesados encargos na manutenção das companhias estatais  
 Criação de agências reguladoras

#### Fatores endógenos específicos do setor energético

Necessidade de vultosos investimentos anuais no setor energético  
 Crise no setor energético  
 Diversificação da oferta energética  
 Inserção do gás natural como opção energética de grande potencial  
 Existência de um mercado de gás natural de porte considerável  
 A participação relevante do capital privado na nova fase do setor energético

Fonte: *Elaboração Própria*

Neste capítulo faz-se um apanhado histórico das mudanças institucionais que têm acontecido no setor energético brasileiro. Também é contemplada uma revisão da competência reguladora implementada pelo Estado, através das autoridades públicas de regulamentação nos setores elétrico, de hidrocarbonetos e do álcool.

Analisa-se também neste Capítulo o Projeto de Lei que trata da regulação do petróleo e de gás natural. Pretende-se identificar os itens que abordam especificamente a indústria de gás natural, sugerindo-se alternativas para melhorar o núcleo da regulação de gás natural. As sugestões baseiam-se na comparação de experiências reguladoras já em prática em outros países e mercados gasíferos, bem como leva-se em consideração a realidade energética brasileira e as especificidades do contexto político, econômico, dos segmentos consumidores e das fontes de suprimento.

## **7.2.- PRESENÇA MACIÇA DO ESTADO NO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO**

O modelo centralizador e intervencionista vigente no Brasil até 1990 foi consequência de uma onda intervencionista e nacionalista após a Primeira Guerra Mundial e se espalhou em todo o mundo após a crise financeira de 1930, consolidando-se mais tarde com os delineamentos adotados em 1946 em Bretton Woods.

O Brasil tem promovido seu desenvolvimento com base na maciça intervenção do Estado. Este modelo de desenvolvimento econômico,<sup>2</sup> foi implementado inicialmente pelos governos Vargas (1951-1954) e Kubistchek (1956-1961) e praticamente consolidado pelos governos militares (1964-1985), que definiram a energia como “estratégica” para a Nação e, por tanto, inalienável à iniciativa privada.

No Brasil, a participação do Estado, como gestor do modelo de desenvolvimento, teve como ápice a industrialização. No entanto, para que se concretizasse este objetivo requeria-se volumosas quantidades de energia para atender à crescente demanda resultante do processo de industrialização. Houve, conseqüentemente, necessidade de uma infra-estrutura de alta intensidade em investimentos, a qual foi realizada pelo Estado -

---

<sup>2</sup> Cujas origens, concepção teórica e conseqüências, embora importantes não são analisadas no escopo do trabalho pela complexidade e extensão do assunto. Entre os autores que tem abordado este tema de forma minuciosa e ampla destacam-se; Celso Furtado, “Formação Econômica do Brasil, Rio de Janeiro, 1984.

decorrendo na consolidação dos “monopólios naturais”, exercidos pelas companhias públicas, no setor energético.

VILLELA (1996) traçou um paralelo entre as políticas econômicas e as energéticas tendo por base o período político-econômico que o país atravessava. O quadro também mostra a referência do período e permite observar certa influência recíproca entre as políticas econômicas e energéticas.

**QUADRO 7.2 RELAÇÃO ENTRE POLÍTICAS ECONÔMICAS E POLÍTICAS ENERGÉTICAS**

REFERENCIAL	PERÍODO DE INFLUÊNCIA DOS REFERENCIAIS	POLÍTICA ECONÔMICA	POLÍTICA ENERGÉTICA
Transição Agricultura-Industrialização	1930 - 1945	Centralização Política	Elaboração dos Códigos Setoriais
Aceleração da Industrialização	1946-1967	Intervencionismo e início da política “Estado como instrumento do modelo desenvolvimentista ISI	Estatização do setor energético
Milagre econômico	1968-1972	prioridade à Industrialização ISI*	O setor energético é base do desenvolvimento
“Choques” de petróleo	1973-1981	prioridade à Industrialização ISI	“boom” de investimentos no setor energético
Crise da dívida externa	1982-1989	Recessão, inflação, fim da política ISI	O setor energético é usado como meio de obtenção de divisas - crise nos investimentos
Avanço do neo-liberalismo	1990- ?	Recessão, luta contra a inflação, diminuição do papel do Estado	Crise setorial, necessidade de reformas institucionais

Fonte: Lamounier Villella, 1996

\*ISI - Industrialização para Substituição de Importações

Do quadro acima pode-se identificar três fases distintas na condução da política energética:

- A constituição do setor energético brasileiro como um instrumento do modelo de desenvolvimento, dos anos trinta ao fim dos anos sessenta, e a grande transformação da economia brasileira que passa de uma economia agrária à industrial.
- A crise da dívida externa e a mudança no papel do Estado - a utilização do setor energético como meio de remediar os problemas de ordem econômica (inflação e dívida pública) é evidente, desde início dos anos setenta até final dos anos oitenta.

- Finalmente, a necessidade de adequação institucional do setor energético ao cenário de abertura econômica e competitividade proposta pelo modelo neoliberal, que começou em 1990 (Governo Collor) se aprofundou com o Governo FHC, vivificando a atual transição das mudanças setoriais.

Na primeira fase, a incursão do Estado brasileiro almejava a garantia do abastecimento de energia (petróleo e derivados, e eletricidade), promovendo a busca da auto-suficiência energética do país. Para isso, foram criadas a Petrobrás e a Eletrobrás.<sup>3</sup> É claro que garantir o suprimento energético incluía uma infinidade de funções a serem exercidas pelas empresas, tais como estudos de planejamento, execução do projeto *vis-a-vis*, a busca e manutenção da confiabilidade e qualidade no serviço fornecido.

O Estado garantiu sua marcante presença no setor energético através de uma política protecionista e monopolista, em forma de decretos e leis, que se consolidaram com a criação de órgãos encarregados de definir a política e a regulação do setor energético, tendo como braço executor as empresas.<sup>4</sup>

A energia elétrica, o petróleo (incluindo todos seus derivados), o álcool que nasceu como uma possível resposta à crise de petróleo da década de setenta, foram os energéticos que, pela importância na composição da matriz energética mais sofreram ação reguladora. A maior parte da ação reguladora esteve sujeita, às vezes, aos dictâmes dos órgãos supervisores, outras, aos das respectivas empresas ou, em última instância, aos humores da conjuntura política governamental.

### **7.3.- A PRÁTICA DA REGULAÇÃO NO SETOR ENERGÉTICO**

No Brasil, por atribuições conferidas pela Constituição Federal de 1988, a União outorga o direito de explorar, mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e

---

<sup>3</sup> Durante o regime militar, foi criada a Nuclebrás, que implementou um programa de desenvolvimento da energia nuclear, com o fim de “gerar eletricidade”. A produção de energia dessas usinas nucleares é extremamente irregular; sua maior contribuição efetiva foi no ano de 1982, com 2,7% do total da energia primária; atualmente a única usina concluída funciona com a metade de sua capacidade.

<sup>4</sup> Na prática, estas empresas públicas federais (Petrobrás, Eletrobrás) assumiram e desempenharam tarefas muito além do simples planejamento da sua área de competência.

instalações de energia elétrica e os aproveitamentos hídricos, para fins energéticos, existentes no país.

Para uma supervisão mais detalhada da questão energética, o governo criou órgãos encarregados de organizar e regular o setor energético. Os três órgãos de regulação mais representativos nesse contexto são o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o Conselho Nacional de Petróleo, hoje conhecido como Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) e a Comissão Nacional do Alcool (CNA).

As mais importantes instituições e empresas do setor energético foram criadas na seguinte ordem cronológica. Posteriormente à criação do DNAEE, em 1934, constituiu-se o Conselho Nacional de Petróleo (CNP), em 1938. Em 1953, nascia a Petróleos do Brasil S.A (Petrobrás), a empresa Centrais Elétricas do Brasil S.A (Eletrobrás), criada em 1961. Em 1975, se formava a Comissão Nacional de Energia (CNE), para coordenar políticas energéticas, particularmente para mitigar o efeito da importação de petróleo, que naquela época representava 90% do consumido no mercado local. Atualmente (1997), está em fase de conclusão a criação de dois novos órgãos reguladores para os setores de energia elétrica e de hidrocarbonetos: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Agência Nacional de Petróleo (ANP), respectivamente, objetivando uma cultura de regulação.

Até hoje na regulação do setor energético em geral e do elétrico, em particular, segundo MACIEL (1995), não tem se verificado uma tradição reguladora voltada à proteção do interesse público e à promoção da competitividade e de renovação tecnológica.

Em palavras do autor

*...de um lado, funções reguladoras fundamentais foram internalizadas, de fato, no âmbito do poder decisório dos grandes grupos como a Petrobrás, Eletrobrás e Telebrás. Doutra parte, a implementação não interrompida de políticas ortodoxas e o açambarcamento privatístico do Estado tornaram as empresas setoriais públicas um instrumento de variada manipulação.*

### 7.3.1.- REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

Historicamente, a primeira intervenção real do Estado na elaboração de uma regulação para o setor elétrico foi através da elaboração do Código de Águas, cujos primeiros estudos datam de 1907 e regulamentado definitivamente em 1933 pelo Decreto 24.643. A adoção do Código de Águas estabelece o princípio do serviço pelo custo, atribuições de regular o lucro das empresas concessionárias estrangeiras de energia elétrica operando no País e, finalmente, a reversão das instalações ao final do prazo de concessão. Este novo princípio antepunha-se aos contratos assinados entre as empresas estrangeiras e o poder concedente. Estes contratos constituíam o principal instrumento regulatório do início do século e concediam muitos privilégios às empresas estrangeiras.<sup>5</sup> (MEDEIROS, 1993).

O DNAEE foi efetivado como o órgão regulador encarregado de aplicar o Código de Águas e, mais tarde, todos os códigos, portarias ou leis relacionados com a indústria de energia elétrica. Hoje o DNAEE exerce as seguintes funções:

- recomenda e fiscaliza as concessões para prestação de serviço público de energia elétrica;
- zela pelo equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias;
- supervisiona a exploração dos recursos hídricos do país.

De maneira geral, o controle exercido pelo DNAEE sobre as concessões de serviço público relativas às obras do setor elétrico ocorre através do seguinte fluxo: i) a empresa solicita autorização para construir usinas, linhas de transmissão e subestações; ii) o DNAEE examina o pedido da concessionária, considerando se o projeto esta ou não associado ao serviço público de eletricidade, se está incluído no plano de obras do Grupo Coordenador de Planejamento de Sistemas -GCPS e se o projeto satisfaz as normas técnicas de engenharia, se julgar pertinente; iii) o DNAEE autoriza a obra e expede decreto declarando-o de utilidade pública, para fins de desapropriação do sítio relativo ao empreendimento, sem que seu custo seja extremamente elevado iv) ao término da obra, o DNAEE autoriza a

---

<sup>5</sup> Árdua foi a tarefa do Estado para aplicar as regulamentações contidas no Código de Águas. Houve grande resistência das empresas para acatá-las, exercendo forte pressão contra a aplicação do Código de Águas, principalmente contra o estabelecimento da remuneração de 10% sobre o capital investido, com base no custo histórico

imobilização dos seus custos para efeito da inclusão do seu valor no chamado custo de serviço da concessionária (MEDEIROS, op. cit.).

No período compreendido entre a promulgação do Código de Águas (1934) e da Lei 8.631, de 04/03/93,<sup>6</sup> a legislação brasileira estabeleceu a que nível as tarifas do serviço elétrico deviam ser fixadas, de tal forma que a receita obtida com a prestação de serviço se igualasse ao "custo de serviço" (MEDEIROS, 1993). Distinguem-se dois períodos de aplicação dessa legislação, *ex ante* à equalização tarifária (1974), fase na qual havia incentivo à redução de custos, e *ex post* à equalização tarifária, que seguia uma lógica centralizadora e federalizante de operação interligada ao desenvolvimento regional.

O DNAEE, para viabilizar a unificação das tarifas, criou mecanismos de transferência de recursos entre empresas sob sua administração. A legislação da equalização tarifária, obrigava o recolhimento do excedente de receita (acima de 12%) ao fundo de equalização, para este distribuí-lo entre as empresas deficitárias, e ao fundo de reversão, onde era reaplicado como financiamento do setor.

A unificação das tarifas trouxe consigo a progressiva negligência das empresas do setor na busca da melhoria empresarial. À medida que os custos setoriais foram crescendo, principalmente a parcela relativa aos encargos de capital, item de maior peso no custo de serviço, o DNAEE declinava no controle de sua ação regulatória, por não dispor de meios materiais e poder político para controlar a elevação dos custos.

Assim, quando começaram os gigantescos empreendimentos hidrelétricos, como Itaipu, os quais requereriam uma concentração de poder e recursos na área federal. O Estado, assumia o compromisso de desenvolvimento, suprimento e difusão em grande escala da eletricidade através da Eletrobrás. Essa empresa começava então a ampliar suas atribuições e passou a dominar completamente a cena setorial, e deter um poder excepcional, constatando-se duplicidade de funções com o DNAEE.

MEDEIROS (1993) em sua tese sobre a reestruturação do setor elétrico afirma que na prática

---

<sup>6</sup> A política tarifária era proposta também pelo DNAEE e definida pela área econômica do governo

*...o desaparecimento do DNAEE, ditado pela disparidade entre a dimensão de sua tarefa e o aparelhamento de seu quadro técnico, fez com que o órgão delegasse muitas de suas funções à ELETROBRÁS, que, por ser empresa e, conseqüentemente, possuía autonomia de recursos e gestão, era a alternativa mais viável do governo federal para controlar o setor. A rigor, o governo federal encontrava na ELETROBRÁS meios concretos mais eficazes que no DNAEE para exercer sua ação regulatória (Medeiros op.cit., p 95).*

A ELETROBRÁS atua como uma empresa *holding*, espécie de banco, e é coordenadora dos órgãos colegiados do setor elétrico e das concessionárias federais. Predomina na gestão e controle do planejamento e operação do sistema elétrico de potência, financia de forma parcial a ampliação de capacidade instalada e controla as quatro empresas regionais de geração.<sup>7</sup>

Porém, como *holding*, a ELETROBRÁS não chega a exercer na plenitude esta função pela falta de definição e estabelecimento de parâmetros para exigir melhoria das empresas, como banco porque realiza empréstimos às subsidiárias,<sup>8</sup> utilizando recursos externos (empréstimos internacionais) do próprio setor (fundo com contribuições especiais) e de empréstimos compulsórios do passado.

Hierarquicamente a ELETROBRÁS está subjugada ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, e é financiadora direta ou repassadora de recursos de investimentos provenientes de empréstimos de outras instituições às empresas do setor elétrico, atuando como um banco setorial de desenvolvimento. Além do mais, vende grandes blocos de energia às empresas coligadas que são responsáveis pela geração e transmissão inter-regional de grandes blocos de energia elétrica, entre as regiões geográficas do país.

---

<sup>7</sup> As concessionárias federais são; Furnas (Sudeste), CHESF (Nordeste), Eletrosul (Sul+Mato Grosso do Sul) e Eletronorte (Norte +Brasília). Existem quatro empresas estaduais que geram, transmitem e distribuem; a CESP (São Paulo), a COPEL (Paraná) a CEMIG (Minas Gerais) e a CEE (Rio Grande do Sul), agregam-se a estas as empresas de cada estado responsáveis pela distribuição (venda aos consumidores finais) da eletricidade comprada das concessionárias federais, há sistemas isolados principalmente na região do Amazonas (ELETROBRÁS, 1994), é uma empresa binacional ITAIPU-.

<sup>8</sup> A Folha de São Paulo 27/08/93 informava que os ativos do "banco elétrico" ELETROBRÁS somavam US\$ 23 bilhões, diferenciados da seguinte forma; US\$ 4,29 bilhões para as subsidiárias, US\$ 16,7 bilhões para Itaipu e US\$ 2,35 bilhões para outras empresas. Para OLIVEIRA (1991), o patrimônio da empresa esta avaliado em US\$ 112 bilhões, tendo um valor ativo de US\$ 39 bilhões.

Várias propostas de reestruturação do setor elétrico foram elaboradas pelo governo. Entre elas, cita-se a Revisão Institucional do Setor - Revise - de 1987, sob orientação do Ministério de Minas e Energia, que detectou os seguintes problemas setoriais; i) desatualização da legislação básica; ii) endividamento; iii) conflito entre companhias estatais e federais; iv) equalização tarifária; v) ausência de capital privado; vi) interferência dos governos federais ou estaduais; vii) cartelização do mercado fornecedor de insumos; viii) falta de fluxo de investimento.

Identificados os problemas, começaram as mudanças para sair da fase crítica pela qual atravessa o setor elétrico. O primeiro passo foi a aprovação, em Julho de 1995, da Lei N° 9.074, que trata da regulação da produção de energia elétrica por produtor independente (PI) e por autoprodutor. A Lei constitui mais uma etapa de reformulação legal e institucional do setor elétrico, com o objetivo de permitir novos investimentos que garantam a ampliação do parque gerador de energia elétrica.

Devidamente regulada, a implantação do produtor independente e do auto-produtor, estimulará a atividade de produção de energia elétrica por parte desses novos agentes. Além do mais, estabelecendo-se regras mínimas suas atividades, que são diferentes das desenvolvidas pelos concessionários e permissionários do serviço público de energia elétrica, serão disciplinadas.

No art. 6 da Lei N° 9.074, o regulamento optou pela sistemática da autorização, quando se tratar de implantação de centrais geradoras térmicas. No caso de aproveitamentos hidrelétricos por produtor independente ou auto-produtor, estes dependerão de uma autorização ou uma concessão de bem público. Qualquer que seja a finalidade da energia a ser produzida, esta fica sob conta e risco exclusivo do empreendedor

O controle do órgão regulador limitar-se-á, ao acompanhamento da execução do projeto aprovado e ao estabelecimento das regras operativas, especialmente quando a central operar de forma integrada. A comercialização da energia elétrica produzida pelos novos agentes estará garantida através da utilização dos sistemas de transmissão e de

distribuição existentes. Os critérios para essa utilização deverão ser definidos em ato próprio do órgão regulador.

A Lei contempla ainda a possibilidade de as centrais geradoras do produtor independente e do auto-produtor operarem de forma integrada ao sistema elétrico, com o que será possível a otimização dos processos operativos, em benefício dos produtores e do próprio sistema elétrico.

Merece ser destacada, como característica de autonomia, que a regulação pretende conferir na atuação desses novos agentes, a faculdade de permuta de blocos da energia por eles produzida, inclusive como forma substitutiva do ressarcimento do custo de transporte, desde que não haja comprometimento da estabilidade da operação do sistema interligado.

A abertura do setor, com o afastamento do Estado como principal investidor, impõe que se considere a geração de energia elétrica como atividade econômica tipicamente industrial. Por tanto, considera-se imprescindível rever o conceito de produtor independente. Ampliando o campo de atuação do mesmo, de modo que esse novo agente possa estender sua atividade empresarial abrangendo, a aquisição de energia de outros produtores, sempre que isso se mostre conveniente.

A possibilidade de compra de energia elétrica visa o intercâmbio deste energético em épocas sazonais diferentes. Quando se apresenta afluência hídrica grande nas bacias é conveniente gerar hidreletricidade em detrimento da termoeletricidade pois, estão dadas as condições de preços mais vantajosas, para o PI, para o sistema elétrico como um todo e para os consumidores.

Com a finalidade de serem contemplados esses mecanismos, no que diz respeito aos produtores independentes e autoprodutores e incorporando outros relacionados como a forma de garantir concorrência justa entre concessionárias na geração e distribuição, o governo federal está reestruturando o setor elétrico. Para isso, está sendo criado o órgão regulador denominado Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Este novo órgão terá uma diretoria de cinco membros, nomeados pela Presidência, com prévia aprovação do Senado. Esses diretores não podem ser acionistas ou empregados das empresas

controladas. O órgão regulador terá receita própria, com recursos oriundos da taxa de fiscalização,<sup>9</sup> criada na mesma Lei que institui a Agência, e nos primeiros três anos de recursos provenientes do Tesouro Nacional.

A ANEEL dará ênfase especial à participação do capital privado, mas não da forma como sugeria o Revise, ou seja, sob o controle das empresas estatais e sim de forma mais ampla e com total autonomia, buscando promover concorrência entre as companhias. O órgão regulador assumiria tarefas de supervisionar, organizar e disciplinar a indústria de energia elétrica, mediante a fiscalização e regulação da produção, da distribuição e da comercialização, aprovando e outorgando concessões de serviços públicos de energia elétrica.

No contrato de concessão, fixam-se a tarifa e a taxa de fiscalização, que serão calculadas com base na tarifa fixada no contrato ou no ato de outorga da concessão. Prevalece a regulação do regime de contraprestação pela execução do serviço (com tarifas fixadas no serviço pelo custo - *cost of service*).

A ANEEL poderá ser descentralizada em articulação com os estados, porém, as entidades delegadas não serão acompanhadas e fiscalizadas pela Agência; terão poder de fiscalização e regulação meramente para complementar e não poderão instituir obrigação ou encargo sem autorização específica.

Nos primeiros 36 meses, contados da publicação da lei, caberá aos ministros de Minas e Energia e da Fazenda, em ato conjunto, estabelecer diretrizes e parâmetros para quaisquer reajustes ou revisões de tarifas, observada à legislação pertinente. A publicação do regimento interno da ANEEL caracteriza a sua plena constituição, e, por esse ato, extingue-se o DNAEE.

### **7.3.2. - REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DOS HIDROCARBONETOS**

Pelo Decreto Lei Nº 395, de 29 de Abril de 1938, o governo federal constituiu o Conselho Nacional de Petróleo, CNP, como consequência de um conjunto de medidas

---

<sup>9</sup> Instituir-se-á uma taxa de fiscalização de 0,5%, calculada com base na potência instalada e no resultado econômico dos serviços de geração, transmissão e distribuição.

nacionalistas, em auge, na época, no continente latino-americano, que visavam a posse do governo central sobre qualquer recurso existente no território.

O CNP foi concebido como órgão autônomo, diretamente subordinado à Presidência da República. A autonomia administrativa que lhe foi formalmente atribuída consistia basicamente em liberdade para a utilização de seus recursos orçamentários e para a movimentação de pessoal (CARVALHO, 1977).

Dentre as atividades reguladoras do Conselho, destacam-se a de controlar a importação e transporte de petróleo e derivados em território nacional e a de autorizar a instalação de refinarias no país. Passou também a figurar entre as incumbências do CNP o poder de opinar sobre as empresas privadas nacionais, a pesquisa e o desenvolvimento de jazidas de petróleo, gases raros e rochas betuminosas.

Segundo CARVALHO (op.cit.), o Conselho apresentara-se primeiramente como órgão deliberativo, achando-se nele representados os ministros militares, que tinham poder de veto sobre assuntos relacionados com a segurança nacional, os ministros da fazenda, agricultura, transporte e obras públicas e do trabalho.

Figuram ainda entre os membros do CNP um representante das associações industriais e um das associações comerciais. Observa-se que a representação limitada de interesses comerciais e industriais, no âmbito do Conselho, prestava-se ainda a legitimar as medidas governamentais que afetassem o setor privado, o que era compatível com as idéias corporativistas copiadas da Europa.

Durante a presidência de Horta Barbosa, o CNP ganhou uma dimensão inusitada quando sua atuação, sobrepondo-se ao Departamento Administrativo de Serviço Público (DASP), então órgão de maior hierarquia. As atividades técnicas e administrativas foram distribuídas em três unidades: a Divisão Técnica encarregada da exploração e produção, à Divisão Econômica coube a tarefa de fiscalizar o abastecimento de óleo cru e derivados de petróleo e de fixar os seus preços internos e a Divisão Administrativa incumbiu-se de realizar os serviços de apoio administrativo.

O General Horta Barbosa, primeiro presidente do CNP, era totalmente contrário à participação de capitais estrangeiros na pesquisa, produção e refino de petróleo. O mesmo

criou, ainda, um imposto único sobre combustíveis líquidos e gasosos, equalizando a arrecadação entre os estados detentores de reservas e aqueles carentes.

Coube ao CNP providenciar o arrolamento dos bens e direitos em seu poder, destiná-los à integralização do capital inicial de uma empresa de sociedade mista Petróleos de Brasil S.A. Assim, a União, em 1953, com a promulgação da Lei Federal N° 2004, definia a política nacional para o petróleo criando a Petrobrás como instrumento de exercício do monopólio da União sobre a produção, transporte marítimo do petróleo e derivados, o transporte por condutos de petróleo bruto e derivados, assim como de gases raros de qualquer origem. O gás natural, no entanto, foi redondamente ignorado por ser inexpressivo.

Ao CNP foram-lhe atribuídas as seguintes funções:

- permitir a exploração de refinarias por companhias nacionais privadas, utilizando inicialmente o petróleo importado e reservar-se o direito de determinar a introdução de aperfeiçoamentos de novos processos;
- subordinar em cada região econômica de abastecimento a instalação de refinarias, bem como a capacidade e a localização respectivas às exigências do consumo;
- evitar a concessão de autorização de instalação de refinarias a um só grupo de interesses financeiros;
- determinar, enquanto for refinado petróleo importado, que as companhias se organizem para assegurar o fornecimento de matéria prima por um período mínimo de 5 anos;
- não tomar em consideração propostas que, para a realização do empreendimento, se apoiarem em novos encargos tributários;
- subordinar os preços da venda dos produtos nacionais aos similares estrangeiros, aprovados pelo Conselho;
- outorgar autorização, a quem oferecer melhores condições, dando preferência, em primeiro lugar, a quem se propuser empregar uma parte de seus lucros na pesquisa de petróleo no país, e em segundo lugar, a quem se propuser a manter maiores estoques de petróleo bruto.

Em 1990, no governo Collor, era extinguido o Conselho Nacional de Petróleo e o Ministério conjuntamente passou a responsabilizar-se pelas tarefas que cumpria o CNP. Esta situação se manteve até 1992, neste ano, mediante um Decreto foi criado o Departamento Nacional de Combustíveis -DNC, como órgão integrante do Ministério de Minas e Energia, cuja missão é orientar, regular, fiscalizar e garantir o abastecimento nacional de petróleo e seus derivados, do gás natural, dos combustíveis de fontes renováveis e outros automotivos. Vale destacar que tanto o antigo CNP como o atual DNC, diferentemente do DNAEE, têm tido uma atuação efetiva nas atribuições que lhes foram conferidas.

### **7.3.3.- REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO ÁLCOOL**

A Comissão Nacional do Alcool (CNA) foi criada em 1975 com representantes de agências estatais e indústrias privadas para coordenar a política do álcool. Após uma primeira fase (1975-1979), na qual a produção de álcool anidro tinha como objetivo misturá-lo com a gasolina automotiva,<sup>10</sup> na segunda fase (1979-1986), o PROÁLCOOL orientou a produção de álcool hidratado, substituindo a gasolina automotiva, principalmente, devido ao preço de US\$ 29,19 atingidos pelo barril de petróleo no mercado internacional. A terceira e atual fase vá paralela à estabilização do preço do petróleo e é marcada por dificuldades crescentes do Programa sob vários aspectos.

WALTER (1994) destaca os seguintes; (i) drástica redução dos preços internacionais do petróleo a partir de 1985 eliminando a expectativa de competitividade entre os custos de produção do álcool e os da gasolina no curto e médio prazo, (ii) aumento acentuado da produção interna de petróleo, reduzindo as importações e o risco de desabastecimento, (iii) conflitos constantes entre a Petrobrás e o setor sucro-alcooleiro em função dos problemas causados pelos excedentes de gasolina e os prejuízos causados à empresa petrolífera e (iv) redução contínua dos preços fixados pelo Governo para a compra da cana e para remuneração do álcool ao produtor, derivando em problemas financeiros para os usineiros.

Quanto à comercialização à distribuição, e à regulação, atribuições do Conselho Nacional do Petróleo (CNP),o quadro era o seguinte. Estabeleceu-se a sistemática para a garantia de suprimento de álcool às indústrias químicas (revogada posteriormente) e

discriminou-se os derivados orgânicos a serem contemplados com álcool subsidiado; regulou-se o sistema de recolhimento de recursos provenientes da comercialização do álcool carburante e estabeleceu-se o preço do álcool anidro nos centros de mistura,<sup>11</sup> se determinava quotas de anidro às distribuidoras para cada estado e cada safra, estabelecendo, dessa forma, a proporção do anidro na mistura carburante.

Dessa forma, enquanto o Conselho Nacional do Petróleo regulava os aspectos da comercialização e distribuição do álcool, do lado da produção a Comissão Nacional do Álcool cumpria sua função normativa quanto aos aspectos técnicos e econômicos do Programa, ao mesmo tempo em que o Conselho Monetário Nacional e o Banco Central encarregavam-se dos aspectos financeiros.

Castro Santos resumia da seguinte forma a situação;

*...a regulação do Programa Nacional do Álcool assemelhava-se, a um mosaico que, composto de peças independentes que foram se justapondo, formava, entretanto, um conjunto nem sempre harmonioso, refletindo as características do sistema decisório e institucional que se constituía. (Maria Helena de Castro Santos, p. 94, 1993).*

#### **7.4.- DESAFIOS NA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

As reformas no setor energético e a reestruturação das relações entre o Estado e as companhias energéticas de serviço público estão em voga, uma vez que está se abandonando definitivamente o modelo anterior, tendo o Estado como agente principal no desenvolvimento do setor energético passando a adotar um novo modelo com uma maciça entrada do capital privado na prestação de serviços e na expansão do setor. Neste último modelo, o papel do Estado-regulador deverá ser impulsionado.

---

<sup>10</sup>Não ultrapassando 20% a presença de álcool na mistura.

<sup>11</sup> A regulação do preço do álcool para os consumidores foi inicialmente fixada em 65% (1980) do preço da gasolina, mais tarde em 59% (1982). Levando em conta que o consumo de um motor a álcool, é em média, 25% maior do que um motor a gasolina, devido ao baixo poder calorífico do álcool hídrico. Esta política reduziu o pagamento dos usuários em 19%, inicialmente, e 26%, posteriormente.

As pressões que vêm sofrendo os governos, tanto endógenas como exógenas (vide Quadro 7.1), para realizar estas reformas são grandes. Os governos, por sua vez mostram-se ansiosos por definir as novas regras e o novo quadro do setor energético. Neste clima, está sendo elaborado o esquema regulador no país.

Contudo, não será fácil identificar como os reguladores reagirão aos conflitos de interesse centrados em torno da indústria de petróleo e GN, porém, será ainda mais complexa a tarefa de, uma vez identificados os aspectos conflitantes, viabilizá-los de forma a manter e zelar os objetivos da regulação.

O órgão regulador, mesmo munido de toda a autoridade que lhe outorgará o projeto de lei, terá que enfrentar sérios e grandes desafios no que diz respeito à regulação da indústria de GN. A seguir, são descritos quais poderiam ser estes desafios:

- **MERCADO** - O órgão regulador deverá ser capaz de criar e promover mercado em áreas onde hoje inexistem, bem como propiciar o crescimento dos já existentes.

- **PREÇOS** - Para induzir o consumo de GN, inicialmente, seu preço deverá necessariamente ser competitivo com os combustíveis concorrentes.

- **INCENTIVOS** - As companhias de transporte e as concessionárias de prestação de serviço, futuramente uma grande maioria de capital privado, almejam ter retorno garantido de seu investimento.<sup>12</sup> Por outro lado, os potenciais clientes de GN terão que fazer investimentos na instalação ou conversão dos equipamentos, conseqüentemente, apercebe-se interesses conflitantes entre companhias e consumidores.

A dificuldade maior, sem dúvida, estará em achar mecanismos capazes de conciliar os anseios de cada um dos atores que operam na cadeia gasífera e traduzí-los em vantagens para cada um deles.

Neste sentido, a composição do órgão regulador e dos membros que deverão compô-lo é de suma importância, pois este não só deve ser extremamente eficiente e competente

---

<sup>12</sup> A Gaz de France declarou que com taxas entre 12 e 13% não teria interesse em investir no Brasil, pois considera insuficiente esse valor quando leva em conta que ainda é preciso criar uma cultura de utilização do GN no mercado.

nos seus pareceres técnicos que lhe caberá analisar e decidir, como também deverá mostrar ética impecável nas funções que desempenhará, cujas decisões deverão estar acima de qualquer suspeita, sem nenhum indício de favorecimento explícito a qualquer agente da indústria de GN. É esta a opinião unânime das companhias que pretendem participar no mercado.<sup>13</sup>

A confiança que o órgão regulador possa transmitir ao mercado (companhias produtoras e transportadoras, concessionárias de distribuição e consumidores) é de fundamental relevância, de tal forma que as ações que lhe caberão tomar, terão um aval esmagador quando for dirimir querelas cotidianas sobre preços, tarifas ou outros assuntos divergentes relacionados com abuso de poder e exercício de monopólio e, em casos extremos, aplicar sanções inerentes ao estatuto regulador.

#### **7.4.1.- A ESTRUTURAÇÃO DO ÓRGÃO REGULADOR FEDERAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

Os primeiros passos, visando modificar e reestruturar o setor energético (os mais afetados são o elétrico e o de gás natural), detecta-se na edição da Lei Nº 8.987 de 13 de Fevereiro de 1995. Esta lei, denominada de Lei de Concessões, esboça as atribuições do poder concedente e do concessionário, além de definir a política tarifária e estipular garantias do contrato de concessão, os encargos do poder concedente e da concessionária, a permissão e a extinção da concessão.<sup>14</sup>

Conforme a Lei de Concessões, no item referente às Disposições Preliminares, define-se como poder concedente a União, o Estado, o Distrito Federal e o Município e, a concessão de serviço público, a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco, e prazo determinado.

---

<sup>13</sup> Para outorgar confiança, a composição de um corpo colegiado idôneo, deveria satisfazer as expectativas criadas no que tange às decisões tomadas pelos membros. A exemplo de outros países, para formar o corpo do órgão regulador. Deveria haver uma pre-seleção das pessoas mais competentes, aquelas com maior conhecimento técnico e reputação profissional, incluindo o meio empresarial e acadêmico. Cinco ou seis nomes seriam submetidos ao presidente da República e, depois, o Senado aprovaria a seleção, esta sugestão é para dar-lhe ao órgão maior transparência e credibilidade no exercício das suas tarefas BRASIL ENERGIA, 05/96 entrevista a Carneiro

<sup>14</sup> Extraído da Folha de São Paulo 14/02/95

Conclui-se portanto, que esta Lei já fornecia antecedentes para elaborar um arcabouço regulador mais específico e que contempla, de forma mais abrangente as atribuições do órgão regulador. Na estruturação dos órgãos reguladores *a posteriori* à Lei de Concessões, deve ser enfatizada a necessidade de definir como esse órgão poderia criar mecanismos para agir de forma eficaz e dinâmica, frente aos desafios de disciplinar e organizar o regime das concessões de serviços públicos. Daí, derivariam dois projetos de lei específicos, criando órgãos reguladores, em nível federal, para os setores energéticos mais representativos no País. Para o setor elétrico, a ANEEL e, para o setor do petróleo, seus derivados e do gás natural seria a ANP.

Assim, em 1995, o governo elaborou um projeto direcionado a estabelecer uma nova política para o petróleo, seus derivados e o GN. O Projeto de Lei Nº 9.478, de 1997 (Apêndice I), contempla a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado ao Ministério de Minas e Energia, integrado por sete membros com igual número de suplentes, todos nomeados pelo Presidente da República, com mandato de dois anos.

Dentre os principais pontos incluídos no projeto, ainda em fase de aprovação no Congresso, estão a extinção do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC- e a criação da Agência Nacional de Petróleo - ANP- , a quem caberia avaliar as necessidades e planejar seu atendimento, elaborando o plano nacional de refino, o programa de abastecimento, e o de estoques estratégicos.<sup>15</sup>

A ANP, inicialmente, administrará a exploração das áreas nas quais não exista, na data de início de vigência da lei, produção de petróleo ou de GN. A concessão para exploração de jazidas de GN ou petróleo será precedida de licitação. Os contratos de concessão terão prazo inicial de três anos. O contrato poderá ser prorrogado por dois anos. No fundo, está-se tratando da quebra de monopólio da Petrobrás na produção, transporte e refino.

---

<sup>15</sup> O Estado de São Paulo 05/96.

Quanto à companhia estatal Petrobrás,<sup>16</sup> esta exercerá atividades petrolíferas reguladas no Projeto de Lei,<sup>17</sup> direta ou indiretamente, através de suas subsidiárias, podendo associar-se, em caráter majoritário ou minoritário, inclusive através de suas subsidiárias, com outras empresas nacionais ou estrangeiras, mediante decisão do Conselho de Administração.<sup>18</sup>

Permite, o Projeto de Lei N° 9.478, parcerias entre a Petrobrás e outras empresas para desenvolver a exploração, sempre mediante prévia autorização da ANP. Estas poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou GN, importação e exportação de petróleo e dos derivados básicos de GN, como o GNL e o gás natural condensado, se constituídas segundo as leis brasileiras, com sede e administração no país e que comprovem possuir capacidade técnica e econômico-financeira.

As atribuições da ANP terão abrangência nacional, especificamente, na exploração, produção, e transporte do GN. Deduz-se, daqui, que cabe aos Estados a faculdade de organizar, controlar e regular a distribuição de GN nas suas respectivas jurisdições, sendo facultativo optar pelo modelo regulador que mais se adapte à realidade do mercado energético existente em cada Estado.

O artigo 59 do Projeto, faculta a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações. Além do mais, complementa o artigo 60, que a ANP classificará os dutos que considere necessários, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização. Tudo indica que há uma tentativa de estabelecer o acesso livre a terceiros sobre qualquer gasoduto da rede nacional.

---

<sup>16</sup> Apesar das reformas de reestruturação das companhias energéticas, devido a que o petróleo, no Brasil, ainda, tem *status* de interesse e de segurança nacional, a Petrobrás deverá permanecer sob o controle do Estado.

<sup>17</sup> De forma geral, a Petrobrás é autorizada a criar subsidiárias para exercer nas seguintes atividades: operações e instalações de dutos, polidutos e outras utilidades; operação de equipamentos e instalações portuárias terminais privativos e parques de armazenamento; operação de navios e outras embarcações, para o transporte aquaviário; exportação e importação; exploração e produção; refino e processamento.

<sup>18</sup> Nos lugares onde a Petrobrás já estiver instalada, ela prosseguirá nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos, a partir da publicação da Lei. Descobrendo-se petróleo comercialmente ou iniciando-se sua produção dentro desse período, poderá a Petrobrás requerer a ratificação de direitos sobre os campos respectivos.

A seção pertinente ao contrato de concessão, elenca as obrigações do concessionário quanto às participações (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, pagamento pela ocupação ou retenção de área); às responsabilidades no programa de trabalho, nas atividades de exploração e desenvolvimento e produção, no fornecimento de relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas e, finalmente, tomar ciência das regras, e penalidades aplicáveis.

Ainda, agrega-se que o concessionário arcará sob conta e risco as operações de exploração e otimização da produção dos reservatórios. Deverá o concessionário comunicar, à ANP, a descoberta de qualquer jazida e manifestar sua intenção de explorá-la e comercializá-la através de um plano de desenvolvimento do campo.

A ANP não terá poderes de julgar e/ou aplicar infrações de ordem econômica ou possíveis desrespeitos de contratos ou acordos. Apenas deverá comunicar ao CADE para que este adote as providências cabíveis no âmbito do marco judiciário pertinente.

O Poder Executivo implantará a ANP, mediante aprovação de sua estrutura regimental, em até 120 dias, contados a partir da publicação da Lei. Concluída a implantação da ANP, ficará extinto o DNC. A Lei, quando entrar em vigor, revogará as disposições em contrário, inclusive a Lei N 2.004, de 3 de Outubro de 1953.

Resumindo, os principais pontos do projeto de regulação da indústria de petróleo seus derivados e do gás natural são:

**Política energética** - O Conselho Nacional de Política Energética, vinculado à Presidência da República, é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e tem a atribuição de propor políticas nacionais para promover, assegurar e estabelecer diretrizes sobre o uso do GN, do álcool, do carvão e da energia nuclear.

**Órgão regulador** - A Agência Nacional de Petróleo (ANP) será o “poderoso” órgão encarregado de regular e fiscalizar o processo de concessão das áreas para pesquisa e extração de petróleo e gás natural. Será uma autarquia, com autonomia administrativa, que

---

se sustentará com taxas de fiscalização e percentual sobre o preço de concessão. A diretoria é colegiada e será auxiliada pelo Conselho Nacional de Política Energética.

**Áreas de exploração** - As regiões onde há possibilidade de existência de petróleo serão divididas em blocos. A Petrobrás permanecerá com os blocos em que já atua. As demais áreas serão licitadas para pesquisa por três anos, prorrogáveis por mais dois, e depois poderá ser ampliado para a extração, sem prazo de vencimento.

**Licitação** - A ANP fixará calendário de licitações dos blocos, segundo a necessidade do País. Poderão participar empresas nacionais e estrangeiras e serão levados em consideração volume de investimentos e valor oferecido. Em caso de empate da Petrobrás com outro concorrente, a estatal será escolhida.

**Refino** - A Petrobrás manterá as refinarias em operação. Em seis meses, a ANP fixará, junto com as empresas, o Plano de Refino, de acordo com as necessidades de produção. A construção de novas refinarias dependerá de autorização do órgão. Se houver mais de um candidato para construir uma nova instalação, será aceita a melhor proposta em termos de investimento.

**Transporte** - As empresas que produzem, refinam ou distribuem petróleo ou derivados poderão efetuar o transporte marítimo, assim como dutos, mas o uso deverá ser facultado a terceiros, mediante aluguel. O mesmo se aplica às atuais instalações portuárias, de propriedade da Petrobrás.

**Importação e exportação** - A ANP poderá autorizar a importação quando necessária para atender o bastecimento interno, ou exploração. Como referência, será usado o Plano Nacional de Abastecimento.

**Pagamento** - As empresas terão de pagar as concessões de acordo com cada edital, o bônus de assinatura, *royalties* de 10% da produção (há possibilidade de cair para 5%, aquelas que a Petrobrás manterá) pagos aos governos estaduais onde se encontra a jazida, e participação especial do governo, em caso de grande volume de produção, além de taxa anual de ocupação da área.

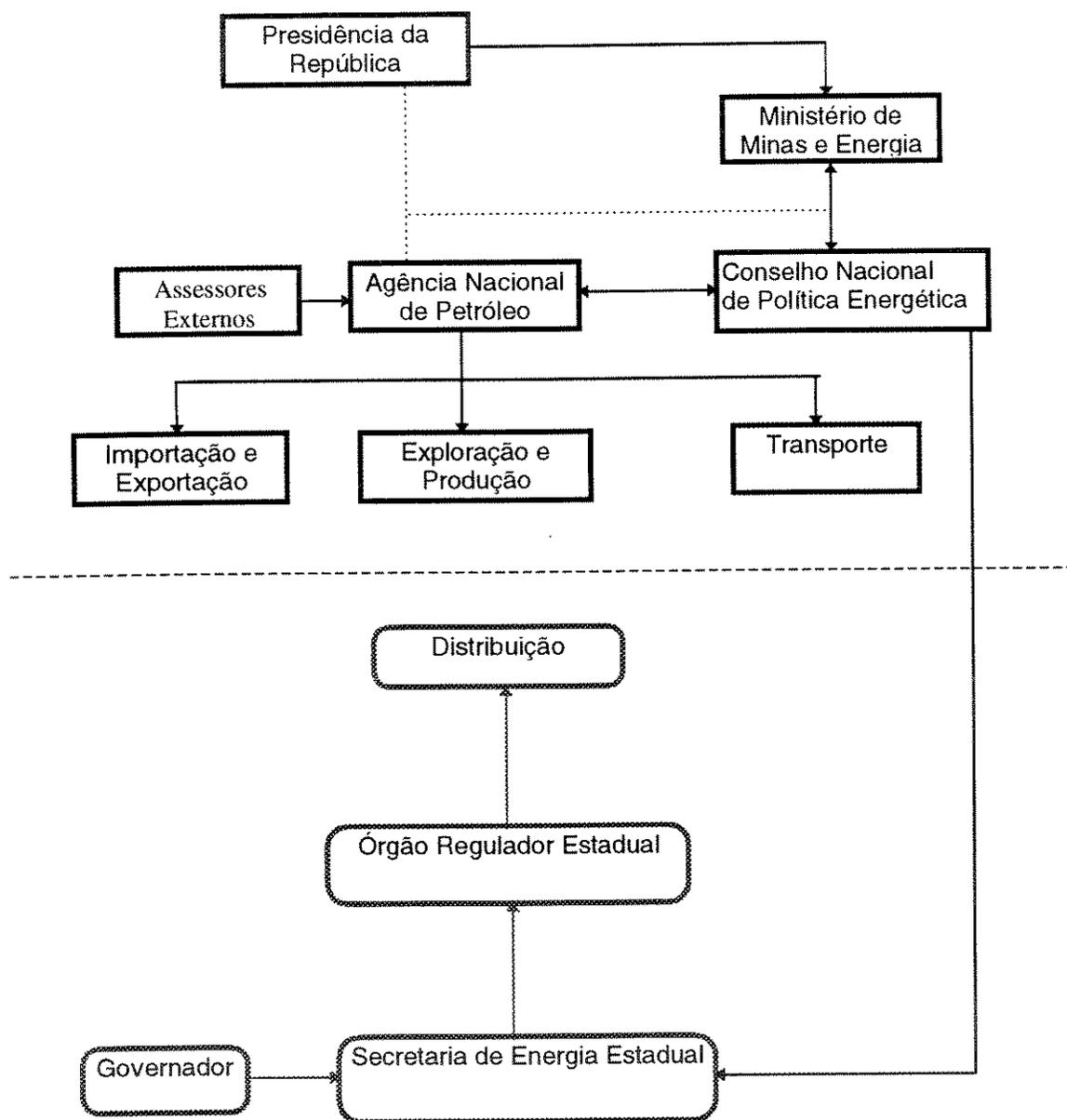
**Remessa de divisas** - De acordo com as normas existentes, poderão ser remetidas divisas para o Exterior.

**Preços** - Os preços do uso de gasodutos serão fixados, se não houver acordo entre as partes. Durante o período de transição (36 meses), os reajustes e revisões de preços serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia.

**Petrobrás** - A empresa ganha enorme autonomia administrativa. Pode associar-se de forma majoritária ou minoritária para explorar as áreas que já detém ou concorrer nas licitações, inclusive através de suas subsidiárias com empresas nacionais ou estrangeiras, criar novas subsidiárias para atuar em qualquer das fases da produção, refino ou distribuição. A União permanece como proprietária da maioria das ações (50% mais uma) do capital votante.

**Assessoria** - A ANP é autorizada a contratar especialistas, no país ou no exterior, para a execução de trabalhos nas áreas técnica, econômica e jurídica, por projetos ou prazos limitados, com dispensa de licitação.

A estrutura institucional da ANP proposta pelo Projeto de Lei estaria esquematizada do forma que se mostra na figura 7.1. Nela, percebe-se uma subordinação ao CNPE e por conseguinte ao MME, embora os membros da Agência sejam nomeados pelo Presidente. No quadro 7.3 são mostradas as mudanças mais significativas na proposta do Projeto de Lei e compara-se com a lei anterior.



**Figura 7.1.- Estrutura Institucional dos Órgãos Reguladores de Petróleo e Gás Natural**

**QUADRO 7.3 AS MUDANÇAS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

A ESTRUTURA VIGENTE	A PROPOSTA DA LEI 9.478 DO GOVERNO
DNC regula a distribuição e comercialização dos derivados de petróleo onde a Petrobrás é a única concessionária.	ANP passa a ser o órgão regulador. Administrará direitos relacionados ao monopólio da União e a indústria do petróleo.
Ministério das Minas e Energia elabora as políticas energéticas do País. Petrobrás tem certa autonomia sobre a política petrolífera.	CNPE proporá à Presidência da República as políticas nacionais de energia. Petrobrás será uma mera concessionária. O Ministério de Minas e Energia terá participação no CNPE.
Petrobrás detém o monopólio da exploração e distribuição do petróleo	Ratifica as concessões da Petrobrás nas áreas onde já produz. terá de comprovar capacidade de investimento nas áreas em que está presente, mas ainda não iniciou exploração. Em áreas novas, participará das licitações internacionais
Petrobrás detém o refino e a distribuição do petróleo	ANP autorizará o refino, o processamento, transporte, importação e exportação dos derivados por outras empresas.
<i>Royalties</i> pagos a municípios, estados e à União sobre a produção de petróleo e gás natural é de 5%.	<i>Royalties</i> de até 10%. Em áreas novas de difícil exploração, poderá haver um abatimento no percentual de acordo com o grau de dificuldade.
Não existem fundos para financiar pesquisa	A parcela que exceder 5% do pagamento de <i>royalties</i> será destinada a um fundo de financiamento a estudos e serviços de geologia e geofísica para prospeção de petróleo e gás natural
Donos da terra onde é descoberto petróleo recebem indenização pelos estragos e período em que a Petrobrás utiliza o terreno.	Prevê pagamentos aos donos da terra de percentual de 0,1%, sobre a produção.
A criação de subsidiárias do setor depende de lei específica	Garante à União a propriedade sobre a Petrobrás e permite a criação de subsidiárias para atividades afins.
Petrobrás não tem parcerias para operar dutos terminais marítimos	Petrobrás poderá criar subsidiária integral para construir e operar dutos e terminais marítimos em parceria com outras empresas. Pode ter participação majoritária ou minoritária.
Preços dos derivados têm subsídio cruzado e os preços são parcialmente controlados.	Em 36 meses, os preços seriam liberados e não haveria mais subsídios.

Fonte: Elaborado a partir do Projeto de Lei publicado na Gazeta Mercantil N42 Janeiro-Fevereiro de 1997

#### 7.4.2.- ÓRGÃOS REGULADORES ESTADUAIS

No que tange à distribuição, os Estados estão encarregados de elaborar a estrutura reguladora que vigorará em seus mercados.<sup>19</sup> Neste sentido, o Estado de São Paulo está esboçando o seu respectivo arcabouço regulador, este, na realidade, corre paralelo ao projeto de privatização das empresas estaduais do setor energético, entre elas a Comgás.

O governo estadual está seguindo as mesmas diretrizes que o governo federal, as quais consideram a retração do Estado nas atividades produtivas, enfatizando seu papel em áreas estritamente de alcance social. O atual governo estadual elaborou, e foi aprovado na Assembléia em Julho de 1996, o Projeto de Lei Nº 9.361, criando o Programa Estadual de Desestatização - PED, cujo objetivo é a reestruturação societária e patrimonial do setor energético estadual.

O PED, basicamente, fixa como principais tarefas; reordenar a atuação do Estado, propiciando a participação do capital privado na execução de atividades econômicas exploradas pelo setor público, a prestação de serviços públicos e a execução de obras de infra-estrutura que possibilitem investimento nestas áreas.

Em 1995, o Projeto de Lei Complementar Nº 137, tinha previamente criado a Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE-, que tem as atribuições de ser o órgão regulador do Estado de São Paulo. Segundo a Secretaria de Energia a CSPE teria por finalidades regular, controlar e fiscalizar; a qualidade do fornecimento de serviços públicos de energia; os preços e as tarifas e a proteção ao consumidor quanto às demais condições de atendimento.

A ABEGÁS tem expressado sua preocupação pela inclusão de um projeto de lei, em andamento na câmara de deputados, que propõe a aprovação dos Estados e do DNC para a construção de novas redes. A associação sustenta que excluindo questões referentes á importação e suprimento, a regulação da distribuição do GN e sua disponibilidade ao

---

<sup>19</sup> Está sendo criada juntamente com o governo do Estado de Rio de Janeiro e a Petrobrás, a empresa Riogás, que assumirá a distribuição de GN para municípios do interior do Estado. Através da BR Distribuidora, a Petrobrás participará com 25% do capital acionário da Riogás, que também deverá ser privatizada junto com a CEG (Gazeta Mercantil 17/01/97).

consumidor final é competência dos estados, conforme o Artigo 25, parágrafo 2º, cujo texto explicita:<sup>20</sup> "cabe aos Estados explorar, diretamente ou mediante concessão, os serviços de GN canalizado, na forma de lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulação". O que significa que os governos estaduais perdem o monopólio e empresas privadas poderão explorar os serviços. As regras terão que ser definidas por lei e não poderão ser estabelecidas pelo governo sem o aval do Congresso.

## 7.5.- PONTOS CONFLITANTES NO MARCO REGULATÓRIO

Diversos agentes envolvidos ou interessados futuramente em participar do mercado de GN têm se manifestado com respeito ao Projeto de Lei 9.147, que contempla a reestruturação do setor de petróleo e GN. Há eco unânime em manifestar sua preocupação quanto à autonomia<sup>21</sup> do órgão regulador, ao considerar que o órgão regulador, a ANP no caso, estaria ainda subjugado aos dictámenes do governo, não conseguindo ter independência sobre este na implementação de suas funções. Há também o risco de começarem a atuar no mercado as companhias sem antes estar em vigência a estrutura reguladora para a indústria; fato que poderá trazer conseqüências, pois uma regulação *ex post* é sempre mais conflitante e difícil de se pôr em prática.<sup>22</sup>

Quanto a opinião sobre o Conselho Nacional de Política Energética, uma parte do empresariado concorda que parece já nascer com uma pompossidade excessiva, tendo "adjetivo de mais para substantivo de menos", segundo o representante da Associação de Indústrias do Brasil.<sup>23</sup> Quando um órgão é dirigido por um colegiado é desnecessário um conselho. O CNPE, numa conjuntura de mercado aberto, parece não ter razão de ser, a sobreposição de funções com a ANP quanto à regulação é evidente. Por outro lado, a política do setor, o Ministério de Minas e Energia pode defini-la sem a necessidade do CNPE.<sup>24</sup>

<sup>20</sup> Esta emenda do artigo 25 foi aprovada em 03/05/95 (O Estado de São Paulo, 04/05/96)

<sup>21</sup> Preocupações assumidas e expressas pela Ipiranga, e a Associação de Indústrias do Brasil - ADIB através de seus representantes. A ADIB entende que o órgão regulador deve ter uma diretoria nomeada pelo Presidente da República e corroborada pelo Congresso Nacional que não seja admissível *ad natum*. (Brasil Energia 07/96 e 08/96)

<sup>22</sup> Brasil Energia 05/96, Entrevista "não há pressa para regulamentar" J. P. Carneiro

<sup>23</sup> Brasil Energia 08/96, entrevista "

<sup>24</sup> A existência deste tipo de órgãos de deliberação conjunta, termina sempre prevalecendo a opinião do Governo e a proximidade gera risco de acertos. Mas se é para ter um órgão hierarquicamente

No entanto, para outros, a existência do Conselho Nacional de Política Energética é defendida porque sua existência justificar-se-á de maneira significativa, uma vez que suas ações, combinadas com as atribuições institucionais do Ministério das Minas e Energia, outorgam-lhe funções explicitamente políticas, retirando quaisquer indícios de função política à ANP. Estabelecendo uma separação clara entre os poderes institucionais.<sup>25</sup>

Por outro lado, Pinguelli Rosa, em artigo publicado, acha que o “melhor instrumento para a política de petróleo dever ser o ditado pela Petrobrás e não por uma agência dirigida por poucas pessoas, expostas a pressões de poderosas multinacionais, com o apoio de Estados estrangeiros”.<sup>26</sup>

O marco regulador, na opinião de investidores privados, deve inserir mecanismos que promovam a concorrência, tais como o *open access*, acabe com os subsídios cruzados, outorgue condições isonômicas para todo mundo competir, permita a exploração em áreas hoje pertencentes à PETROBRAS e fixe regras atraentes para a iniciativa privada investir.<sup>27</sup>

Contrariamente, o acesso livre a terceiros já é contestado pela Comgás Esta companhia distribuidora, em breve a ser privatizada, mantém uma posição contrária ao *open access*, pois, sob sua óptica, o artigo 60, ao contemplar a liberação do transporte, prejudicaria a competitividade das distribuidoras estaduais de GN. Além do mais, a presidente da empresa também declarou ser contra a livre negociação de tarifas entre as partes. A companhia estaria com receio de não ter retorno do capital investido preferindo, então, a fixação das tarifas à livre negociação.<sup>28</sup>

---

subordinado a uma autoridade do governo, o conselho serviria como contraponto para esse excesso de dependência hierárquica.

<sup>25</sup> Artigo: Comentários sobre a Nova lei de Petróleo J. P. Prates Brasil Energia, 196, 02/97, p.20.

<sup>26</sup> Folha de São Paulo (18/07/96)

<sup>27</sup> Ainda acrescentam os representantes das companhias distribuidoras de derivados de petróleo que é necessário um período de transição para que todos os agentes econômicos possam competir em igualdade de condições. Num mercado mais aberto deveria, inicialmente, o “órgão regulador proteger o parque de refino nacional a curto prazo, que hoje teria poucas chances de competir com empresas estrangeiras”.

<sup>28</sup> Interdependência, palavra as vezes usada define melhor quando a) do lado do produtor: os investimentos necessários, o tempo de maturação e a busca pela redução dos riscos de tal investimento através de contratos de compra e venda, o que estabelece uma certa rigidez contratual b) do lado do consumidor: a necessidade de garantias de suprimento que o induzem a travar contratos de compra e venda, muitas vezes também de forte rigidez.

Resumindo, para os investidores estrangeiros um sistema regulador justo é entendido como aquele em que todas as companhias são tratadas da mesma maneira; recursos energéticos diferentes não podem ter tratamento igualmente; no qual o sistema de *royalties* deve ser sensível às alterações de preços dos produtos do mercado mundial de energia e aos acontecimentos mundiais que afetem essa indústria.

## **7.6.- SUGESTÕES PARA APRIMORAR A REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

Primeiro, deve considerar-se que na produção transporte e distribuição da indústria de gás natural, estarão participando companhias de capital privado nacional e estrangeiro. Visto que a reforma já contempla sua participação em toda a cadeia energética, erradicando-se de vez a idéia, que prevaleceu quando as companhias nacionais foram criadas, do monopólio exclusivo do Estado sobre o petróleo e o gás natural. Na proposta se incorpora a participação dinâmica das companhias privadas.

O interesse na participação de companhias internacionais no mercado brasileiro de gás natural é fruto da busca de retornos mais rentáveis aos seus investimentos. Nos países de origem dessas companhias, há tempo que se observa uma estagnação na receita como consequência de já serem mercados maduros e por tanto, de crescimento lento. A saída para ampliar e diversificar seus lucros, acreditam as companhias, pode estar em mercados ainda restritos mas, com perspectivas promissoras de crescimento e expansão, tal o caso do mercado gasífero no Brasil.

Segunda consideração o mercado de gás natural hoje existente no Brasil tem uma demanda pequena quando comparado ao tamanho da sua indústria, é mal estruturado e existem distorções sobre o preço do gás natural e seus concorrentes. O primeiro com um preço indexado a uma cesta de combustíveis concorrentes que por sua vez refletem preços subsidiados a maior parte deles.

Terceiro ponto, a expansão e consolidação do Mercosul deverá dar-se também no campo energético. Uniformizar normas, padrões e aspectos legais relacionados ao setor energético é um passo importante a ser dado para efetivar a troca de energia entre os países desta região da América do Sul.

A quarta consideração está relacionada com a seguinte pergunta; "O que é que se deseja ao elaborar e definir uma regulação da indústria de gás natural", ou seja, ao se fixar os mecanismos reguladores implicitamente está induzindo-se a desenvolver e/ou incentivar uma das partes do elo da indústria de GN. Na realidade, em um mercado gasífero, a busca de uma equalização para atender companhias e consumidores, na medida do possível, torna complexa a regulação, o que obriga a uma amálgama de alternativas.

Se for o intuito atrair investimentos privados atraentes para o investidor, incentivos fiscais deverão ser privilegiados, seja *upstream* ou *downstream*, mediante a definição de impostos, taxas e *royalties*, os quais teriam que estar sujeitas aos vaivéns do mercado nacional e da conjuntura internacional do GN.

Por outro lado, se o objetivo estiver direcionado para desenvolver o mercado e a infraestrutura na cadeia gasífera, outro tipo de medida deve ser adotado. Ambos alvos estão extremamente ligados pois, tecnicamente, potencializando o mercado e garantindo seu crescimento através de contratos estabelecidos com antecedência, estar-se-ia, paralelamente, condicionando a necessidade de expandir a capacidade da rede de gasodutos, tanto no transporte como na distribuição.

Caso isto ocorra, o ponto mais sensível a ser definido seria o preço do GN no *city gate* e uma revisão dos preços reais dos energéticos concorrentes na distribuição. Acredita-se que a opção pela regulação de desempenho seria a mais factível, inserindo juntamente penalidades ou incentivos ambientais na busca de um melhor e mais eficiente uso do GN.

A modalidade do serviço pelo preço (*cust of service*) ajustar-se-ia convenientemente para esta situação com a probabilidade de a margem de lucro contemplada nele, especialmente no curto prazo, ser pequena; porém, uma possível taxa ambiental imposta aos derivados de petróleo ou fixando prêmios (redução de impostos) para as empresas que estiverem interessadas em optar pelo GN ajudaria a alavancar o consumo do gás natural.

Por outro lado, se a concorrência no fornecimento entre as companhias de transporte e distribuição for também um alvo almejado, optar-se-á pelo *gas-to-gas competition*, similar ao mercado norte-americano, onde o acesso livre a terceiros permita o fluxo de gás natural, seja no varejo e no atacado entre produtor - distribuidor, produtor - grande consumidor e

transportador - grande consumidor. Entende-se que deve ser fixado um volume que habilite a um cliente como grande consumidor, dessa forma acima desse volume teria condições de negociar diretamente com o produtor ou o transportador (vide Capítulo VI, Figura 6.2).

É fato que os investimentos na indústria de gás natural são elevados (a produção, o transporte e a distribuição requerem vultosos capitais na sua execução). Conseqüentemente, aos investidores privados, que irão fazer um empreendimento dessa natureza, deve-se outorgar-lhes tempos de contratos compatíveis com a tarefa que estão realizando. Na exploração o aconselhável são cinco anos, já na produção, transporte e distribuição os prazos devem ser maiores que vinte anos e com opções de renovação atrativas, se verificado um bom desempenho da companhia.

Visto que o monopólio da Petrobrás será quebrado (produção, transporte, distribuição), o ingresso de companhias na produção e importação de GN facilitará ao consumidor o leque de alternativas de compra do energético. Além do mais, frisa-se a obrigatoriedade de permitir livre acesso no uso dos gasodutos da rede para quem estiver interessado. Com o *open access*, o volume comercializado beneficiaria à companhia transportadora, porque garantiria sua receita e esta seria diretamente proporcional ao escoamento. Frisa-se, no entanto, que a transportadora não seria responsável pela falta ou excesso de volume que eventualmente possa existir na rede, ficando apenas responsável pela garantia da entrega e segurança no transporte

As distribuidoras seriam beneficiadas porque teriam a opção de fazer transações diretamente com o importador ou o produtor o que diretamente refletir-se-á na tarifa ao consumidor cativo. Finalmente o grande consumidor também terá vantagens porque negociará contratos de venda com produtores, importadores e distribuidoras, adaptando seu volume de consumo convenientemente. As distribuidoras e os grandes consumidores assumirão o risco de eventuais desequilíbrios entre o volume escoado na rede de transporte e de distribuição e o consumo existente no mercado, cabendo a esses agentes o planejamento da demanda do gás natural a ser utilizado.

É importante que exista um adequado remanejamento do volume demandado e, que as companhias celebrem contratos que tenham grande flexibilidade quanto à demanda do gás natural. Contratos de longo prazo (vinte anos) geralmente estão indexados a volumes e

preços fixos são usuais, e as vezes inevitáveis, quando o produtor é forâneo, contudo, há garantia no fornecimento.

Por outro lado, para não ficarem amarradas as companhias distribuidoras nem os grandes consumidores a contratos exclusivamente de longo prazo, ambos agentes hão de diversificar o volume demandado mediante contratos de curto o médio prazo, que reflitam melhor a conjuntura da indústria de gás natural, e muito provável com preços menores mas, embutindo implicitamente um risco maior na entrega do gás natural, ou seja sem o compromisso de garantia constante no fornecimento por tempos prolongados, vantagem esta presente nos contratos fixos de longo prazo.

No que tange a uma melhoria na identificação de custos, no projeto regulador em tramitação não se observa uma separação dos sistemas contábeis dos concessionários. Sugere-se que isto seja feito separando a informação relativa à prestação de serviços de transporte, armazenamento e distribuição (a fim de evitar a informação assimétrica), bem como da comercialização, de forma a identificar cada uma das receitas, rendas (apropriação por parte dos agentes da cadeia gasífera), custos e gastos de operação (Quadro 7.4).

A ANP deveria unificar, além do mais, a informação relativa às vendas na entrega do gás natural, na boca-de-poço, desagregando em cada caso; o preço do gás natural nas plantas de processamento, a tarifa de transporte respectiva e outros serviços que proporcione. Para facilitar o controle e a transparência na regulação dos serviços concedidos e as vendas no *city gate*. A ANP poderia efetivar esta fiscalização expedindo guias em relação ao sistema de contabilidade ao qual deverão sujeitar-se todos os concessionários.

**QUADRO 7.4: SUGESTÕES DE MECANISMOS DE REGULAÇÃO**

<b>Na produção</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tempo dos contratos de concessão deve ser de 20 anos</li> <li>• Entrada de companhias de capital privado nacionais ou estrangeiras</li> <li>• Risco de exploração por conta das companhias</li> <li>• Preço do gás natural na boca-de-poço produzido no Brasil deve ser liberado</li> <li>• <i>Royalties</i> correspondente a 10% da produção</li> </ul>
<b>No transporte</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permitir a importação e exportação de gás natural por qualquer companhia</li> <li>• Permitir a construção de gasodutos a companhias de capital privado</li> <li>• Outorgar concessões no máximo por 20 anos</li> <li>• Risco de construção e transporte por conta das companhias</li> <li>• Permitir o acesso livre a terceiros na rede de transporte</li> <li>• Transportadoras não devem comprar nem vender gás natural</li> <li>• A receita das companhias transportadoras deverá provir de uma taxa cobrada pelo uso do gasoduto</li> <li>• Obrigação das transportadoras proprietárias de gasodutos de permitir sua utilização</li> <li>• Utilização plena da capacidade do gasoduto</li> <li>• Isenção da responsabilidade de suprimento por parte das companhias transportadoras</li> <li>• Regular a tarifa baseada na metodologia do serviço pelo preço</li> <li>• Contratos flexíveis devem ser estimulados</li> </ul>
<b>Na distribuição</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monopólio físico de áreas geográficas pré-determinadas por critérios socio-econômicos</li> <li>• Estabelecer o <i>open access</i> na malha de distribuição</li> <li>• Contratos flexíveis e interruptíveis</li> <li>• Risco de construção e distribuição por conta das companhias</li> <li>• Regulação da tarifa baseada numa amalgama do serviço pelo preço (<i>cost-of-price</i>) e o serviço pelo custo (<i>cost-of-service</i>)</li> <li>• Concessões de 20 anos na exploração da malha de distribuição da zona geográfica, mínimo de 10 anos para garantir retorno</li> <li>• Permitir a compra de gás natural entre clientes da zona geográfica e distribuidoras que não atendam à região</li> <li>• Obrigação de suprir clientes "cativos"</li> <li>• Separação estrita de sistemas contábeis</li> <li>• Anular subsídios cruzados do GN o qualquer energético concorrente</li> <li>• Identificar custos, receitas e gastos</li> <li>• Concessionário celebra por conta e risco contratos de suprimento</li> <li>• Inserir na tarifa (<i>cost of service</i>) prêmios por atingir metas ambientais fixadas pelo órgão regulador</li> <li>• Supervisionar e fiscalizar rigorosamente gastos extra não contemplados no preço do GN, mas que devem ser incorporados na tarifa final</li> </ul>

Mais ainda, cabe à autoridade reguladora coordenar com os órgãos pertinentes a fiscalização de impactos ambientais. A preocupação sobre riscos ao meio ambiente decorrentes da produção, transporte ou distribuição de petróleo e gás natural é mencionada na Lei 9.478 de forma tênue, não explicitando nenhum tipo de fiscalização dessas atividades da indústria de gás natural. É um fato que a alocação de recursos providenciados pelo mercado não será eficiente enquanto existam externalidades negativas, isto é, quando as ações de um indivíduo ou companhia impõem um custo a outros indivíduos ou companhias sem a correspondente compensação.

A poluição do ar e d'água são provavelmente os exemplos mais conhecidos de externalidades. Assim, sem mecanismos de carácter jurídico ou econômico que fiscalizem o real custo da poluição, já que a maioria dos recursos estão associados a processos e produtos poluentes, podem ocorrer sérios desequilíbrios ambientais. Para tanto, indefectivamente, é necessário optar ou pela inserção de taxas antipoluidoras (taxas sobre produtos, taxas sobre efluentes ou *eco-taxas*) para ajudar a reduzir a diferença entre os custos privados das atividades poluidoras na cadeias gasífera e o verdadeiro custo para a sociedade ou pela regulação ambiental normativa.

A proposta da tese sobre a questão ambiental, incluída na forma de fidelidade aos reais preços de cada combustível, prega um mecanismo de preço ou mercado que alertam ao consumidor qual o verdadeiro custo de produzir o gás natural e seus imediatos concorrentes, e ao produtor, o que são as valorizações relativas baseadas no direito de pagar. Esta opção faz parte da política reguladora denominada "política de incentivos baseados no mercado".

## **7.7.- COMENTÁRIOS**

O Estado intervencionista e protecionista, por sua onipresença na indústria de energia elétrica, de petróleo e de GN, nunca soube distinguir o limiar entre o que é uma política energética e que é uma política reguladora. Esta imperceptibilidade entre regulação e política energética evidencia-se claramente no caso das tarifas, quando se determinou a equalização tarifária do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Esta decisão de fixar tetos nas tarifas elétricas pode ser identificada como uma regulação do tipo

estrutural, porém, confunde-se também com “política” energética, pois havia claros interesses políticos de favorecer “regiões economicamente menos desenvolvidas”.

Exemplos dessa “política” ou regulação estrutural há muitos no setor energético, citando mais alguns tem-se; a tarifa elétrica subsidiada cobrada às companhias produtoras de alumínio, que por sinal são extremamente energointensivas, os subsídios cruzados entre Diesel e a gasolina ou o do óleo combustível em relação ao gás natural. Todos estes exemplos distorcem a realidade do mercado e induzem a opções de escolha erradas por parte do consumidor. Caso pretenda aplicar-se um mercado competitivo, muitas dessas distorções não tem espaço.

Especificamente, em relação à indústria de gás natural, as primeiras tentativas institucionais de regulação, vêm de longa data, e encontram-se nas constituições estaduais da época que dispunha de serviços públicos de produção e distribuição de gás de rua para atendimento ao setor residencial. Primeiro o CNP e mais tarde o DNC assumiriam a tarefa de regular e supervisionar a indústria de gás natural porém, comprovadamente esta supervisão sempre esteve diluída numa regulação maior que correspondia ao do petróleo e seus derivados..

Após conhecer a forma como regulavam os vários órgãos federais, de forma genérica, pode-se afirmar que, sob a óptica da teoria da regulação o governo brasileiro tem exercido uma mistura entre regulação estrutural e regulação da condução. Isto é, o Estado tem sempre determinado quais empresas, onde e como deveriam se engajar na atividade econômica, além de definir quais delas deveriam fazer a comercialização dos energéticos e de que forma (entende-se fixar tarifas, preços de venda ao consumidor).

A implementação da nova estrutura reguladora e a criação da autoridade reguladora encarregada de fazê-la cumprir visa a formação de um mercado onde a eficiência econômica prime, acabando com subsídios cruzados, privilégios tarifários para alguns segmentos e sobretudo possíveis ingerências nocivas sobre a indústria e o mercado de gás natural por parte de grupos de grande poder econômico.

Acredita-se que o modelo que regerá o setor gasífero é um modelo viável desde que exista coerência e compatibilidade entre o órgão regulador e o sistema político e judiciário,

ou seja, deve existir sintonia entre esses três poderes na ação reguladora. O isolamento da ANP ou a falta de apoio, de instâncias superiores, nas decisões que dirima podem prejudicar o andamento e a formação do mercado anelado. Cabe destacar que a transparência e a equanimidade que a ANP exercerá ao regular são fundamentais para outorgar confiança a todos os agentes, para isso os membros da Agência devem ser o menos possível ligados a interesses político-partidários, caso não seja assim estaria se deturpando o caráter da autoridade reguladora.

## CAPÍTULO VIII

### CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

O gás natural tem triplicado, desde 1970, as reservas provadas mundiais. As regiões da Sibéria e do Médio Oriente detêm quase 70% dessas reservas, embora sua distribuição no planeta seja mais uniforme que a do petróleo. O grosso do consumo de gás natural ainda é privilégio dos países tecnologicamente mais desenvolvidos (países da OCDE) e dos que possuem grandes reservas (Rússia). Contudo, as maiores perspectivas de consumo do gás natural de aqui em diante dar-se-ão nos países em desenvolvimento.

A produção de gás natural é consumida *in situ* majoritariamente mas, a crescente demanda do gás natural em mercados nacionais que não possuem reservas, faz prever, que a partir de 2000, haverá um incremento significativo da produção destinada à exportação. Essa demanda pelo gás observada em todo o mundo, relega a segundo lugar os dispendiosos gastos que traz seu transporte, conseqüentemente maior número de projetos gasíferos estão sendo realizados em todo lugar.

Esse panorama sucinto da indústria do gás natural propicia para que nos cinco continentes ocorra uma inclinação para seu consumo. Além do mais, avanços tecnológicos para o aproveitamento deste energético, a redução dos custos de extração, produção, transporte e distribuição, a imperiosa necessidade de diminuir as emissões de poluentes mediante o uso de energéticos menos agressivos ambientalmente e, sobretudo, as grandes reservas provadas de gás natural têm contribuído para que aconteça essa virada para esse energético.

O rápido crescimento do consumo de gás natural, especialmente a partir de 1980, tem suscitado a expansão de novos mercados regionais e nacionais. Monopólios mantidos por empresas estatais na cadeia gasífera estão sendo quebrados, companhias de capital privado estão ingressando aos mercados de gás natural de forma avassaladora como decorrência da abertura dos mercados de gás natural, o que traz a tona a reformulação da ação do Estado neste setor.

Dentro dessa conjuntura de economia de mercado, de distensão de barreiras comerciais, de busca da competitividade e de incentivo à concorrência, todo isso objetivando a eficiência dos mercados, o Estado está revendo o papel que costumava desempenhar. De fato, o Estado está atravessando uma reforma, a qual contempla sua desagregação mas não sua desintegração, ou em outras palavras, estão sendo redefinidas novas funções que lhe cabe assumir, entre elas é incluída a implantação da regulação nos mercados do setor energético, principalmente aqueles que conformam redes.

A existência de uma autoridade reguladora para mercados como os de energia elétrica e gás natural é tomada da experiência do mercado estadunidense. A estrutura e a política reguladora neste país tem outorgado a base para estruturar arcabouços reguladores em todos os países que determinaram que sua indústria de gás natural se engajaram com maior força no modelo do Estado regulador do mercado de gás natural. Outros países também estão adotando esse modelo, entre eles o Brasil.

Pelas razões acima mencionadas e explanadas em detalhe ao longo da tese, a regulação no setor gasífero está impondo-se em todos os mercados mundiais. Diversos mecanismos para abrir e dinamizar a indústria de gás natural estão sendo aplicados no mercado, o conjunto deles as vezes denominado de desregulação ou re-regulação no fundo continuam dentro do bojo da regulação, visto que a autoridade reguladora ainda deve fiscalizar e supervisionar o mercado, tal vez não com o mesmo nível de detalhe que anteriormente, porém com maior ênfase no acompanhamento.

Se por um lado a abertura do mercado tem trazido nova força e dinamismo ao mercado de gás natural, uma vez que cresceu o volume desse energético comercializado, houve um crescimento do número de consumidores e as companhias estão empenhadas em oferecer um melhor serviço. Por outro lado, a imprecisão dos mecanismos de controle podem suscitar sutis exercícios de monopólios regionais privados ou de possíveis cartelizações caso o órgão regulador não exerça com rigor sua tarefa, e principalmente se este não tiver a autonomia e o apoio necessário para atuar rigorosamente com os agentes (companhias nacionais ou internacionais, consumidores).

Por causa disso, a autoridade reguladora, sem dúvida, ocupará um papel fundamental dentro da nova estrutura do setor energético, com ênfase na adequação dos princípios de mercado num ambiente de liberalização e no ajuste constante das regras concorrenciais e na repartição da renda equilibrada entre os agentes participantes. O número das tarefas que lhe cabe assumir e a relativa imprecisão de sua formulação lhe conferem uma certa margem de manobra dentro de sua interpretação e ponderação. Não custa frisar que a existência da autoridade reguladora pressupõe uma intervenção discreta por parte do governo na indústria.

Todavia, pregoar a autonomia da autoridade reguladora não significa a transferência de todos os poderes de controle para ela. A ação do órgão regulador se insere mais dentro de um dispositivo de divisão das competências e da prescrição com outras instituições existentes: ministérios e instituições propiciadoras da concorrência.

Constata-se que o surgimento de órgãos reguladores é ainda novidade em grande parte dos países que possuem mercados de gás natural. A cultura reguladora no setor energético de forma geral, está pouco disseminada no mundo. Diversas reformas e adaptações das instituições governamentais tem sido feitas nos mais diversos países a fim de acompanhar a atuação do órgão regulador.

Os mecanismos de regulação apresentados no sétimo capítulo visam propiciar um mercado mais dinâmico. No entanto, o arcabouço regulador *per se* não é suficiente para garantir eficiência no mercado, a reforma tem que acontecer também nas outras instâncias de poder do Estado. Eis aí, no núcleo das reformas, que o Estado deve aprofundar, visto que a mudança na concepção das instituições políticas e jurídicas são fundamentais, uma vez que é no interior dessas instituições que são tomadas decisões econômicas. Não acontecendo mudanças nessas instituições há o sério risco de afetarem em forma negativa o desempenho do órgão regulador, simplesmente por não estarem a par das mudanças pretendidas tanto no setor elétrico quanto no do petróleo e gás natural.

Outro aspecto importante de caráter político a se destacar com a reforma na indústria de gás natural é que apesar de contemplar a formação de um mercado

multienergético, horizontal e concorrencial, pelo menos no longo prazo, e a existência de órgãos reguladores federais e estaduais para garantir a eficiência nesse mercado, isso não isenta o Estado de elaborar o planejamento energético e a política energética do setor. É um fato que mesmo nos Estados Unidos, mercado tido como o mais aberto do mundo, o Estado através do Departamento de Energia reserva-se o direito de sinalizar as diretrizes básicas do setor energético.

No Brasil, nos dois planos de desenvolvimento (PND) reconhecidos, a política energética governamental foi mais do tipo planejamento normativo, ou seja, dando pautas e normas de operação para as companhias da indústria de eletricidade, de petróleo e de gás natural. É o que definiu-se na tese como uma amalgama entre regulação da condução e regulação da estrutura. No entanto, no novo contexto de mercado e competitivo, o mais adequado seria optar por um planejamento do tipo indicativo, sendo este o mais acorde com a atual conjuntura e, sobretudo, mais compatível com a regulação de desempenho proposta para o mercado gasífero brasileiro.

Já especificamente falando sobre regulação, a primeira questão básica que a ANP (Agência Nacional de Petróleo) e os órgãos reguladores estaduais deverão enfrentar será sobre a abrangência da prestação de um serviço público. Isto porque é válido lembrar que no mercado a ser estruturado as companhias de capital privado estarão presentes de forma ostensiva prestando atendimento desses serviços. Esta preocupação é maior quando se leva em conta a qualidade na prestação do serviço público e no atendimento das companhias a clientes cativos. A implementação da regulação no mercado gasífero no Brasil está ocorrendo pela abertura do mercado, no qual a presença das companhias privadas pode vir a ser majoritária.

A preocupação com a universalidade do serviço público torna-se evidente na distribuição do gás natural. Companhias distribuidoras atendendo determinada área geográfica estão sujeitas a concorrer com outros fornecedores, visto que estará implantado o *open access* na distribuição. Com esse clima concorrencial consumidores de médio e grande porte se beneficiarão teoricamente ao dispor de um leque de opções

para a compra do gás natural. A distribuidora, a fim de manter esses consumidores como clientes na sua jurisdição, oferecerá o gás a preços vantajosos para essa clientela. Porém, o privilégio desses pode representar em ônus para os clientes cativos, dependentes exclusivos da distribuidora, aos quais seria repassada uma tarifa mais elevada compensando possíveis perdas da companhia com os grandes consumidores.

Por tanto, introduzir a concorrência não é suficiente. O Estado, através dos órgãos reguladores estaduais (a quem corresponde regular a distribuição), deve verificar que a concorrência não seja exercida em detrimento dos mais frágeis. Enfatizando assim, uma das funções primordiais do órgão regulador que é evitar abusos das companhias privadas decorrente de sua posição dominante no mercado e da propensão que têm de elevar tarifas muitas vezes sem justificativa. Contudo, é bom advertir que o regulador no exercício de suas atribuições, deve limitar-se a controlar o cumprimento das missões do serviço público, mas não é seu papel defini-las.

A ação da autoridade reguladora no papel de fiscalizadora das receitas assenta-se, principalmente, na confiança sobre a informação dos ativos, dos projetos de desenvolvimento e de renovação que a empresa regulada forneça. Controlar os lucros na produção, transporte e distribuição manifesta-se como uma tarefa crucial para o órgão regulador dentro da ação de organizar a nova distribuição da renda gasífera entre acionistas, empresas e consumidores, uma vez que é uma tarefa fundamental na execução dos objetivos de interesse geral visados pelo órgão.

No que tange a participação de agentes investidores no mercado, do marco regulador apresentado, desprende-se que a proposta indica claramente que as companhias internacionais interessadas em entrar no mercado brasileiro, terão que procurar seus próprios canais de financiamento para os investimentos que realizarem aqui. Isso, até alguns anos atrás seria um grande óbice para sua entrada, mas com as fusões e as parcerias que estão acontecendo entre empresas, a obtenção de capital não é mais um problema.

Comenta-se que a junção de companhias *downstream* e *upstream* é um fenômeno universal que se está registrando no setor energético e sobretudo ao longo da cadeia da

indústria de gás natural. Verifica-se também a expansão de companhias de seu original ninho de operação para outros segmentos da cadeia energética, motivadas pela concorrência acirrada na indústria energética, em especial as de gás natural. Esta expansão de atividades obedece sobretudo a manutenção das receitas ou em outras palavras a busca de uma maior apropriação da renda.

Nesta disputa por mercados promissores como o do gás natural no Brasil, a Petrobrás começa a diversificar suas atividades fora de seu reduto tradicional. Da mesma forma, há interesse para que as companhias de distribuição de gás natural participem conjuntamente as companhias de distribuição de energia elétrica locais ou com produtores independentes na construção de plantas termoeletricas ou de cogeração, vistas como o filão mais atraente e remunerativo no novo perfil do binômio energia elétrica - gás natural.

Quanto ao consumo de gás natural no mercado brasileiro, hoje é considerado modesto. Por conta disso, percebe-se dois posicionamentos por parte dos agentes investidores quanto a seu ingresso. Primeiro o risco de investir em um energético que não tem tradição na sua utilização e por tanto a incerteza quanto a sua real aceitação por parte dos consumidores. Por outro lado, as promissoras perspectivas de crescimento do consumo, alavancadas numa conjuntura favorável ao gás natural, são um apelo extremamente atraente para o investidor. Por causa dessa ambigüidade do mercado de gás natural no Brasil, no marco regulatório propõem-se contratos de concessão de no máximo 20 anos e um tempo mínimo de 10 anos, o suficientes para garantir retorno.

É precisamente considerando essa ambigüidade do mercado brasileiro de gás natural que na regulação proposta são inseridos mecanismos que contribuam a evitar ou diminuir a rigidez típica dos mercados estruturados. Embora, pelo tamanho reduzido desse mercado, contratos a término sejam necessários, mas a adoção de contratos flexíveis deve também estar presente bem como a elaboração de tarifas baseadas no *cost-of-service* e/ou no *cost-of-price* são formas de refletir essa realidade do mercado de gás natural no país.

Finalmente, constata-se que as reformas que estão acontecendo no setor energético brasileiro também estão dando-se nos outros países do Cone Sul. A mesma seqüência de ações tem sido observada em todos os países da região, isto é, abertura do mercado permitindo a entrada e operação de companhias estrangeiras, parcerias entre companhias estatais e privadas para explorar um determinado filão da cadeia gasífera e, a medida mais extrema, a privatização das companhias públicas estatais de gás natural.

A abertura do setor de petróleo e gás natural, no Cone Sul, como decorrência do clima reformista pautado em objetivos governamentais, começou na Argentina, a qual privatizou suas companhias de petróleo e gás natural, YPF e Gás del Estado, respectivamente, atingindo a atual situação de ser um dos mercados mais abertos em nível mundial. O Chile, por sua vez, abriu seu mercado e desregulamento preços dos derivados de petróleo. É válido lembrar que já no início de década de oitenta esse país começou a privatização do setor elétrico, adiantando-se quase dez anos a seus congêneres do continente.

Na Bolívia, com a capitalização da companhia estatal de petróleo -YPFB, o capital privado passou a ser sócio majoritário e assumiu o comando da empresa. Além do mais, companhias privadas passaram a gozar de maior liberdade na exploração e produção. O refino e a distribuição antes de operação exclusiva de YPFB, agora está majoritariamente em mãos privadas e o transporte de gás natural está sendo operado exclusivamente por companhias privadas. No Peru, da mesma maneira, a expectativa do desenvolvimento das reservas do campo gasífero de Camisea, tem suscitado a participação de companhias americanas e européias.

O Brasil, onde as reformas estão sendo implementadas, está atravessando o período de transição de um mercado de petróleo e gás natural tradicional, concebido dentro em uma cultura monoenergética, verticalmente integrado e monopólico para um mercado com características multienergética, horizontal e concorrencial.

Com todas essas reformas ocorridas simultaneamente na indústria de suprimento de gás natural dos países do Cone Sul, a reforma institucional também tem de

acontecer. Desta forma, para evitar qualquer tipo de abuso, especialmente de carácter econômico ou político, cujos impactos sociais e ambientais podem ser graves não somente para um determinado segmento de consumidores como para a sociedade em geral, têm sido criados órgãos reguladores, cuja missão é zelar para que a eficiência econômica do mercado seja a mais transparente possível.

A ANP será o órgão regulador federal encarregado de criar esse clima eficiente e competitivo no mercado brasileiro de petróleo e gás natural. Na Argentina essa missão recai no ENARGAS. Nesse país o órgão regulador supervisiona e fiscaliza exclusivamente a indústria de gás natural. Por sua vez, na Bolívia existe um único órgão regulador para todo o sistema energético (petróleo, gás natural e energia elétrica) denominado SNE (Superintendência Nacional de Energia). No Chile de forma similar, um único órgão está encarregado de regular todo o sistema energético do país.

A existência de todos esses órgãos reguladores nos países da região deverá aprofundar ainda mais a integração econômica, política e energética que está acontecendo no Cone Sul, quando esta integração no campo da energia não se limite a simplesmente uma troca de energéticos e inclua também a elaboração de uma estrutura institucional energética supranacional. Tais medidas podem possibilitar uma comercialização mais eficiente do gás natural entre os países da região, além de ajudar a padronizar leis que minimizem o impacto ambiental na exploração deste recurso energético e outros aspectos que envolvam sua utilização. Acredita-se que a integração gasífera se dará quando os mercados internos e os órgãos reguladores de cada país tenham alcançado a maturidade necessária para avançar a estágios mais integradores internacionalmente, tal qual está tentando alcançar a União Européia.

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- Adelman M. 1962, **The supply and the price of natural gas**, suplemento do Jornal of Industrial Economics, Oxford: basic blackwell.
- Aglietta, M. 1995, **O Sistema Monetário Internacional: em busca de Novos Princípios** Economia e Sociedade Vol. 4, Campinas Jun. pp. 127-49.
- Aspiazu, D. e Vispo A. 1994, **Algunas Enseñanzas de las Privatizaciones en Argentina** Revista de la CEPAL No. 54, Diciembre, pp. 130-146
- Bajay et al. 1996 **Avaliação do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro no Período 1981/82** II Congresso Brasileiro de Energia Rio de Janeiro, Brasil
- Baker G. 1996, **El Concepto de Economía Virtual en el sector Energético: . El caso de México, 1988-2000**, OGJ Latinoamericana Enero Vol. 2, No 1, pp 40-44
- Banks, F. 1985, **The Political Economy of Natural Gas** Ed. Croom Helm, Austrália,
- Banks, F. 1995, **Competition Policy vs. Energy Policy: a Swedish Example**, Paper Nationalekonomiska Institutionen The University of Uppsala (Sweden).
- Beckman, G, Klopries B. 1991, "**CO<sub>2</sub> Increase: Beyond Climatic Change**" Energy Policy, Vol. 16. No. 11/12 pp 1317-1330,.
- Belluzzo L. G. de Mello 1995, **O declínio de Bretton Woods e a Emergência dos Mercados "globalizados"** Revista Economia e Sociedade, Camp Vol 4 Jun pp 11-20.
- Biven C., 1990, **...quem matou Keynes?** Ed Brasiliense
- Bouttes J P., Leban R.1995, **Competition and Regulation in Europe's Network Industries from Theoretical Approach to Sectorial Application** Utilities Policy Vol. 5 No 2 pp 127-146.
- Boy de la Tour, X.,Giraud A. 1988, **Geopolitique du Petrole e du gaz** Editions Technip, Paris .
- Brinckman, E. Rabinovitch R. 1995 **Regional Limitations on the Hedging Effectiveness of Natural Gas Futures** The Energy Journal, Vol. 16, No 3, pp. 113-120.
- Brochu S., 1997 **La dérégulation et la création d'entreprises multiénergétiques**, Revue de L'énergie, No 486, mars-avril, pp 271-275.
- Carnoy, M., 1981, **Estado e Teoria Política** São Paulo, Editora Papyrus.

- Castro Santos, M H. de, 1993, **Política e Políticas de uma Energia Alternativa: O Caso do Proálcool**, Versão modificada e atualizada da segunda parte de tese de doutorado apresentada ao MIT (USA), Rio de Janeiro: Notrya.
- Clauss, P, 1992, **The Internal Market for Natural Gas a Political Wager** Gas Engineering & Management Sptb. pp 239-241.
- Chevalier, J-M, Salaun F. 1993, **Recomposition des industries électriques: internationalisation, nouveaux entrants, diversification** Revue de L'Energie, No 465, Jan-Fév, pp 112-120.
- Chevalier, J-M 1997, **Contestabilité des marchés et nouvelle dynamique concurrentielle: une nouvelle problématique économique de l'énergie**, Revue de l'Energie, No 486 Mars-Avril, pp. 209-216.
- Christeller C. 1981, **Rente gazière et économie internationale du gaz naturel**. University of California
- Dar V. K. 1995, **Convergence of Natural gas and electricity industries means change, opportunity for producers in the U.S.** ogj march 13 pp 58-64
- Davison, A C. Hurst, R. Mabro 1988, **Natural Gas: Governments and Oil Companies in the Third World** Oxford institute for energy studies, oxford university press.
- De la Fosse, E. 1993, **Duet Enjeux Gaziers: Prendre en Compte les contraintes d'accès aux Ressources Locales** Revue de l'énergie No. 452 sept/octobre, pp. 623-634.
- Demarigny, F. 1996, **Independent administrative authorities in France and the case of the French Council** Competition in Majone G. Regulating Europe , pp. 157-179.
- Devlin, R. 1993, **Las privatizaciones y el Bienestar Social** Revista de la CEPAL No 49 Abril pp. 155-181.
- Eberhard, J. 1991, **Reducing CO<sub>2</sub>** The West German Plan Energy Policy, March, Vol 19, No 2, pp 119-126.
- Ennes, S.W. Ramos, D.S. Pereira, M.V.F.1994, **The Natural Gas Option Analysis in the Brazilian Generation Systems Expansion: A probabilistic Approach Taking into Account Critical Variables Uncertainty - IV PMAAPS Probabilistic Methods Applied to Power Systems Conference**, Rio de Janeiro
- Farmer, R Tseng, P **Higher and older prices and the staged desregulation of the US gas industry** Energy Policy , Vol. 17 No 16, Dec. 1989, pp. 567-776.
- Finon, D. 1993 **La diversification des modèles d'organisation des industries électriques dans le monde: une mise en perspective** Revue de L'Energie, No 465, Janr-Févr pp. 3-15

- Fulkerson, E., Judkins, R. Shangir, M. 1990, **Energy from Fossil Fuels** Scientific American Sept. pp 83-89,.
- Gomes, I. C. 1994, **Preços do Gás Natural Boliviano: A Óptica do mercado** Anais do II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético Unicamp pp 274-279.
- Grenon, M., Hafner, M. 1993, **Aprovisionnements lointains en Gaz Naturel pou l'Europa** Revue de l'energie, No, 454, decembre pp.
- Henry C. 1997, **Concurrence et services publics dans l'Union Européenne**, Revue de l'Energie, No 486 Mars-avril, pp. 187-198.
- Heal D. 1990, **From Monopoly to Competition Marketing Natural Gas in the UK** Utilities Policy Vol1 No 1 October pp 54-64.
- Hollis, S. 1992, **Regulation in Gas - The Precipice of Change** Gas Engineering and Management ,July/ August, pp. 173-179.
- Humpries M. 1995, **The Competitive Environment for Oil and Gas Finanacing** Energy Policy Vol. 23. No 11 November pp. 991 100.
- Ikoku Y. 1987, **Natural Gas Economic Analisys** Pergamon Press N.Y.
- Jensen, J. 1992 **Open Access: The New Market Approach to Natural Gas Policy** Energy Policy, October, Vol. 20 N0 10. pp 1005-1014.
- Kay, J. A. Mayer, C. and Thompson, D. 1986, **Privatization and Regulation: the UK Experience**. Oxford: Oxford University Press.
- Kiani, B. 1991, **Ing trade in the Asia-Pacific region: currente atatus and future prospects** Energy Policy Vol. 19, No 1, Jan/Fab, pp. 63-75.
- Koen AD 1995, **U.S. gas companies seek niches in decontrolled power industry** ogj, october 23 pp 33-36.
- Koen AD. 1994, **Surging electricity demand growth bolsters outlook for natural gas** october 24 pp 21-26
- Kurz R. 1993, **O Colapso da Modernização. Da Derrocada do Socialismo de Caserna à Crise da Economia Mundial** Ed Paz e Terra (Original em alemão Der Kollaps der Modernisierung. Vom Zusammenbruch das Kasern - Sozialismus zur Krise der Weltökonomie 1991).
- Lock R. 1995 **Financing of Private Power Development and Power Sector Reform in Emerging Nations** Energy Policy, Vol 23, No 11, pp 955-965.
- Lyon, T. 1990, **Natural gas Policy The Unresolved Issues** The Energy Journal, Vol. 11, No 2, April 1990, pp 23-50.

- Maciel, C.S. 1995, **Globalização, crise de financiamento da economia e reestrutuação institucional do setor elétrico brasileiro**, Tese de Doctorado IE. UNICAMP, Campinas - Brasil
- Maire J. 1995, **Perspectives Mondiales du Gaz pour 2000-2030** Revue de l'Énergie, No 472 Novembre, pp. 715-117.
- Maillard D. 1995, **L'Équilibre entre Réglementation Gouvernementale et Forces du Marche** Revue de l'Énergie, No 472 Novembre, pp. 706-709.
- Majone, G. 1996, **Regulating Europe** editada. por Richardson, J. University of Essex European Public Policy.
- Major C. 1992, **Public Ownership: Concepts and Applications in Energy Market** by D. Helm editor, Oxford University Press pp. 251-327.
- Markous R., Pettinaroli P. 1997, **La argentina TNG se transforma para incrementar suministro e assegurar entrega**, Oil & Gas Journal Revista Latinoamericana, abril, Vol 3, No 2, pp 24-30.
- McGowan, F., MacKerron, G., Surrey, J. 1990 **Regulation of the Privatised British Gas Industry** Science Policy Research Unit, University of Sussex, England.
- Martin, Jean-Marie. 1992 **A economia mundial da energia** Editora Unesp,
- Mitchel, C. 1993 **International Coal & Gas markets - Source, Nature, Maturity and Stability**, Energy Policy em Agenda for the 1990s, SPRU, March pp. 15-33
- Michot Foss M. 1996 **Perspectivas de inversión en las industrias latinoamericanas del gas : Lecciones de E.U.** OGJ latinoamericana, Janerio, Vol 2 . No 1 pp 33-37
- Mortimore, M 1992 **El Nuevo Orden Industrial Internacional** Revista de la CEPAL, No 48 Diciembre pp 41-62.
- Musolf LL. 1968, **O Estado e a Economia Promovendo o Bem-estar Social** Editora Atlas S.A. São Paulo.
- Nogueira L.A., Santos A.H. 1994, **Cogeração no setor Terciário , Vantagens e Limitações**, Anais do II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético Unicamp pp 428-432.
- Ogawa, Y. 1991, **Economic Activity and the Greenhouse Effect** The Energy Journal, Vol 12, No 1, pp 23-35,.
- Oliveira, A. 1991, **Reassessing the Brazilian alcohol programme** Energy Policy Vol. 19, No 1, Jan/Fab, pp 47-56

- Painuly J.P., Parikh J. 1993, **Policy Analysis Oil Substitution by Natural Gas in India: Transport and Industry Sectors**" Vol 21 N.1 Jan pp. 43
- Palmer, K. Simpsom, D. Toman, M. Fox-Penner, P., **Electricity fuel contracting with coal and gas suppliers** Energy Policy Vol. 21, No 10, October, pp. 1045-56.
- Pauwels, J, Swartenbroekx C. 1993, **La sécurité de l'approvisionnement gazier de la triade états-Unis, CEE, Asie-Océanie à l'horizon du XXI<sup>e</sup> siècle** Revue de l'énergie No 453 Novembre pp. 696-702.
- Percebois, J. 1987 **Le marche internationale du gaz: contraintes et strategies**: Energy Internationale, Paris Economica.
- Percebois, J. 1997, **La deregulation du secteur gazier en Europe (UE) leçons et perspectives**, Revue de l'Energie, No 486 Mars-Avril, pp. 256-270
- Pilgretti 1996, Documentos sobre o Seminário A Regulação do Gás Natural na Argentina
- Pinguelli Rosa, 1996, A Privatização do Setor Elétrico Brasileiro Ed. Fluminense.
- Pint, E. 1990, **Nationalization and Privatization: A Rational-Choice Perspective on Efficiency** Journal of Public Policy, Vol 10, Part 3 July-Sept, pp. 267 298.
- Poulallion P. 1986, **Manual do Gás Natural**, Coleção José Ermírio de Moraes, Ed. CNCP.
- Pruner d. 1995, **U.S. gas market adapting to comoditization; electricity likely to follow similar course** ogj March 13, pp. 66-71
- Przeworski A, 1996, **A reforma do estado. Responsabilidade política e intervenção econômica**, revista Brasileira de ciências sociais No 32, ano 11, outubro, pp. 18-40.
- Ramanadham V.V. 1993, **The Economics of Public Enterprise**
- Razavi H. 1995, **Oil and Gas Financing by the World Bank** Energy Policy Vol. 23 No 11 November pp. 1001-1007
- Rogner, Hans-H. 1987, **Technology and prospects for natural gas of current studies** Energy Policy Vol. 17 No 9 pp. 9-26.
- Rosillo-Calle, F, Hall, D. 1992, **Biomass Energy, And Global Warming** Energy Policy, February, Vol 25 No 10 pp. 124-136
- Rosswall, T. 1991, **Greenhouse gases & Global Change** Environ. Science & Technology , Vol 25, No 4, pp. 567-569
- Rowland, F. Molina R. 1991, **Stratospheric Ozone in the 21st Century The Chloro-fluorocarbon Problem** Environ. Science & Technology Vol 25, No 4 pp 621-628

- Shemalense R, 1993, **The Potencial of Incentive Regulation** in Energy Market by D. Helm editor, Oxford University Press pp.
- Silveira J.L., Walter A., Luengo 1994, **Cogeração Disseminada para pequenos Usuários: Estudo de Casos para o Setor Terciário**, Anais do II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético Unicamp pp 415-420.
- Sutherland, R. 1993, **Natural Gas contracts in a emerging competitive market** Energy Policy Vol. 21, No 21 December pp. 1163 1172.
- Sutherland, R 1993, **The DOE's Natural Gas R&D Portfolio: An Analysis of an Industrial Proposal** Energy Policy, Vol. 21, No 20, July, pp 773-85
- Tenenbaun B, Lock R, Barker J.1992, **Electricity privatization: structural competitive and regulatory options** Energy Policy Vol. 20, No 12, December, pp 1134-1160.
- Turdera, M., Guerra. S-M, Almeida, R. 1995, **Apropriação de Renda no Sistema Nacional de Gás Natural** Revista Brasileira de Energia Vol., No 2 pp.38-55
- True W 1994, **World's gas processing growth slows; U.S., Canada retain greatest share** ogj june 13 pp. 49-52
- Vickers J., G. Yarrow, 1988, **Privatization: An Economic Analysis** The MIT Press, Cambridge (edição espanhol Fondo de Cultura Econômica México, 1991)
- Villela, L. 1996, **As Mudanças Institucionais do Setor Energético Brasileiro Segundo os Diferentes Referenciais Sócio-Econômicos**, Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, Vol. II, pp 1077-1092.
- Walter, A. 1994, **Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termoelétrica Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro** Tesis de Doutorado apresentada ao Departamento de Energia /AIPSE , UNICAMP, Novembro 1994.
- Webb M, Elwan I, Maistre L. 1988, **Some investment aspects of non-oil spot pricing** Energy Policy Special Issue Vol 16, No 4, August, pp. 348-352
- Weyman-Jones, T 1988, **Spot and efficient pricing in non-oil energy markets: introduction** Energy Policy Special Issue Vol. 16, No 4 August, pp. 341-347
- Yarrow G.,1992, **Regulatory Issues inthe Electricity Supply** in Energy Market by D. Helm editor, Oxford University Press pp.
- Yergin D.,1983, **Natural Gas Conflicts and Compromisse** in Energy Future R. Stobaugh & D. Yargin ed. Vintage Books Edition Jan. 1983

LEI nº 9.478, de 06 de agosto 1997.

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

## Capítulo I

### DOS PRINCÍPIOS E OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Art. 1º. As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade, e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do país no mercado internacional.

Art. 2º. Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anteriores com o disposto na legislação aplicável;
- II - 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;
- III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia termonuclear;

V - 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, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por Decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

### Capítulo III

#### DA TITULARIDADE E DO MONOPÓLIO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL

##### Seção I

###### Do Exercício do Monopólio

Art. 3º. Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º. Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição, as seguintes atividades:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação de 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 como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º. As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país.

##### Seção II

###### Das Definições Técnicas

Art. 6º. Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;

IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre, onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;

X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;

XII - Prospecto: feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural;

XIII - Bloco: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;

XIV - Campo de Petróleo ou de Gás Natural: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção;

XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercidas por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXI - Revenda: atividades de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercidas por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

#### Capítulo IV

### DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

#### Seção I

##### Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º. Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo - ANP, entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 8º. A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe:

I - Implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo;

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

Art. 9º. Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que configure ou possa configurar infração de ordem econômica, deverá comunicá-lo ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, para que este adote as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.

## Seção II

### Da Estrutura Organizacional da Autarquia

Art. 11. A ANP será dirigida, em regime de colegiado, por uma Diretoria composta de um Diretor-Geral e quatro Diretores.

§ 1º Integrará a estrutura organizacional da ANP um Procurador-Geral.

§ 2º Os membros da Diretoria serão nomeados pelo Presidente da República, após aprovação dos respectivos nomes pelo Senado Federal, nos termos da alínea f do inciso III do art. 52 da Constituição.

§ 3º Os membros da Diretoria cumprirão mandatos de quatro anos, não coincidentes, permitida a recondução, observado o disposto no art. 76 desta Lei.

Art. 12. (VETADO)

I - (VETADO)

II - (VETADO)

III - (VETADO)

Parágrafo único. (VETADO)

Art. 13. Está impedida de exercer cargo de Diretor na ANP, a pessoa que mantenha, ou haja mantido nos doze meses anteriores à data de início do mandato, um dos seguintes vínculos com empresa que explore qualquer das atividades integrantes da indústria do petróleo ou de distribuição:

I - acionista ou sócio com participação individual direta superior a cinco por cento do capital social total ou dois por cento do capital votante da empresa ou, ainda, um por cento do capital total da respectiva empresa controladora;

II - administrador, sócio-gerente ou membro do Conselho Fiscal;

III - empregado, ainda que o respectivo contrato de trabalho esteja suspenso, inclusive da empresa controladora ou de entidade de previdência complementar custeada pelo empregador.

Parágrafo único. Está também impedida de assumir cargo de Diretor na ANP a pessoa que exerça, ou haja exercido nos doze meses anteriores à data de início do mandato, cargo de direção em entidade sindical ou associação de classe, de âmbito nacional ou regional, representativa de interesses de empresas que explorem quaisquer das atividades integrantes da indústria do petróleo ou de distribuição.

Art. 14. Terminado o mandato, ou uma vez exonerado do cargo, o ex-diretor da ANP ficará impedido, por um período de doze meses, contados da data de sua exoneração, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante da indústria do petróleo ou de distribuição.

§ 1º Durante o impedimento, o ex-Diretor que não tiver sido exonerado nos termos do art. 12 poderá continuar prestando serviço à ANP, ou a qualquer órgão da Administração Direta da União, mediante remuneração equivalente à do cargo de direção que exerceu.

§ 2º Incorre na prática de advocacia administrativa, sujeitando-se às penas da lei, o ex-diretor que violar o impedimento previsto neste artigo.

### Seção III

#### Das Receitas e do Acervo da Autarquia

Art. 15. Constituem receitas da ANP:

I - as dotações consignadas no Orçamento Geral da União, créditos especiais, transferências e repasses que lhe forem conferidos;

II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 desta Lei, de acordo com as necessidades operacionais da ANP, consignadas no orçamento aprovado;

III - os recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades, organismos ou empresas, excetuados os referidos no inciso anterior;

IV - as doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados;

V - o produto dos emolumentos, taxas e multas previstos na legislação específica, os valores apurados na venda ou locação dos bens móveis e imóveis de sua propriedade, bem como os decorrentes da venda de dados e informações técnicas, inclusive para fins de licitação, ressalvados os referidos no § 2º do art. 22 desta Lei.

Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei.

#### Seção IV

##### Do Processo Decisório

Art. 17. O processo decisório da ANP obedecerá aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade e publicidade.

Art. 18. As sessões deliberativas da Diretoria da ANP que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre estes e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo, serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições.

Art. 19. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP.

Art. 20. O regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

#### Capítulo V

### DA EXPLORAÇÃO E DA PRODUÇÃO

#### Seção I

##### Das Normas Gerais

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.

Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

§ 1º A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

§ 2º A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 1976.

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.

Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Art. 25. Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes. s empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

§ 1º Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.

§ 2º A ANP emitirá seu parecer sobre os planos e projetos referidos no parágrafo anterior no prazo máximo de cento e oitenta dias.

§ 3º Decorrido o prazo estipulado no parágrafo anterior sem que haja manifestação da ANP, os planos e projetos considerar-se-ão automaticamente aprovados.

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Art. 28. As concessões extinguir-se-ão:

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.

§ 1º A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP, na forma prevista no inciso VI do art. 43.

§ 2º Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25.

Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP.

Art. 30. O contrato para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural não se estende a nenhum outro recurso natural, ficando o concessionário obrigado a informar a sua descoberta, prontamente e em caráter exclusivo, à ANP.

## Seção II

### Das Normas Específicas para as Atividades em Curso

Art. 31. A PETROBRÁS submeterá à ANP, no prazo de três meses da publicação desta Lei, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, com informações e dados que propiciem:

I - o conhecimento das atividades de produção em cada campo, cuja demarcação poderá incluir uma área de segurança técnica;

II - o conhecimento das atividades de exploração e desenvolvimento, registrando, neste caso, os custos incorridos, os investimentos realizados e o cronograma dos investimentos a realizar, em cada bloco onde tenha definido prospectos.

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.

Parágrafo único. Cabe à ANP, após a avaliação da capacitação financeira da PETROBRÁS e dos dados e informações de que trata o art. 31, aprovar os blocos em que os trabalhos referidos neste artigo terão continuidade.

Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI.

Parágrafo único. Os contratos de concessão referidos neste artigo serão regidos, no que couber, pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior e obedecerão ao disposto na Seção V deste Capítulo.

Art. 35. Os blocos não contemplados pelos contratos de concessão mencionados no artigo anterior e aqueles em que tenha havido insucesso nos trabalhos de exploração, ou não tenham sido ajustados com a ANP, dentro dos prazos estipulados, serão objeto de licitação pela ANP para a outorga de novos contratos de concessão, regidos pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior.

### Seção III

#### Do Edital de Licitação

Art. 36. A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no art. 23 obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.

Art. 37. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos;

II - os requisitos exigidos dos concorrentes, nos termos do art. 25 e os critérios de pré-qualificação, quando este procedimento for adotado;

III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiários prevista no art. 52;

IV - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;

V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato;

VI - o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição.

Parágrafo único. O prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I deste artigo, será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco.

Art. 38. Quando permitida a participação de empresas em consórcio, o edital conterá as seguintes exigências:

I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas;

II - indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das

demais consorciadas:

III - apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio;

IV - proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de um mesmo bloco;

V - outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 39. O edital conterà a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal, nos termos da regulamentação a ser editada pela ANP;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de encontrar-se organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III - designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada;

IV - compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil.

Parágrafo único. A assinatura do contrato de concessão ficará condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV deste artigo.

#### Seção IV

##### Do Julgamento da Licitação

Art. 40. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 41. No julgamento da licitação, além de outros critérios que

o edital expressamente estipular, serão levados em conta:

I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

II - as participações governamentais referidas no art. 45.

Art. 42. Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRÁS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas.

#### Seção V

##### Do Contrato de Concessão

Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

I - a definição do bloco objeto da concessão;

II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;

IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;

V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;

VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;

VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;

IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29;

X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;

XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;

XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento

pelo concessionário das obrigações contratuais.

Parágrafo único. As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, referidas no inciso II deste artigo, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51.

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;

III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;

IV- submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;

V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

## Seção VI

### Das Participações

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - royalties;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º. As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

§ 2º. As receitas provenientes das participações governamentais definidas no caput, alocadas para órgãos da administração pública federal, de acordo com o disposto nesta Lei, serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para suas respectivas programações.

§ 3º. O superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal referidos no parágrafo anterior, apurado em balanço de cada exercício financeiro, será transferido ao Tesouro Nacional.

Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por Decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.

Art. 48. A parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Art. 49. A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição:

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

- a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;
- b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;
- c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;
- d) vinte e cinco por cento ao Ministério de Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

- a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;
- b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;
- c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;
- d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;
- e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;
- f) vinte e cinco por cento ao Ministério de Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

§1º Do total de recursos destinados ao Ministério de Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste.

§2º O Ministério de Ciência e Tecnologia administrará os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico previstos no caput deste artigo, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso X do art. 8º, e mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do país, segundo normas a serem definidas em Decreto do Presidente da República.

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em Decreto do Presidente da República.

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

§ 2º Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I - quarenta por cento ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º;

II - dez por cento ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo;

III - quarenta por cento para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;

IV - dez por cento para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.

§ 3º Os estudos a que se refere o inciso II do parágrafo anterior serão desenvolvidos pelo Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso IX do art. 8º.

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por Decreto do Presidente da República.

Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

## Capítulo VI

### DO REFINO DE PETRÓLEO E DO PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

## Capítulo VII

### DO TRANSPORTE DE PETRÓLEO, SEUS DERIVADOS E GÁS NATURAL

Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

Parágrafo único. A ANP baixará normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade, observado o atendimento aos requisitos de proteção ambiental e segurança de tráfego.

Art. 57. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a PETROBRÁS e as demais empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário receberão da ANP as respectivas autorizações, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo observarão as normas de que trata o parágrafo único do artigo anterior, quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

Art. 59. Os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis deste Capítulo.

## Capítulo VIII

### DA IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO, SEUS DERIVADOS E GÁS NATURAL

Art. 60. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para exercer a atividade de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado.

Parágrafo único. O exercício da atividade referida no caput deste artigo observará as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas com o cumprimento das disposições do art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e obedecerá às demais normas legais e regulamentares pertinentes.

## Capítulo IX

### DA PETROBRÁS

Art. 61. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei.

§ 1º As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

§ 2º A PETROBRÁS, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros, poderá exercer, fora do território nacional, qualquer uma das atividades integrantes de seu objeto social.

Art. 62. A União manterá o controle acionário da PETROBRÁS com a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante.

Parágrafo único. O capital social da PETROBRÁS é dividido em ações ordinárias, com direito de voto, e ações preferenciais, estas sempre sem direito de voto, todas escriturais, na forma do art. 34 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 63. A PETROBRÁS e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo.

Art. 64. Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a PETROBRÁS autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 66. A PETROBRÁS poderá transferir para seus ativos os títulos e valores recebidos por qualquer subsidiária, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização, mediante apropriada redução de sua participação no capital social da subsidiária.

Art. 67. Os contratos celebrados pela PETROBRÁS, para aquisição de bens e serviços, serão precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em Decreto do Presidente da República.

Art. 68. Com o objetivo de compor suas propostas para participar das licitações que precedem as concessões de que trata esta Lei, a PETROBRÁS poderá assinar pré-contratos, mediante a expedição de cartas-convites, assegurando preços e compromissos de fornecimento de bens e serviços.

Parágrafo único. Os pré-contratos conterão cláusula resolutiva de pleno direito, a ser exercida, sem penalidade ou indenização, no caso de outro licitante ser declarado vencedor, e serão submetidos, a posteriori, à apreciação dos órgãos de controle externo e fiscalização.

## Capítulo X

### DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

#### Seção I

##### Do Período de Transição

Art. 69. Durante um período de transição de, no máximo, trinta e seis meses, contados a partir da publicação desta Lei, os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural, praticados pelas refinarias e pelas unidades de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

Art. 70. Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.

Art. 71. Os derivados de petróleo e de gás natural que constituam insumos para a indústria petroquímica terão o tratamento previsto nos arts. 69 e 70, objetivando a competitividade do setor.

Art. 72. Durante o prazo de cinco anos, contados a partir da data de publicação desta Lei, a União assegurará, por intermédio da ANP, às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União, nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em vigor, aplicados à atividade de refino.

Parágrafo único. No prazo previsto neste artigo, observar-se-á o seguinte:

I - (VETADO)

II - as refinarias se obrigam a submeter à ANP plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à conseqüente redução dos subsídios a elas concedidos;

III - a ANP avaliará, periodicamente, o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a conseqüente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

Art. 73. Até que se esgote o período de transição estabelecido no art. 69, os preços dos derivados básicos praticados pela PETROBRÁS poderão considerar os encargos resultantes de subsídios incidentes sobre as atividades por ela desenvolvidas.

Parágrafo único. À exceção das condições e do prazo estabelecidos no artigo anterior, qualquer subsídio incidente sobre os preços dos derivados básicos, transcorrido o período previsto no art. 69, deverá ser Nacional, nos termos do inciso II do art. 2º.

Art. 74. A Secretaria do Tesouro Nacional procederá ao levantamento completo de todos os créditos e débitos recíprocos da União e da PETROBRÁS, abrangendo as diversas contas de obrigações recíprocas e subsídios, inclusive os relativos à denominada Conta Petróleo, Derivados e Álcool, instituída pela Lei nº 4.452, de 5 de novembro de 1964, e legislação complementar, ressarcindo-se o Tesouro dos dividendos mínimos legais que tiverem sido pagos a menos, desde a promulgação da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Parágrafo único. Até que se esgote o período de transição, o saldo credor desse encontro de contas deverá ser liquidado pela parte devedora, ficando facultado à União, caso seja a devedora, liquidá-lo em títulos do Tesouro Nacional.

## Seção II

### Das Disposições Finais

Art. 75. Na composição da primeira Diretoria da ANP, visando implementar a transição para o sistema de mandatos não coincidentes, o Diretor-Geral e dois Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministro de Minas e Energia, respectivamente com mandatos de três, dois e um ano, e dois Diretores serão nomeados conforme o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 11.

Art. 76. A ANP poderá contratar especialistas para a execução de trabalhos nas áreas técnica, econômica e jurídica, por projetos ou prazos limitados, com dispensa de licitação nos casos previstos na legislação aplicável.

Parágrafo único. Fica a ANP autorizada a efetuar a contratação temporária, por prazo não excedente a trinta e seis meses, nos termos do art. 37 da Constituição, do pessoal técnico imprescindível à implantação de suas atividades.

Art. 77. O Poder Executivo promoverá a instalação do CNPE e implantará a ANP, mediante a aprovação de sua estrutura regimental, em até cento e vinte dias, contados a partir da data de publicação desta Lei.

§ 1º A estrutura regimental da ANP incluirá os cargos em comissão e funções gratificadas existentes no DNC.

§ 2º (VETADO)

§ 3º Enquanto não implantada a ANP, as competências a ela atribuídas por esta Lei serão exercidas pelo Ministro de Minas e Energia.

Art. 78. Implantada a ANP, ficará extinto o DNC.

Parágrafo único. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico-patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

Art. 79. Fica o Poder Executivo autorizado a remanejar, transferir ou utilizar os saldos orçamentários do Ministério de Minas e Energia, para atender às despesas de estruturação e manutenção da ANP, utilizando como recursos as dotações orçamentárias destinadas às atividades finalísticas e administrativas, observados os mesmos subprojetos, subatividades e grupos de despesa previstos na Lei Orçamentária em vigor.

Art. 80. As disposições desta Lei não afetam direitos anteriores de terceiros, adquiridos mediante contratos celebrados com a PETROBRÁS, em conformidade com as leis em vigor, e não invalidam os atos praticados pela PETROBRÁS e suas subsidiárias, de acordo com seus estatutos, os quais serão ajustados, no que couber, a esta Lei.

Art. 81. Não se incluem nas regras desta Lei os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços locais de distribuição de gás canalizado, a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Art. 82. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 83. Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.