

**A IMPORTÂNCIA DA FLEXIBILIDADE NA OFERTA E NA DEMANDA DE GÁS  
NATURAL – O CASO DO MERCADO BRASILEIRO**

**José Ricardo Uchoa Cavalcanti Almeida**

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

Aprovada por:

---

**Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.**

---

**Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.**

---

**Dr. Antonio Carlos Pereira Maia, D. Sc.**

**RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
MAIO DE 2008**

ALMEIDA, JOSÉ RICARDO UCHOA CAVALCANTI

Importância da flexibilidade na oferta e na demanda  
de gás natural – o caso do mercado Brasileiro [Rio de Janeiro]  
2008

XIV, 162 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2008)

Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro,  
COPPE

1. Gás natural.
2. Mercado
3. Política energética

I. COPPE/UFRJ. II. Título (série)

*A minha mãe, Marly Uchôa Cavalcanti Almeida  
(in memorium), responsável maior por todos os  
meus passos à frente*

*A meu filho, Ricardo Daglio Colombani Uchôa  
Cavalcanti Almeida, que saberá dar novos  
passos à frente, dando continuidade à obra da  
vovó Marly*

## AGRADECIMENTOS

Estas linhas a seguir perseguem antes de tudo reconhecer aqueles que foram importantes na construção desta dissertação. Por isso, antecipadamente, peço desculpas pelas eventuais omissões ao mesmo tempo em que registro os meus mais sinceros agradecimentos a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para o fim desta jornada.

Posto isto, inicio os meus primeiros agradecimentos ao nosso bom DEUS, que vela por nós em todas as horas e à pessoa da minha amada mãe Marly, dedicada e amorosa, educadora por profissão, responsável em grande parte por minha formação como ser humano e pedra basal na minha formação acadêmica.

Em seguida, vem a mãe do meu filho, minha companheira Célia Dáglio Colombani, pois com o seu apoio, e, mais ainda, com a sua incansável dedicação na criação e educação do nosso filho, me permitiu ter um precioso tempo para dedicar-me a esta fatigante tarefa.

Também sinto necessidade de pontuar e nominar estas cinco pessoas: Ana Paula e Catarina Uchôa Cavalcanti Almeida (minhas irmãs), Gabriel Cavalcanti, Sérgio Misso e Silvio Pessoa Jr, pois, desde minha infância até hoje, têm sido fundamentais para que eu me torne um pouco melhor.

A partir de agora, procuro circunstanciar no tempo os professores, profissionais e amigos que foram decisivos nas orientações, nos apoios e, mais importante, nos seus exemplos de vida. Registro que muitos deles fizeram e fazem os três papéis.

Inicio pela minha graduação em engenharia elétrica (vinte anos passados) na saudosa Escola Politécnica de Pernambuco/UPE (95 anos), onde alguns professores fizeram a diferença. Seria muito extenso nominar a todos, por isso registro o meu reconhecimento a todos na pessoa do Professor e Profissional Paulo Cesar Coelho Tavares, a quem classifico como brilhante. Ele é meu convidado para, informalmente, avaliar esta dissertação.

Outro período relevante foi minha passagem pela COSERN (Distribuidora de Energia Elétrica do RN), onde muitos profissionais deram polimento na minha formação, com destaque para Abmael Bezerra, Jaime Mariz, Juarez Bilro e Mario Rocha. Neste período, também foi importante a realização do curso de especialização

em Automação de Processos Industriais, pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte e o reencontro com o meu amigo e irmão Vicente Pascareta.

Outras etapas relevantes foram as minhas passagens pela ECOLUZ (ESCO), onde destaco as pessoas do Ricardo David e Raimundo Aragão, e a COPERGAS (Distribuidora de Gás Natural de PE), onde destaco as pessoas do Jailson Galvão e Rodrigo Arruda.

Destaco agora a minha atual e querida empresa PETROBRAS, símbolo de orgulho para todos os brasileiros, onde encontrei um celeiro de formidáveis profissionais, entre os quais, destaco: Fátima Valeria, a pessoa que me incentivou e viabilizou na Petrobras a minha entrada no mestrado, aos meus amigos Antonio Carlos Pereira Maia, Rogério Manso e Lazara Santos, os quais qualifico como amigos, professores e exemplos de cidadãos. Vale ressaltar que o primeiro é também meu convidado para a banca. Agradeço também, a todos os profissionais do GE-MC, fonte constante de consultas, e faço este reconhecimento nas pessoas do Newton Pateman Brasil, hoje aposentado, e Gustavo Rosas, jovem promessa.

Também gostaria de registrar e reconhecer a importância do apoio técnico e acadêmico recebidos do Center for Energy and Environmental Policy Research-CEEPR do Massachusetts Institute of Technology-MIT, na pessoa de John E. Parsons – Diretor Executivo, bem como da empresa International Human Resources Development Corporation-IHRDC, nas pessoas de David Donohue – Presidente, Y. Serdar Dogulu e Laura Varela. Ambas as instituições estão baseadas em Boston/MA/EUA.

Por fim, após listar tantos nomes, cabe um agradecimento e reconhecimento ainda mais especial ao Professor Roberto Schaeffer, meu orientador de todas as horas, pois sem ele, eu certamente não lograria êxito nesta empreitada. - Sinceramente, muito obrigado por tudo, Prof. Roberto.

Maxwel – 1872, definição de Energia:  
Energia é a capacidade de promover  
mudança de estado em oposição a forças  
contrárias.

Energia e Vida duas palavras cujos  
sentidos convergem e se confundem.

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

## A IMPORTÂNCIA DA FLEXIBILIDADE NA OFERTA E NA DEMANDA DE GÁS NATURAL – O CASO DO MERCADO BRASILEIRO

José Ricardo Uchoa Cavalcanti Almeida

Maio/2008

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa de Planejamento Energético

Esta dissertação objetiva discutir e identificar as principais ferramentas de “flexibilidade” pelo lado da oferta e pelo lado da demanda, no mercado de gás natural. Também busca avaliar quais são as mais adequadas ao mercado brasileiro com vista a garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits, tendo em vista, principalmente, as variações sazonais. Assim, a dissertação contempla uma descrição detalhada das ferramentas de flexibilidade. São analisadas as principais práticas de ferramentas de flexibilidade adotadas nos mercados internacionais de gás natural, objetivando criar os subsídios necessários para entender as melhores opções a serem aplicadas no mercado brasileiro. Não obstante, no mercado brasileiro, o segmento de mercado termelétrico é a grande “sazonalidade”, em face da característica complementar deste segmento com o parque hidrelétrico brasileiro. Desse modo, são apresentadas, em detalhes, as indústrias de gás natural e de energia elétrica no Brasil, e também a questão da convergência entre ambas as indústrias. Também são descritas as ferramentas de flexibilidade já implantadas no Brasil. Finalmente são expostos novos conceitos, informações e tendências relevantes, que, até então, não haviam sido contempladas no corpo da dissertação e serviram para dar embasamento a um conjunto de sugestões para o aperfeiçoamento e evolução das ferramentas de flexibilidade a serem aplicadas ao Brasil.

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

THE IMPORTANCE OF FLEXIBILITY IN SUPPLY AND DEMAND  
IN THE NATURAL GAS MARKET – THE BRAZILIAN CASE

José Ricardo Uchoa Cavalcanti Almeida

May/2008

Advisor: Roberto Schaeffer

Departament: Energy Planning

The objective of this dissertation is to identify and discuss the main tools in implementing flexibility in supply and demand in the natural gas market, as well as highlight those which are the most appropriate for the Brazilian market. Flexibility, in this context, means the ability to guarantee a balance of supply versus demand without deficits, considering, mainly, the seasonal variations (winter-summer). From there, the study analyzes these flexibility tools in detail. Next, it discusses which of these flexibility tools are currently being used in more mature foreign markets and which tools could be feasibly applied to the Brazilian market. This dissertation also addresses how the natural gas thermoelectric market in Brazil shows a wide range of seasonality due to this segment's nature of complementing the Brazilian hydroelectric complex. This occurs because the capacity to generate hydroelectricity depends on rainfall for supplying reservoirs. Because of this interdependence, it examines how each the natural gas industry and the power industry operate, and their convergence. The flexibility tools which are already implemented here in Brazil are then presented. Finally, additional relevant new concepts and information are discussed to support the conclusions and final comments about the flexibility tools evolution and new applications.

## ÍNDICE DO TEXTO

1	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	1
1.1	DESCRICAÇÃO DO PROBLEMA .....	5
1.2	A HIPÓTESE .....	6
1.3	O OBJETIVO PRINCIPAL DA DISSERTAÇÃO .....	6
1.4	OS OBJETIVOS INTERMEDIÁRIOS .....	7
1.5	METODOLOGIA DA DISSERTAÇÃO .....	7
1.6	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	8
2	<b>TIPOS DE FLEXIBILIDADE.....</b>	10
2.1	A FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA EM MERCADOS DE GÁS NATURAL .....	11
2.1.1	<b>Cadeia do Gás Natural Liquefeito - GNL .....</b>	11
2.1.2	<b>Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN.....</b>	15
2.1.3	<b>Empacotamento de Gasodutos .....</b>	18
2.2	PELO LADO DA DEMANDA .....	18
2.2.1	<b>Consumidores Interruptíveis.....</b>	19
2.2.2	<b>Consumidores Bicombustíveis.....</b>	19
2.2.3	<b>Sinal de Preço.....</b>	20
2.2.4	<b>Ar Propanado.....</b>	20
3	<b>A FLEXIBILIDADE EM MERCADOS MADUROS.....</b>	21
3.1	SÍNTESE DOS MERCADOS NORTE-AMERICANO, EUROPEU E JAPONÊS DE GÁS NATURAL.....	22
3.1.1	<b>O Mercado Norte-americano.....</b>	23
3.1.2	<b>O Mercado Europeu.....</b>	26
3.1.3	<b>O Mercado Japonês .....</b>	31
3.2	A FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA EM MERCADOS MADUROS DE GÁS NATURAL.....	32
3.2.1	<b>Cadeia de GNL .....</b>	33
3.2.2	<b>Armazenagem - ESGN .....</b>	38
3.2.3	<b>Empacotamento de Gasodutos .....</b>	44
3.3	A FLEXIBILIDADE PELO LADO DA DEMANDA EM MERCADOS MADUROS DE GÁS NATURAL.....	44
3.3.1	<b>Consumidores Interruptíveis.....</b>	46
3.3.2	<b>Consumidores Bicombustíveis.....</b>	46
3.3.3	<b>Sinal de Preço.....</b>	49
3.3.4	<b>Ar Propanado.....</b>	49
4	<b>AS INDÚSTRIAS DE GÁS NATURAL E DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....</b>	50
4.1	A CONVERGÊNCIA ENTRE A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E DA ENERGIA ELÉTRICA .....	51
4.1.1	<b>Visão das duas cadeias da indústria de GN e EE .....</b>	51
4.1.2	<b>Convergências entre as duas Indústrias .....</b>	55
5	<b>AS FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E DA ENERGIA ELÉTRICA E SUA APLICAÇÃO NO BRASIL .....</b>	58
5.1	ESTRATÉGIAS DE FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PARA ATENDIMENTO DE MERCADOS MADUROS .....	60

5.2	FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA NA INDÚSTRIA DE GN NO BRASIL .....	64
5.2.1	<b>Estocagens Subterrâneas de Gás Natural/ESGN no Brasil</b> .....	64
5.2.2	<b>Terminal de Regaseificação de GNL no Brasil</b> .....	67
5.2.3	<b>Empacotamento de gasodutos no Brasil</b> .....	69
5.3	FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA DEMANDA NA INDÚSTRIA DE GN NO BRASIL. ....	70
5.3.1	<b>Contratos Flexíveis de Gás no Brasil</b> .....	71
5.3.2	<b>A Evolução dos Modelos de Contratos Flexíveis</b> .....	74
5.3.3	<b>Gás Natural Veicular no Brasil</b> .....	77
5.3.4	<b>O Sinal de Preço na Indústria de Gás Natural</b> .....	79
5.4	FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DA CADEIA DO GÁS NATURAL .	80
5.4.1	<b>Uma Alternativa para o Despacho Elétrico Brasileiro Contemplando a Indústria de Gás Natural no Brasil</b> .....	84
5.4.2	<b>Integração Energética no Cone Sul</b> .....	86
5.5	SEGURANÇA ENERGÉTICA.....	90
6	<b>CONCLUSÕES</b> .....	92
6.1	FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA DO GÁS NATURAL .....	92
6.1.1	<b>Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN</b> .....	92
6.1.2	<b>Cadeia do GNL</b> .....	94
6.2	FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA DEMANDA NO GÁS NATURAL .....	95
6.2.1	<b>A evolução dos modelos contratuais de flexibilidade</b> .....	96
6.2.2	<b>O Segmento de Gás Natural Veicular e a Flexibilidade</b> .....	96
6.3	FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE NA INDÚSTRIA DA ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DA CADEIA DO GÁS NATURAL .	97
6.3.1	<b>A Integração Energética do Cone Sul como Ferramenta de Flexibilidade na Indústria da Energia elétrica para Atendimento da Cadeia do Gás Natural</b> .....	98
6.4	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	100
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	104
	<b>APÊNDICE A- 20TH WORLD ENERGY CONGRESS – ROME 2007. THE DISCUSSION SESSION MARKET AND ITS LIMITATIONS IN THE DEVELOPING WORLD. ON WEDNESDAY 14, NOVEMBER 2007</b> .....	114
	<b>APÊNDICE B - A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL</b> .....	123

## ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

Quadro 1	Composição Típica de Gás (% v).....	1
Gráfico 1	Evolução da demanda de gás natural e do petróleo.....	2
Quadro 2	Opções de Flexibilidade.....	5
Figura 1	Cadeia de valor do GNL.....	10
Figura 2	Fluxos de comercialização de GNL no mundo – Passado recente.....	12
Figura 3	Fluxos de comercialização de GNL no mundo – Situação Futura no curto prazo.....	14
Quadro 3	<i>Swing</i> de oferta e demanda em diversas regiões do planeta.....	21
Gráfico 2	Previsão do Comportamento das Importações no USA em TCF.....	22
Gráfico 3	Evolução do consumo de Gás Natural da União Européia.....	27
Gráfico 4	Consumo de energia primária no Japão.....	30
Gráfico 5	Participação do Japão no mercado mundial de GNL.....	31
Gráfico 6	Importação de GNL em três cenários (de 2007-2030 em Tcf).....	32
Figura 4	ESGN's nos EUA.....	38
Gráfico 7	Capacidade bicombustível nos principais mercados.....	46
Figura 5	Cadeia da indústria de GN e da EE.....	51
Gráfico 8	Consumo por uso final nos EUA.....	55
Gráfico 9	Comportamento do consumo nos EUA.....	60
Gráfico 10	Planejamento X realizado para GNL e ESGN.....	61
Gráfico 11	Comportamento dos volumes de Gás Natural em armazenagem nos EUA..	61
Figura 6	Projetos em desenvolvimento de GNL no Brasil.....	67
Gráfico 12	Funcionamento do produto Gás Natural flexível para consumidor industrial.....	69
Quadro 3	Modalidades de produtos da Petrobras para o Gás Natural.....	72
Figura 7	Tipos de contratos.....	74
Gráfico 13	Evolução das vendas de GNV (média anual) .....	77
Figura 8	Visão integrada das cadeias de Gás Natural, GNL e Energia Elétrica.....	80
Gráfico 14	Preço do GNL X Comportamento dos reservatórios das hidrelétricas.....	81
Quadro 4	Evolução dos mercados de Gás Natural entre Países.....	85
Figura 9	Balanço de Oferta x Demanda no Cone Sul (milhões de m <sup>3</sup> /d).....	86

Gráfico 15	Consumo por segmentos na Argentina 2007.....	87
Gráfico 16	Evolução da participação percentual das fontes de gás natural no Brasil....	91
Figura 10	Integração energética no Cone Sul.....	96
Quadro 5	Síntese das propostas para evolução das ferramentas de flexibilidade.....	99
Figura B1	Cadeia de suprimento do Gás Natural.....	121
Gráfico B1	Grau de maturidade da indústria do GN por segmento.....	122
Gráfico B2	Crescimento de consumo de Gás Natural em diversos países (1980-2004). ....	122
Gráfico B3	Histórico de demanda de gás natural por segmento.....	123
Gráfico B4	Participação do GN na matriz energética brasileira.....	124
Figura B2	Desenho institucional da Indústria de Gás Natural - Viés institucional de Governo.....	125
Figura B3	Competência regulatória da indústria de Gás Natural - Viés regulatório....	125
Figura B4	Indústria de Gás Natural no Brasil estrutura atual - Viés de agente de mercado da Indústria do Gás Natural.....	126
Figura B5	Infra-estrutura de produção e transporte na América do Sul.....	127
Gráfico B5	Evolução dos volumes de Gás Natural importado da Bolívia.....	129
Quadro B1	Marcos legais para as atividades de Produção, Importação/Exportação e Transporte.....	129
Figura B6	Companhias Distribuidoras de gás natural e as respectivas participações da Petrobras em cada CDL.....	135
Gráfico B6	Acompanhamento do volume mensal de vendas.....	136
Gráfico B7	Produção de Gás Natural pela Petrobras.....	137
Figura B7	Malhas de gasodutos de transporte (período 2008-2012).....	138
Figura B8	Mercado não Competitivo na indústria de energia elétrica.....	140
Figura B9	Mercado Competitivo na indústria de energia elétrica (separação entre Produto e Serviço).....	142
Figura B10	Arcabouço institucional da Indústria de Energia Elétrica no Brasil.....	143
Figura B11	Sistema Interligado Nacional – SIN.....	148
Gráfico B8	Comportamento de usinas despachadas no sistema puramente térmico.....	149
Figura B12	Critério de decisão para o despacho de hidrelétricas.....	150
Gráfico B9	Comportamento do custo futuro e do custo imediato no despacho das usinas.....	151
Figura B13	Sistemas computacionais utilizados pela NOS.....	152
Gráfico B10	Energia natural afluente – Sudeste 2002.....	154

Figura B14	Prazos de entrega dos contratos para os diferentes leilões de energia.....	157
Figura B15	Estrutura de custo das usinas termelétricas.....	158
Figura B16	Fórmulas de cálculo do ICB.....	159

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1	Histórico de preços de Gás Natural.....	13
Tabela 2	Segmento de mercado.....	23
Tabela 3	Demandas nos países da Europa em bcm/ano (2004).....	26
Tabela 4	Principais exportadores de GN para atendimento do mercado Europeu 2004.....	28
Tabela 5	Terminais de Regaseificação Existentes ou em Construção nos EUA em 2007.....	33
Tabela 6	Terminais de Regaseificação Existentes ou em Estudo na Europa em 2007.....	35
Tabela 7	Terminais de Regaseificação de GNL no Japão.....	36
Tabela 8	Importações Japonesas de GNL por Origem entre 1969 e 2006 (em milhões de m <sup>3</sup> ) .....	37
Tabela 9	Capacidade de Armazenagem na Europa.....	42
Tabela 10	Capacidade de geração elétrica em térmicas bicombustível (31/12/19990). .....	47
Tabela B1	Venda de Gás das Distribuidoras.....	133
Tabela B2	ICB estimado por fonte de geração.....	160

## 1 INTRODUÇÃO

O gás natural, mais do que ser considerado como uma forma nobre de energia, pode ser concebido como um vetor de transição das fontes de energia a partir de hidrocarbonetos mais poluentes para as fontes de energia mais limpas. Os conceitos de ser uma fonte de energia nobre e limpa são amparados por: ter um alto poder calorífico por unidade de massa; ser encontrado na natureza praticamente pronto para o consumo, se comparado às outras fontes de energia; quando queimado, em função da maior relação H/C (4:1), produzir baixos níveis de emissão de dióxido de carbono; e também em função da sua composição típica produzir baixos níveis de emissão de óxidos de nitrogênio e particulados.

Para sua utilização, em que pese o transporte e a distribuição exigir grandes investimentos iniciais na construção de rede de dutos, é um dos mais seguros e confiáveis; permite redução da freqüência na manutenção dos equipamentos que o consomem em comparação com outros combustíveis fósseis; não necessita de formações de estoque por parte do consumidor final; sua utilização é ampla e praticamente pode substituir qualquer tipo de combustível em qualquer aplicação.

Componentes	Gás Associado	Gás Não Associado
Metano (C1)	78,74	87,12
Etano (C2)	5,66	6,35
Propano (C3)	3,97	2,91
i-Butano (i-C4)	1,44	0,52
n-Butano (n-C4)	3,06	0,87
i-Pentano (i-C5)	1,09	0,25
n-Pentano (n-C5)	1,84	0,23
Hexano (C6)	1,80	0,18
C7 e mais pesados	1,70	0,20
Nitrogênio (N2)	0,28	1,13
Dióxido de Carbono (CO2)	0,43	0,24
Riqueza <sup>1</sup>	14,90	5,16

Quadro 1: Composição Típica de Gás (% v)

Fonte: Petrobras (2008).

<sup>1</sup> Riqueza = teor de hidrocarbonetos com três ou mais átomos de carbono

Contudo, o mercado mundial de gás natural evoluiu lentamente até os anos de 1950, apresentando um rápido crescimento a partir da década de 1960. Profundas mudanças no campo da tecnologia e da preservação ambiental, associadas aos problemas da dependência mundial do suprimento de petróleo, têm levado o gás natural a conquistar uma participação crescente no atendimento das necessidades energéticas de muitos países.

O gás natural é hoje o terceiro combustível mais importante na matriz energética mundial, sendo que, atualmente, os Estados Unidos, a Rússia e o Canadá respondem por 49,9% da produção mundial de GN (gás natural); os Estados Unidos, a Alemanha e o Japão são os maiores mercados importadores de GN; e a Rússia, o Canadá e a Noruega são os maiores exportadores do GN (BP, 2005). O gráfico 1 apresenta a evolução da demanda de gás natural e do petróleo, onde se prevê que, em 2025, estes já apresentarão o mesmo nível de consumo. Assim, o gás natural tende a ser o combustível do século XXI.

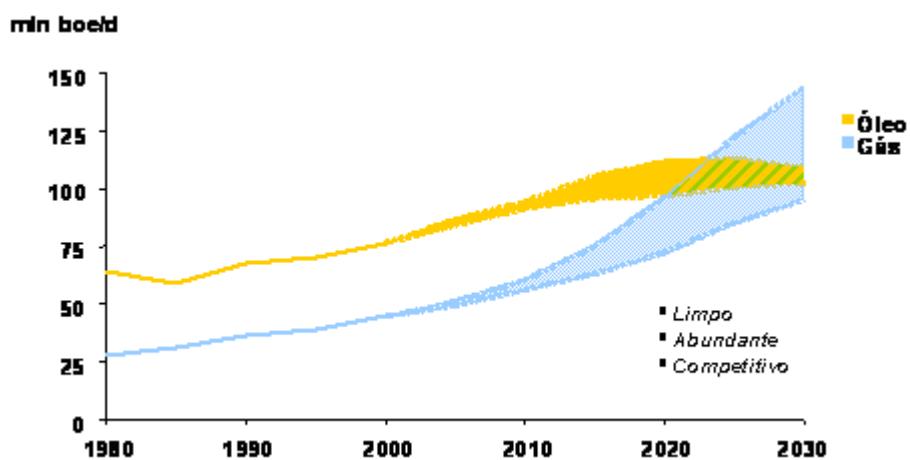


Gráfico 1: Evolução da demanda de gás natural e do petróleo (milhões de boe/d)  
Fonte: Adaptado de Brinded (2003).

As aplicações do gás natural são as mais variadas. Como matéria-prima, o gás natural pode ser utilizado na indústria de fertilizantes, química, petroquímica e siderúrgica (como redutor do minério de ferro); como energia secundária, o gás pode ser usado em setores residencial, comercial, público, agropecuário e industrial, principalmente em aquecimento direto ou calor de processo e, finalmente, como energia primária na geração de eletricidade em centrais termelétricas ou centrais de cogeração eletricidade/calor.

No caso da utilização do gás natural para geração de energia elétrica, esta aplicação vem crescendo em todo o mundo. Isto porque as vantagens de sua utilização para este fim são muitas, tais como:

- apresenta benefícios ambientais significativos se comparados com o petróleo e o carvão mineral (menores efeitos ambientais nocivos);
- diminui os riscos de dependência do petróleo e do carvão mineral;
- rápida dispersão em caso de vazamento;
- baixo índice de contaminantes;
- prazo relativamente menos longo de maturação do empreendimento quando comparado a outras fontes de geração de energia elétrica;
- flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta.

Apesar dessas vantagens e da difusão da indústria de gás natural, esta tem encontrado alguns empecilhos para seu crescimento. O maior deles está relacionado às especificidades de seus ativos, pois se trata de um monopólio natural<sup>2</sup> nas atividades de transporte e de distribuição de gás natural, em razão das economias de escala<sup>3</sup> geradas. Estas atividades encerram elementos que evidenciam seu caráter de indústria de rede<sup>4</sup>: altos custos fixos irrecuperáveis<sup>5</sup>; especificidades dos ativos; longo prazo de maturação dos investimentos; interdependência ao longo da cadeia; interesse econômico e social; entre outros.

Esse contexto induz na fase inicial dessa indústria a contratos rígidos e de longo prazo, em virtude dos altos custos do investimento, associados a um uso dedicado dos ativos. Todavia à medida que aumenta o grau de maturidade da indústria com o

---

<sup>2</sup> Monopólios naturais = Estão associados à existência, no longo prazo, de custos marginais de produção ou de custos médios (menos restritivo) decrescentes com a escala de produção.

<sup>3</sup> Economias de escala = Redução do custo médio de produção em função do aumento da escala de produção ou do volume produzido. A aplicação deste conceito na indústria do gás natural está mais relacionada ao diâmetro dos gasodutos de transporte e de distribuição e às estações de compressão.

<sup>4</sup> Indústria de Rede = constitui-se de atividades potencialmente competitivas, dependentes da utilização das redes de transporte e de distribuição, atividades estas que configuram monopólios naturais.

<sup>5</sup> Custos fixos irrecuperáveis em redes de gasodutos estão associados à irreversibilidade dos investimentos, indivisibilidade dos equipamentos, tempo de construção e maturação dos investimentos.

incremento da infra-estrutura de transporte e distribuição e a amortização de ativos o próprio mercado clama por alguma flexibilidade.

Flexibilidade, tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda, é uma característica essencial para a segurança no atendimento da demanda nos mercados maduros de gás natural. A importância da flexibilidade acontece em virtude da grande sazonalidade da demanda que é função, na maioria dos países, da temperatura. Assim nos países que apresentam invernos rigorosos com os Europeus, Estados Unidos, Canadá e Japão e até mesmo em países bem próximos ao Brasil como a Argentina e Chile, a demanda residencial e comercial, com sua característica inelástica de preço, gera essa grande demanda sazonal.

Para responder a tais variações, “flexibilidade” é a característica-chave. Por flexibilidade, neste contexto, se entenda a habilidade para garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits, tendo em vista, principalmente, as variações sazonais (inverno-verão), bem como capacidade de se ajustar às flutuações existentes de demanda de curto prazo (exemplo: picos de demanda), devendo ser observado que em muitas vezes essa flexibilidade pode significar adaptação da demanda (restrição em muitos casos), quando a oferta for insuficiente.

Contrariando a lógica dos mercados de outros países, onde a sazonalidade da demanda está intimamente ligada à função temperatura (inverno rigoroso), o Brasil apresenta no segmento de mercado termelétrico a grande sazonalidade em face da característica complementar desse segmento com o parque hidrelétrico brasileiro, uma vez que a capacidade de geração hidrelétrica está sujeita ao regime hidrológico (chuvas) para o abastecimento dos reservatórios (combustível das hidrelétricas). Essa situação trouxe um paradoxo: a aparente sobra e falta de gás ao mesmo tempo, uma vez que o gás de lastro para as térmicas tende a ficar imobilizado por longo tempo, prejudicando o desenvolvimento de uma demanda potencial no mercado não termelétrico. É uma situação onde a oportunidade de modulação do sistema pode gerar claros ganhos de eficiência, com benefícios para a sociedade. Tal modulação será função dos diferentes estágios de desenvolvimento operacionais dos sistemas elétrico e gasífero: enquanto o primeiro conta com capacidade de armazenamento via reservatórios de água, o segundo ainda não conta com esta flexibilidade, sendo projetado para operar em regime de despacho contínuo.

Uma atuação de vanguarda nesse setor exigirá que se superem importantes paradigmas resultantes de uma visão que privilegiou a produção e a oferta em

detrimento da visão de mercado, seja no setor elétrico, seja no setor de gás natural. Por conta disso, temos hoje importantes lacunas na quantificação e qualificação da demanda e dos movimentos dos agentes de mercado.

O desenvolvimento de mercado do gás natural privilegiou, assim, a sua introdução via preço, sendo absorvido pelos setores mais sensíveis a esse estímulo, não necessariamente os mais adequados. As distribuidoras de gás natural e energia elétrica, também, não incorporaram dispositivos que privilegiassem a convergência gás-energia.

Em função dos desafios apresentados, a presente dissertação procura apresentar opções nos modelos comerciais e operacionais por meio da estruturação de uma flexibilização pelo lado da oferta e da demanda do gás natural que assegure a otimização dos investimentos de exploração e produção do gás natural, bem como os investimentos em gasodutos de transporte e distribuição e nos sistemas de usos finais do gás natural.

Assim a flexibilização de suprimento e de demanda são essenciais na busca de soluções para o problema da aparente “sobra e falta de gás ao mesmo tempo”. O quadro 2 a seguir apresenta as opções de flexibilização a serem analisadas:

Pelo Lado da Oferta	Pelo Lado da Demanda
Armazenamento	Consumidor Bicombustível
Empacotamento de gasodutos	Consumidor Interruptível
Cadeia do GNL	Sinal de Preço
	Ar Propanado

Quadro 2: Opções de Flexibilidade

Fonte: Adaptado de Gandolphe (2002)

Com base no exposto acima, apresentamos a seguir uma descrição do problema objeto desta dissertação, a hipótese (a suposição, que tenta responder ao problema), o objetivo principal e os objetivos secundários com vista a alcançar respostas para o problema, e finalmente à metodologia de trabalho:

## 1.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Como garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits no mercado de gás natural, tendo em vista as variações sazonais (por exemplo, inverno-verão); e,

principalmente, as variações aleatórias, que no caso brasileiro se traduz no despacho termelétrico, o qual tem como principal variável determinante o nível dos reservatórios das hidrelétricas?

## 1.2 A HIPÓTESE

Flexibilidade é a característica-chave no atendimento da demanda nos mercados maduros de gás natural, tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda, para garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits. Estas ferramentas de flexibilidade, apresentadas anteriormente, visam principalmente garantir a segurança de suprimento tanto para as variações sazonais (inverno-verão), bem como capacidade de se ajustar às flutuações existentes de demanda de curto prazo (exemplo: picos de demanda), devendo ser observado que em muitas vezes essa flexibilidade pode significar adaptação da demanda (restrição em muitos casos), quando a oferta for insuficiente.

Posto isto, a hipótese para a solução do problema apresentado nesta dissertação está nas ferramentas de flexibilidade aplicadas nos mercados maduros customizadas para as peculiaridades do mercado brasileiro que ainda se encontra num estágio de transição para um mercado maduro.

## 1.3 O OBJETIVO PRINCIPAL DA DISSERTAÇÃO

- Identificar as principais ferramentas de “flexibilização” pelo lado da oferta e pelo lado da demanda, no mercado de gás natural, bem como quais são as mais adequadas ao mercado brasileiro com vista a garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits.

## 1.4 OS OBJETIVOS INTERMEDIÁRIOS

- Analisar a convergência dos mercados de gás natural e energia elétrica no Brasil, identificando os principais pontos e sugerindo eventuais mudanças com o objetivo de garantir a otimização do gerenciamento da cadeia de suprimento de ambas as indústrias.
- Conhecer as principais práticas adotadas nos mercados internacionais de gás natural, no que tange a mecanismos de “flexibilização”, objetivando criar os subsídios necessários para entender as melhores opções a serem aplicadas no mercado brasileiro.

## 1.5 METODOLOGIA DA DISSERTAÇÃO

Conforme Gil (1999, p. 42), a pesquisa tem um caráter pragmático, é um “processo formal e sistemático de desenvolvimento do método científico. O objetivo fundamental da pesquisa é descobrir respostas para problemas mediante o emprego de procedimentos científicos”.

Desse modo, do ponto de vista de forma de abordagem do problema, foi realizada uma Pesquisa Qualitativa que considera que há uma relação dinâmica entre o mundo real e o sujeito, isto é, um vínculo indissociável entre o mundo objetivo e a subjetividade do sujeito que não pode ser traduzido em números. A interpretação dos fenômenos e a atribuição de significados são básicas neste processo de pesquisa qualitativa.

Assim, para alcançar os objetivos supracitados foi realizada uma pesquisa exploratória, com ênfase em mercados maduros, que visou proporcionar maior familiaridade com o problema com vistas a torná-lo explícito, bem como a construir hipóteses. Envolveu levantamento bibliográfico e entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado, tendo como foco os mercados norte-americano, Europeu e Japonês. Quando da avaliação da aplicabilidade para o Brasil das práticas já adotadas nos mercados maduros, em nenhum momento se relegou as peculiaridades do mercado brasileiro e as eventuais necessidades de adaptações. Na análise de exemplos, o destaque é para o caso de uma determinada área do USA,

atendida pela Distribuidora de gás Commonwealth Gás Company-Nstar, situada na região da Nova Inglaterra nos EUA, próxima ao Canadá, tendo Boston como uma das principais cidades. Estas pesquisas permitiram uma melhor compreensão do tema em tela. Em síntese, adotaram-se as Pesquisas Bibliográficas e os Estudos de Caso.

## 1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Com base no exposto, adotou-se uma estruturação para a dissertação em tela, no sentido de se alcançar o objetivo principal e os objetivos secundários. Posto isso, apresentar-se-á a seguir em detalhes essa estruturação.

No capítulo 2 são apresentados os tipos de “flexibilidade” no mercado de gás natural, tendo como estratégia classificá-los em ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta e pelo lado da demanda.

No capítulo 3 é apresentada a aplicação das ferramentas de flexibilidade em mercados maduros de gás natural, com destaque para o mercado norte-americano, europeu e japonês. Num primeiro momento tem-se uma descrição dos citados mercados para que no segundo sejam mostradas, em detalhes, as estratégias desses mesmos mercados para as diversas ferramentas de flexibilidade, que também, neste caso, são classificadas pelo lado da oferta e da demanda.

No capítulo 4, através do apêndice B, são apresentados, em detalhes, as indústrias de gás natural e de energia elétrica no Brasil, procurando-se mostrar todos os aspectos, tais como histórico, desenho institucional, regulação e outros temas julgados relevantes para os objetivos, já supramencionados, desta dissertação. Por fim, no corpo deste capítulo 4, é exposta a questão da convergência entre a indústria de gás natural e energia elétrica, tema que se mostrou de grande relevância para o aprofundamento e aprimoramento das ferramentas de flexibilidade no caso do Brasil.

No capítulo 5 são apresentadas as ferramentas de flexibilidade já implantadas no Brasil, sugestões de novas aplicações e questões correlatas. Novamente é adotada a estratégia de classificá-las pelo lado da oferta e da demanda do gás natural, cabendo destacar o aparecimento de um novo tipo de ferramenta de flexibilidade denominada

ferramenta de flexibilidade na indústria de energia elétrica para atendimento da cadeia do gás natural.

No capítulo 6 encontrar-se-ão as conclusões; buscou-se seguir a mesma proposta de classificação das ferramentas de flexibilidade, que norteou todos os capítulos precedentes da dissertação.

## 2 TIPOS DE FLEXIBILIDADE

Neste capítulo 2 o foco é apresentar os tipos de “flexibilidade” no mercado de gás natural. Cabe destacar que as estratégias para permitir a flexibilidade no mercado de gás natural variam de país para país em função de (GANDOLPHE, 2002):

- a) do comportamento da estrutura da demanda;
- b) da participação do gás na matriz energética do país;
- c) da existência e tamanho das reservas de gás;
- d) da diversificação das fontes de suprimento;
- e) do estágio do quadro regulatório no que tange ao seu arcabouço legal e à sua estabilidade;
- f) da estrutura de oferta, infra-estrutura de transporte e distribuição.

Para ilustrar melhor serão mostrados a seguir exemplos de flexibilidade em função dos quesitos apresentados acima (GANDOLPHE, 2002):

- em países com pequena extensão nos dutos de transporte e existência de campos de produção como a Holanda, a flexibilidade é alcançada em função de grande flexibilidade na variação da produção;
- em países com longa extensão em dutos de transporte, e com capacidade local de produção e/ou em países vizinhos, como os Estados Unidos, a flexibilidade é provida por armazenamento, contratos flexíveis e instrumentos financeiros (mercado futuro);
- países importadores, de pequeno e médio portes, como a Bélgica, podem viabilizar a flexibilidade por meio dos contratos de importação;
- países importadores de grande porte, como a França, além dos contratos de importação tendem a implementar armazenamento;
- uma tendência que cresce a cada dia, nos países com altas variações sazonais na demanda, é viabilizar a importação pela cadeia do GNL, com contratos de médio prazo e cargas de GNL no mercado *spot*.

Nos parágrafos anteriores foram citadas diversas ferramentas que buscam a flexibilidade na oferta e na demanda, objetivando permitir que o balanço “Oferta x Demanda” de determinado mercado não apresente déficit. A partir de agora vamos discorrer, em detalhes, sobre essas diversas ferramentas e inicialmente classificá-las em ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta e ferramentas de flexibilidade pelo lado da demanda.

## 2.1 A FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA EM MERCADOS DE GÁS NATURAL

As ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta se caracterizam pela capacidade de variar o volume ofertado para um determinado mercado, criando as condições necessárias para garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits, tendo em vista, principalmente, as grandes variações, como, por exemplo, variações sazonais (inverno-verão), bem como capacidade de se ajustar as flutuações existentes de demanda de curto prazo (exemplo: picos de demanda), buscando evitar restrições de demanda. Assim apresentamos a seguir uma descrição das ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta.

### 2.1.1 Cadeia do Gás Natural Liquefeito - GNL

O GNL apresenta, conforme figura 1 a seguir, a seguinte cadeia de valor:

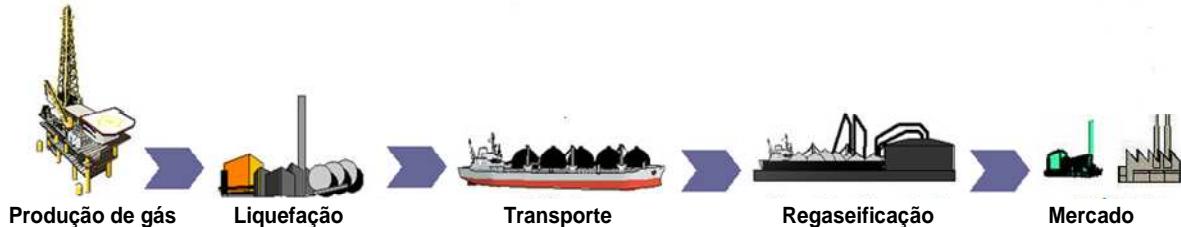


Figura 1: Cadeia de valor do GNL  
Fonte: Petrobras (2007).

A opção pelo GNL se dá quando as reservas e os mercados de gás natural estão distantes uns dos outros. Pois o gás natural em condições normais de temperatura e pressão (estado gasoso) ocupa um volume 600 vezes maior do que o produto liquefeito. É isso que torna o GNL economicamente viável para transporte. Contudo, para que projetos de GNL apresentem retorno do investimento faz-se necessário que haja um fluxo constante e por longo prazo de comercialização do produto, tendo em vista que são projetos intensivos em capital e sua amortização requer longa duração.

A redução dos custos constitui o maior desafio na indústria de GNL, pois na mesma equivalência energética, o gás natural é muito mais caro de se transportar do que o petróleo. E somente após avaliar a alternativa mais prática de transporte desse gás, que é via gasodutos, é que se pode pensar no GNL.

Com relação ao histórico do comércio de GNL e sua precificação as primeiras décadas de desenvolvimento comercial do GNL caracterizaram-se por um modelo relativamente estável, baseado em contratos de 20 anos ou mais, com normas rígidas de *take-or-pay* comprometendo 90-95% das quantidades contratadas. A única mudança nesse modelo se deu na precificação. Contratos mais antigos eram baseados em preços fixos, mas o Primeiro Choque do Petróleo, em 1973, fez com que os contratos fossem indexados, em diferentes graus, ao preço do petróleo. Alguns ajustes também foram feitos após o Contrachoque do Petróleo, em 1986, com o intuito de limitar a volatilidade do preço do petróleo no negócio de GNL.

O mercado pode ser dividido em três grandes mercados regionais: o asiático, o europeu e o norte-americano, cabendo destacar que o mercado Asiático responde por mais de 2/3 da demanda com destaque para o Japão, a Coréia do Sul e Taiwan; a figura 2 apresenta os fluxos de comercialização no mundo.

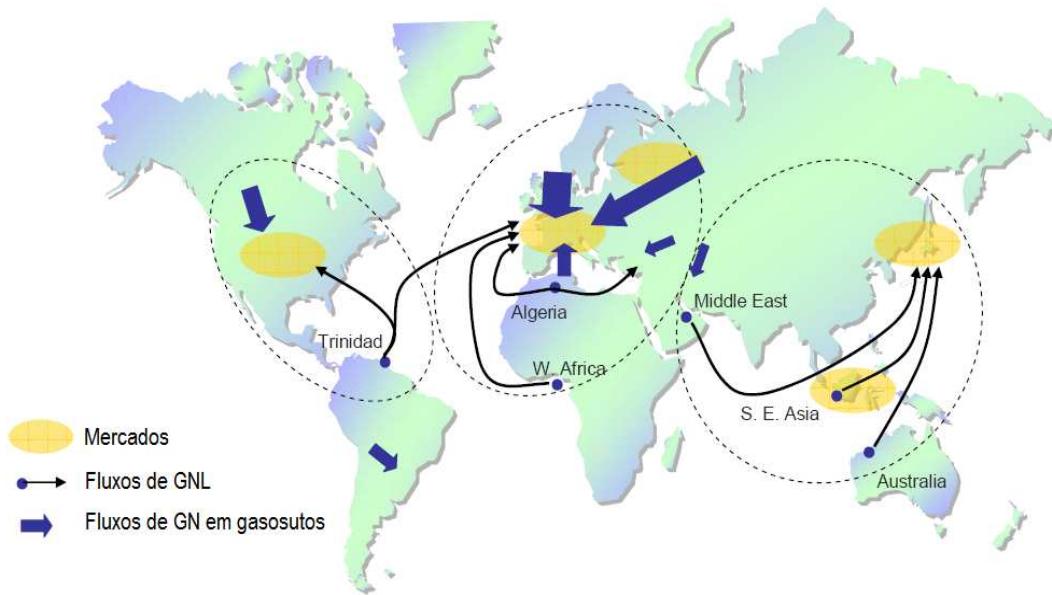


Figura 2: Fluxos de comercialização de GNL no mundo – Passado recente  
Fonte: Kim (2006 apud MATHIAS, 2008)

Atualmente (STOPPARD, 2008), o Mercado de GNL representa algo em torno de 7% do consumo mundial de gás natural. As estruturas de preço do GNL seguem as especificidades de cada mercado regional, assim, na Europa, estão normalmente baseadas em cestas de óleos combustíveis com ajustes trimestrais ou semestrais, com contratos de longo prazo e cláusulas de *Take or Pay*; no caso do mercado asiático há a forte influência do Japão que em 2004 respondia sozinho por mais que 60% da demanda, com os seus preços tipicamente indexados ao petróleo; e por fim no mercado norte-americano o balanço de oferta e demanda de gás será o fator determinante dos preços.

A tabela 1 a seguir apresenta o comportamento de preços dos mercados regionais nos últimos anos.

Tabela 1 - Histórico de preços de Gás Natural

EUA dollars/milhão Btu

	LNG Japão cif	União Europeia cif	Gás Natural (Heren NBP Index) †	EUA Henry Hub ‡	Canada (Alberta) ‡	Crude Oil OECD countries cif
1984	-	3,76	-	-	-	5,00
1985	5,23	3,83	-	-	-	4,75
1986	4,10	3,65	-	-	-	2,57
1987	3,35	2,59	-	-	-	3,09
1988	3,34	2,36	-	-	-	2,56
1989	3,28	2,09	-	1,70	-	3,01
1990	3,64	2,82	-	1,84	1,05	3,82
1991	3,99	3,18	-	1,49	0,89	3,33
1992	3,62	2,76	-	1,77	0,98	3,19
1993	3,52	2,53	-	2,12	1,69	2,82
1994	3,18	2,24	-	1,92	1,46	2,70
1995	3,46	2,37	-	1,69	0,89	2,96
1996	3,66	2,43	1,87	2,76	1,12	3,54
1997	3,91	2,65	1,96	2,53	1,36	3,29
1998	3,05	2,26	1,86	2,08	1,42	2,16
1999	3,14	1,80	1,58	2,27	2,00	2,98
2000	4,72	3,25	2,71	4,23	3,75	4,83
2001	4,64	4,15	3,17	4,07	3,61	4,08
2002	4,27	3,46	2,37	3,33	2,57	4,17
2003	4,77	4,40	3,33	5,83	4,83	4,89
2004	5,18	4,56	4,46	5,85	5,03	6,27
2005	6,05	5,95	7,38	8,79	7,25	8,74
2006	7,14	8,69	7,87	6,76	5,83	10,66
2007	7,73	8,93	8,01	6,95	6,17	11,95

† Price is for NBP Day-Ahead Index.

‡ Source: Natural Gas Week.

Note: cif = cost+insurance+freight (average prices).

Fonte: BP (2008).

Com o gás natural assumindo uma participação mais expressiva no setor de geração de energia elétrica, a demanda mundial por GNL tem sido freqüentemente reajustada para cima por analistas de energia (DEMORI, 2007). As reduções nos custos, aliadas à liberalização dos mercados de gás natural, têm impulsionado a indústria do GNL.

No curíssimo prazo deverá se firmar um mercado *spot* em torno de 10% da comercialização de GNL com arbitragens, resultando numa convergência de preço nos três mercados regionais que tenderão a se tornar dois mercados: Bacia do Atlântico e Bacia do Pacífico. A figura 3 ilustra essa tendência.



Figura 3: Fluxos de comercialização de GNL no mundo – Situação Futura no curto prazo  
 Fonte: Shell (2007)

Uma questão tecnológica que corrobora para o exposto no parágrafo anterior é a tendência das plantas *off shore* de regaseificação. Elas permitirão vendas de GNL em mercados que não possuem plantas *on shore* de regaseificação, viabilizando arbitragens nos diferentes mercados gasíferos internacionais. Outra inovação são os navios capazes de transportar e regaseificar o GNL. A operacionalização dessa tecnologia resultará no impulso definitivo ao mercado *spot* de GNL.

São essas inovações tecnológicas aliadas ao crescimento vigoroso do mercado *spot* de GNL que torna essa ferramenta de flexibilidade pelo lado da oferta uma das opções mais atraentes para os mercados, com vista a garantir o atendimento quando das variações sazonais (inverno-verão), bem como na capacidade de se ajustar às flutuações existentes de demanda de curto prazo (exemplo: picos de demanda).

### 2.1.2 Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN

Na maioria dos países do mundo, (GORAEIB et al., 2005), a Estocagem Subterrânea de Gás Natural-ESGN em reservatórios é mundialmente usada para o armazenamento de gás em grandes volumes a alta pressão, por meio de injeções,

realizado durante períodos de baixa demanda, e retiradas das ESGN para uso durante períodos de alta demanda, quando ocorrem picos de consumo.

A ESGN ainda previne possíveis falhas no sistema de transporte e abastecimento, bem como procura regular as oscilações sazonais de preço e permite um melhor planejamento e controle de sua distribuição. Somente para exemplificar, na Europa Ocidental é possível enfrentar uma interrupção de fornecimento de gás natural por seis meses consecutivos, utilizando somente a ESGN<sup>6</sup>.

As estocagens são geralmente localizadas nas proximidades de seus principais centros de carga industriais e urbanos, por razões econômicas e técnicas, e são geralmente constituídas: a) em reservatórios naturais de óleos e gás natural já depletados; b) em aquíferos em estruturas anticlinais, constituídos por rochas de porosidade elevada, capeadas por camadas pouco permeáveis; c) em cavernas artificiais construídas por meio de lixiviação de espessas camadas de rochas salinas; d) e em cavidades de minas subterrâneas abandonadas.

A correta seleção de reservatórios candidatos é importante para permitir uma operação apropriada e econômica em projetos de longo prazo. A seguir, baseado no artigo de Bennon et al. (2000), são descritos os aspectos de reservatórios que precisam ser considerados quando se analisa a aplicação da Estocagem Subterrânea de Gás Natural.

Esses aspectos incluem a análise da capacidade de armazenamento, a manutenção por longo prazo da injetividade e produtividade e os problemas que podem estar associados à presença de água livre ou hidrocarbonetos no reservatório (sejam móveis ou imóveis) bem como danos à formação que sempre estão associados à perfuração e completação de novos poços nos reservatórios para Estocagem Subterrânea de Gás Natural.

A grande maioria desses reservatórios é de campos de gás depletados até a pressão de abandono durante sua produção convencional e que são agora utilizados sazonalmente para estocagem de gás.

Para um reservatório ser um candidato para estocagem de gás, os seguintes critérios devem ser satisfeitos:

---

<sup>6</sup> Fontes: IPT – Goraeib, et al. - ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS – Tecnologia para Suporte ao Crescimento do Setor de Gás Natural no Brasil e CEDIGAS Underground Gas storage in the World: a new era of expansion, by Sylvie Cornot-gandolphe

- a) volume de reservatório suficiente para permitir o armazenamento da quantidade exigida de gás, sem exceder a pressão de confinamento e sem requerer compressões não econômicas para níveis de pressão muito altos;
- b) condição de selagem satisfatória pela competência das rochas capeadoras (superiores e inferiores);
- c) permeabilidade suficiente para permitir injeção e produção em níveis de vazões exigidos durante os períodos de oferta e picos de demanda;
- d) sensibilidade limitada para reduções de permeabilidade (injetividade/produtividade) relacionadas à:
  - presença de água (móvel ou imóvel);
  - presença de hidrocarbonetos (móveis e imóveis);
  - tamponamento da região próxima aos poços por óleo lubrificante de compressores ou outros líquidos introduzidos na corrente de gás;
  - flutuação nas tensões das rochas-reservatório durante os sucessivos ciclos de pressão.
- e) ausência de gás sulfídrico (natural ou gerado por ação bacteriana);
- f) possibilidade de perfurar e completar poços adicionais sem causar severo dano às formações (devido às condições de pressão extremamente baixas que podem ser encontradas nesses reservatórios).

Colocando em números, os dados médios internacionais de investimento (CAPEX)<sup>7</sup> indicam, em função do tipo de ESGN, de acordo com Gandolphe (1995):

Reservatórios exauridos – de 0,05 a 0,025 US\$/ m<sup>3</sup>

Aqüíferos – de 0,3 a 0,5 US\$/ m<sup>3</sup>

Cavernas salinas – de 0,4 a 0,7 US\$/ m<sup>3</sup>

Com relação aos custos operacionais (OPEX)<sup>8</sup>, estes se dividem entre os custos operacionais fixos, que na realidade da Europa Ocidental podem ser aproximados por

---

<sup>7</sup> CAPEX é uma sigla derivada da expressão Capital Expenditure, que significa o capital utilizado para adquirir ou melhorar os bens físicos de uma empresa, tais como equipamentos, propriedades e imóveis.(fonte: Obtido em "<http://pt.wikipedia.org/wiki/CAPEX>"

valores da ordem de 0,5 a 0,7 US\$/ (m<sup>3</sup>/dia)<sup>9</sup>, utilizando-se a disponibilidade máxima diária. (KLAFKI, 2003a). Para os custos variáveis operacionais, os valores médios anuais gastos na Europa Ocidental situam-se entre 0,0040 e 0,0050 US\$/ m<sup>3</sup> de gás útil. (KLAFKI, 2003a).

### 2.1.3 Empacotamento de Gasodutos

Empacotamento de gasoduto significa armazenar gás nos próprios gasodutos de transporte e distribuição por meio de colocação adicional de pressão no sistema; sua capacidade de atender a variações de demanda, evidentemente, depende das características dimensionais do sistema de transporte e distribuição como um todo (extensão, diâmetro, resistência à pressão e disponibilidade de compressores).

Entretanto, apesar de ser também um importante mecanismo de flexibilização, sua abrangência é restrita a variações diárias ou horárias, ou seja, ocorre empacotamento do gás nos gasodutos durante os períodos do dia em que há menor demanda, e o consumo desse gás empacotado ocorrerá no mesmo dia.

Além disso, o empacotamento de gasoduto atua como estabilizador das redes de gasodutos quando um grande consumidor, como uma termelétrica a gás, entra em operação, dando prazo suficiente para que demais agentes supridores (campos de estocagem, por exemplo.) entrem em operação.

## 2.2 PELO LADO DA DEMANDA

As ferramentas de flexibilidade pelo lado da demanda se caracterizam pela capacidade de variar a demanda para um determinado mercado, criando as condições necessárias para garantir um balanço de oferta versus demanda sem déficits, tendo em vista, principalmente, as grandes variações, como por exemplo, variações sazonais

---

<sup>8</sup> OPEX é uma sigla derivada da expressão *Operational Expenditure* e representam as despesas operacionais que vem a ser os custos contínuos operacionais para dirigir negócio, ou o sistema.

<sup>9</sup> O valor bruto para os custos operacionais fixos de uma instalação de ESGN, com base em 0,5 a 0,7 US\$/ (M3/dia), pode ser calculado pela multiplicação do valor da disponibilidade máxima diária.

(inverno-verão), bem como capacidade de se ajustar as flutuações existentes de demanda de curto prazo. (exemplo.: picos de demanda), Assim apresentamos a seguir uma descrição das ferramentas de flexibilidade pelo lado da demanda.

### 2.2.1 Consumidores Interruptíveis

Consumidores Interruptíveis são consumidores, geralmente do segmento industrial ou termelétrico, que podem eventualmente parar parte de sua produção baseada em gás natural ou são consumidores equipados com queimadores bicompostíveis, podendo consumir gás natural ou outro combustível, tal como, por exemplo, o óleo combustível.

Os contratos de suprimento de gás natural na modalidade interruptível permitem ao comprador obter um desconto que varia de 2% a 20% (GANDOLPHE, 2002). Em contrapartida, o supridor pode interromper o suprimento baseado nos critérios acordados.

### 2.2.2 Consumidores Bicompostíveis

Consumidores Bicompostíveis se caracterizam pela capacidade de o gás natural poder ser substituído por outro combustível sem necessidade de interrupção no processo industrial.

O gás natural é mais fácil de ser substituído por outro combustível, quando aplicado em aquecedores, produção de vapor e em termelétricas, como, por exemplo, quando as necessidades do setor industrial são por vapor, o gás natural pode ser substituído por óleo combustível. No caso do setor elétrico, com o incremento das plantas de ciclo combinado, a única alternativa serão os destilados, como o diesel.

Para o segmento de mercado de gás natural veicular, o GNV é por excelência um consumidor bicompostível<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> Gás natural veicular será explorado no subitem 5.3.3 desta dissertação.

### 2.2.3 Sinal de Preço

Do ponto de vista do funcionamento de mercados, uma das bases da racionalidade econômica para seu funcionamento é que o preço de mercado seja definido a partir da compatibilização entre as propensões a pagar e receber dos diferentes agentes participantes (geração, comercialização e consumo,) sob a ótica do balanço de oferta x demanda.

Com base no exposto, se um determinado mercado apresentar característica de um mercado competitivo (sinal econômico em função do balanço de oferta x demanda), o sinal de preço tornar-se-á uma poderosa ferramenta para permitir a flexibilidade pelo lado da demanda, atuando, por exemplo, no despacho por mérito econômico nas térmicas de outras fontes em detrimento às térmicas a gás natural, quando a demanda sazonal for alta e vice-versa.

### 2.2.4 Ar Propanado

É um gás combustível formado a partir da mistura de GLP (com maior teor de propano) com o ar, com características de queima semelhantes ao Gás Natural e foi idealizado para servir como alternativa ao Gás Natural, permitindo assim que o consumidor possa trabalhar com Gás Natural, Ar Propanado ou ambos, ao mesmo tempo. Existe aplicação nos segmentos de mercado industrial, comercial e termelétrico.

Os gases que possuem o mesmo número de Wobbe<sup>11</sup> são totalmente intercambiáveis. Assim, o ar propanado e o gás natural possuem o mesmo número de Wobbe, e, portanto, no momento de comutação de insumos, a transição é instantânea, não havendo a necessidade de nenhuma regulagem ou ajuste nos equipamentos de queima.

A seguir o capítulo 3, no qual são apresentadas as aplicações das ferramentas de flexibilidade em mercados maduros e gás natural, com destaque para o mercado norte-americano, europeu e japonês.

---

<sup>11</sup> **Número de Wobbe** = é a relação entre o PCS e a raiz quadrada da densidade de um gás. Essa característica expressa a combustibilidade de um gás e assim os detalhes construtivos de um combustor.

### 3 A FLEXIBILIDADE EM MERCADOS MADUROS

Para uma melhor avaliação das alternativas de ferramenta flexibilidade, seja pelo lado da oferta, seja pelo lado da demanda, para o mercado de gás natural brasileiro, se faz necessário avaliar e entender como os mercados mais maduros trabalharam com as alternativas de flexibilidade.

Posto isto, busca-se apresentar uma síntese do mercado norte-americano com ênfase para as alternativas de ferramentas de flexibilidade, bem como o mercado europeu e finalmente o Japão.

Também é interessante ressaltar que essas alternativas de ferramentas possuem diferentes capacidades de prover flexibilidade ao mercado: algumas permitem um pequeno incremento na oferta de gás apenas por um curto período de tempo e outras podem atender à boa parte da demanda por períodos de tempo mais prolongados. Assim, os mecanismos variam de país para país, conforme as condições de oferta e demanda que cada um apresenta, e conforme as condições naturais e financeiras que cada um possui para implantá-las.

O quadro 3, abaixo, ilustra o *swing*<sup>12</sup> do mercado e o *swing* propiciado por diversos mecanismos em algumas regiões do globo. Como se pode observar o *swing* no consumo é sempre maior que o *swing* no suprimento, e por isso a grande importância de se dispor de um mecanismo de flexibilização para atender à demanda do mercado.

---

<sup>12</sup> O *swing* é uma referência para as variações de oferta e demanda de gás natural, obtido pela razão entre a maior produção (ou consumo) mensal e a produção (ou consumo) mensal média em determinado ano.

	Estados Unidos e Canadá	Europa	Japão, Coreia e Austrália
<b>Swing na Produção</b>	105%	134%	116%
<b>Swing na Importação</b>	119%	118%	113%
<b>Swing total no suprimento (produção + importação)</b>	107%	125%	109%
<b>Swing no Consumo</b>	137%	152%	111%
<b>Estocagem<sup>5</sup></b>	17%	13%	1%
<b>Estocagem através de GNL<sup>6</sup></b>	0,02%	0,2%	7%
<b>Parcela de consumo dependente da temperatura</b>	35%	40%	23%

Quadro 3: *Swing* de oferta e demanda em diversas regiões do planeta.

Fonte: Gandolphe (2002)

No caso das estocagens de ESGN e GNL o *swing* significa a razão entre capacidade de estocagem e consumo anual total.

### 3.1 SÍNTESE DOS MERCADOS NORTE-AMERICANO, EUROPEU E JAPONÊS DE GÁS NATURAL

Conforme explicitado anteriormente, o capítulo 3 tem como foco uma síntese do mercado norte-americano, com ênfase para as alternativas de flexibilidade, bem como o mercado europeu e finalmente o Japonês.

Entretanto no subitem 3.1 será apresentado, em detalhes, o funcionamento dos mercados de gás natural norte-americano, europeu e japonês, sua evolução e perspectivas, sem focar as ferramentas de flexibilidade, para que num segundo momento seja apresentada (ver os subitens 3.2 e demais) a aplicação das ferramentas de flexibilidade nesses mesmos mercados.

### 3.1.1 O Mercado Norte-americano

Os EUA são o segundo maior produtor de gás natural no mundo<sup>13</sup>, com 1.435,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2006, bem como o maior mercado consumidor do mundo com 1.697,8 milhões de m<sup>3</sup>/ano em 2006. Assim em torno de 84,57% do consumo norte-americano foi suprido a partir de fontes próprias, que representaram em 2006 algo como 21,74% da produção mundial. Por outro lado, apenas 3% das reservas de gás natural no mundo estão localizados nos Estados Unidos.

Em 2005 o gás natural representou 23% da produção de energia primária nos Estados Unidos. São mais de 8.000 poços de gás natural não associado representando 86% da produção total. Dois estados americanos se destacam na produção, Texas e Louisiana que juntos, respondem por 34% da produção de gás natural.

A relação reserva/produção (R/P) está em torno de 10 anos, logo os volumes importados serão cada vez mais relevantes (EIA, 2006). Com relação às importações - o Canadá responde por algo em torno de 13% do consumo (102 bcm em 2005) e o GNL representou 3% do consumo do mercado americano (18,5 bcm em 2005). Contudo é na importação a partir de terminais de regaseificação (GNL), oriundos de vários países, que se espera um forte crescimento dos volumes importados. Para 2020 projeta-se que a importação de GN via GNL representará algo como 20% do consumo (EIA, 2006, p. 90).

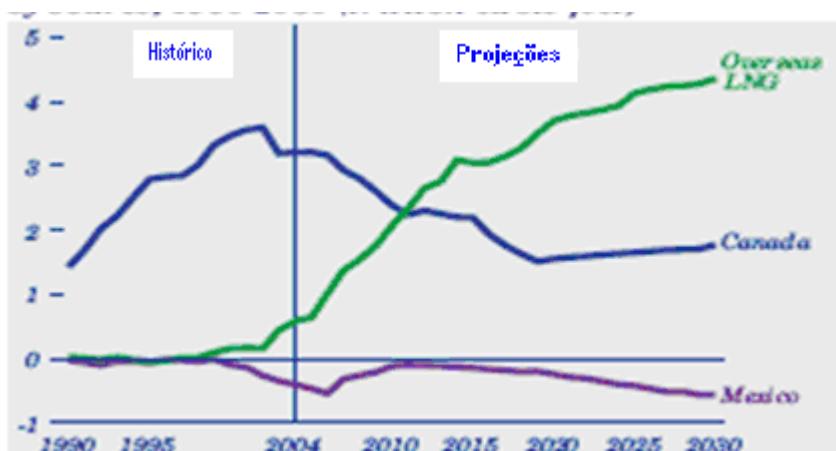


Gráfico 2: Previsão do Comportamento das Importações no EUA em TCF<sup>14</sup>  
Fonte: Adaptado de EIA (2007g)

<sup>13</sup> Fonte: BP Statistical Review – 2007.

<sup>14</sup> TCF: Trilhão de pé cúbico

Tabela 2: Segmento de mercado

Consumo (Milhão M3/mês)	dec-06	jan/07	fev/07	mar/07	abr/07	mai/07
Consumo Total por segmentos	55034,67	64119,50	67247,21	54736,58	46356,74	39245,25
Residencial	17360,34	2245,85	25151,45	17258,53	11451,27	6045,40
Comercial	9698,89	12067,58	1333,39	9885,04	7257,96	4729,00
Industrial	16339,88	17029,54	16393,47	15748,71	14655,70	14245,20
Veicular	5,77	62,50	56,45	62,50	60,48	62,50
Térmico	11577,89	12501,36	12311,96	11781,84	12931,30	14163,16

Fonte: Adaptado de dados EIA (2007b).

Cabe destacar nos Estados Unidos também a grande tradição na área de regulação e no caso do gás natural essa assertiva também é válida. A regulação do setor iniciou-se já em 1930 com a tentativa de restringir o abuso dos transportadores no segmento de termelétrica (ver IEA, 1998 e MAKHOLM, 2006, para detalhes).

Atualmente, o Federal Energy Regulatory Comission (FERC) regula as questões de negócios interestaduais e as questões de negócios intra-estaduais são reguladas por agências estaduais de regulação.

A reestruturação da indústria do gás natural (HIRSCHHAUSEN, 2006), iniciou-se com a retirada do preço teto em 1978 por meio do Natural Gas Policy ACT. Em 1984, houve a liberação de 380 Companhias Distribuidoras Locais-CDL's dos contratos de longo prazo com períodos com cláusulas de “*Take or pay*”, pela da resolução 380.

A evolução dos mercados *spot* para o gás natural não regulado criou as condições para o consumidor adquirir a *commodity* separadamente do serviço de transporte. Assim, em sintonia com esse movimento, em 1985, a resolução 436 atuava na questão da desvinculação da verticalização nos gasodutos de transporte interestaduais bem como instituía as condições de livre acesso (FOSS, 2004). Dando seqüência a resolução FERC 636 de 1992 foi um marco no movimento para não-discriminação ao acesso de terceiros e na direção da completa desvinculação das atividades de transporte e comercialização.

Foi com base nos marcos regulatórios citados nos parágrafos anteriores que foram criadas as condições de competição entre os vendedores de gás e reduzidas as rígidas e pesadas obrigações contratuais para o segmento termelétrico. Também foram criadas as condições para que as ESGNs tivessem maior facilidade de uso dos gasodutos de transporte.

A resolução FERC 637 (Fev/2000) introduziu maior flexibilidade para os carregadores no acesso aos gasodutos, ao mesmo tempo em que mantinha sob forte regulação as tarifas de transporte.

O Energy Policy Act de 2005<sup>15</sup>, em função do forte incremento da demanda do gás natural, é uma tentativa de fomentar os grandes investimentos necessários de infra-estrutura, provendo incentivos tributários e garantias de empréstimos para vários tipos de fontes de geração e infraestruturas de energia. Um bom exemplo do alvo da lei em tela são as implantações dos terminais de regaseificação de GNL.

Existe um consenso geral de que passadas três décadas houve uma grande transformação no maior mercado de gás natural do mundo (IEA, 2002). A reestruturação regulatória desregulamentou completamente as atividades de produção e comercialização e consequentemente criou a competição nesses segmentos da cadeia. Por outro lado, os gasodutos de transporte são formalmente regulados pelo “Custo de Serviço” via FERC. Como resultado prático, a maioria dos contratos é negociada em um ambiente competitivo.

As 1.400 companhias locais de distribuição (CDL's) e os seus gasodutos de distribuição são regulados pelas agências estaduais (HIRSCHHAUSEN, 2006). Para o caso da ESGN – Estações Subterrâneas de Gás Natural existe uma regulação em separado, mas frequentemente em combinação com os gasodutos. Por outro lado também existem investimentos sem regulação em ESGN's Merchant<sup>16</sup> e este tipo de negócio vem crescendo.

No mercado dos EUA, portanto, há diversos compradores e vendedores conectados por meio de redes de transporte. Desse modo os consumidores de gás natural podem escolher comprar diretamente de produtores ou de comercializadores como intermediários e a formação de preços decorre do processo de competição gás-gás. O gás natural é transacionado nos *hubs*, que são os pontos de entroncamento de gasodutos de transporte onde o gás é entregue pelo supridor

Por fim, o preço de gás natural foi baixo durante quase toda a década de 90 e durante este período as pessoas se acostumaram com preço da ordem de US\$ 3,00 por MMBTU. Entretanto os preços têm subido desde o começo da atual década, em

---

<sup>15</sup> (Lei 109-058) é um estatuto aprovado pelo congresso americano em 29/07/2005 e sancionado pelo presidente George W. Bush em 08/08/2005.

<sup>16</sup> ESGN baseada em mercado. FERC não define os preços de serviço. Serviço de armazenagem oferecidos através de leilões públicos e os preços são definidos pelo mercado.

particular durante os últimos períodos de inverno. As razões incluem a produção nacional americana que não cresce, as temperaturas baixas mais que o normal durante consecutivas semanas e os recordes nas altas de preço do petróleo. Os preços futuros confirmam que preços de gás “barato” talvez seja coisa do passado (HIRSCHHAUSEN, 2006).

### 3.1.2 O Mercado Europeu

A União Européia é uma organização internacional constituída atualmente por 27 estados membros, e que foi estabelecida com este nome pelo Tratado da União Européia (normalmente conhecido como Tratado de Maastricht) em 1992. Contudo muitos aspectos desta união já existiam desde a década de 50.

A União Européia tem muitas facetas, sendo as mais importantes o mercado único europeu (ou seja, uma união aduaneira), uma moeda única (o euro, adotado por 13 dos 27 estados membros) e políticas agrícola, de pescas, comercial e de transportes comuns. A União Européia desenvolve também várias iniciativas para a coordenação das atividades judiciais e de defesa dos Estados Membros.

Assim, com base neste contexto, apesar de formada por estados independentes, os mercados de Gás Natural e Energia Elétrica estão sendo harmonizados na busca de se tornarem mercados únicos, bem como a convergência entre ambos.

A Diretiva n.º 98/30/CE de 21-07-1998 e posteriormente a Diretiva n.º 2003/55/CE de 26-06-2003 estabeleceram regras comuns para o transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural, também as normas relativas à organização e ao funcionamento do setor do gás natural e ao acesso ao mercado, bem como os critérios e mecanismos aplicáveis à concessão de autorizações de transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural e à exploração das redes, tudo a partir de um processo de mercado único.

Em seu formato final, o mercado europeu de gás natural deverá ser caracterizado pela presença de inúmeros agentes produtores, carregadores e comercializadores, concorrendo livremente pelo mercado, e pela presença de sistemas de transporte e distribuição por meio de monopólios regulados, uma vez que estas atividades se caracterizam como um monopólio natural. A regulação das atividades de transporte e

distribuição, bem como o gerenciamento de toda a cadeia, zelando pelos interesses dos consumidores e garantindo a concorrência entre os agentes de mercado, deverão ficar a cargo de uma agência reguladora independente e comum a toda a comunidade européia.

A demanda por gás natural na Europa está concentrada na região ocidental e apresenta grande disparidade de volumes, quando analisamos o consumo por países. Para ilustrar, seis países representam mais de 70% do consumo, quais sejam, Reino Unido, Alemanha, Itália, Holanda, França e Espanha.

Tabela 3 - Demanda nos países da Europa em bcm/ano (2004)

	2004	Porcentagem	Porcentagem acumulada
Reino Unido	102.55	18.0	18.0
Alemanha	101.25	17.8	35.8
Itália	80.61	14.1	49.9
Holanda	51.30	9.0	58.9
França	45.58	8.0	66.9
Espanha	27.01	4.7	71.7
Turquia	22.44	3.9	75.6
Roménia	18.89	3.3	78.9
Bélgica	17.06	3.0	81.9
Polânia	15.67	2.8	84.7
Hungria	14.46	2.5	87.2
República Tcheca	9.60	1.7	88.9
Austria	8.98	1.6	90.5
Eslováquia	6.72	1.2	91.6
Noruega	5.55	1.0	92.6
Dinamarca	5.17	0.9	93.5
Finnlândia	4.86	0.9	94.4
Irlanda	4.30	0.8	95.1
Bulgaria	3.77	0.7	96.8
Portugal	3.74	0.7	97.5
Suíça	3.31	0.6	96.2
Croácia	2.60	0.5	95.6
Sérvia e Montenegro	2.09	0.4	97.8
Lituânia	2.94	0.5	98.4
Grécia	2.69	0.5	98.8
Letônia	1.75	0.3	99.1
Luxemburgo	1.36	0.2	99.4
Eslovênia	1.10	0.2	99.6
Suécia	0.98	0.2	99.7
Estônia	0.85	0.1	99.9
Bósnia-herzegovina	0.62	0.1	100
Álbania	0.01	0.0	100
República da Macedónia	0.00	0.0	100
Chipre	0.00	0.0	100
República de Malta	0.00	0.0	100
<b>TOTAL 35 países</b>	<b>569.81</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fonte: IEA (2005).

Espera-se um forte incremento de demanda na Polônia e Hungria e entre os países de maior consumo, também um forte incremento na Itália e Espanha, principalmente em função do segmento de mercado termelétrico. Os seis países de maior consumo, citados anteriormente, mais a Turquia, Romênia, Bélgica, Polônia, Hungria, República Checa e Áustria respondem por mais de 90% do consumo na Europa.

O consumo final do gás natural também é bastante variável de país para país, podendo estar concentrado no setor industrial, caso da Espanha, na geração elétrica como na Dinamarca, ou no residencial, caso da Holanda.

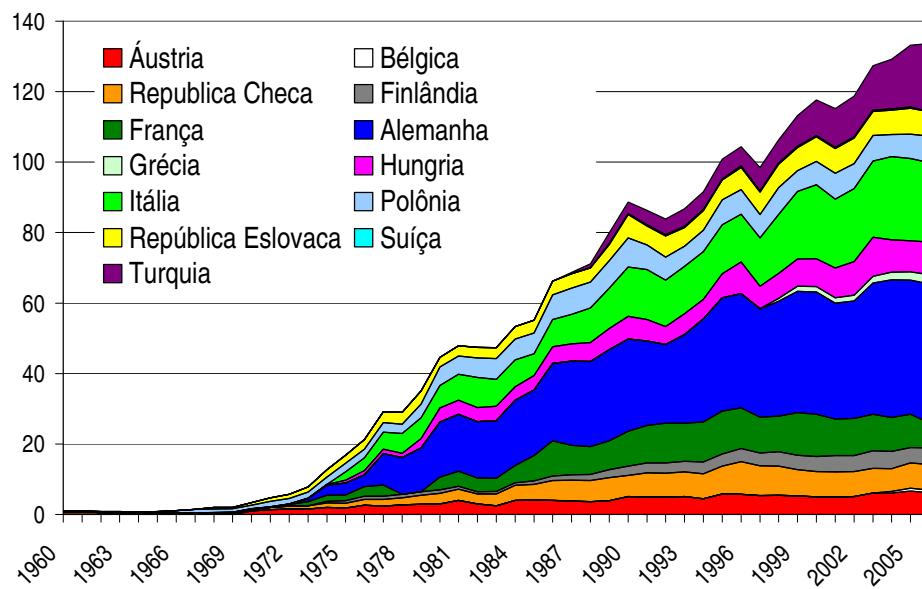


Gráfico 3: Evolução do consumo de Gás Natural da União Europeia (em bilhões de metros cúbicos)

Fonte: OECD/IEA (2007 apud MATHIAS, 2008)

Com relação à produção, embora a Europa ainda produza aproximadamente 67% de todo o seu consumo, a expectativa é de que o continente se torne cada vez mais dependente de fontes externas, resultado do incremento da participação do gás natural na matriz energética e do declínio na sua produção, em especial a do Reino Unido e da Holanda.

Além disso, as condições de produção variam consideravelmente de país para país. Holanda, Reino Unido e Noruega são os únicos que possuem saldo positivo no balanço de gás natural, ou seja, exportam mais do que importam. Os demais, em maior ou menor grau, dependem de importações oriundas de países da própria Europa ou de fora do continente. A Alemanha, por exemplo, produz 19% do seu consumo, importa 30% da Rússia e o restante de países europeus. A Itália produz cerca de 20%, bem

semelhante à Alemanha, mas diferentemente destas apenas 17% do mercado é atendido por meio de importações oriundas da Europa, sendo o restante, 63%, importado de países de outros continentes. Já a Espanha possui produção insignificante de gás natural, tendo 11% de seu mercado atendido por importações européias e o restante por importações de outros continentes.

Tabela 4 - Principais exportadores de GN para atendimento do mercado Europeu 2004

2004	Noruega		Holanda		Rússia		Árgelia		Oriente Médio		Nigeria		Total Importação
	bcm	%	bcm	%	bcm	%	bcm	%	bcm	%	bcm	%	
Bélgica/Luxemburgo	7	35%	8	37%	0	1%	3		–		–		21
Alemanha	26	29%	22	24%	38	41%	–		–		–		92
Finlândia/Suécia	–		–		5	81%	–		–		–		6
França	15	33%	–		12	26%	7	15%	0,1	0,2%	1	2%	45
Grécia	–		–		2	80%	1	20%	–		–		3
Reino Unido	9	80%	1	4%	–		–		–		–		11
Itália	7	10%	10	14%	21	30%	26	37%	–		4	5%	70
Holanda	4	32%	–		3	20%	–		–		–		14
Austria	1	10%	–		6	77%	–		–		–		8
Espanha/Portugal	2	7%	–		–		16	53%	5	17%	6	20%	31
Báltico *	–		–		5	100%	–		–		–		5
Polônia	1	5%	–		8	87%	–		–		–		9
Rep. Tcheca/Esl./Hun.	3	9%	–		24	85%	–		–		–		28
Esllovénia/Croácia	–		–		2	73%	0	20%	–		–		2
Bulgária/Romênia	–		–		8	85%	–		–		–		9
Turquia	–		–		14	65%	3	15%	–		1	5%	22
Total de exportações européias	75		40		146		56		5		12		374

Fonte: BP (2005), \* Estonia from IEA (2005)

Por fim, a Comunidade Européia ambiciona uma energia sustentável, competitiva e segura, e na sua visão isto não será possível sem mercados energéticos abertos e competitivos, baseados na concorrência entre empresas que aspirem a ser concorrentes à escala européia e não dominantes a nível nacional.

São os mercados abertos, e não o protecionismo, que reforçarão a Europa e lhe permitirão resolver os seus problemas. Um mercado único europeu da electricidade e do gás verdadeiramente competitivo faria baixar os preços, melhorar a segurança do suprimento e aumentar a competitividade. Beneficiaria também o ambiente, na medida em que as empresas reagiriam à concorrência encerrando as empresas que não apresentassem eficiência energética. (COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS, 2006)

As estratégias para criação de um mercado único Europeu de Gás natural e electricidade estão baseadas em cinco premissas:

**1- Uma rede européia única:** Para que se desenvolva um verdadeiro mercado europeu da eletricidade e do gás. Isto pode ser conseguido assegurando regras e normas comuns para as questões que afetam o comércio entre os Estados Independentes.

**2- Um plano de investimento em interconexões prioritárias:** Não pode haver um mercado europeu verdadeiramente competitivo e único sem capacidade física adicional: isto é particularmente vital para países como a Irlanda e Malta ou para os países bálticos, que continuarão a ter um estatuto insular em matéria de energia, cortados em grande parte do resto da Comunidade. Do mesmo modo, uma capacidade adicional de interconexão elétrica é necessária entre muitas regiões, e em especial entre a França e a Espanha, para que se possa desenvolver uma verdadeira concorrência entre estes dois países. De forma semelhante, são necessários novos investimentos em infra-estruturas nos mercados do gás. Em muitos Estados-Membros, devem ser adotadas ações para liberar a capacidade reservada a antigos operadores históricos no âmbito de contratos de longo prazo no setor da eletricidade e do gás. A interconexão é um mecanismo crucial para a solidariedade.

**3- Investimento em capacidade de geração:** Para substituir a capacidade envelhecida de geração de electricidade e fazer face à crescente demanda de gás, a UE necessitará de investimento substancial nos próximos 20 anos. Isto inclui a capacidade para gerir picos de consumo, entenda-se por mecanismos/ferramentas de flexibilidade. Devem estar disponíveis as reservas necessárias para evitar rupturas nos momentos de elevada procura e servir de complemento às fontes de energia renováveis intermitentes. Para que haja investimentos no tempo certo e sustentáveis, é necessário um mercado que funcione corretamente, emitindo os necessários sinais de preços, incentivos, oferecendo estabilidade regulamentar e acesso ao financiamento.

**4- Condições eqüitativas: a importância da separação:** Continuam a existir diferenças significativas no nível e eficácia da separação entre as atividades de transmissão e distribuição e as atividades concorrências. Isto significa que, na prática, os mercados nacionais estão abertos em diferentes graus a uma concorrência livre e eqüitativa. As disposições das segundas Diretivas Eletricidade e Gás em matéria de separação devem ser plenamente aplicadas, não só a nível formal, mas também no seu espírito.

**5 - Aumentar a competitividade da indústria européia:** Um dos principais objetivos do mercado interno da energia é promover a competitividade da indústria comunitária e assim contribuir para o crescimento e o emprego. A competitividade industrial exige um quadro regulador bem concebido, estável e previsível, respeitador dos mecanismos de mercado. A política energética deve, pois, favorecer opções com uma boa relação custo-benefício e basear-se numa análise econômica aprofundada das várias opções políticas e do seu impacto nos preços da energia. É crucial uma disponibilidade segura de energia a preços acessíveis. São essenciais mercados integrados e competitivos da eletricidade e do gás com o mínimo de rupturas do suprimento. Para tal, deve ser estudada a melhor forma de assegurar uma efetiva coordenação entre a Comissão, os reguladores nacionais do setor da energia e as autoridades nacionais competentes em matéria de concorrência.

### 3.1.3 O Mercado Japonês

A participação do gás natural em termos de energia total primária consumida se situa em torno de 12,6% (IEA, 2003a). Como a produção de gás natural no Japão é muito pequena, o mercado japonês é atendido pelo GNL vindo, principalmente, do Oriente Médio, da Austrália, da Malásia e da Indonésia.

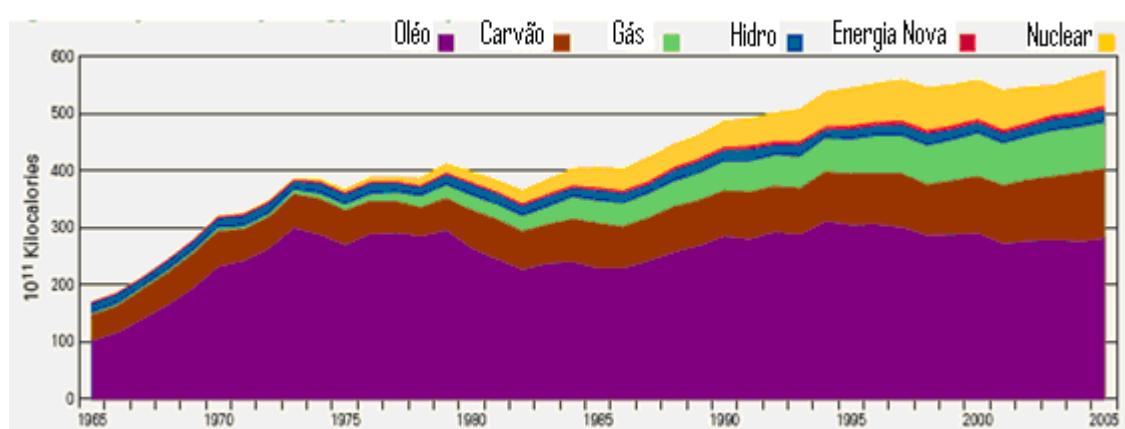


Gráfico 4: Consumo de energia primária no Japão.

Fonte: Adaptado de HANDBOOK... (2006)

Em função das características geográficas para acessibilidade a esse mercado as importações, via o modal GNL, tornaram-se a melhor opção, fazendo o mercado

japonês ainda responder por cerca da metade das transações de GNL no mundo. Corrobora para este contexto o fato de esse mercado permitir que a cadeia do GNL apresente retorno do investimento, uma vez que se faz necessário que haja um fluxo constante e por longo prazo de comercialização do produto, tendo em vista que são projetos intensivos em capital e sua amortização requer longa duração.

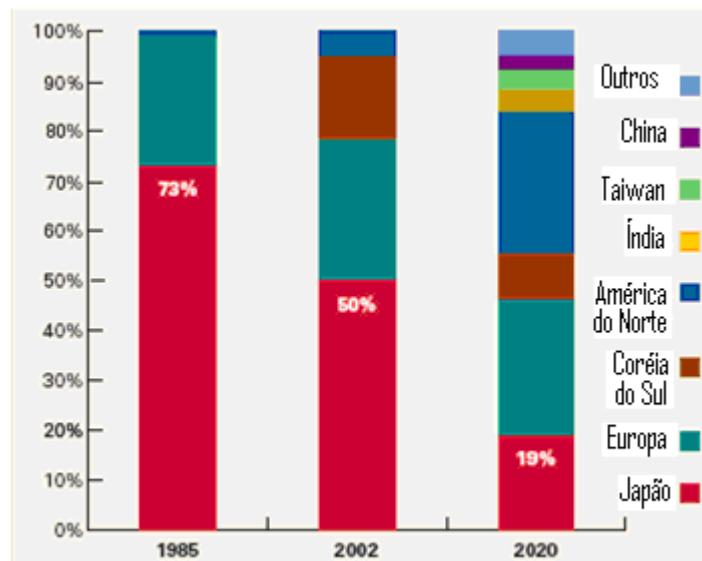


Gráfico 5: Participação do Japão no mercado mundial de GNL.

Fonte: Adaptado de IEA (2006).

Os terminais de regaseificação do Japão estão concentrados nos portos das cidades de Tókio, Osaka e Nagoya que apresentam altas demanda e posteriormente através de gasodutos são levados às outras regiões de consumo.

Finalmente, em função de ser um grande importador de “energia”, como é no caso do gás natural, a questão da segurança de suprimento torna-se o tema mais relevante da sua agenda energética.

### 3.2 A FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA EM MERCADOS MADUROS DE GÁS NATURAL

Para uma melhor avaliação das alternativas de ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta para o mercado de gás natural brasileiro, faz-se necessário avaliar e entender como os mercados mais maduros, no caso EUA, Europa e Japão trabalham com essas alternativas de flexibilidade, as quais são apresentadas a seguir.

### 3.2.1 Cadeia de GNL

A cadeia de GNL, além de representar um importante modal de suprimento de gás natural em diversos mercados, também é uma importante ferramenta de flexibilidade pelo lado da oferta, assim apresentamos a seguir sua aplicação nos mercados maduros dos EUA, Europa e Japão.

#### 3.2.1.1 O GNL no EUA

Até um período recente o GNL nos ESTADOS UNIDOS era predominantemente utilizado com o propósito de atender às demandas de pico (*peak shaving*), principalmente no período de inverno (novembro - fevereiro), ou seja, na prática o suprimento de gás via GNL tinha como única finalidade criar as condições de flexibilidade pelo lado da oferta para os picos de demanda.

Não obstante a esta característica de flexibilidade, cabe observar que os volumes de GNL representam apenas algo em torno de 3% da demanda no ano de 2005 (EIA,2006), demonstrando ser uma opção muito mais voltada para permitir flexibilidade do que garantir o suprimento do mercado norte americano.

Todavia esta situação está mudando, e as projeções para 2020 apontam que o GNL será responsável por 20% de total do consumo, conforme Hirschhausen (2006).

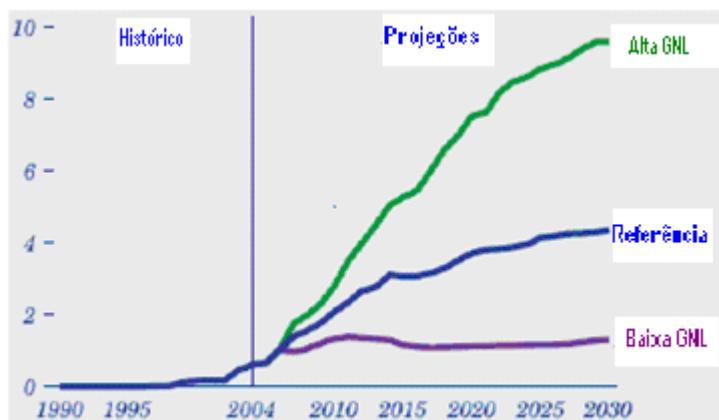


Gráfico 6: Importação de GNL em três cenários (de 2007-2030 em Tcf)  
Fonte: Adaptado de EIA (2006, p. 90)

Para suportar este aumento nos volumes de importação via GNL, está previsto um forte incremento nos terminais de regaseificação. Para ilustrar, os Estados Unidos têm atualmente 5 (cinco) terminais de regaseificação (FERC, 2005), e a tabela a seguir ilustra bem a forte movimentação dos agentes para a implantação de novos terminais.

Tabela 5 - Terminais de Regaseificação Existentes ou em Construção nos EUA em 2007

Projeto	Capacidade (mtpa)	Status	Entrada em Operação
Cove Point	5,3	Em operação	1978
Elba Island	6,0	Em operação	1978
Everett	3,8	Em operação	1971
Lake Charles	13,3	Em operação	1982
Gulf Gateway*	n.d.	Em operação	2005
Elba Island (expansão)	n.d.	Em construção	2010+
Cove Point (expansão)	n.d.	Em construção	2008
Freeport LNG	11,0	Em construção	2008
Sabine Pass LNG	20,0	Em construção	2008
Cameron LNG	11,0	Em construção	2008+
Crown Landing	n.d.	Planejado/Proposto	2008+
Gulf Landing*	n.d.	Planejado/Proposto	2008+
Corpus Christi LNG	20,0	Planejado/Proposto	2008+
Weavers Cove	3,0	Planejado/Proposto	2008+
Golden Pass	15,60	Planejado/Proposto	2008+
Vista del Sol LNG	n.d.	Planejado/Proposto	2008+
Ingleside Energy	n.d.	Planejado/Proposto	2009+
Port Arthur	n.d.	Planejado/Proposto	2009
Creole Trail LNG	n.d.	Planejado/Proposto	2010
<b>TOTAL</b>	<b>109,0</b>	-	-

**Nota:** Os seguintes terminais estão em estudo: Somerset LNG (2008+), Main Pass Energy Hub\* (2008+), Vermillion\* (2008+), Liberty LNG (2008+), Cabrillo Port\* (2008+), Ventura\* (2008+), Terminal Island (2008+), Brownsville (2008+), Northeast Gateway (2007+), Móbile Bay (2009+), Northen Star LNG (2009+), Calhoun LNG (2010), Keyspan LNG (2008+), Bay Crossing LNG (2010), LNG Clean Energy Project (2009+), Port Pascagoula (2009+), Broadwater Energy Projecy\* (2008+), Beacon Port Clean Energy\* (2010), Neptune LNG\* (2009) e Torp LNG\* (2009+).

\* Terminais Offshore

Fonte: Petroleum Economist (2007b apud MATHIAS, 2008).

O reaparecimento do regime de acesso a terceiros em vários terminais de regaseificação sugere que a “garantia de exclusividade” para investidores de terminais de regaseificação não é uma condição necessária para garantir os investimentos nesse tipo de instalação.

A atual ebulação do mercado de gás natural norte americano no que diz respeito à instalação de terminais de regaseificação de GNL está muito mais ligadas às questões de garantia de suprimento do que à criação de flexibilidade.

O crescimento do mercado de gás natural e a redução da produção norte-americana induzem a busca de alternativas de suprimento, e, portanto, a cadeia do GNL se mostra uma alternativa atraente.

Cabe destacar que com o crescimento do volume para a opção do GNL no mercado americano, estão criadas condições mais favoráveis para uma competição global do mercado de GNL, sugerindo que os preços estarão atrelados a uma competição internacional.

Os obstáculos para a implantação dos terminais de regaseificação de GNL nos Estados Unidos estão diretamente ligados às questões das licenças de operação, pois apesar de o FERC aprovar projetos de terminais rapidamente, também são necessárias licenças estaduais e inclusive municipais, que contemplem diferentes exigências. A questão da infra-estrutura de transporte também é relevante para garantir o escoamento do GNL a partir dos terminais de regaseificação, contudo esta questão ainda não se comporta como um fator de restrição.

### 3.2.1.2 O GNL na Europa

Como citado anteriormente, embora a Europa ainda produza aproximadamente 67% de todo o seu consumo, a expectativa é de que o continente se torne cada vez mais dependente de fontes externas, resultado do incremento da participação do gás natural na matriz energética e do declínio na sua produção, em especial a do Reino Unido e da Holanda.

Assim, em que pese a relevante e crescente importação de gás natural da Rússia, via gasodutos, a importação, via cadeia do GNL, apresenta-se como estratégica no sentido de garantir maior diversificação das fontes de suprimento e, por conseguinte, aumento na segurança de suprimento.

O GNL também favorece a competição, na medida em que cria maior possibilidade de diferentes fluxos, bem como maior flexibilidade no suprimento, em contrapartida também aumenta a influência dos mercados globais nas disponibilidades de volumes de gás e de preços, ou seja, aumenta a volatilidade.

Novamente, o grande desafio é criar um mercado competitivo da cadeia do GNL, e sua viabilização passa naturalmente pelos terminais de regaseificação. Aspectos

como não-discriminação do acesso de terceiros, transparência de informações por parte dos operadores dos terminais, eficiência na utilização da capacidade e ambiente favorável para novos investimentos são elementos-chave para criar as condições de competição.

A seguir apresentamos a evolução dos terminais de regaseificação de GNL na Europa.

Tabela 6 - Terminais de Regaseificação Existentes ou em Estudo na Europa em 2007

Projeto	País	Capacidade (mtpa)	Status	Entrada em Operação
Zeebrugge	Bélgica	3,60	Em operação	1987
Zeebrugge (expansão)	Bélgica	3,60	Em construção	2007
Fos-sur-Mer	França	5,07	Em operação	1972
Montoir-de-Bretagne	França	7,25	Em operação	1980
Fos-sur-Mer (Cavaou)	França	5,80	Em construção	2007
Revythoussa	Grécia	1,60	Em operação	2000
Panigaglia, La Spezia	Itália	3,50	Em operação	1971
Isola di Porto Levante	Itália	6,00	Em construção	2008+
Brindisi LNG	Itália	6,00	Em construção	2010
Sines	Portugal	4,00	Em operação	2003
Sagunto	Espanha	2,75	Em operação	2006
Barcelona	Espanha	10,87	Em operação	1968
Cartagena	Espanha	5,72	Em operação	1989
Huelva	Espanha	7,98	Em operação	1988
Bilbao	Espanha	5,00	Em operação	2003
Mugardos	Espanha	4,50	Em construção	2007
Barcelona (expansão)	Espanha	n.d.	Em construção	2007
Cartegena (expansão)	Espanha	0,95	Em construção	2008
Marmara Ereglisi	Turquia	4,20	Em operação	1994
Izmir	Turquia	4,38	Em operação	2003
Grain LNG	Reino Unido	3,30	Em operação	2005
Teesside (Offshore)	GasPort	Reino Unido	n.d.	Em operação
Dragon LNG	Reino Unido	7,20	Em construção	2007/09+
South Hook LNG	Reino Unido	15,60	Em construção	2007/08+
Grain LNG	Reino Unido	6,50	Em construção	2008/11+
<b>TOTAL</b>		<b>125,37</b>		

Fonte: Adaptado de Petroleum Economist (2007b apud MATHIAS, 2008)

### 3.2.1.3 O GNL no Japão

Por importar algo como 97% do seu consumo de gás natural, o GNL no Japão se apresenta como fundamental na questão do suprimento, bem como a mais importante ferramenta de flexibilidade pelo lado da oferta, fazendo com que os tanques dos

terminais de regaseificação, os quais possuem grande capacidade, fazem o papel das ESGNs.

Tabela 7 - Terminais de Regaseificação de GNL no Japão

Terminais	Tanque de armazenagem 1.000 cm <sup>3</sup> do GNL	Capacidade Nominal (mcm/dia)	Data inicial
Negishi	1,250	50.8	1969
Senboku I	180	8.4	1972
Sodegaura	2,660	103.6	1973
Senboku II	1,405	43.8	1977
Tobata	480	24	1977
Chita I	300	27	1977
Himeji I	520	31.6	1979
Chita II	640	42.9	1983
Higashi-Niigata	720	31.4	1983
Himeji II	560	14.8	1984
Higashi-Ohgishima	540	62.9	1984
Futtsu	610	69.3	1985
Yokkaichi (Kawagoe)	320	29.2	1987
Yanai	480	7.5	1990
Shin-Oita	320	17.2	1990
Yokkaichi	160	2.4	1991
Fukuoka	70	1.7	1993
Hatsukaichi	85	1.3	1996
Sodeshi	82.9	2.3	1996
Kagoshima	36	0.5	1996
Shin-Minato	80	1.1	1997
Kawagoe	480	19.4	1997
Ohgishima I	200	10.7	1998
<b>Total</b>	<b>12,178</b>	<b>603.8</b>	

Fonte: Adaptado de IEA (2002)

Cabe registrar que o Japão foi o país pioneiro nas importações de GNL na região asiática. A decisão por esse modal está ligada às vantagens econômicas do GNL perante o gasoduto por quanto maiores forem as distâncias entre a produção e os mercados.

Tabela 8 - Importações Japonesas de GNL por Origem entre 1969 e 2006 (em milhões de m<sup>3</sup>)

	1969	1970	1972	1977	1983	1989	1997	2000	2001	2003	2005	2006
<b>Austrália</b>	0	0	0	0	0	939	9.835	10.096	10.485	10.702	14.638	17.649
<b>EUA</b>	304	1.129	1.430	1.385	1.462	1.384	1.671	1.765	1.772	1.739	1.749	1.578
<b>Trinidad e Tobago</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	78	386
<b>Argélia</b>	0	0	0	0	0	307	0	0	0	0	78	258
<b>Egito</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	166	778
<b>Nigéria</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231
<b>Omã</b>	0	0	0	0	0	0	0	172	954	2.318	1.541	4.010
<b>Catar</b>	0	0	0	0	0	0	3.420	8.400	8.941	9.251	8.954	10.789
<b>EAU</b>	0	0	0	580	2.502	3.246	6.514	6.723	6.795	7.358	7.351	7.366
<b>Brunei</b>	0	0	46	7.636	7.305	7.449	7.561	8.001	8.405	8.913	8.631	8.950
<b>Indonésia</b>	0	0	0	680	13.293	24.093	25.084	25.372	23.022	24.486	19.339	19.531
<b>Malásia</b>	0	0	0	0	1.686	9.066	13.099	15.292	15.815	17.107	18.390	17.107
<b>Outros</b>	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	304	1.129	1.476	10.335	26.248	46.484	67.184	75.821	76.189	81.952	80.915	88.633

Fonte: OECD (2007 apud Mathias, 2008)

### 3.2.2 Armazenagem - ESGN

A ESGN é uma importante ferramenta de flexibilidade pelo lado da oferta, com destaque no mercado americano e europeu: assim apresentamos a seguir sua aplicação.

#### 3.2.2.1 A ESGN nos EUA

Das alternativas de flexibilidade pelo lado da oferta a armazenagem é de longe a principal opção para prover o suprimento nos picos de demanda, sejam elas diárias sejam elas de estações (forte demanda no inverno).

A lógica econômica da ESGN normalmente comporta-se com o seu abastecimento durante o verão, quando os preços são mais baixos, e suprem o mercado no inverno, quando os preços são mais altos.

No item 2.1.2 foram apresentadas as características técnicas dos diferentes tipos de ESGN e complementarmente suas características econômicas.

Nos Estados Unidos existem em torno de 430 ESGN, operadas por aproximadamente 120 companhias, gerando uma capacidade de suprimento de 120 BCF. Desta capacidade, 87% são ESGN a partir de campos depletados, 9% são de aquíferos e 4% em cavernas de sal (EIA,2005).

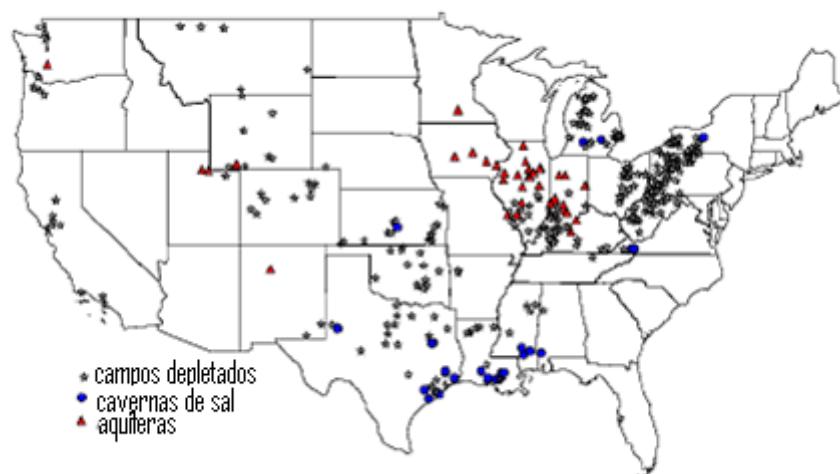


Figura 4: ESGNs nos EUA  
Fonte: Adaptado de EIA (2005, p. 30)

Os proprietários/operadores das ESGN's são por ordem (1) transportadoras interestaduais; (2) transportadoras estaduais; (3) companhias de distribuição locais – CDL'S e (4) provedores independentes de ESGN (GORAEIB et al., 2005).

Os proprietários/operadores das ESGNs não são necessariamente os donos do gás confinado nas ESGNs; de fato, muito do gás armazenado nas ESGNs é de CDLs, Carregadores e Usuários Finais que arrendam capacidades nas instalações.

O arrendamento de capacidade em ESGNs pelos agentes de mercados busca incrementar a flexibilidade dos produtos para os consumidores finais consequentemente intensificarem os lucros.

O forte incremento de novas termelétricas de gás natural representou um interesse deles por alta capacidade de entrega por parte da ESGNs, inclusive com a disposição a pagar um prêmio por esta característica.

Por conseguinte, novos e pequenos investidores estão focando em novas independentes ESGNs de caverna de sal, pois apesar de mais caros apresentam maior flexibilidade em termos de injeção e retirada de gás.

Essas ESGNs Merchant são quase que exclusivamente usadas por terceiros que podem se beneficiar dessas maiores flexibilidades tais como comercializadores e plantas termelétricas.

Assim, a desregulamentação das ESGNs, bem como a intensificação da importação via GNL confere um papel estratégico para as ESGNs na arbitragem de preços entre as estações verão e inverno.

As ESGNs podem ser usadas como Hedge natural e/ou instrumentos financeiros, e nos últimos anos a NYMEX desenvolveu um mercado de opções e futuro com grande liquidez para o gás armazenado das ESGNs.

Segundo Simmons (2000) o preço “contango” entre os meses de verão e de inverno igual ou acima de 0,50 US\$/MMBTU permite aos investidores de ESGN’s cobrir todos os custos de OPEX e CAPEX.

Os “spreads” de preço do gás natural entre verão e inverno têm aumentado nos últimos anos, para ilustrar no período de 2001 a 2003 o prêmio médio mensal para os contratos baseados em janeiro variaram entre 0,23 US\$/MMBTU a 0,92 US\$/MMBTU (HIRSCHHAUSEN, 2006).

Desde então, os preços têm incrementado consideravelmente. A atual curva de preço futuro NYMEX em referência para o pico do inverno está a “contango” até 2010, implicando assim em condições favoráveis para que novos investimentos em ESGN’s, sejam de forma regulada<sup>17</sup>, ou seja, de forma Merchant<sup>18</sup>.

A competência regulatória das ESGNs segue os mesmos princípios dos gasodutos, dessa forma as ESGNs que têm comercializações interestaduais são reguladas pela FERC baseadas no custo do serviço.

Atualmente existem 14 grandes companhias de ESGN, das quais 12 são integradas com empresas operadoras de gasodutos de transporte e 2 de forma independente (HIRSCHHAUSEN, 2006).

O FERC, por meio da resolução 636, requer das companhias transportadoras que suas instalações de ESGN operem em bases de livre acesso. Isto significa que cada sítio de ESGN tem de permitir o acesso de terceiros em bases não discriminatórias, para as capacidades disponíveis excedentes.

---

<sup>17</sup> ESGN baseada em custo de serviço: Tarifa regulada e aprovada pela FERC. Contratos de 20 anos previamente assinados com os clientes antes da construção.

<sup>18</sup> ESGN baseada em mercado: FERC não define os preços de serviço. Serviço de armazenagem oferecidos através de leilões públicos e os preços são definidos pelo mercado.

Por toda a década de 90 a regulação em ESGN não era considerada como relevante, entretanto a alta dos preços de gás natural desde 2004 e as crescentes preocupações com a segurança do suprimento combinado com o reconhecimento público do limitado incremento de capacidade da ESGN, mudaram este cenário.

Desde então a FERC vem realizando um contundente esforço para tornar os investimentos em ESGN mais atrativos. Um obstáculo identificado nos investimentos de ESGN diz respeito à restrita interpretação pela FERC do mercado de energia elétrica (mercado regulado), conduzindo-a a uma operação das ESGN baseada em aplicação de tarifas.

Para responder a estes obstáculos, o ENERGY POLICY OCT of 2005 implementou aspectos favoráveis ao investimento de ESGNs, como permitir que as tarifas sejam propostas pelas ESGNs em função da sazonalidade, bem como outras características do mercado, uma vez que anteriormente as tarifas eram definidas pela FERC que podia aceitar as que eram propostas ou mudá-las consequentemente.

Assim, a FERC, (HIRSCHHAUSEN, 2006) por meio do “*THE GAS STORAGE PRICING NOTICE OF PROGRES RULEMAKING (NOPR)*” procurou: I) expandir o conceito de Mercado de produtos relevantes para incluir serviços de armazenagem autorizados com tarifas baseadas no mercado II) implementou o “*the new natural gas sestim 4 (f)*” o qual permite ao FERC autorizar tarifas baseadas no mercado mesmo quando se tratar do mercado de energia elétrica.

Este movimento da FERC está em harmonia com o objetivo de favorecer os investimentos, pois provê mais flexibilidade na definição das tarifas que podem ser projetadas baseadas em tarifas pelo custo de serviço, tarifas negociadas ou tarifas baseadas no mercado.

Por conseguinte, o mercado de ESGN nos Estados Unidos está bem desenvolvido e não existem evidências de risco de falta de capacidade de ESGNs para garantir a segurança no suprimento.

A reestruturação tem também mudando a percepção das ESGNs pelos agentes de mercado, e sinaliza para operadores independentes de ESGN ações orientadas para uma atuação Merchant.

Assim, em que pese transportadores e distribuidores serem proprietários da maior parte da ESGN, atualmente os comercializadores controlam em torno de 25% da capacidade das ESGNs através de contratos e acordos de gerenciamentos de suprimento de gás.

Finalmente, a despeito do rápido crescimento do mercado de ESGNs, tem existido preocupação por parte do FERC, que prevê em 2020 uma necessidade de 650 bcf de incremento de capacidade nas ESGN'S.

### 3.2.2.2 A ESGN na Europa

A Europa considera a ESGN a principal ferramenta como mecanismo de flexibilidade e como uma condição essencial para que seja possível a operação do mercado de gás natural de forma a garantir o atendimento das flutuações da demanda.

As ESGNs provêm tanto o *swing* sazonal, como também frequentemente garante o atendimento de picos de demandas, tudo de forma rápida e segura. Corrobora ainda a forte dependência de importação da maioria dos Estados Membros fazendo com que as ESGNs também tenham papel relevante mantendo reservas de gás, no caso de interrupção de importações, para garantia de suprimento dos consumidores.

Entretanto, a competição entre operadores de ESGNs é bastante restrita e a maioria destas instalações, na prática, funciona como monopólios. Por isso se torna crucial para garantir o suprimento com segurança que sejam garantidas condições de transparência e não-discriminação de acesso de terceiros em bases iguais, conforme estabelecido no artigo 19 da diretiva 2003/55/EC.

O tabela 9 a seguir apresenta a capacidade de armazenamento, excluído GNL, de cada país membro da Comunidade Européia.

Tabela 9 - Capacidade de Armazenagem na Europa (bcm)  
membros

País	Membros ERGEG	Capacidade de funcionamento em 2006 e no último ano
Alemanha (DE)	BNETZA	19.6 (+0.5)
Itália (IT)	AEEG	13.3 (+0.5)
Francia (FR)	CRE	11.2 (+0.2)
Holanda (NL)	DTE	5.0 <sup>14</sup>
Reino Unido (UK)	OGFEM	3.5
Hungria (HU)	HEO	3.4
Austria (AT)	E-Control	2.8
Latvia (LV)	PUC	2.3
Espanha (ES)	CNE	2.3 (+0.2)
República Tcheca (CZ)	ERU	2.1
Eslováquia (SK)	RONI	1.7
Polônia (PL)	ERO	1.6 (+0.3)
Dinamarca (DK)	DERA	0.8
Bélgica (BE)	CREG	0.7
Suécia (SE)	STEM	0.01
Capacidade de trabalho U.E.		<b>70.31 (+1.71)</b>

Fonte: ERGEG (2006)

Para ilustrar o esforço por parte dos estados independentes da CE, cabe relatar o recente desmembramento da empresa GASUNIE (GROENENDIJK, 2007) que até antes de 01/07/2007 era controlada por Shell (25%), ExxonMobil (25%) e o governo da Holanda (50%), tendo sido desmembrada em duas empresas, uma chamada Gasunie Infrasctructure que ficou com os ativos de transporte e armazenamento e é controlada pelo governo holandês (100%) e pela GasTerra Trade and Supply controlada por Shell (25%), ExxonMobil (25%) e o governo da Holanda (50%). Este movimento teve como intuito garantir condições de transparência e não discriminação de acesso de terceiros em bases iguais.

Segundo relatório da ERGEG (2006), três temas merecem importante atenção com vista a garantir a competição no segmento de ESGNs, são as áreas de Confidencialidade, Transparência e Mercado Secundário.

A questão da confidencialidade passa por garantir um sistema de TI (tecnologia da informação) e um código de conduta onde as informações das empresas contratadoras dos serviços das ESGN tenham seu sigilo garantido, evitando que vantajosas informações comerciais sejam repassadas para empresas afiliadas das ESGN's. Por outro lado é de fundamental importância que as informações das ESGN's

para os seus potenciais usuários tenham total transparência garantindo a melhor tomada de decisão por parte destes. É consenso que o acesso a fontes flexíveis de suprimento são fundamentais para criar condições favoráveis para novos entrantes. Finalmente, e não menos importante a questão do mercado secundário para as ESGNs, pois atualmente o mercado é muito limitado, e o seu crescimento resultaria numa maior liquidez do mercado como um todo.

### 3.2.2.3 O ESGN no Japão

O Japão não tem Estocagem Subterrânea de Gás Natural e os tanques dos terminais de regaseificação fazem este papel, conforme explicitado no item 3.1.3.

### 3.2.3 Empacotamento de Gasodutos

Com relação à opção de empacotamento de gasodutos, não foi observado, até o presente momento, uma contribuição relevante, como ferramenta de flexibilidade pelo lado da oferta, para um balanço de oferta e demanda ajustado quando se estuda sazonalidades de meses, sendo sua abrangência restrita a variações diárias ou horárias.

## 3.3 A FLEXIBILIDADE PELO LADO DA DEMANDA EM MERCADOS MADUROS DE GÁS NATURAL

É freqüente, em mercados maduros, que supridores de gás natural ofereçam contratos interruptíveis para grandes consumidores industriais e termelétricos bicombustíveis. Assim estes consumidores reduzem ou param o seu consumo de gás natural e têm como contrapartida um desconto no preço do gás.

As solicitações de parada de oferta de gás pelos supridores são objetos de alguns tipos de critérios, para os países de clima temperado são freqüentemente ligados com à variável “temperatura”.

“Consumidores Interruptíveis” são usualmente equipados com queimadores bicompostíveis podendo consumir gás natural ou outro combustível, tal como, por exemplo, o óleo combustível e até eventualmente parar parte de sua produção baseada em gás natural.

“Consumidores Interruptíveis”, podem dar uma grande contribuição para a flexibilidade no suprimento, pois eles podem reduzir o consumo nos períodos de alta demanda por gás natural.

Na realidade, conforme Luchesi (2005), os demais mecanismos de flexibilização adotados na Europa Continental têm evitado que fornecedores exerçam o direito de interromper o fornecimento, de forma que não se consegue sequer avaliar como o mercado reagirá caso a interrupção ocorra de fato. Em outras palavras, a existência de campos de estocagem, de campos produtores flexíveis e de terminais de recebimento de GNL permite uma perfeita sintonia entre oferta e demanda, não havendo, na prática, necessidade de interrupção no fornecimento a clientes interruptíveis para atender à demanda de clientes firmes.

Já nos Estados Unidos, em 2005, mais uma vez pelo elevado grau de abertura do mercado de gás natural, aproximadamente 25% das vendas gás natural são executadas através de contratos interruptíveis (LUCHESSI, 2005). Para clientes industriais, a parcela de gás interruptível chega a 38%, no setor elétrico chega a 36% e nos setores residencial e comercial chega a 15%.

Na Inglaterra também há uma grande incidência de contratos interruptíveis, respondendo por 26% do total de vendas. O principal mercado suprido por contratos interruptíveis é o elétrico, representando 69% do total de gás fornecido ao setor.

Na Argentina os contratos interruptíveis vigem principalmente com termelétricas a gás, para as quais o fornecimento é interrompido no inverno, quando ocorre grande aumento na demanda por parte do setor residencial. O problema de desabastecimento elétrico não era bastante crítico, porque é exatamente no inverno que as hidrelétricas na Argentina possuem a maior capacidade de geração.

Contudo, em função de um sinal de preço congelado, o consumidor residencial argentino vem ano a ano aumentando seus níveis de consumo *per capita* somados ao forte incremento do PIB nos últimos anos. Assim, o resultado não poderia ser diferente,

em que pese as termelétricas a gás bicombustíveis necessitarem operar com combustível alternativo nos períodos de inverno, a Argentina vem apresentando déficits crescentes de energia no Inverno e o tesouro argentino vem cobrindo as diferenças de custo dos combustíveis alternativos.

### 3.3.1 Consumidores Interruptíveis

Os contratos de suprimento de gás natural na modalidade interruptível permitem ao comprador obter um desconto que varia de 2% a 20% (IEA, 2002a). Em contrapartida o supridor pode interromper o suprimento baseado nos critérios acordados, que, conforme citado anteriormente, estão normalmente atrelados à questão da temperatura, como no caso do mercado europeu, norte-americano e japonês.

Em muitos contratos, entretanto, as interrupções estão limitadas a um máximo de dias por ano e estes mesmos consumidores estão normalmente livres de obrigações do tipo *Take or Pay*.

Quando observamos o quesito participação de consumidores interruptíveis no segmento industrial, nós vamos encontrar uma participação que varia de país para país, ao mesmo tempo, cabe destacar, que com exceção dos EUA e Reino Unido, os consumidores raramente têm sido interrompidos com a freqüência que os termos contratuais permitem, por esta razão existem dúvidas se estes consumidores são realmente interruptíveis no caso de situações mais extremas.

Por outro lado, conforme antecipado, tanto os consumidores interruptíveis no USA como no UK são realmente interrompidos e estes são, por conseguinte, realmente interruptíveis, ou seja, neste caso os contratos interruptíveis não são um simples caminho para dar desconto como acontece em muitos casos da Europa Continental.

### 3.3.2 Consumidores Bicombustíveis

A partir do surgimento do gás natural como combustível este vem competindo com o óleo combustível no segmento industrial. Dependendo do uso, o gás natural pode

ser substituído por outro combustível sem necessidade de interrupção no processo industrial. Contudo, em usos onde a chama do gás é aplicada diretamente no material, como, por exemplo, a industrial de vidro, a substituição por outro combustível se torna bastante complicada.

O gás natural é mais fácil de ser substituído por outro combustível, quando aplicado em aquecedores, produção de vapor e em termelétricas, como, por exemplo, quando as necessidades do setor industrial são por vapor o gás natural pode ser substituído por óleo combustível. No caso do setor elétrico, com o incremento das plantas de ciclo combinado, a única alternativa será destilados como o diesel.

Com base no estudo do IEA (1998) a capacidade de bi-combustível, a partir de gás natural para derivados de petróleo, no segmento industrial e no setor elétrico, para os países que compõe OCDE é estimada em 3,5 mbbl/d, que correspondem a aproximadamente 490 milhões de m<sup>3</sup>/d.

Contudo cabe destacar que esta capacidade está concentrada somente em cinco países: EUA (165 milhões de m<sup>3</sup>/d), Japão (106 milhões m<sup>3</sup>/d), Coréia do Sul (48 milhões m<sup>3</sup>/d), Alemanha (25 milhões m<sup>3</sup>/d) e Itália (25 milhões de m<sup>3</sup>/d).

#### **Total IEA bicombustível de gás para óleo 490 mcm/d (3.5 mb/d)**

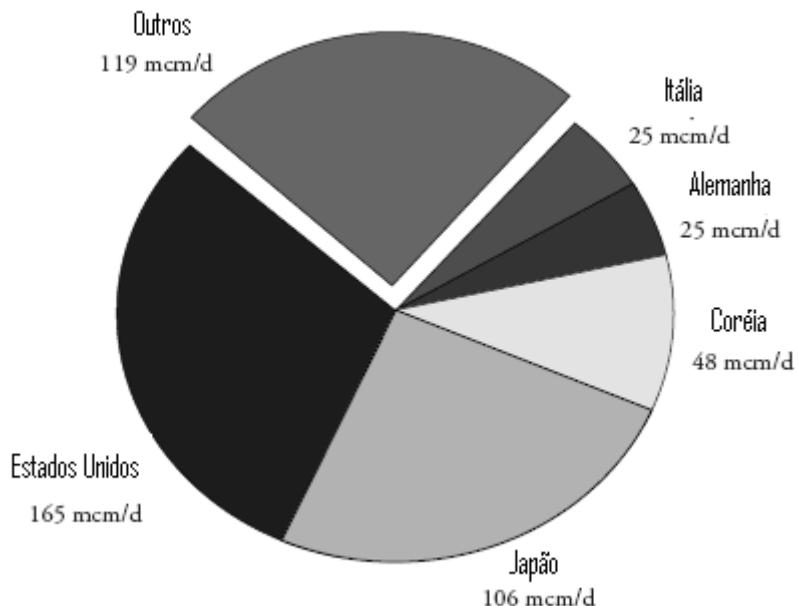


Gráfico 7 - Capacidade bicombustível nos principais mercados  
Fonte: Adaptado de IEA (2002b)

No caso do setor elétrico, em princípio toda a planta termelétrica a partir do gás natural pode ser cortada, desde que existam usinas de *back up* suficientes para gerar a energia no montante das térmicas a gás natural e que ao mesmo tempo não existam restrição no sistema de transmissão, ou que as usinas a gás natural possam gerar com um energético substituto.

Tabela 10 - Capacidade de geração elétrica em térmicas bicompostíveis (31/12/19990)

	IEA AMÉRICA DO NORTE	IEA EUROPA	IEA PACÍFICO
Capacidade de geração total de eletricidade (Corcessões públicas e autoprodutos)	944.16	682.22	365.26
Capacidade total a partir de combustíveis fósseis	663.19	350.24	242.80
Capacidade total a partir de um único combustível fós.	394.64	220.84	206.05
Capacidade total a partir de multi-combustíveis fós.	268.55	129.40	36.75
Combustível sólido - gás	40.29	8.72	1.00
Combustível sólido - líquido	6.29	47.59	4.62
Combustível líquido - gás	56.98 <sup>27</sup>	55.72	30.49
Combustível líquido - gás	164.99	17.37	0.64
% Multi-combustíveis / Capacidade de geração total	28%	19%	10%
% Multi-combustíveis / Capacidade de geração térmica	40%	37%	15%
% Combustível líquido - gás / Capacidade total a partir de multi-combustíveis fósseis	21%	43%	83%
% Combustível líquido - gás / Capacidade de geração total	6%	8%	8%

Fonte: Adaptado de IEA (2002) (Dados em GW).

O gás natural se apresenta como o mais importante combustível em térmicas bicompostíveis. Na América do Norte encontramos a maior capacidade instalada de térmicas bicompostíveis, em torno de 28% da capacidade total instalada de geração (19% na Europa e 10% no Pacífico). Quando analisamos os números para a capacidade total instalada de geração térmica também encontramos números altos, como 40% para América do Norte, 37% Europa e 15% Pacífico (IEA, 2002).

Com relação especificamente as térmicas a gás natural bicompostíveis com diesel na América do Norte, estas representam 6% da capacidade total instalada e podem exercer grande influência no mercado e no preço, principalmente no período de tempo frio.

Para Europa 43% das plantas bicombustível são a gás natural e diesel e representam 8% de capacidade total instalada, na região do Pacífico os números são respectivamente 83% das térmicas bicombustível e 8% da capacidade total instalada.

### 3.3.3 Sinal de Preço

Conforme mencionado anteriormente, do ponto de vista do funcionamento de mercados, uma das bases da racionalidade econômica para seu funcionamento é que o preço de mercado seja definido a partir da compatibilização entre as propensões a pagar e receber dos diferentes agentes participantes (geração, comercialização e consumo,) sob a ótica do balanço de oferta x demanda.

Assim, é com base nesse sinal econômico que os consumidores bicombustíveis, sejam do segmento industrial, sejam do segmento termelétrico, definem sua estratégia de operação baseada no combustível gás natural, criando condições de flexibilidade no sentido de garantir um balanço de oferta x demanda ajustado.

### 3.3.4 Ar Propanado

As aplicações do Ar Propanado são de pequena escala, merecendo referência apenas no Chile e na Itália, não apresentando até o presente momento uma contribuição relevante, como ferramenta de flexibilidade pelo lado da demanda, para um balanço de oferta e demanda ajustado.

A seguir, no próximo capítulo 4 são apresentadas as indústrias de gás natural e de energia elétrica no Brasil, através do apêndice B, procurando-se apresentar, em detalhes, todos os aspectos, tais como histórico, desenho institucional, regulação e outros temas julgados relevantes para os objetivos supramencionados desta dissertação. Por fim, ainda neste capítulo é mostrada a questão da convergência entre a indústria de gás natural e energia elétrica, tema que se mostrou de grande relevância para o aprofundamento e aprimoramento das ferramentas de flexibilidade no caso do Brasil.

#### 4 AS INDÚSTRIAS DE GÁS NATURAL E DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Conforme mencionado anteriormente, contrariando a lógica dos mercados de outros países, onde a sazonalidade da demanda está intimamente ligada à função temperatura (inverno rigoroso), o Brasil apresenta no segmento de mercado termelétrico a grande sazonalidade em face da característica complementar deste segmento com o parque hidrelétrico brasileiro, uma vez que a capacidade de geração hidrelétrica está sujeita ao regime hidrológico (chuvas) para o abastecimento dos reservatórios (combustível das hidrelétricas).

É pelo contexto apresentado no parágrafo acima que se faz necessário conhecer, em detalhes, não só a indústria de gás natural no Brasil, como também a indústria de energia elétrica no Brasil.

Para esta análise também se faz necessário quando se estuda o modelo de mercado de uma determinada indústria, avaliar a relevante questão que se traduz na distinção se o mercado em tela é um Mercado Competitivo ou um Mercado Não Competitivo.

Por **mercado** entenda-se área geograficamente definida onde compradores e vendedores interagem e determinam o preço de um produto ou de um conjunto de produtos. Por **mercado Competitivo** entenda-se um mercado com um grande número de compradores e vendedores, nenhum comprador ou vendedor pode, individualmente, influenciar o preço de um produto, como exemplo, podemos destacar a maioria dos mercados agrícolas. Por outro lado os mercados **Não Competitivos** são caracterizados por mercados onde os produtores podem, individualmente, influenciar o preço, como exemplo, podemos destacar a OPEP, um cartel de países exportadores de petróleo com atuação mundial.

Por conseguinte, no APÊNDICE B são apresentados em detalhes: 1) a indústria do gás natural no Brasil, sua evolução, seu arcabouço institucional e regulatório e o seu estágio atual como um mercado competitivo. 2) a indústria de energia elétrica no Brasil, procurando entender sua evolução, suas peculiaridades no caso do Brasil, seu atual arcabouço institucional e regulatório, e como se elabora o seu planejamento operacional e o seu planejamento de expansão.

A seguir será avaliada em detalhes como se dá a convergência entre as duas indústrias e a importância de uma visão integrada entre elas.

#### 4.1 A CONVERGÊNCIA ENTRE A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E DA ENERGIA ELÉTRICA

Sobre a questão de energia no mundo, existe atualmente uma unanimidade que vem a ser a tão propalada convergência entre a indústria do gás natural e da energia elétrica e esta convergência também é uma premissa para o caso brasileiro.

Não obstante, a indústria de energia elétrica no Brasil detém peculiaridades únicas quando comparada com as indústrias de energia elétrica de outros países. Por isso quando nos defrontamos com uma janela de imensas possibilidades na convergência destas indústrias no Brasil, não podemos fazer comparações simplórias em relação à convergência dessas indústrias em outros países, mesmo em que pese estarem elas em estágios mais avançados.

##### 4.1.1 Visão das duas cadeias da indústria de GN e EE

Primeiramente, a figura a seguir, apresenta a visão das duas cadeias, da indústria do GN e da EE:

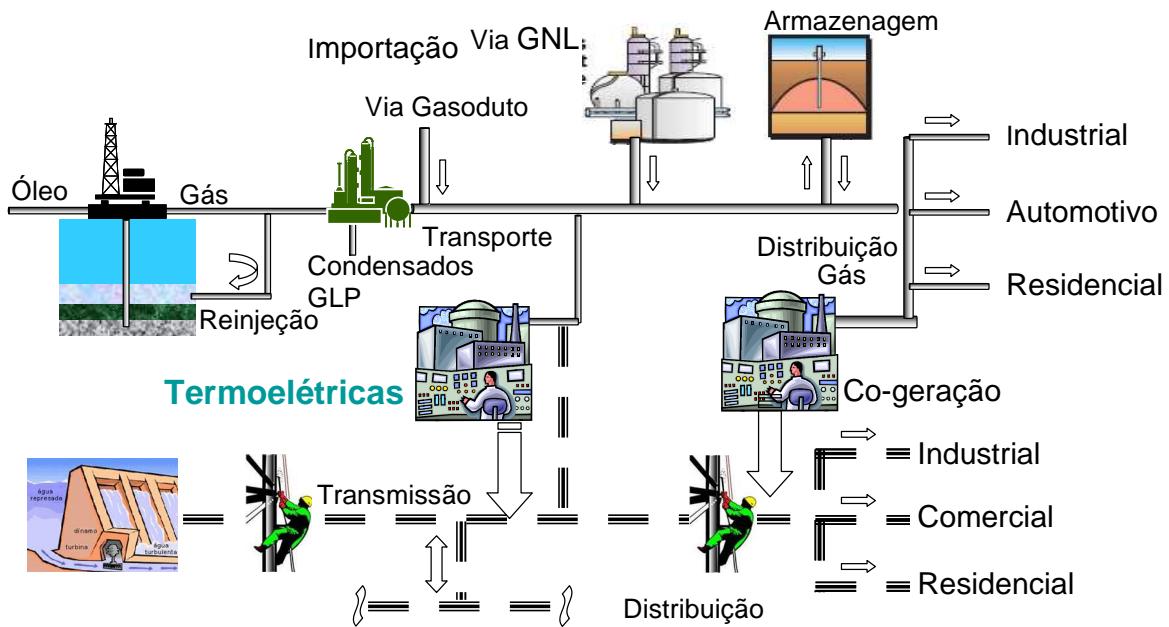


Figura 5: Cadeia da indústria de GN e da EE  
Fonte: Adaptado de Petrobras (2006).

A figura 5 nos permite observar as seguintes similaridades com base numa visão conjunta, com ênfase para o caso brasileiro:

- Ambas são indústrias de rede de grande porte, intensivas em capital com retorno de investimentos em longo prazo, e que operam em equilíbrio dinâmico com a demanda.

Ao mesmo tempo apresentam as seguintes diferenciações:

- Com relação ao armazenamento no caso da indústria de EE, para caso brasileiro, este acontece predominantemente através dos reservatórios d'água das hidrelétricas. Com relação à maioria dos outros países o tema será objeto do texto mais adiante, tendo em vista que nesses países a geração é predominantemente termelétrica.
- O armazenamento na indústria de GN em mercados maduros acontece através de estocagem subterrânea de Gás Natural – ESGN, sistemas de Gás Natural Liquefeito e em menor escala na própria estrutura de transporte do GN, (empacotamento). O Brasil se apresenta como uma indústria de gás nascente que se prepara para entrar em um estágio de transição que precede ao estágio de mercados maduros.

Com relação ao “*time*” operacional:

- Este é outro fator crítico de diferenciação para o caso brasileiro, pois enquanto na indústria da energia elétrica as decisões operacionais e sua efetiva implementação têm tempo de resposta entre os intervalos de minutos, horas a uma semana; para o caso da indústria de gás natural, o tempo de resposta poder variar de horas, dias e notadamente de meses quando observamos a Cadeia de GN estendida à Cadeia de importação de GNL.

Com relação à Formação de Preço:

- Do ponto de vista do funcionamento de mercados, uma das bases da racionalidade econômica para seu funcionamento é que o preço de mercado seja definido a partir da compatibilização entre as propensões a pagar e receber dos diferentes agentes participantes (geração, comercialização e consumo) sob a ótica do balanço de oferta x demanda.
- Na indústria de energia elétrica a formação de preço apresenta característica de um mercado competitivo (sinal econômico em função do balanço de oferta x demanda), pois os contratos de longo prazo no ACR são definidos através de leilões públicos e no ACL são definidos através de contratos bilaterais livremente negociados. Para o preço da energia *spot* (curto prazo e energia não contratada), aparece o primeiro problema, pois o preço é definido a partir de modelos de otimização estocástica, processados pela CCEE e ONS, e sem a interferência direta de quaisquer agentes.
- Na indústria do gás natural apesar da liberdade legal para formação de preço, o sinal econômico ainda não leva em conta de forma adequada, tanto as características das fontes de suprimento, como das peculiaridades específicas de comportamento da demanda por segmento de mercado. Os contratos são de longo prazo. Com relação ao consumidor livre ainda não funciona, apesar de previsto nas concessões de distribuição de São Paulo e Rio de Janeiro. O mercado *spot* também ainda não existe.

Com relação à Infra-estrutura de Produção e Transporte

- **Sistema interligado EE:**

- Oferta predominantemente de hidrelétricas.
- Oferta térmica em caráter complementar.
- Nível de interligação muito complexo.
- Altos investimentos dedicados.
- Maior vulnerabilidade – riscos operacionais.
- Oferta futura probabilística, em função da pluviometria das bacias hidrográficas.

- **Sistema GN:**

- Simples.
- Robusto.
- Infra-estrutura carente de interligações.
- Oferta baseada em reservas provadas.
- Altos investimentos dedicados.
- Contratos de transporte de longo prazo com garantias de fornecimento (*taker-or-pay ; ship-or-pay*).

Finalmente com relação ao Planejamento:

- As duas cadeias exigem planejamento integrado dos dois sistemas com o objetivo de melhorar a alocação de recursos (investimento em infra-estrutura) e condições operacionais objetivando garantir o menor custo marginal de expansão e o menor custo marginal de operação

#### 4.1.2 Convergências entre as duas Indústrias

Vencida a visão conjunta das duas indústrias, onde foram destacadas as similaridades, diferenciações, preços, infra-estrutura de produção/transporte e planejamento, o foco agora será na questão da convergência.

Voltando à visão das duas cadeias, da indústria do GN e da EE no mundo pode-se perceber que os pontos de convergência física entre as duas indústrias acontecem nas plantas termelétricas e de co-geração, sendo, para a indústria do gás natural, segmentos de mercado e no caso da indústria de energia elétrica fontes de suprimento.

No caso da co-geração, esta se apresenta predominantemente como demanda firme de gás natural, tanto no mundo, como no caso brasileiro, não apresentando qualquer diferenciação.

Todavia, no caso da geração termoelétrica, esta se apresenta como uma demanda de característica **aleatória**<sup>19</sup> no caso brasileiro em função de seu caráter complementar, diferentemente do que acontece nas indústrias de energia elétrica no mundo.

Discorrendo em detalhes sobre esta questão, diferentemente do Brasil, a demanda de gás natural das termelétricas, na maioria dos países no mundo, usa o conceito “economia de densidade”, que se traduz em complementaridade entre segmentos de mercado, para o caso do gás natural o gráfico a seguir ilustra bem este conceito:

---

<sup>19</sup> Diz-se do fenômeno físico que envolve uma variável de caráter estatístico, como, por exemplo., a desintegração de um núcleo atômico, o movimento browniano; estocástico, randômico. Para o nosso caso a demanda das termelétrica esta correlacionada com os índices pluviométricos ano a ano. [Do lat. Aleatoriu.] – Fonte Dicionário Aurélio.

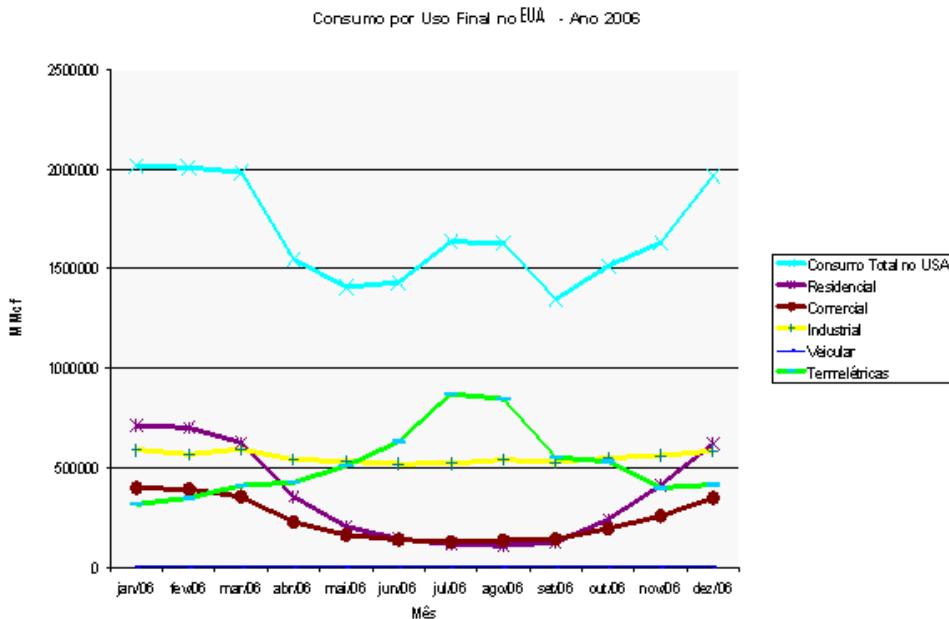


Gráfico 8: Consumo por uso final nos EUA  
Fonte: Adaptado de dados da EIA/USA (2007).

Neste ponto, cabe uma reflexão, pois na maioria dos países, conforme pode ser observado no mercado americano (ver gráfico 7), o segmento termelétrico procura se adaptar ao sinal de preço emitido pelo mercado de gás natural, que é dado em função do comportamento da demanda.

No mercado americano, as termelétricas a gás natural aumentam seu despacho no verão, muito em função do sinal de preço, tendo em vista que a demanda do segmento residencial e comercial do gás natural cai bastante neste período. Ou seja, em última instância, o setor elétrico americano se adapta às sazonalidades do mercado de gás natural e aos seus respectivos sinais de preço. Viabiliza deste modo uma perfeita convergência entre as duas indústrias com o objetivo de melhorar a alocação de recursos (investimento em infra-estrutura) e condições operacionais objetivando garantir o menor custo marginal de expansão e o menor custo marginal de operação

Por outro lado, para o caso brasileiro, não existe a sazonalidade, pois os segmentos residencial e comercial praticamente não apresentam variação de demanda ao longo do ano, bem com os outros segmentos, com exceção do nosso segmento termelétrico, que conforme descrito anteriormente, é requerido de forma complementar pela indústria da energia elétrica no Brasil, o que se traduz num comportamento de demanda com característica aleatória.

No próximo capítulo 5 são apresentadas as ferramentas de flexibilidade **já implantadas no Brasil, sugestões de novas alternativas e temas correlatos**. Novamente é adotada a estratégia de classificá-las pelo lado da oferta e pelo lado demanda do gás natural, cabendo destacar o aparecimento de um novo tipo de ferramenta de flexibilidade denominada **ferramenta de flexibilidade na indústria de energia elétrica para atendimento da cadeia do gás natural**.

## 5 AS FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E DA ENERGIA ELÉTRICA E SUA APLICAÇÃO NO BRASIL

Neste capítulo são apresentadas em detalhes as diversas ferramentas de flexibilidade no contexto do mercado brasileiro e mais uma vez vamos classificá-las em ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta e ferramentas de flexibilidade pelo lado da demanda.

Contudo, conforme destacado no subitem anterior (4.3), a questão de energia no mundo apresenta atualmente uma unanimidade que vem a ser a tão propalada convergência entre a indústria do gás natural e da energia elétrica e esta convergência também é uma premissa para o Brasil.

No caso brasileiro, com um número maior de fontes de produção e de consumidores conectados à rede, aumentam os desafios e as oportunidades para ajuste entre o perfil da oferta e da demanda de gás natural. A integração da malha de gasodutos traz flexibilidade operacional à rede, pois permite uma ampla combinação de possibilidades de atendimento ao mercado consumidor. Pelo lado da oferta, a malha de gasodutos torna possível a integração de fontes de produção de gás associado cuja extração segue a dinâmica do mercado de líquidos, e de importação de GNL com a produção local de gás não associado e importação boliviana. Além disso, o aumento da capilaridade da malha de gasodutos permite o uso eventual do gás natural estocado na malha de dutos, originalmente utilizado para aumentar a pressão da linha acima da pressão de fornecimento (empacotamento). Pelo lado da demanda, a existência de um conjunto significativo de consumidores bicombustíveis com contratos flexíveis permite o intercâmbio entre fontes de energia, otimizando os recursos energéticos ao longo do tempo.

Assim, a grande questão é como garantir uma convergência sustentável para o caso brasileiro, levando-se em conta suas peculiaridades, pois no caso da indústria de GN, os segmentos residencial e comercial apresentam baixos volumes e praticamente não apresentam variação de demanda ao longo do ano, diferentemente dos países de clima temperado, ou seja, não apresentam sazonalidade. A nossa indústria de GN tem como exceção o segmento termelétrico que é, conforme descrito anteriormente, demandador de altos volumes, mas que são requeridos de forma complementar pela

indústria da energia elétrica no Brasil, o que se traduz num comportamento de demanda com característica aleatória.

Ao mesmo tempo, no caso da indústria de EE no Brasil, por se tratar de um sistema hidrotérmico com a predominância de fontes hidráulicas na matriz de geração, com existência de usinas em cascata no mesmo rio e bacias hidrográficas de regularização plurianual ou anual, ou seja, com grande capacidade de armazenagem, no caso água, torna o planejamento da operação um problema sob incertezas (carga, vazões, datas de entrada em operação) que vem sendo resolvido por meio de uma abordagem estocástica, sem levar em conta a complexidade da indústria do gás natural.

Com base no exposto acima, podemos concluir rapidamente que “flexibilidade” é a característica chave para atendimento das oscilações da demanda no mercado de gás natural e de energia elétrica, e estas devem funcionar de forma integrada.

Novamente, por **flexibilidade** entenda-se a habilidade para garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits, tendo em vista, principalmente, as variações sazonais (inverno-verão) bem como capacidade de se ajustar as flutuações existentes de demanda de curto prazo. (ex.: picos de demanda). E agora, para o caso brasileiro, entenda-se pela capacidade de ofertar gás natural para as termelétricas que operam em caráter complementar as hidrelétricas.

Desse modo podemos facilmente concluir que uma convergência entre a indústria do gás natural e a indústria de energia elétrica de forma otimizada passa primeiramente pela tentativa de criar melhores condições de previsibilidade dos despachos das térmicas e suas respectivas demandas por gás natural.

Por conseguinte a despeito da necessidade constante do aprimoramento de modelos matemáticos e probabilísticos que permitam uma melhor previsão, seja de chuvas seja de reservatórios em níveis seguros, existe outro caminho que passa por se criar um mercado e uma regulação na indústria da energia elétrica que permitam flexibilidade para as especificidades da cadeia da indústria de gás natural.

A partir de agora vamos discorrer sobre estas diversas ferramentas de flexibilidade; contudo, apresentaremos também uma nova modalidade de ferramenta de flexibilidade denominada flexibilidade na indústria de energia elétrica para atendimento da cadeia do gás natural.

Finalizando, quando se compara o grau de maturidade da indústria<sup>20</sup> de gás natural no Brasil em relação a países como EUA, Japão, Inglaterra, França, entre outros, fica evidente, no caso brasileiro, que ainda existem muitas etapas a serem vencidas para alcançar a maturidade dessa indústria, pois acabamos de passar do estágio embrionário para o de crescimento.

Quando se analisa essa questão com o enfoque sobre a necessidade de ferramentas de flexibilidade, seja pelo lado da oferta, seja pelo lado da demanda, também aparecem evidências de que, se por um lado, se faz necessária a utilização de ferramentas adotadas nos mercados mais maduros, por outro lado em função das singularidades específicas brasileiras, torna-se evidente a necessidade de utilização de ferramentas próprias.

## 5.1 ESTRATÉGIAS DE FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PARA ATENDIMENTO DE MERCADOS MADUROS

Apesar de o item 3 do corpo desta dissertação ter se dedicado às ferramentas e estratégias adotadas em mercados maduros, constatou-se a necessidade de se analisar o “*modus operandi*<sup>21</sup>” das ferramentas de flexibilidade em um mercado maduro **atuando de forma conjunta** no que tange à garantia de uma oferta segura nos períodos sazonais e de pico.

A Estocagem Subterrânea de Gás Natural-ESGN e os terminais de regaseificação do GNL apresentam-se como relevantes opções pelo lado da oferta. A figura a seguir ilustra bem o “*modus operandi*” destes sistemas, para uma determinada área do USA, atendida pela Distribuidora de gás Commonwealth Gás Company-Nstar, situada na região da Nova Inglaterra nos EUA, próxima ao Canadá, tendo Boston como uma das principais cidades. .

---

<sup>20</sup> O conceito de Grau de Maturidade pode ser endereçado para avaliar o estágio do ciclo de vida de um produto, de um mercado e de uma indústria, podendo ser dividida, de forma simplificada, em embrionário, crescimento, competitivo, maduro, declínio. (HILL, 1998).

<sup>21</sup> Modus operandi é uma expressão em latim que significa "modo de operação". É alguém ou algo que usa o mesmo jeito e aplicação em todas as coisas que realiza, faz tudo da mesma maneira, de uma mesma forma, de maneira que identifique de quem foi feito aquele determinado trabalho.

Primeiro, por meio do gráfico 9, é apresentado o comportamento da demanda, do período de 1/11/2002 até 31/10/2003. Como esperado, pode-se observar uma demanda sazonal no período de frio que vai de novembro a março.

No gráfico 10 pode-se observar a estratégia de atendimento por fontes a partir de gasodutos de transporte, armazenagem-ESGN e GNL, para a demanda apresentada no gráfico 9. E a grande constatação diz respeito à capacidade de previsibilidade do comportamento da demanda ao longo do ano. Assim, em que pese o comportamento sazonal da demanda, existe uma grande capacidade de previsibilidade do seu comportamento ao longo do ano, permitindo inclusive projetar quando acontecerá fornecimento de gás via GNL e muito mais, quando acontecerá fornecimento de gás através de Estocagens Subterrânea de Gás Natural-ESGN e quando haverá as injeções de gás para recuperação dos níveis de volumes de gás de trabalho das mesmas ESGNs.

Finalmente, no gráfico 11 é apresentado o comportamento das retiradas e injeções nas Estocagens Subterrâneas de Gás Natural-ESGNs, no mercado americano para o ano de 2006. E mais uma vez fica claro que, apesar da sazonalidade da demanda, existe uma grande capacidade de previsibilidade.

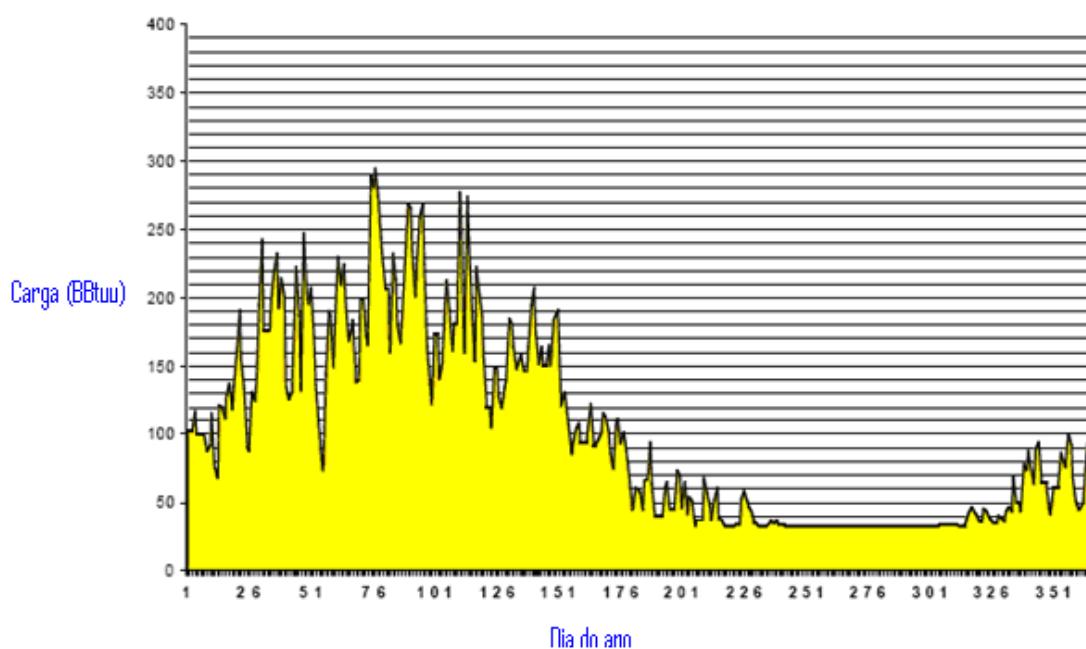


Gráfico 9: Comportamento do consumo nos EUA  
Fonte: Adaptado de IHRDC (2006)

A seguir, no gráfico 9 a estratégia de atendimento da demanda do gráfico 8:

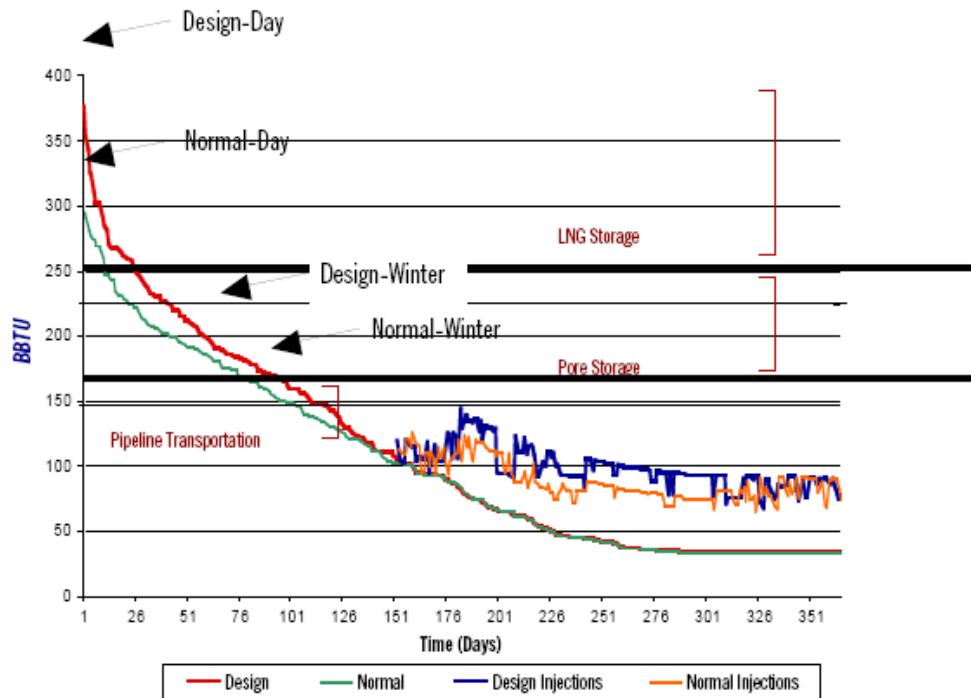


Gráfico 10: Planejamento X realizado para GNL e ESGN  
Fonte: Adaptado de IHRDC (2006)

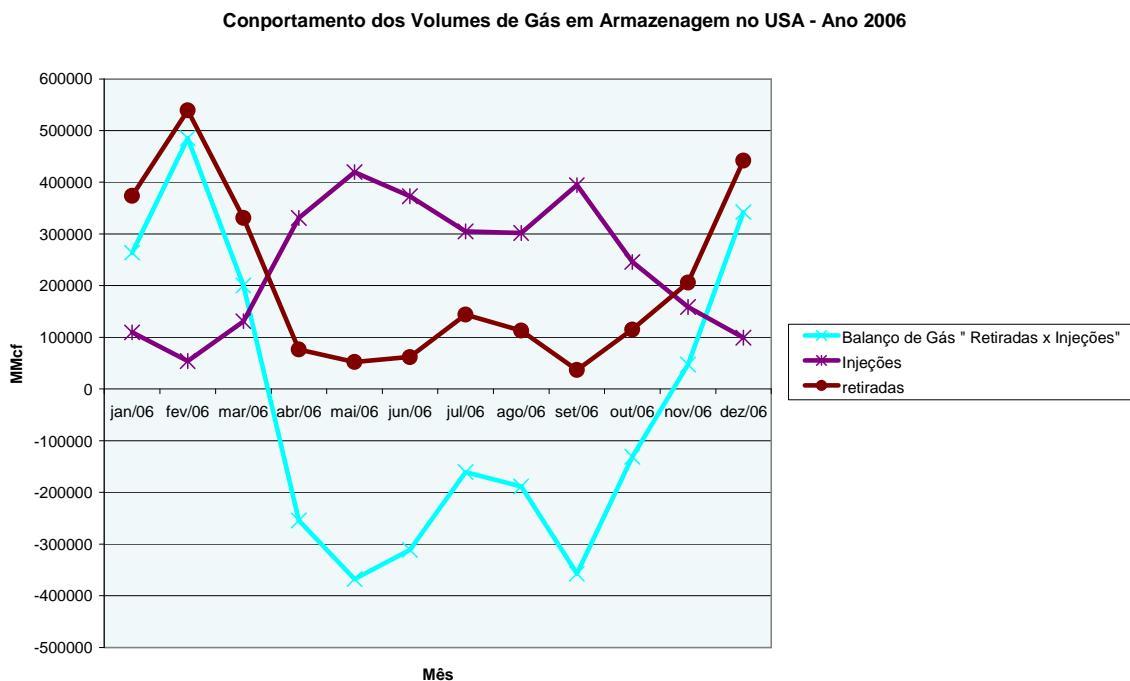


Gráfico 11: Comportamento dos volumes de Gás Natural em armazenagem nos EUA  
Fonte: Adaptado de EIA/USA (2007)

Com base no exposto acima, pode-se concluir rapidamente que **“ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta”** é uma característica-chave para atendimento das

oscilações da demanda no mercado de gás natural. Contudo para uma aplicação otimizada dessas mesmas ferramentas, faz-se necessário buscar ao máximo as condições de **previsibilidade das oscilações**, ou seja, as sazonalidades do comportamento da demanda no mercado de gás natural e particularmente para o caso brasileiro as sazonalidades do comportamento da demanda no mercado de energia elétrica, bem como do comportamento da disponibilidade de geração hidrelétrica.

Agora, cabe reiterar um importante contraponto, uma vez que na maioria dos países existe uma demanda sazonal, concentrada nos segmentos residencial e comercial, com uma grande previsibilidade quanto ao comportamento dessa demanda, conforme foi demonstrado ao longo do capítulo 3 e mais especificamente nos parágrafos acima. E é esta **previbilidade da sazonalidade** que permite a viabilização econômica das ferramentas de flexibilidade, pelo lado da oferta, como por exemplo, as **ESTOCAGENS SUBTERRÂNEAS DE GÁS NATURAL – ESGN**.

É com base nesse pressuposto que, para o caso brasileiro, não basta avaliar e apontar quais são as ferramentas de flexibilidades mais adequadas, seja pelo lado da demanda, seja pelo lado da oferta, mas sim, e principalmente, como criar as condições para garantir a sua sustentabilidade econômica.

E esta sustentabilidade econômica só será possível se forem criadas: i) as condições mínimas para permitir alguma previsibilidade do comportamento da demanda e ii) O sinal de preço correto.

Na verdade, este é o grande desafio, pois uma vez criadas às condições de previsibilidade para o comportamento da demanda no segmento termelétrico brasileiro e sinal de preço adequado estarão geradas as condições de sustentabilidade e competitividade na implantação das ferramentas de flexibilidade.

Para a criação da **previsibilidade** na demanda de gás natural no Brasil a solução não está no próprio mercado de gás natural, mas sim na busca de uma visão integrada da indústria de gás natural e Energia Elétrica do Brasil, e provavelmente combinando de forma ampliada está mesma visão com a integração com o mercado do Cone Sul, com destaque para Argentina e Chile.

É com base neste contexto que se apresentará uma visão detalhada do comportamento do **mercado de gás natural no Cone Sul** no médio prazo e as potenciais sinergias com o mercado brasileiro.

Posteriormente, serão destacados os temas **sinal de preço, evolução dos modelos contratuais flexíveis e o conceito de segurança energética**, que são

fundamentais para o correto funcionamento do mercado, destacando-se que com relação às ferramentas de flexibilidade a importância destes temas é acentuada.

## 5.2 FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA NA INDÚSTRIA DE GN NO BRASIL

Aqui serão apresentadas, em detalhes, as principais ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta no que tange ao atual estágio de aplicação da ferramenta no Brasil e suas perspectivas.

### 5.2.1 Estocagens Subterrâneas de Gás Natural/ESGN no Brasil

Como ainda não existem instalações de ESGNs, a grande questão no caso brasileiro gira em torno de sua aplicabilidade para o país, o que torna necessário avaliar como é o modelo de negócio para uma ESGN fora do Brasil.

Fora do Brasil, as ESGNs são controladas e gerenciadas, na maioria dos casos, por empresas de transporte e distribuição. Participam com menor freqüência, empresas produtoras, companhias independentes de estocagem, companhias de energia elétrica e usuários finais.

A remuneração das ESGNs (CAPEX e OPEX) acontece exatamente pelo sinal econômico do preço do gás natural, ou seja, uma ESGN compra gás natural nos períodos de baixa demanda para estocar gás e o vende no período de alta demanda, embolsando a diferença de preços.

Posto isto, são apresentadas a seguir estratégicas corporativas para implantação de ESGN, conforme Hirschhausen (2006) são elas:

**Corporações Integradas:** Um bom exemplo de atuação de uma empresa verticalizada no negócio de ESGN é a KEYSPAN, que vem a ser o maior distribuidor de gás natural no nordeste dos Estados Unidos, que investe e opera ESGN com base na regulação da tarifa em bases de custo do serviço.

O *corebusiness* dessa companhia apresenta um amplo portfólio de negócios altamente regulado, como distribuidoras de gás natural e de energia elétricas, a outros não regulados, tais como exploração e produção de petróleo e gás natural.

Keyspon Energy Development Corporation tem investimentos em geração de energia elétrica, exploração e produção de gás natural, gasodutos e ESGN'S na região nordeste dos Estados Unidos e no Reino Unido.

No *upstream* a companhia atua na exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás na bacia de Appalachian, via KLNG, subsidiária 100% da Keyspan, é proprietária e operadora do terminal de regaseificação em Rhode Island, com movimentação em torno de 600.000 barris de GNL.

Em uma Join venture com BG LNG services, Keyspan planeja um *revamp* no terminal de GNL para triplicar a capacidade de revaporização.

No *downstream* a companhia é proprietária de plantas termelétricas a gás natural e possui e tem expandido continuamente instalações de ESGNs.

**Novo Entrante - Empresas Independentes:** Situada no outro ponto da escala a Falcon Gas Storage representa a nova geração de proprietários e operadores de ESGN'S atuando tanto no financiamento como no gerenciamento técnico das instalações.

A companhia é um novo entrante no negócio de ESGN e foi fundada em 2000 com 5 milhões de dólares de um fundo de investimentos (Energy Spectrum Partners). Em apenas 7 anos a Falcon se tornou o maior desenvolvedor e operador independente de ESGN do tipo *High-deliverability multi-cicle* (HDMC), oferecendo firme e interruptível serviços com tarifas baseadas no mercado .

Falcon iniciou em 2000 no Texas com a reserva de gás e óleo depletada Worsham-Steel. Já em 2001 adquiriu a ESGN Hill-Lake (TX) com 10 bcf de capacidade de trabalho; operando desde 2002 a instalação foi completamente contratada já no primeiro ano.

O terceiro projeto de ESGN foi Mobay Strage Hub/Alabama adquirido em 2002, sendo esta desenvolvida para se tornar a maior HMDC ESGN do USA, diretamente conectada ao sistema de gás natural denominado “Gulfstream”.

A grande questão é se no mercado brasileiro a ESGN se apresenta como a melhor opção, tendo em vista que a demanda do gás natural se apresenta praticamente constante o ano inteiro em todos os segmentos de mercado, com exceção do segmento termelétrico, o qual, como já foi explicitado anteriormente, não apresenta demanda de caráter sazonal, mas sim de caráter aleatório.

Colocando em números, os dados médios internacionais de investimento (CAPEX) indicam, em função do tipo de ESGN, de acordo com a Gandolphe (1995):

Reservatórios exauridos – de 0,05 a 0,025 US\$/M3

Aqüíferos – de 0,3 a 0,5 US\$/M3

Cavernas salinas – de 0,4 a 0,7 US\$/M3

No entanto, cabe uma ressalva, pois estes números são uma realidade internacional em virtude da demanda sazonal ter previsibilidade permanente, permitindo um balanço anual de compra (injeção no verão) e venda (retirada no inverno). Assim vem a primeira questão: quanto custaria um CAPEX de uma ESGN no Brasil para atender o segmento termelétrico, cuja demanda é aleatória?

Com relação aos custos operacionais (OPEX), estes se dividem entre os custos operacionais fixos, que na realidade da Europa Ocidental podem ser aproximados por valores da ordem de 0,5 a 0,7US\$/ (M3/dia)<sup>22</sup>, utilizando-se a disponibilidade máxima diária. (KLAFKI, 2003a). Para os custos variáveis operacionais, os valores médios anuais gastos na Europa Ocidental situam-se entre 0,0040 e 0,0050 US\$/M3 de gás útil. (KLAFKI, 2003a).

Assim, podemos concluir que em face do comportamento do preço do gás natural que não apresenta sazonalidade de demanda e preço nos demais segmentos com exceção do termelétrico, a sua eventual aplicação para o caso brasileiro estaria totalmente voltada para o segmento termelétrico, tornando-se assim imperativa para sua viabilidade econômica a necessidade de alguma previsibilidade para a demanda termelétrica e uma regulação específica que garanta tarifa em bases de custo do serviço por exemplo.

Para exemplificar, como relação às instalações ESGN, ela só poderão apresentar lógica econômica para sua implementação se houver flutuação de preço em função da demanda e certa previsibilidade para seu consumo, criando as condições necessárias

---

<sup>22</sup> OPEX fixo Calculado multiplicando-se este índice pela disponibilidade máxima diária da ESGN.

para o planejamento desse tipo de instalação com lógica econômica, por qualquer *player*.

Pensando numa instalação de ESGN, a Indexação e correção do preço do GN a *Henry Hub* para as térmicas podem criar condições transparentes para flutuação de preço, todavia continua faltando o outro fator preponderante que diz respeito a algum tipo de previsibilidade para o efetivo consumo desse gás em face ao despacho das térmicas.

Por conta do exposto nos parágrafos anteriores, a indústria de gás natural no Brasil não tem atualmente nenhuma instalação de ESGN em previsão de implantação, contudo a experiência internacional descortina essa ferramenta de flexibilidade como uma opção competitiva nos mercados maduros de grandes volumes, sugerindo que no caso brasileiro esta é uma opção que deve ser avaliada cuidadosamente.

### **5.2.2 Terminal de Regaseificação de GNL no Brasil**

No Brasil a cadeia do GNL já está definida que vai ser implementada, com a instalação de dois terminais de regaseificação *of shore* (Baía da Guanabara/Rio de Janeiro e Pecem/Ceará) pela Petrobras. Os primeiros estudos apontam para uma Tarifa de Regaseificação da ordem de US\$ 0,80/MMBtu (PETROBRAS, 2007).



Figura 6: Projetos em desenvolvimento de GNL no Brasil  
Fonte: Petrobras (2007).

No caso do GNL, para o Brasil, estes custos devem se somar os custos da *commodity* de GNL, que estão atrelados ao preço do *Henry Hub* acrescido de um prêmio que é diretamente proporcional a quanto mais aleatório, ou seja, sem previsibilidade, for o fornecimento.

Contudo, não existe garantia de sustentabilidade para este tipo de negócio no Brasil, por isso o único “*Player*” disposto a viabilizar esse tipo de instalação no Brasil é a Petrobras, em virtude do seu viés de empresa de economia mista e controlada pelo governo federal que a estimula a entrar nesse tipo de negócio numa perspectiva de altíssimo risco para o caso de mercado brasileiro.

Senão vejamos como funciona a estratégia dos “*Players*” no mercado americano:

Quando analisamos a literatura no que diz respeito às estratégias das empresas com relação à implementação dos terminais de regaseificação de GNL, (NISSEN, 2004), para um maior aprofundamento na categorização (RUESTER, NEUMSNN, 2006), para uma visão geral das estratégicas nos negócios internacionais de GNL,

podemos detectar dois estilos opostos de estratégia corporativa no mercado norte-americano de GNL.

Conforme Hirschhausen (2006) são elas:

- **Empresas verticalmente integradas:** buscam adicionar valor à cadeia com os terminais de regaseificação de GNL. Este é o clássico caso de companhias com ativos no *upstream* de gás natural e/ou capacidade de liquefação e até mesmo com navios metaneiros ou possui uma forte atuação no marketing e comercialização *downstream* inclusive com tancagem alugada. Uma companhia integrada na cadeia do GNL utiliza um terminal de regaseificação para adicionar valor sua cadeia de negócio e não tem nenhum interesse em compartilhar suas eventuais sobrecapacidades com potenciais competidores. Como exemplo de uma companhia integrada na cadeia do GNL, o grupo SUEZ é proprietário de capacidade liquefação em Trindade e Tobago, tem capacidade de regaseificação em EVEREST, MA/USA (proximidade de BOSTON) e ainda tem ativos de geração de energia elétrica.
- **Novos entrantes em terminais de regaseificação e novatos no mercado de GNL:** Sua estratégia consiste no desenvolvimento dos terminais de regaseificação como um serviço a ser provido para os grandes consumidores industriais. Essas companhias *Merchant* privadas procuram desenvolver suas próprias instalações de *upstream* e *ou downstream*, mas também estão prontas para alugar capacidade de regaseificação para outros agentes do mercado (*tolling*). Um bom exemplo desse tipo de *player* é a Cheniere Energy, que está desenvolvendo quatro terminais de regaseificação tendo como estratégia de negócio o aluguel de capacidade (*tolling*).

### 5.2.3 Empacotamento de gasodutos no Brasil

No caso brasileiro, o empacotamento de gasodutos é empregado apenas para situações de contingência ou eventuais picos de demanda, sejam termelétricos ou não termelétricos.

### 5.3 FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA DEMANDA NA INDÚSTRIA DE GN NO BRASIL.

A lógica econômica em que se fundamenta a flexibilidade pelo lado da demanda é a de que a crescente capilaridade da malha de gasodutos e a constante competição entre o gás natural e seus substitutos diretos em um mercado cada vez mais dinâmico favorecem a celebração de contratos flexíveis como mecanismo de ajuste da oferta e da demanda de gás natural.

Assim, de uma rígida relação contratual ponto a ponto, ou seja, do produtor direto para o consumidor final, o mercado gasífero brasileiro evoluiu para modelos de comercialização mais apropriados a uma rede de gasodutos cada vez mais capilarizada e que interliga mercados em diversas regiões do País.

Um bom exemplo que ilustra essa situação é o desenvolvimento, pela Petrobras, de um produto para o segmento industrial, no qual essas indústrias terão capacidade de utilizar tanto o gás natural como outro combustível, como por exemplo, o óleo combustível, permitindo um fornecimento do gás natural na maior parte do tempo, mas quando do despacho das termelétricas essas indústrias passarão a consumir o outro combustível fornecido pela Petrobras. O gráfico a seguir ilustra bem esta situação.

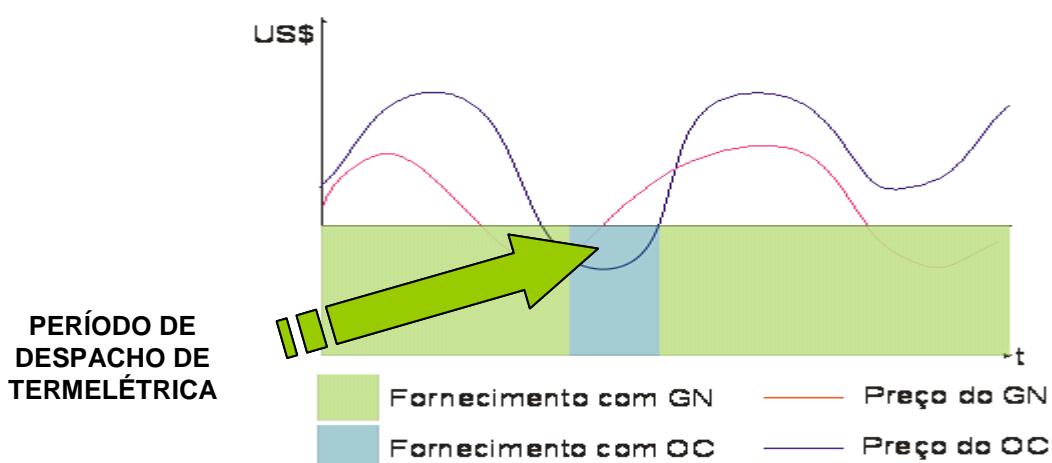


Gráfico 12: Funcionamento do produto Gás Natural flexível para consumidor industrial  
Fonte: O autor (2007)

Por fim, torna-se um diferencial competitivo, seja para as empresas que participam da indústria do gás natural seja para os mercados de gás natural dos países, que a estratégia de promoção da flexibilidade seja uma prioridade com o objetivo de

garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits, tendo em vista, principalmente, as variações sazonais.

### 5.3.1 Contratos Flexíveis de Gás no Brasil

Conforme mencionado no capítulo 4, a indústria de gás natural no Brasil trata-se de um mercado dominado por uma empresa estatal, no caso a Petrobras, atuando em toda a cadeia, seja na Produção, na Importação, no Transporte, na Comercialização e na Distribuição, criando fortes barreiras para entrada de outros competidores, em que pese a atuação de empresas do porte da Gás Natural, BG e Shell.

Cabe destacar que a relação contratual que regia a comercialização de gás natural no Brasil, até então, dividia-se entre contratos firmes e flexíveis. Predominantes no mercado brasileiro, os contratos firmes eram caracterizados por cláusulas do tipo *take-or-pay* e *ship-or-pay* que estabeleciam um compromisso de pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do comprador, independentemente de ter-se utilizado delas ou não. Por outro lado, os contratos flexíveis possibilitavam a interrupção, com alguma antecedência, do suprimento de gás por ambas as partes (clientes ou fornecedores).

O novo contexto da indústria gasífera levou a Petrobras a repensar os modelos contratuais vigentes no Brasil – tornando-os mais adequados ao perfil de produção e de demanda dos consumidores. Para tal, foram criados os modelos Firme Flexível, Interruptível e Preferencial, enquanto outros foram modificados. O contrato firme, por exemplo, passa agora a ser denominado Firme Inflexível e o contrato flexível não mais será negociado.

A partir dessa proposta, a Petrobras procura estabelecer um ambiente de negócios apropriado para que seja possível explorar a flexibilidade criada (1) pelo perfil das diversas fontes de produção local (parte de gás associado, parte gás não-associado), (2) pela instalação de uma malha de gasodutos em expansão (empacotamento e flexibilidade operacional), (3) pela existência de um conjunto de consumidores bi-combustível (intercâmbio entre fontes de energia) e (4) pela possibilidade de aquisição de GNL no mercado internacional.

### Descrição dos novos contratos (Petrobras, 2007)

- **Firme Inflexível:** estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do cliente e a respectiva garantia de entrega por parte do fornecedor;
- **Firme Flexível:** por este contrato, o consumidor bicompostível se dispõe a utilizar um combustível alternativo por determinado período de tempo. Dessa forma, o serviço energético do consumidor pode ser satisfeito a partir de outras fontes de energia, preservando as margens da distribuidora e os preços acordados no contrato celebrado entre as partes. Trata-se de um contrato até certo ponto personalizado, uma vez que oferece alternativas de suprimento compatíveis com as particularidades de cada cliente, respeitando as possíveis restrições ambientais presentes na região;
- **Interruptível:** neste modelo, o suprimento de gás natural pode ser interrompido apenas pelo fornecedor, de acordo com as condições negociadas previamente em contrato. A diferença entre este e o contrato firme flexível é que na modalidade interruptível a responsabilidade pela substituição do combustível alternativo fica a cargo do cliente. O preço do gás natural para o consumidor interruptível poderá incorporar um desconto em relação ao preço que seria praticado em um contrato padrão do tipo firme inflexível (sem flexibilidade);
- **Preferencial:** nesta nova modalidade o consumidor é quem detém a prerrogativa de interromper o fornecimento. É interruptível apenas pelo cliente, estando o fornecedor obrigado a providenciar o suprimento de gás disponível quando demandado. O preço do gás neste contrato será composto por duas parcelas: uma referente ao custo associado à manutenção da capacidade e outra relativa à energia. Além disso, o contrato detalhará a antecedência e as condições de nominação do gás. A expectativa da Petrobras é que o contrato preferencial seja predominantemente destinado ao consumo termelétrico, com suprimento via GNL.

### Precificação e vigência dos contratos

Seguindo a metodologia empregada no contrato de importação da Bolívia, a fórmula de preços de gás natural deverá ser dividida em duas parcelas: uma para remuneração dos investimentos em infra-estrutura de transporte de gás natural (capacidade), e a outra relativa ao valor da energia (moléculas de gás). Prevê-se que a primeira parcela (transporte) seja reajustada pela inflação, enquanto que a parcela da energia será variável segundo uma cesta de óleos referenciada aos preços praticados no mercado internacional. Isso não somente permite uma menor exposição à Petrobras em relação aos riscos associados ao descasamento dos índices de reajustes nas pontas de compra e de venda, como também tende a oferecer ao consumidor final uma certa estabilidade quando das oscilações de preços dos líquidos.

Para o caso do contrato preferencial, a parcela da energia será vinculada ao preço do GNL no mercado internacional, devendo ser paga apenas quando o consumidor solicitar o suprimento. Além desta parcela, o consumidor incorre no pagamento de uma tarifa para remuneração da disponibilidade da infra-estrutura. Este valor incorporará todos os custos associados à capacidade do sistema de regaseificação, transporte e gerenciamento do suprimento de GNL e será permanentemente pago pelo consumidor durante o período de vigência do contrato.

Adicionalmente, os novos modelos contratuais oferecidos pela Petrobras poderão ser de longo ou curto prazo.

		CLIENTE	
		pode interromper	não pode interromper
FORNECEDOR	pode interromper		
	não pode interromper		
FORNECEDOR	pode interromper	Firme Flexível Longo Prazo	Interruptível Longo Prazo
	não pode interromper	Firme Flexível Curto Prazo	Interruptível Curto Prazo
FORNECEDOR	pode interromper	Preferencial Longo Prazo	Firme Inflexível Longo Prazo
	não pode interromper	Preferencial Curto Prazo	Firme Inflexível Curto Prazo

Obs.: Curto prazo – contrato com período de vigência inferior a dois anos

Longo prazo – contrato com período de vigência igual ou superior a dois anos

Quadro 3: Modalidades de produtos da Petrobras para o Gás Natural

Fonte: Petrobras (2007).

### 5.3.2 A Evolução dos Modelos de Contratos Flexíveis

Conforme mencionado no subitem 5.3.1 o novo contexto da indústria gasífera brasileira levou a Petrobras a repensar os modelos contratuais vigentes no Brasil. Assim, foram criados os modelos Firme Flexível, Interruptível e Preferencial. Os dois primeiros produtos visam atender respectivamente os potenciais consumidores bicompostível e interruptível do mercado brasileiro.

A Petrobras já fechou vários contratos de gás com as companhias distribuidoras de gás no Brasil, e os consumidores finais com as distribuidoras. Ou seja, consumidores bicompostíveis e interruptíveis já são realidades no Brasil.

Todavia, em que pese a tradição de rigidez dos contratos na indústria do gás natural, fica claro que esses primeiros produtos criados são apenas o começo. Para melhor entendimento das múltiplas possibilidades contratuais, bem como as respectivas tendências de comportamento dos preços e riscos envolvidos, apresenta-se a seguir a figura 7.

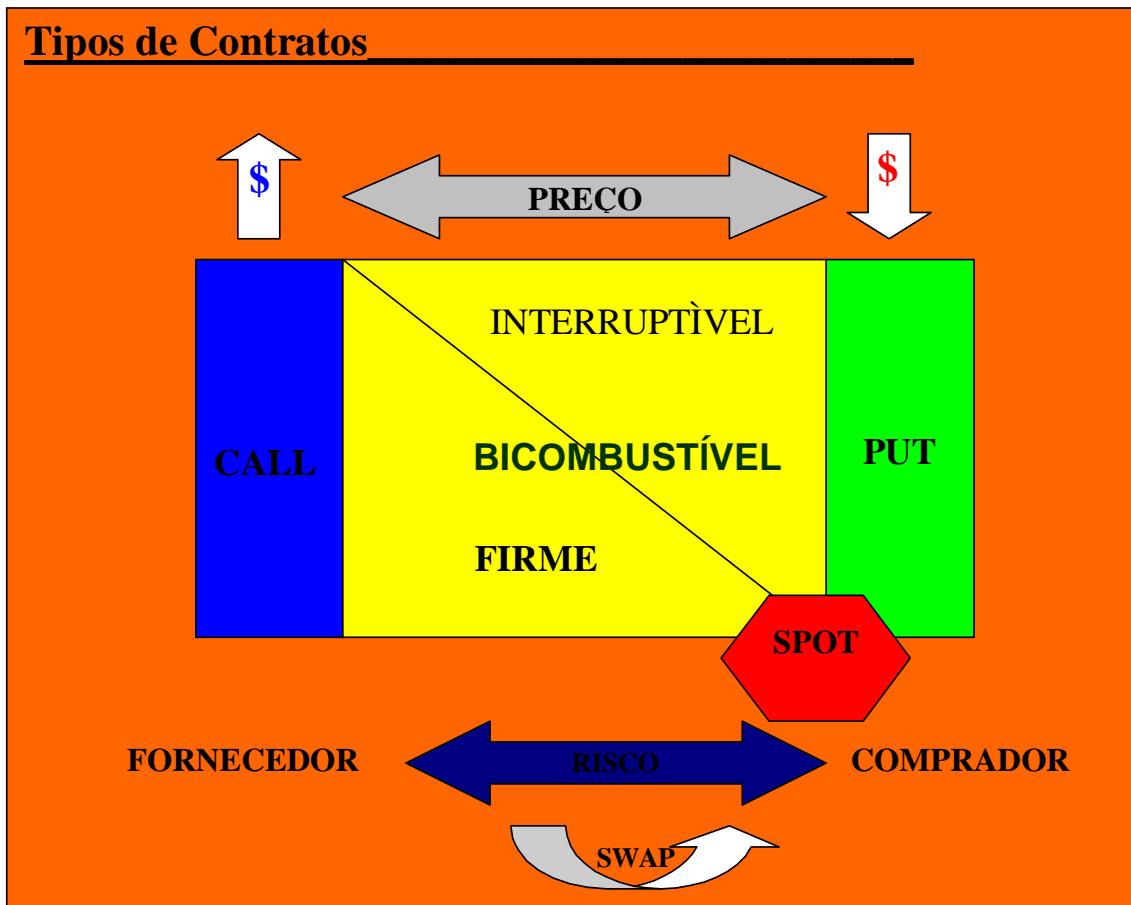


Figura 7: Tipos de contratos

Fonte: Adaptado da SHELL (2005)

Corroborando para este incremento dos produtos de flexibilidade está o advento do surgimento da figura do Consumidor Livre na indústria de gás natural (termelétricas e grandes consumidores industriais) o que já é uma realidade no Estado do Rio de Janeiro, e para o Estado de São Paulo, já a partir de 2011.

### 5.3.2.1 O Produto de Curtíssimo Prazo na Indústria de Gás Natural no Brasil

Em face da importância do tema, procura-se primeiramente elencar os condicionantes para implementação de um mercado de gás natural. Quando se observa a IGN no seu estágio inicial, esta se caracteriza sempre pelos seus altos **custos de transação**<sup>23</sup> em virtude de (i) existência da elevada especificidade dos ativos (sistema

<sup>23</sup> **Custos de Transação** são custos para adquirir, manter e acessar informação com objetivo de coordenar transações entre diferentes agentes, no tempo e no espaço. O atributo da transação que afeta mais o custo de transação é a “especificidade de ativos”

de transporte por gasodutos), tendo em vista o reduzido número de agentes com acesso à rede de infra-estrutura; (ii) a reduzida maturidade da rede, limitando o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte e de distribuição de gás, aumentando a interdependência entre os agentes; (iii) a reduzida densidade da rede, que eleva não só o custo, mas também o risco dos investimentos para adicionar novos consumidores; e, por fim, (iv) a elevada incerteza no ambiente das transações, decorrente do grande volume dos investimentos e do longo prazo de maturação dos recursos investidos (ALMEIDA et al., 2006).

No caso da indústria de gás natural no Brasil, ela passa por um período de transição em função de adventos como: i) dos contratos flexíveis (Firme Flexível, Interruptível e Preferencial); ii) dos terminais de regaseificação de GNL; iii) da implantação de uma rede de gasodutos interconectada (investimentos previstos até 2012 de 7,1 bilhões), que possibilita uma grande flexibilidade no desenvolvimento de rotas alternativas de transporte; e iv) da viabilização da formação centros de mercado e posteriormente evoluindo para *hubs*<sup>24</sup>.

Estão criados assim os fundamentos para o desenvolvimento do **Produto de Curtíssimo Prazo** (período variando de semana a meses) que precede o mercado *spot* e de derivativos, já que permitem a concentração dos agentes interessados na compra ou venda de contratos de comercialização de gás.

### 5.3.2.2 Os Produtos Spot e Derivativos na Indústria de Gás Natural no Brasil

Com a evolução do grau de maturidade dessa indústria, começam a serem criados os condicionantes para a implementação de um mercado *spot e de derivativos*. A seguir listam-se estes condicionantes (ALMEIDA et al., 2006).

1. As reformas que visam à introdução da concorrência na indústria de gás natural, com destaque para o livre acesso à infra-estrutura e a separação de serviços;

---

<sup>24</sup> **Hubs** são centros de mercado que em mercados maduros ficam normalmente localizados próximos das ESGN (estocagem subterrânea de gás natural). É uma evolução natural do processo de reestruturação deste mercado. Os dois serviços principais das hubs são: a) diferentes possibilidades de transporte e interconexão entre redes, e b) balanço físico de gás no curto prazo.

2. Uma indústria desconcentrada, com a presença de um grande número de agentes dispostos a negociarem contratos de comercialização de gás e serviço de transporte;
3. A existência de um elevado número de produtores (ou importadores) localizados em diversas áreas geográficas do país. Isto facilita a desconcentração da oferta de gás devido à menor possibilidade dos produtores influenciarem o preço da commodity;
4. Uma rede madura e bem interconectada possibilita não só o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte, mas também viabiliza a formação de hubs e centros de mercado. Esses são fundamentais para o desenvolvimento do mercado de curto prazo que precede o mercado spot, já que permitem a concentração dos agentes interessados na compra ou venda de contratos de comercialização de gás ou serviços de transporte;
5. Excesso de oferta de gás ou de capacidade de transporte facilita a negociação de contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte entre os agentes;
6. Capacidade de armazenamento suficientemente grande para atender ajustes nos horários de pico e os efeitos da sazonalidade da demanda;
7. A padronização dos contratos, o que viabiliza uma redução do custo de transação dos agentes devido ao menor tempo e esforço gasto na busca do contrato ideal;
8. E, por último, existência de um sistema de comércio eletrônico facilitando a negociação entre os agentes. Dessa forma, os agentes podem realizar uma transação de qualquer localização desde que estejam conectados ao sistema eletrônico.

Posto isto, conclui-se que no caso da indústria do gás natural no Brasil, estamos caminhando para a consolidação dos produtos flexíveis (Firme Flexível, Interruptível e Preferencial), em um período próximo teremos a implantação do **Produto de Curtíssimo Prazo** (período variando de semana a meses) e no médio prazo a implantação dos mercados *spot* e de **derivativos**.

### 5.3.3 Gás Natural Veicular no Brasil

Este segmento se apresenta com um crescimento pujante; entretanto com o advento dos problemas de suprimento quando do despacho das térmicas em 2007 pelo ONS, o segmento foi colocado em cheque tanto pelo governo como pela sociedade. A seguir apresentamos o gráfico 13 com a evolução de vendas do GNV.

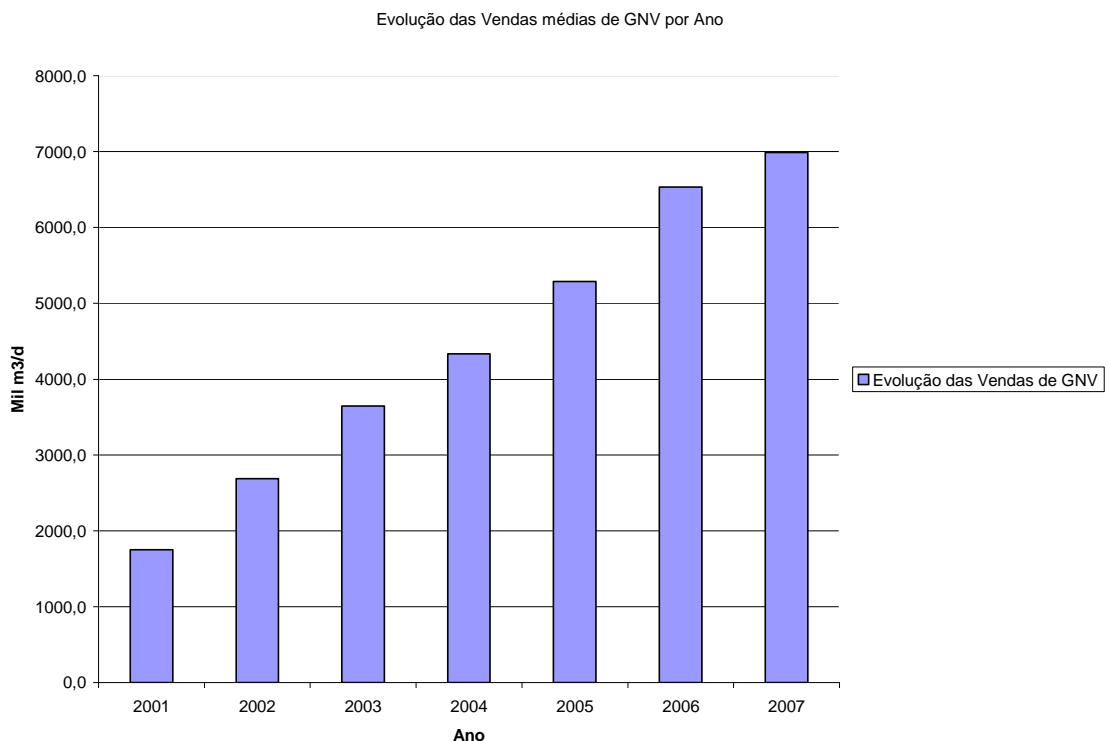


Gráfico 13: Evolução das Vendas de GNV (média anual)

Fonte: ABEGAS (2008).

A primeira grande questão a ser analisada no caso do gás natural veicular no Brasil é avaliar se o seu desenvolvimento foi calcado em questões conjunturais ou estruturais. Está claro que o seu sucesso no início se baseou no baixo preço relativo aos outros combustíveis substitutos, no caso gasolina e álcool, bem como no interesse de se desenvolver o mercado de gás natural no Brasil.

Entretanto essa competitividade está baseada principalmente na estrutura tributária que privilegia o GNV. Isto se dá em virtude deste combustível não recolher a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE, em que o combustível álcool também faz jus. Com relação ao ICMS estadual, a maioria dos Estados aplica uma alíquota de 12% sobre o GNV, enquanto o álcool e a gasolina são tributados em 25%, chegando a 30% no Rio de Janeiro.

Do ponto de vista das ferramentas de flexibilidade, o GNV é por excelência um consumidor bicombustível. Assim, conclui-se que quando se busca flexibilidade na indústria de gás natural em função do despacho termelétrico, este segmento torna-se atraente para o País.

### 5.3.4 O Sinal de Preço na Indústria de Gás Natural

Do ponto de vista do funcionamento de mercados, uma das bases da racionalidade econômica para seu funcionamento é que o preço de mercado seja definido a partir da compatibilização entre as propensões a pagar e receber dos diferentes agentes participantes (produção, comercialização e consumo,) sob a ótica do balanço de oferta x demanda.

Assim, é com base nesse sinal econômico que os agentes do mercado de gás natural, seja pelo lado da oferta, seja pelo lado da demanda, definem sua estratégia de implantação de ferramentas de flexibilidade, criando condições de flexibilidade no sentido de garantir um balanço de oferta x demanda ajustado.

Sem o sinal adequado de preço os agentes permanecem imobilizados. Um bom exemplo é o mercado argentino, onde os déficits de oferta no período do inverno são crescentes, ano após ano, em função de uma política de preços congelados. Esta situação forçou o governo argentino a criar o programa denominado de Energia Total, com todas as obrigações a cargo do tesouro argentino.

Para o ano de 2008, o citado programa argentino planeja um terminal de regaseificação de GNL, um sistema de mistura e injeção de ar-propanado em média pressão na província de Buenos Aires e o fornecimento de combustíveis líquidos para consumidores industriais e termelétricos bicombustíveis, além de uma ação específica para incentivar consumidores a tornarem-se bicombustíveis.

Por outro lado, no caso do Brasil, a indústria de energia elétrica, que é responsável por determinar o despacho das termelétricas, tem a formação de preço com características de um mercado competitivo (sinal econômico em função do balanço de oferta x demanda), pois os contratos de longo prazo no ACR são definidos por meio de leilões públicos e no ACL são definidos por contratos bilaterais livremente negociados. Entretanto, para o preço da energia *spot* (curto prazo e energia não contratada), aparece o primeiro problema, pois o preço é definido a partir de modelos de otimização estocástica, processados pela CCEE e o ONS, e sem a interferência direta de quaisquer agentes.

Apesar de não ser objeto da tese, mas em função do seu grau de importância para o funcionamento sustentável de qualquer indústria de gás natural e de suas ferramentas de flexibilidade, faz-se necessário um pouco mais de aprofundamento. Primeiramente o

preço do gás natural no atacado é composto de duas parcelas, quais sejam *commodity* e transporte.

Diferentemente da parcela *commodity* a parcela transporte representa uma prestação de serviço e trata-se de uma atividade regulada. Neste sentido cabe destacar a importância da escolha do tipo de tarifação de transporte de gás na rede de infra-estrutura de gasodutos. Existem basicamente três tipos de tarifação: i) as tarifas baseadas na distância do transporte; ii) as tarifas postais (independem da distância); iii) e as tarifas do tipo entrada/saída que estabelecem uma taxação no ponto de injeção (entrada) e no ponto de retirada (saída) do gás no sistema de gasodutos do país.

Atualmente o Brasil adota o sistema de tarifação postal. Contudo a discussão do melhor modelo de regulação do transporte é relevante para a evolução que se almeja para a indústria por parte dos reguladores e em última instância do Estado Brasileiro e certamente terá forte reflexo nas ferramentas de flexibilidades que são objeto desta dissertação de mestrado.

Por outro lado, a *commodity*<sup>25</sup>, conforme sua própria definição, sempre deve ter o seu preço de mercado definido a partir da compatibilização entre as propensões a pagar e receber dos diferentes agentes participantes, sob a ótica do balanço de oferta x demanda.

#### 5.4 FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DA CADEIA DO GÁS NATURAL

Conforme exposto no início deste capítulo, no caso brasileiro pode-se facilmente concluir que uma convergência entre a indústria do gás natural e a indústria de energia elétrica de forma otimizada, passa primeiramente pela tentativa de criar uma visão integrada das cadeias das indústrias de energia elétrica e gás natural, tornando-as uma cadeia única de energia.

Por conseguinte a despeito da necessidade constante do aprimoramento de modelos matemáticos e probabilísticos que permitam uma melhor previsão, seja de

---

<sup>25</sup> Commodity é usado como uma referência aos produtos em estado bruto ou com pequeno grau de industrialização, de qualidade quase uniforme, produzidos em grandes quantidades e por diferentes produtores, cujo valor é definido a partir de condições dada pelo mercado, e não pelos produtores.

chuvas, seja de reservatórios em níveis seguros, existe também outro caminho que passa por se criar um mercado e uma regulação na indústria da energia elétrica que permita flexibilidade para as especificidades da cadeia da indústria de gás natural.

Desse modo, os agentes do setor elétrico começaram a sugerir uma solução via a formatação da “Conta de Energia”, que depois foi avaliada pela ANEEL e que simplificadamente se traduzia no despacho antecipado de térmicas aproveitando a disponibilidade do insumo gás natural em substituição da geração hídrica, armazenando energia via água nos reservatórios.

Por outro lado, quando nos debruçamos na cadeia do GNL podemos também verificar as vantagens da “Conta de Energia”. Para demonstrar esta tese voltamos a apresentar a visão das duas cadeias, da indústria do GN e da EE no mundo, incluindo a cadeia de GNL completa, conforme figura a seguir:

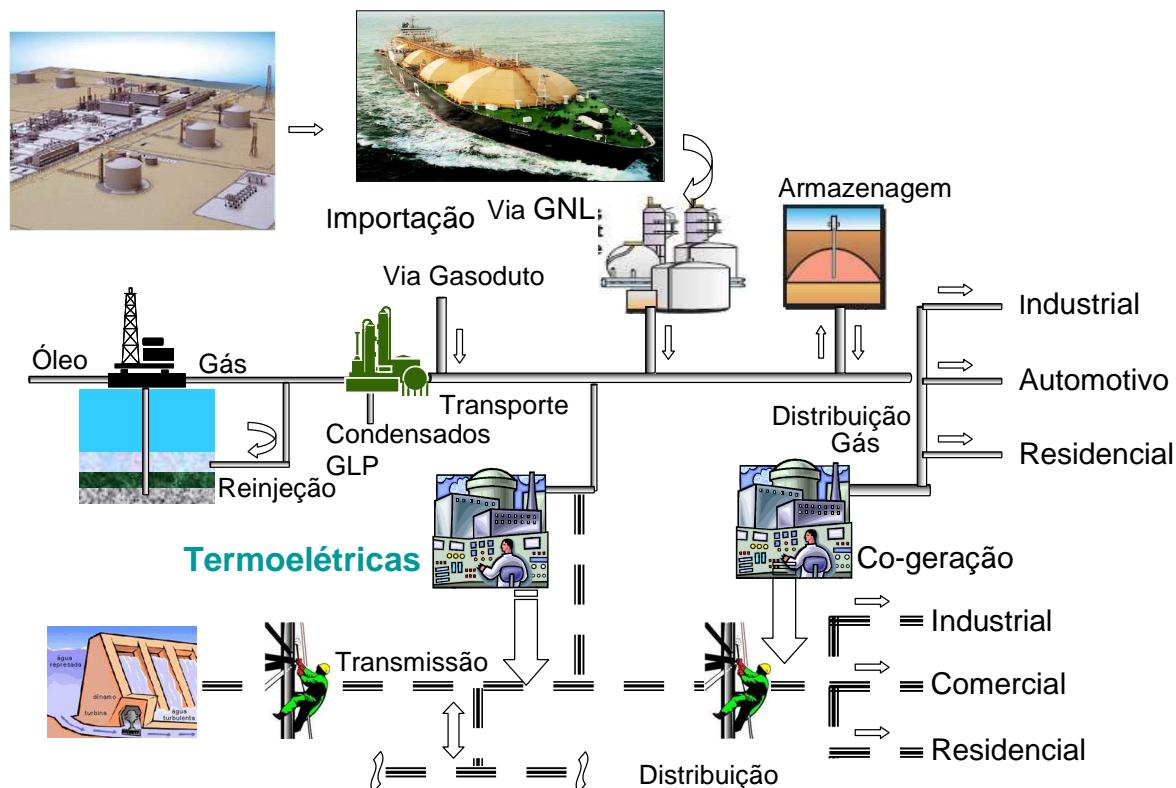


Figura 8: Visão integrada das cadeias de Gás Natural, GNL e Energia Elétrica  
Fonte: Adaptado de Petrobras (2007)

A primeira abstração importante diz respeito à temporalidade operacional. No caso da energia elétrica, esta apresenta procedimentos operacionais que podem ser

executado em questão de horas, dias e semana. Já para o caso do gás natural, quando estendemos até a cadeia do GNL, a temporalidade operacional aumenta, pois o período entre nomear uma carga de GNL e a mesma carga chegar ao tanque do terminal de regaseificação significa um período de tempo que se situa em torno de 90 dias. Logo, a previsibilidade continua a ser uma tônica se quisermos um suprimento de GNL confiável e com preços competitivos.

Existem ainda outras vantagens no que diz respeito ao fato de que o GNL atenderá prioritariamente ao segmento de termelétricas, pois a demanda por esta fonte tenderá estar principalmente concentrada no período seco de chuvas no Brasil, que acontece entre abril e outubro e que coincide com o período de menor demanda por cargas *spot* no mercado mundial (verão no hemisfério norte).

O gráfico 14, a seguir, ilustra bem essa coincidência dos períodos:

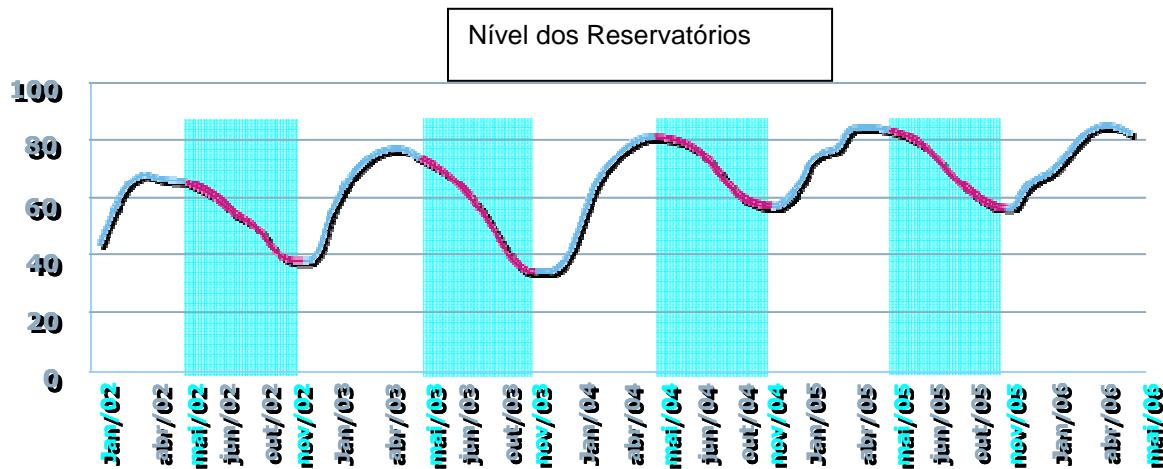


Gráfico 14: Preço do GNL X Comportamento dos reservatórios das hidrelétricas  
Fonte: Petrobras (2007).

Esta singular coincidência poderá permitir no futuro mudanças regulatórias para o setor elétrico brasileiro, com a implantação de novos procedimentos operacionais por parte do Operador Nacional do Sistema – ONS que contemplem a solicitação de despacho de termelétricas com grande antecedência, por exemplo, 90 dias, mesmo em condições favoráveis de armazenamento de água, toda vez que o preço do GNL, no mercado *spot*, apresentar um sinal econômico favorável, ou seja, isto significará um despacho antecipado das térmicas permitindo uma maior confiabilidade para o sistema como um todo, considerando-se sempre o viés econômico.

Cabe destacar, que as informações acima complementavam e tendiam a tornar mais competitivo o produto “Conta Energia”, que se encontrava em análise para formatação da sua regulação.

Desse modo no final do ano passado a ANEEL introduziu as seguintes mudanças regulatórias objetivando criar as condições de convergência e flexibilidade, quais sejam:

**Despacho Fora da Ordem de Mérito (DFOM)**

Resolução Normativa ANEEL nº 272/2007, que estabelece os critérios e procedimentos para geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo para compensar futuras indisponibilidades por falta de combustível. Vale salientar que essa geração é tratada como se fosse geração inflexível para efeitos de remuneração e no caso de vertimento dos reservatórios das hidrelétricas a “primeira água” a verter é da termelétrica. Cabe destacar que esta resolução cria a possibilidade da geração substituta entre termelétricas.

**Portaria MME nº 253/2007.**

Novas termelétricas a GNL vendedoras de energia em leilões de energia nova serão avisadas do despacho com dois meses de antecedência. O Sistema assumirá os riscos de preços (CMO e CVU) e o ICB destas térmicas será calculado de forma diferente, para refletir o custo intrínseco do despacho antecipado.

Concluindo, ou o setor elétrico contempla a cadeia da indústria do gás natural no seu planejamento de longo prazo e no seu planejamento operacional, bem como tenta criar as condições regulatórias harmônicas entre essas duas indústrias ou estará fadado a ter um custo de energia elétrica a partir das fontes térmicas a gás natural cada vez menos competitivo.

Por fim, vale ressaltar que as exposições aqui não fazem apologia no sentido de a indústria de energia elétrica se adaptar à indústria de gás natural, mas sim que a convergência destas duas indústrias será cada vez maior, não existindo a possibilidade de um olhar como duas cadeias e sim como uma única cadeia da indústria de energia.

Neste capítulo foram apresentadas as aplicações correntes das ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta e da demanda na indústria do gás natural no Brasil, com destaque para o novo conceito de aplicação de ferramentas de flexibilidade na indústria de energia elétrica com o objetivo de ampliar ainda mais a flexibilidade na indústria de gás natural.

#### 5.4.1 Uma Alternativa para o Despacho Elétrico Brasileiro Contemplando a Indústria de Gás Natural no Brasil

Conforme explicitado no item 4 e no apêndice B o grande dilema do setor elétrico do ponto de vista do planejamento da operação reside em definir o mix ótimo de unidades de geração (hidroelétricas e termelétricas) no curto prazo, e este mix é indicado através da definição do preço de curto prazo.

Por outro lado, no mercado livre de energia (Ambiente de Contratação Livre-ACL), contratos são negociados livremente e sua definição depende das condições de oferta e procura do mercado no curto e no médio prazo.

Já no mercado spot, toda a energia elétrica escassa ou excedente dos Contratos Bilaterais é comprada e vendida no CCEE- Câmera de Comercialização de Energia elétrica. O preço do PLD (Preço de Liquidação da Diferenças) ou preço SPOT é único e sua definição depende do cálculo do CMO<sup>26</sup> (Custo Marginal de Operação) sendo este calculado por um processo de otimização do planejamento da operação do sistema interligado nacional (ver subitem 4.2.2).

Conforme já mencionado, esse processo de otimização busca uma solução de mínimo valor esperado do custo de operação, considerando uma configuração de oferta (usinas hidráulicas, térmicas e linhas de transmissão) e demanda (carga dos subsistemas), e diferentes cenários para a disponibilidade hidráulica das bacias do sistema (cenários de energias afluentes). Como já visto anteriormente, o único parâmetro modelado como uma variável estocástica é a energia afluente aos reservatórios equivalentes (ABRACEL, 2006).

Diante do exposto fica evidente que: se por um lado o preço da energia no ambiente de contratação livre (ACL) segue as práticas de um mercado competitivo, por outro lado o preço *spot* é em uma última instância calculado por uma modelagem matemática estocástica.

---

<sup>26</sup> O preço spot é calculado a partir do CMO. O Custo Marginal de Operação – CMO por sua vez é calculado pelo ONS através dos modelos matemáticos. Este valor indica quanto custa a produção de uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado. Três faixas distintas de carga determinam os preços da energia: de segunda a sábado, Período Pesado (das 18h01 às 21h00), Médio (das 07h01 às 18h00 e das 21h01 às 24h00) e Leve (das 00h01 às 07h00). Nos domingos e feriados nacionais o Período Pesado não é considerado.

A justificativa do cálculo do preço spot por modelagem matemática estocástica em detrimento de uma definição deste preço acontecer pelos agentes, em função das condições de oferta e procura do mercado no curto e no médio prazo, ocorre devido à existência de usinas em cascata no mesmo rio ou bacia hidrográfica pertencentes a diferentes agentes, que cria a necessidade de operação integrada e centralizada por um elemento neutro (o ONS), o que se apresenta como um consenso.

Também a regularização plurianual ou anual: a regularização (capacidade de armazenamento) dos reservatórios brasileiros é determinante na análise das possibilidades de enchimento e deplecionamento, determinando o compromisso da produção de energia hidráulica ou térmica ante aos períodos sazonais dos diferentes subsistemas. Desse modo também se considera um consenso que a determinação do despacho das hidroelétricas se dê através de uma modelagem matemática estocástica.

Contudo, uma sugestão que deve ser analisada é uma vez definido quais as hidrelétricas a serem despachadas e os respectivos montantes a cada semana, porque não solicitar que a complementação termelétrica se dê pelo menor custo obtido através de um leilão de geração térmica (despacho pelo menor custo) a cada semana, pois se trata, neste momento, de um sistema puramente térmico.

Procurando apresentar mais detalhes desta alternativa, destaca-se que no atual modelo elétrico, nas novas usinas os empreendedores declararam o seu RF (Receita Fixa) que visa garantir o CAPEX dos investimentos e o CVU (Custo Variável Unitário de Produção) que na prática significa o custo teto de operação de cada térmica.

Por sua vez, uma vez definido pelo ONS o montante a ser produzido de energia térmica a cada momento, nada impediria que o regulador no exercício de sua atividade e na busca da competição realizasse leilões de energia térmica para a produção do montante de energia solicitado pelo ONS em cada momento. Assim as térmicas seriam despachadas na ordem crescente de suas ofertas de geração a cada momento, criando competição e definição de preço pelo mercado.

Por fim, quando analisamos a competitividade dos custos variáveis de geração por fonte térmica, encontramos a seguinte seqüência de competitividade: a) térmicas nuclear, b) térmicas a biomassa, c) térmicas a carvão, d) térmicas a gás natural, e) térmicas a óleo combustível e f) térmicas a óleo diesel, porém está ordem de competitividade pode variar no tempo, de forma circunstancial, em função de diversos fatores, podendo ensejar ganhos para o sistema como um todo.

Com relação às eventuais manipulações do mercado, estas estariam descartadas uma vez que os preços teto por térmica já estariam definidos quando da declaração dos CVU's, que são apresentados quando da participação dos empreendimentos térmicos nos leilões de energia nova.

Cabe destacar que esta é uma proposta de caráter preliminar e que exige um estudo de grande profundidade no sentido de avaliar eventuais vantagens e desvantagens, bem como no sentido de atestar a sua viabilidade de se criar a competição.

#### 5.4.2 Integração Energética no Cone Sul

Inicialmente, torna-se fundamental entender como se dá a evolução dos mercados de gás natural entre países. Assim, apresentar-se-á a seguir um quadro auto-explicativo adaptado sobre o tema, tendo como fonte Mitrova (2007).

Característica	Local	Nacional	Internacional	Transcontinental
<b>Tipos de Modais</b>	gasodutos	gasodutos	Gasodutos e GNL	Gasodutos e GNL
<b>Infra-estrutura</b>	Poucos gasodutos entre produtor e consumidor não interligados	Sistema interligados de gasodutos a nível nacional	Desenvolvimento de significante infra-estrutura de gasodutos de longa distância entre países e suprimento bilateral de GNL.	Suprimento através de GNL e Gasodutos para diversos países com o desenvolvimento de um sistema internacional de gasodutos.
<b>Volume de gás natural do mercado</b>	Poucos BCM	10-10 <sup>2</sup> BCM	Poucas centenas de BCM	Mais que TCM
<b>Estrutura Institucional do Mercado de gás natural</b>	Local, vertical, integrada, monopólios	Nacional Vertical Integrada monopólios, Produtores independentes de gás natural	Contratos internacionais bilaterais entre duas companhias nacionais	Múltiplos contratos entre muitas companhias. Companhia de energia integradas, verticalizadas e transnacionais
<b>Competição</b>	Ausente	Em certas condições competição entre produtores de gás é possível	Competição entre produtores domésticos e importadores	Competição entre produtores domésticos e múltiplas fontes de importação.
<b>Aspectos de segurança de energia</b>	Investimento Física	Investimento Física Segurança	Investimento Física Segurança	Investimento Física Segurança nacional

		nacional de energia	nacional de energia; Segurança Bilateral internacional (Segurança do suprimento, Segurança da demanda)	de energia; Segurança Bilateral internacional (Segurança do suprimento, Segurança da demanda) Segurança do transito
<b>Mecanismo de redução do custos de transação</b>	Monopólio Local, super contratos de longo prazo	Monopólio Nacional	Monópolio nacional, Acordos de longo prazo inter-governmental	Acordos internacionais Multilateral, swaps de ativos e energia, consórcios

Quadro 4: Evolução dos mercados de Gás Natural entre Países

Fonte: Adaptado de Mitrova (2007)

É com base no exposto no quadro acima, que a integração energética no Cone Sul se apresenta como uma possibilidade. Por isso, será apresentado a seguir um rápido resumo dos países da região do Cone Sul.

Antes, cabe destacar que a integração energética tende a ser um fator de segurança energética e incremento de flexibilidade, se e somente se, esta integração estiver calcada em acordos institucionais aprovados em nível de parlamentos dos países envolvidos e com regulação supranacional. Pois, desse modo, estarão criadas as condições de perenidade e estabilidade para os acordos firmados. Fora deste contexto, a integração energética pode ficar sujeita ao humor dos governantes e a sofrer eventuais retrocessos e instabilidade.

Inicialmente serão analisados países do Cone Sul que apresentam interligação de gasodutos, no caso Brasil, Bolívia, Argentina, Uruguai e Chile. A figura a seguir apresenta um balanço de oferta x demanda na região sinalizando déficits crescentes.

**Ao analisarmos o Cone Sul isoladamente, o cenário é ainda mais pessimista**



Figura 9: Balanço de Oferta x Demanda no Cone Sul (milhões de m<sup>3</sup>/d)  
Fonte: Adaptado de Petrobras (2008)

Contudo, a figura acima não explicita o problema de sazonalidade dos mercados do Cone Sul. Para ilustrar apresentar-se-á a seguir no gráfico 15 a sazonalidade do mercado argentino de gás natural, a qual está fortemente correlacionada ao período de inverno com forte incremento da demanda residencial.

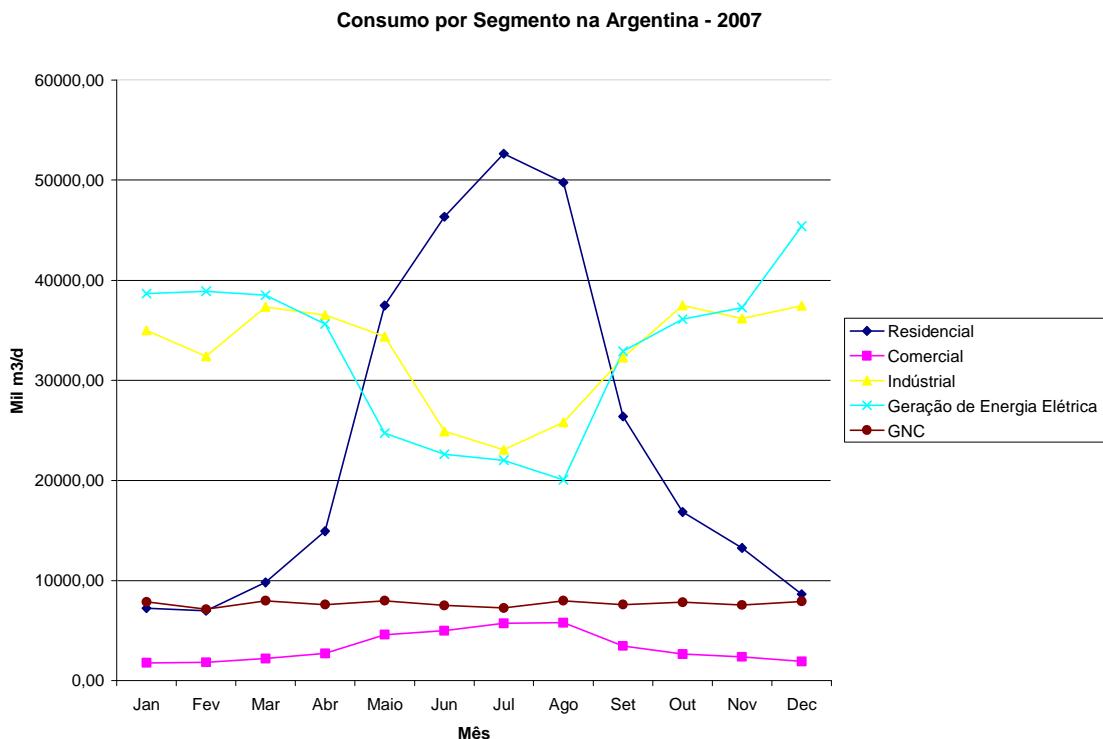


Gráfico 15: Consumo por segmentos na Argentina 2007.

Fonte: O autor (2007)

Conforme comentado várias vezes, no caso do Brasil, a demanda dos segmentos residencial e comercial é de baixo volume e não apresenta sazonalidade enquanto a do segmento termelétrico tem potencial de alto volume e se apresenta como de difícil previsibilidade.

Assim, no caso brasileiro, diferentemente do Argentino, é o segmento termelétrico que apresenta sazonalidade. Contudo esta guarda forte correlação com o período de afluência hídrica, que é determinante na decisão de despachar hidroelétricas ou térmicas.

Conforme citado no subitem 4.2, a série histórica da afluência hídrica é sazonal com valor médio mensal que segue um ciclo anual. Nas bacias hidrográficas das regiões Norte, Nordeste e Sudeste brasileiros o período úmido (altas afluências) vai de novembro de um ano a março do ano seguinte (5 meses) e o período seco (baixas afluências) vai de abril a outubro (7 meses). Nas bacias hidrográficas do sul os períodos seco e úmido ocorrem de forma quase complementar aos das outras bacias.

Desse modo fica constatado que no caso do Cone Sul, tanto na Argentina e no Chile, a grande sazonalidade acontece entre abril e setembro (ver gráfico 15), em função

do inverno, coincidindo com o período seco (baixas afluências) para os reservatórios das regiões Sudeste, Nordeste e Norte do Brasil.

Essa demanda potencial no Brasil, Argentina, Chile e Uruguai poderiam criar as condições para a implantação de novos procedimentos operacionais por parte do Operador Nacional do Sistema – ONS, com a perspectiva de atender não somente ao mercado brasileiro, mas também aos demais países do Cone Sul e que contemplam a solicitação de despacho de termelétricas com grande antecedência, por exemplo, 90 dias, mesmo em condições favoráveis de armazenamento de água, toda vez que o preço do GNL, no mercado *spot*, apresentar um sinal econômico favorável. Isso significará um despacho antecipado das térmicas permitindo uma maior confiabilidade para o sistema como um todo, considerando-se sempre o viés econômico e tendo em vista que o período de abril a outubro coincide com o período de menor demanda por cargas *spot* no mercado mundial (verão no hemisfério Norte).

O próximo passo no desenvolvimento da dissertação é avaliar e sugerir as novas perspectivas futuras para as ferramentas de flexibilidade na indústria de gás natural no Brasil, entretanto, para embasar estas previsões, detectou-se a necessidade de estudar e aprofundar conceitos, novas informações e tendências, pois elas serão extremamente relevantes, quando combinadas com o que já foi apresentado nos capítulos anteriores no sentido de permitir essa prospecção do futuro.

## 5.5 SEGURANÇA ENERGÉTICA

Com base no exposto ao longo de todo o corpo da tese, alguns temas constantemente vêm à tona, quais sejam, o **grau de maturidade da indústria** (cap. 5), **mercado competitivo** versus **não competitivo** (ver cap. 4) e **custo de transação** (ver subitem 5.3.2). Estes temas são de grande relevância para uma nação definir quais os próximos passos a seguir no desenvolvimento destas duas importantes e estratégicas indústrias, que são as indústrias de Gás Natural e de Energia Elétrica. Entretanto outro conceito, até o momento pouco abordado na dissertação, merece reflexões e deve ser combinado com os citados anteriormente quando da definição dos novos passos destas indústrias, o conceito de **segurança energética**.

O conceito de **segurança energética** é indissociável da comercialização de gás natural e energia elétrica, e como a integração energética se apresenta como uma possível evolução no Cone Sul, este tema ganha ainda mais dimensão.

A experiência internacional demonstra que na medida em que o mercado internacional de gás crescia os agentes e países, para diminuir os **custos de transação** e riscos de **segurança energética**, desenvolviam vários mecanismos de mitigação, tais como integração vertical, penetração mútua de capital e contratos de longo prazo, os quais não devem ser avaliados como uma imperfeição de mercado, mas sim como uma busca essencial de segurança energética e redução dos custos de transação (MITROVA, 2007). Contudo para se atingir estes objetivos o próximo passo evolutivo é harmonização institucional e regulatória, que somente será alcançável com o compromisso mútuo dos países e agentes do mercado.

Assim, a definição de um modelo regulatório da indústria de gás natural no Brasil além de ser condicionada pelos objetivos de política energética e de natureza macroeconômica, tem de levar em conta a segurança energética, em face ao incremento da integração energética.

Posto isto, o Brasil poderia seguir dois caminhos na visão dos autores (Almeida et al, 2005): (i) a busca da atração de capitais de novos operadores para expandir a indústria num contexto de ampliação progressiva do número de agentes no setor; (ii) o desenvolvimento da IGN com a liderança da empresa dominante (Petrobras) e logo com participação majoritária do capital nacional.

A seguir no próximo capítulo 6 encontrar-se-ão as conclusões, que tomaram como base as questões que foram apresentadas ao longo do corpo da com destaque para esse capítulo 5.

## 6 CONCLUSÕES

Com base nas informações apresentadas ao longo da dissertação e utilizando-se da mesma estratégia de classificar as ferramentas de flexibilidade, serão apresentadas a seguir conclusões, sugestões para aperfeiçoamento e tendências por ferramenta de flexibilidade.

### 6.1 FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA OFERTA DO GÁS NATURAL

Conforme já mencionado, as ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta se caracterizam pela grande capacidade de variar o volume ofertado para um determinado mercado, criando as condições necessárias para garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits. Em face da sua importância serão apresentadas a seguir as conclusões quanto às perspectivas de aplicação dessas ferramentas, sua evolução e sugestões para indústria de gás natural do Brasil.

#### 6.1.1 Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN

Conforme explicitado no subitem 3.2.2.1 das ferramentas de flexibilidade pelo lado da oferta a armazenagem é de longe a principal opção para prover o suprimento nos picos de demanda, sejam elas diárias, sejam elas de estações, (forte demanda no inverno) em mercados maduros.

A lógica econômica da ESGN, nos mercados maduros, comporta-se com o seu abastecimento durante o verão na qual os preços são mais baixos e no suprimento do mercado no inverno quando os preços são mais altos.

No caso do Brasil, o gás natural comercializado ainda não apresenta uma flutuação de preço em função do balanço de oferta e demanda, criando dificuldades para inserção da opção ESGN como ferramenta de flexibilidade com lógica econômica.

Por outro lado, quando se observa a evolução no médio prazo para os tipos de fontes de gás natural no Brasil no gráfico 16 a seguir, com exceção do GNL, pode-se perceber o incremento dos campos de gás não associado<sup>27</sup>, que se prestam mais facilmente para uma modulação de produção em função da demanda, podendo em muitos casos fazer o papel da ESGN.

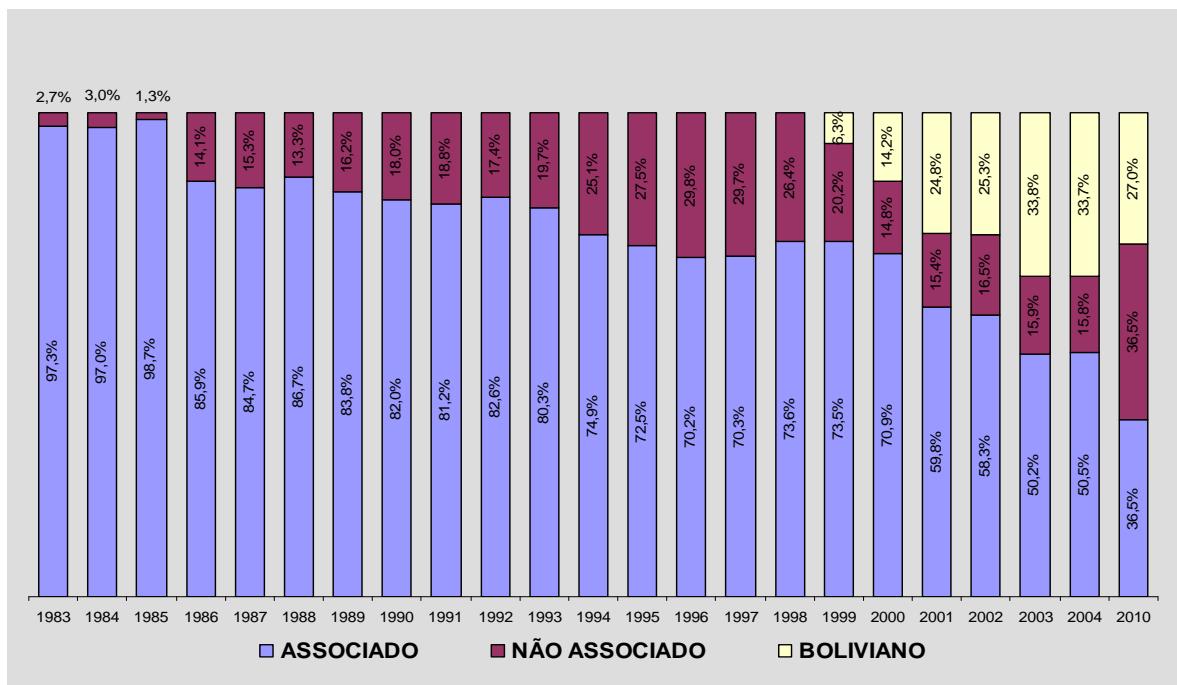


Gráfico 16: Evolução da participação percentual das fontes de gás natural no Brasil  
Fonte: Petrobras (2008)

Contudo, ao se analisarem as perspectivas de produção do gás natural no Brasil no longo prazo, com as descobertas dos megacampos de Tupi, Júpiter e Carioca, as projeções apresentam uma reviravolta quanto às perspectivas de fontes de produção do gás natural, pois se tratam de campos com alto potencial de produção de gás natural associado<sup>28</sup>, os quais têm sua lógica de produção priorizada no petróleo em detrimento do gás. Dessa forma, se prevê que estes campos a partir de 2013 tendem a iniciar uma produção crescente de grandes volumes de gás natural com lógica de produção completamente independente da demanda desse mesmo mercado em cada momento.

<sup>27</sup> Campo de gás não-associado: é aquele que, no reservatório, o gás natural está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás

<sup>28</sup> Campo de gás associado: é aquele que, no reservatório, o gás natural está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo

Assim, prevê-se que se no período de 2008 a 2012 a um aumento na participação da produção de campos não associados, chegando a responder por um terço da produção (permitem modulação com certa facilidade), o mesmo não se prevê a partir de 2013, quando novamente se prevê o aumento na participação dos campos associados.

Posto isto, no médio para o longo prazo, a ESGN pode vir a ser uma opção atraente de flexibilidade no Brasil, principalmente se, concomitantemente, forem criadas as condição de variação do preço do gás natural em função do balanço de oferta versus demanda.

### 6.1.2 Cadeia do GNL

No Brasil o GNL já é uma realidade com a instalação de dois terminais de regaseificação *of shore* (Baía da Guanabara/Rio de Janeiro e Pecen/Ceará) pela Petrobras, previsto para entre o final de 2008 e início de 2009. Contudo, além da Petrobras, vários outros agentes de mercado continuam estudando a implantação de novos terminais de regaseificação no Brasil, com destaque para grandes grupos verticalizados na cadeia como SUEZ, EDF, Gás Natural, BG, Mitsui e até mesmo distribuidoras de gás como a Copergas.

O Chile também é uma realidade com a instalação do terminal de regaseificação *on shore* em Quintero, que fica na região central do país, com expectativa de iniciar a operação parcial do terminal no segundo semestre de 2009, com operação plena em 2010. No caso específico do Chile um *pool de offtakers* foi criado em 2006, que incluem o governo por meio da estatal ENAP, um gerador de energia elétrica, no caso a Endesa Chile, e a distribuidora de gás Metrogas. No início de 2006 este pool selecionou o Grupo BG para a construção do terminal e suprimento do gnl, tendo já sido contratado 6 milhões de m<sup>3</sup>/d de capacidade de regaseificação (BARROSO et al., 2007). Contudo a capacidade final prevista do terminal pode chegar a 12 milhões de m<sup>3</sup>/d, com a expectativa de este volume adicional ser absorvido principalmente por geradores de energia elétrica (BARROSO et al., 2007). A planta está sendo construída com uma possível expansão por meio de um terceiro tanque, podendo chegar a uma capacidade de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/d.

Também no Chile, outro terminal está em estudo na parte norte, liderado pela Codelco, estatal de mineração do Chile e com forte produção de cobre.

Cabe destacar que, tanto no caso do Chile como no caso do Brasil, a opção de GNL acontece não somente pela necessidade de criar flexibilidade para acomodar a demanda termelétrica a gás, mas também pela questão da **segurança de suprimento** (tema abordado no subitem 6.5), que leva a necessidade de diversificar as fontes de suprimento, haja vista que ambos os países sofreram reveses dos seus importadores tradicionais, sendo no caso do Chile a Argentina, e no caso do Brasil a Bolívia.

No Cone Sul, além de Brasil e Chile, onde o GNL já se configura como uma realidade, ainda existem a Argentina e o Uruguai como candidatos a novas plantas de regaseificação. No caso da Argentina, com programa de energia total que prevê GNL já em 2008 através da Repsol, entretanto existem sérias dúvidas sobre o quanto de factível é a implantação do projeto nesse curto prazo. No caso do Uruguai a Petrobras é um dos agentes que estuda o projeto em detalhes.

Na América do Sul, na outra ponta, como exportadores de GNL, aparecem Peru e Venezuela e no longo prazo até mesmo o Brasil em face das descobertas da região do pré-sal, mas ainda de caráter especulativo (BARROSO et al., 2007).

Assim, pode-se concluir que a opção GNL será relevante e novos terminais de regaseificação serão implementados, além dos já mencionados, não só no Brasil, mas em outros países do Cone Sul. Como consequência, uma questão que merece destaque em função da entrada do GNL diz respeito ao custo de oportunidade para o preço do gás natural em todo o Cone Sul. O GNL importado deverá ser mais caro que o atual suprimento de gás da região, criando as condições para um novo *benchmark* de preço na região.

## 6.2 FERAMERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE PELO LADO DA DEMANDA NO GÁS NATURAL

Conforme mencionado no subitem 2.2 as ferramentas de flexibilidade pelo lado da demanda se caracterizam pela capacidade de variar a demanda para um determinado mercado, criando as condições necessárias para garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits. Em face da sua importância serão apresentadas a seguir as

conclusões quanto às perspectivas de aplicação dessas ferramentas pelo lado da demanda, sua evolução e sugestões para indústria de gás natural do Brasil.

### 6.2.1 A evolução dos modelos contratuais de flexibilidade

Com base no subitem 5.3.1, verifica-se que nos encontramos ainda no estágio inicial da flexibilização dos contratos de gás natural no Brasil. Também se pode concluir que no curto prazo serão criados os produtos: **Curtíssimo Prazo** (período variando de semana a meses), um **produto diferenciado** nos moldes do atual preferencial para as termelétricas só que direcionado para as distribuidoras. No médio prazo serão criados o **Spot**<sup>29</sup> e o **mercado de derivativos**<sup>30</sup> (exemplos: “*call option*” - opção de compra de gás e “*put option*”- opção de venda) para o mercado.

### 6.2.2 O Segmento de Gás Natural Veicular e a Flexibilidade

Conforme mencionado no subitem 5.3.2, do ponto de vista das ferramentas de flexibilidade, o GNV é por excelência um consumidor bicombustível. Assim, conclui-se que quando se busca flexibilidade na indústria de gás natural em função do despacho termelétrico, este segmento torna-se atraente para o País uma vez que somos autosuficientes na produção dos seus substitutos (gasolina e álcool) diferentemente do gás natural onde somos importadores líquidos.

Para viabilizar a funcionalidade do GNV como consumidor bicombustível, o **sinal de preço** se apresenta como uma ferramenta capaz de indicar a necessidade de substituição de combustível para os consumidores. Cabe destacar que o preço baixo do GNV favorece diretamente os usuários de automóvel (predomínio da classe média),

---

<sup>29</sup> O termo "spot" é usado nas bolsas de mercadorias para se referir a negócios realizados com pagamento à vista e pronta entrega da mercadoria, em oposição aos mercados futuros e a termo. A entrega não significa entrega física, mas sim a entrega de determinado montante de dinheiro correspondente à quantidade de mercadoria negociada

<sup>30</sup> Derivativos é o nome dado a família de mercados em que operações com liquidação futura são implementados, tornando possível a gestão de risco de diversos ativos. Quatro modalidades de contratos são negociadas neste mercado: a termo, futuro, de opções e de *swaps*.

com destaque para os taxistas. Em relação aos usuários dos serviços de táxi encontramos mais uma vez a classe média. Desse modo, do ponto de vista estrutural, parece ser a melhor alternativa utilizar o **sinal de preço** no GNV, quando do despacho das térmicas, haja vista que esta alternativa permite, conforme explicitado no parágrafo anterior, uma economia de divisas para o país, vantagem que premia a sociedade como um todo.

### 6.3 FERRAMENTAS DE FLEXIBILIDADE NA INDÚSTRIA DA ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DA CADEIA DO GÁS NATURAL

Conforme explicitado no capítulo 5, a indústria da energia elétrica também é capaz de criar novas modalidades de ferramenta de flexibilidade, que no caso desta dissertação são denominadas ferramentas de flexibilidade na indústria de energia elétrica para atendimento da cadeia do gás natural.

Como exemplos existentes dessas ferramentas foram descritas no subitem 5.3 o **Despacho Fora da Ordem de Mérito (DFOM** - Resolução Normativa ANEEL nº 272/2007), que estabeleceu os critérios e procedimentos para geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo para compensar futuras indisponibilidades por falta de combustível e a **Portaria MME nº 253/2007** que definiu para as novas termelétricas a GNL vendedoras de energia em leilões de energia nova, que estas serão avisadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS do despacho com dois meses de antecedência.

Entretanto estas iniciativas representam apenas um começo para um amplo leque de oportunidades no que diz respeito a uma visão única e integrada destas duas indústrias.

Uma sugestão que pode ser analisada (ver subitem 5.4.1) é uma vez definido quais as hidrelétricas a serem despachadas e os respectivos montantes a cada semana, porque não solicitar que a complementação termelétrica se dê pelo menor custo obtido através de um leilão de geração térmica (despacho pelo menor custo) a cada semana, pois se trata, neste momento, de um sistema puramente térmico.

Outrossim, cabe o alerta que como fator importante para uma convergência entre a indústria do gás natural e a indústria de energia elétrica de forma otimizada, está a

tentativa de criar melhores condições de previsibilidade dos despachos das térmicas e consequentemente suas respectivas demandas por gás natural.

### 6.3.1 A Integração Energética do Cone Sul como Ferramenta de Flexibilidade na Indústria da Energia elétrica para Atendimento da Cadeia do Gás Natural

A integração energética no Cone Sul já é uma realidade, a figura a seguir ilustra bem:

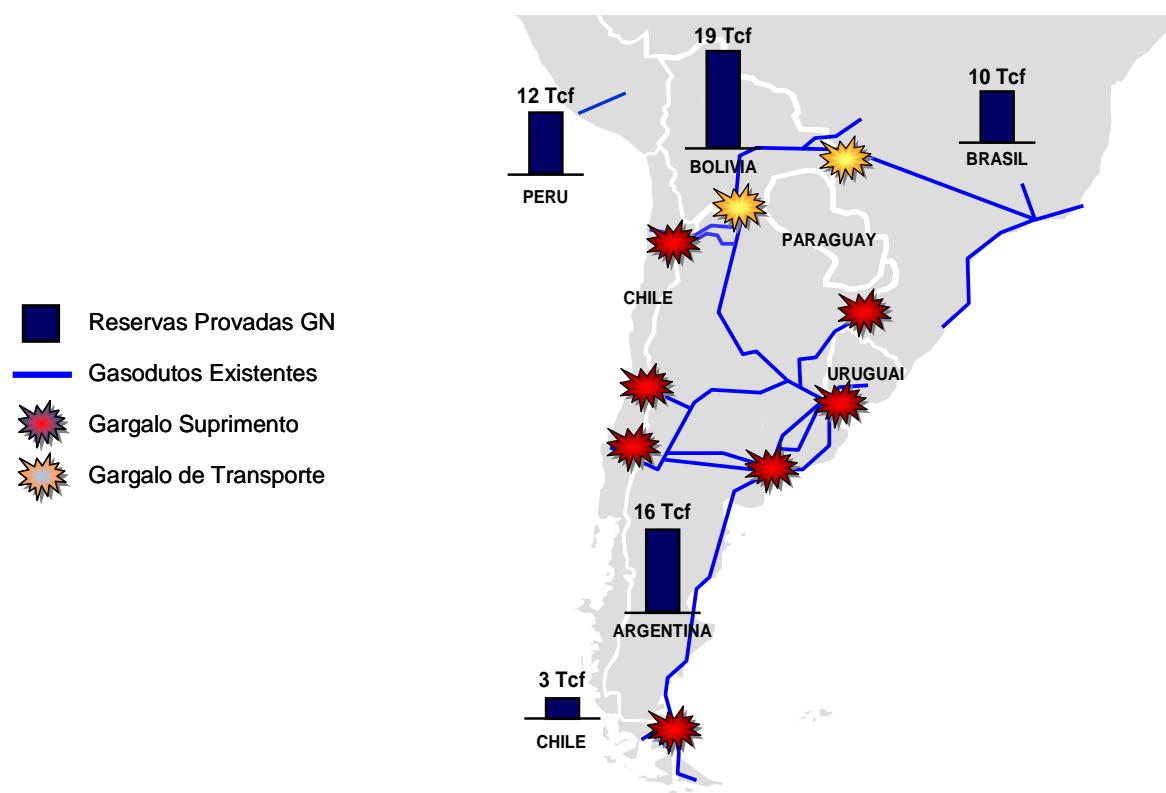


Figura 10: Integração energética no Cone Sul

Fonte: Petrobras (2007)

No intuito de fomentar ainda mais a integração existe o projeto do anel energético do Cone Sul e que contempla a construção de um gasoduto de 1,2 mil km ligando Pisco, no Peru, à região chilena de Tocopilla. Prevê-se, ainda, a conexão com a rede argentina e a construção de 500 km de gasodutos entre as cidades de Uruguaiana e Porto Alegre, no Brasil. Isto poderá permitir cerca de 30 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás peruano seja levado a todos os países do cone Sul (ALEXANDRE, 2005).

Considerando-se o exposto acima, e tendo como referência o quadro 4 (Evolução dos mercados de Gás Natural entre Países), fica evidenciado que o aprofundamento da integração energética entre os países do Cone Sul parece ser apenas uma questão temporal.

Contudo, o objetivo da dissertação em tela é avaliar as ferramentas de flexibilidade e como a integração energética pode apoiar estas mesmas ferramentas. Desse modo apresentar-se-á a seguir uma sugestão de ferramenta de flexibilidade com base na atual configuração logística das indústrias de gás natural e energia elétrica no Cone Sul.

Em 2007, a Argentina já necessitou importar energia elétrica e o fez em meados de agosto, requisitando do Brasil uma carga de aproximadamente 1.100 MW. Em que pese a Argentina trabalhar com energia elétrica numa freqüência de 50 Hz, enquanto que no Brasil a freqüência é de 60Hz, foi construído um sistema de conversão para a transmissão de um país para o outro, que, no caso, é a CIEN (Companhia de Interconexão Energética), empresa brasileira localizada estrategicamente na fronteira com a Argentina e que faz a interconexão através da GARABI I e II.

A CIEN tem uma capacidade de conversão e transmissão de até 2100 MW, mas o sistema de transmissão argentino necessita de reforços e não tem capacidade de absorver toda essa energia gerada, restringindo o tamanho da carga que poderia ser exportada de uma vez para a Argentina em 1500 MW.

Para o inverno de 2008, existem fortes evidências que ocorrerá necessidade de novas importações de energia para Argentina do Brasil. Por outro lado, a Argentina é exportadora de gás natural para o Chile, contudo vem encontrando sérias dificuldades para honrar este contrato, notadamente no período do inverno, em face ao seu forte crescimento da demanda no segmento residencial, conforme pode ser observado no **gráfico 20**.

Com base no exposto, fica evidenciada uma oportunidade de utilização de ferramentas de flexibilidade, onde a convergência entre as indústrias de gás natural e energia elétrica somada à integração energética se apresentam como uma solução.

O Brasil poderia, quando possível, disponibilizar até 1,5 GW médios (limite em função de restrições no sistema de linhas de transmissão) para a Argentina, algo equivalente a aproximadamente 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia (considerando-se mix de térmicas de ciclo combinado e ciclo aberto a gás natural), por sua vez, a Argentina utilizaria esta energia para o seu consumo próprio ou em caso de excedente de geração poderia fazer

um *swap* com o Brasil e fornecer gás natural ao Chile que representa-se a geração de energia elétrica importada do Brasil.

Em função dos balanços de oferta e demanda atuais e previstos, na Argentina, no Chile e no Uruguai, considera-se a importação do Brasil de energia elétrica nos termos apresentados no parágrafo anterior como de caráter firme no período do inverno e provavelmente no período do verão. Destaca-se que o custo de oportunidade no inverno nestes países se aproxima do óleo diesel (há geração de energia elétrica nos países a partir do diesel), o que tornaria a geração de energia elétrica do Brasil a partir de gás natural liquefeito (GNL) competitiva.

Esta oportunidade já vem sendo objeto de grande discussão, o problema na verdade é como viabilizar estas transações de forma transparente, utilizando-se de regras de mercado em detrimento das negociações caso a caso entre governos.

Os exemplos de integração energética entre países são vários, para ilustrar temos a concretização do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que constitui em uma iniciativa conjunta dos governos de Portugal e Espanha, com o objetivo de construção do mercado interno de eletricidade, onde passa a ser possível, a qualquer consumidor no espaço ibérico, adquirir energia elétrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou na Espanha.

#### 6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Primeiramente, apresentar-se-á a seguir um quadro com a proposta de ser uma síntese das sugestões e conclusões apresentadas nos subitens anteriores deste capítulo.

Síntese das propostas para evolução das ferramentas de flexibilidade					
Propostas pelo lado da oferta					
Tipo	Situação Atual	Perspectiva	Sugestões	Consequências	Observações - Condicionantes
Armazenagem	Não existe	A ser implantada no longo prazo > 5 anos	Definir uma estratégia e regulação para o Brasil	Aumento da flexibilidade e confiabilidade do suprimento de GN	Implantar um sinal do preço do GN em função do balanço de oferta versus demanda.
Terminal de Regaseificação de GNL	Em implantação	Novas instalações além das já em implantação	estratégia e regulação para o Brasil para atrair novos investidores	novo benchmark de preço do GN na região do Cone Sul	Convergência: integração entre a indústria de GN e EE no Brasil
Pelo lado da Demanda					
Tipo	Situação Atual	Perspectiva	Sugestões	Consequências	Observações - Condicionantes
Modelos contratuais de flexibilidade	Produtos Existentes: Firme Flexível, Interruptível e Preferencial	Produtos de Curtíssimo prazo (semanas, meses) e diferenciado (similar ao preferencial) para as CDL's (<= 2 anos) e posteriormente Spot e mercado de derivativos (> 2anos)	Iniciar estudos para criar um ambiente de comercialização para os produtos Spot e mercado de derivativos	Aumento da flexibilidade na indústria do GN pelo lado da demanda	Surgimento dos consumidores livres na indústria do GN
Gás natural veicular - GNV	calcado em questões conjunturais em detrimento de estruturais	Estrutura tributária privilegiada pode mudar	viabilizar a funcionalidade do GNV como consumidor bicombustível	Aumento da flexibilidade na indústria do GN pelo lado da demanda	Sinal de preço no GNV variando quando do despacho das térmicas
Ferramentas de flexibilidade na indústria de EE para atendimento da cadeia do GN					
Tipo	Situação Atual	Perspectiva	Sugestões	Consequências	Observações - Condicionantes
Despacho térmico competitivo	Complemento térmico definido pelo ONS com o despacho das UTEs em função do CVU	Despacho das UTE's não contemplam eventuais ganhos de competição entre os agentes de mercado	leilões de energia térmica para a produção do montante de energia solicitado pelo ONS em cada momento	Captura dos eventuais ganhos de competição entre os agentes de mercado quando do despacho de UTEs	avaliar eventuais vantagens e desvantagens, e a viabilidade de se criar a competição.
Integração energética no Cone Sul	Existe em função de negociações caso a caso entre governos	Aprofundamento da integração energética (questão de tempo)	viabilizar estas transações de forma transparente, utilizando-se de regras de mercado	Aceleração da evolução do aprofundamento da integração energética	Construção de um mercado de GN e EE no Cone Sul através de regras de mercado competitivo

Quadro 5: Síntese das propostas para evolução das ferramentas de flexibilidade  
Fonte: O autor (2007)

Por fim, as questões **da integração e da segurança energética** (ver subitens 6.2 e 6.5 para mais detalhes), da nova legislação para a indústria do gás natural (ver subitem 4.1.1.2), e conforme pode ser observado ao longo da dissertação, bem como no quadro apresentado acima, são cruciais para determinação de qual estratégia a ser seguida no caso da indústria de gás natural do Brasil. De imediato, conforme já mencionado no subitem 6.5, pode-se vislumbrar dois caminhos: i)a busca da atração de capitais de novos operadores para expandir a indústria num contexto de ampliação progressiva do número de agentes no setor; (ii) o desenvolvimento da IGN com a liderança da empresa dominante (Petrobras) e logo com participação majoritária do capital nacional.

Todavia, pode-se considerar uma terceira alternativa, que consistiria de uma superposição das duas alternativas anteriores, que significaria pouca restrição a atuação da Petrobras, em função da sua posição dominante, mas ao mesmo tempo buscando criar em todos os elos da cadeia, as condições pra a atração de capitais externos e nacionais, no intuito de criar quando possível a competição, tendo, ao mesmo tempo, a questão da integração energética como direcionador e a questão da segurança energética como premissa.

Finalizando, pode-se concluir que **o sinal de preço com lógica de mercado** é uma poderosa ferramenta (pré-condição de base) para permitir que alternativas de ferramentas de flexibilidade tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda na indústria de gás natural sejam implantadas pelos agentes de mercado, com lógica econômica, na busca de se garantir um balanço de oferta *versus* demanda sem déficits.

Sem a existência de um sinal de preço correto, os agentes não recebem um sinal econômico adequado e não se mobilizam para implementar as ferramentas de flexibilidade. Como exemplo, temos de um lado os Estados Unidos como um exemplo emblemático dos agentes mobilizando-se para implementação das ferramentas de flexibilidade por conta própria em função do sinal de preço correto e no outro extremo a Argentina, com os agentes completamente imobilizados em função de um congelamento de preço do gás natural.

Como sugestões de novos estudos, em função de temas e proposições abordados na dissertação em tela, destacam-se: i) Avaliar se a proposição de leilões de energia térmica para a produção do montante de energia térmica solicitado pelo ONS, em cada momento, pode efetivamente trazer eventuais ganhos, pela competição entre os agentes de mercado (ver subitem 7.3.1) e ii) Quais as alternativas e etapas a serem seguidas para

implantação do produto Spot e do mercado de derivativos na industria de gás natural no Brasil.

## REFERÊNCIAS

- ABDALLA, K. L., 1995, “The Changing Structure of the International Oil Industry: Implications for OPEC”, *Energy Policy*, v. 23, n. 10, pp. 871-877.
- ABRACEL, 2006, *Formação de preços de curto prazo no mercado brasileiro de energia elétrica - Análise do mecanismo atual*. Brasília, DF., Brasil.
- AFGAN, N. H. et al., 1997, “Evaluation of natural gas supply options for south east and central Europe. Part 1: Indicator definitions and single indicator analysis”, *Energy Conversion and Management*, v. 48, n. 9 (Sept.), pp. 2517-2524.
- ALAI, O., LEAKER, A., HURLEY, M., 2007, “Towards a Global Reference Price”, *Fundamentals of the Global LNG Industry 2007*. Petroleum Economist. London, Apr.
- ALEXANDRE, Cristina, PINHEIRO, Flavio Leão, 2005, *Integração Energética Sul-americana*. Rio de Janeiro, IUPERJ/UCAN.
- ALMEIDA, Edmar, TUJEEHUT, Maurice, 2006, *Os condicionantes para a formação de um mercado Spot na indústria de gás natural*. Rio de Janeiro, UFRJ/IE.
- ALMEIDA, Edmar, PINTO JUNIOR, Helder Queiroz, 2005, *Evolução da Indústria do Gás Natural: Modelos de Regulação e Lições para o Caso Brasileiro*. Rio de Janeiro, UFRJ/IE.
- ANP, 2001, *Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros*. Rio de Janeiro, ANP.
- ANP, 2006a, *Considerações da SCM/ANP acerca do Projeto de Lei nº6.673/2006, Nota Técnica SCM 009/2006*. Rio de Janeiro, ANP.
- ANP, 2006b, *Posicionamento final da ANP quanto ao andamento do concurso público de alocação de capacidade referente ao gasoduto Bolívia-Brasil, Nota Técnica SCM 014/2006*. Rio de Janeiro, ANP.
- BABUSIAUX, D., BAUQUIS, P., 2007, “Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut?”, *Les cahiers de l'économie*, v. 66.
- BALDWIN, R., CAVE, M., 1999, *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. London, Oxford University Press.
- BADDOUR, J. W., 1997, “The International Petroleum Industry: Competition, Structural Change and Allocation of Oil Surplus”, *Energy Policy*, v. 25, n. 2, pp. 143-157.
- BALDWIN, R., CAVE, M., 1999, *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. London, Oxford University Press.

- BARLOW, C. C et al., 1995, "From Manufactured to Natural Gas and the Emergence of the Gas-Transmission Industry". In: TUSSING, A. R., TIPPEE, B. (Org.). *The Natural Gas Industry: Evolution, Structure, and Economics*, 2 ed., Tulsa, Oklahoma, PennWell.
- BARROSO, Luiz Augusto et al., 2007, *LNG in South América: The Markets, the Prices and the Security of Supply*. Pittsburg, IEEE.
- BEHRENS, A., 1990, "Regional energy trade: its role in South America", *Energy Policy*. March, pp. 175–185.
- BEN, 2007, *Balanço Energético Nacional de 2007*, Ano base 2006, Ministério de Minas e Energia.
- BENNON, D. B. et al., 1998, "Underbalanced drilling: Praises and Perils", *SPEDE*, Nov.
- BENNON, D. B. et al., 2000, "Recent Advances in Laboratory Test Protocols to Evaluate Optimum Drilling, Completion and Stimulation Practices for Low Permeability Gas Reservoirs". In: *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*, n. 60324, pp. 12-15. Mar.
- BENNON, D. B. et al., 2000, "Detailed Protocol for the Screening and Selection of Gas Storage Reservoirs". In: *SPE/CERI Gas Technology Symposium*, n. 59.738, pp. 3-5, Apr.
- BIELECKI, J., 2002, "Energy security: is the wolf at the door?", *The Quarterly Review of Economics and Finance*, v. 42, n. 2, pp. 235-250.
- BIETZ, et al., 1992, *Gas Storage Reservoir Optimization Through the Application of Drainage and Imbibition Relative Permeability Data*. In: CIM 1992 ATM, Calgary, AB, Canadá, CIM 92-75.
- BIS, 2007, *BIS Quarterly Review*, Dec.
- BLOOMBERG, 2007, *Commodities Prices*, Bloomberg.
- BP, 2007, *BP Statistical Review of World Energy 2007*.
- BP, 2005, *BP Statistical Review of World Energy 2005*.
- BRINDED, M., 2003, *The Changing Global Gas Market*, London, SHELL.
- BRITO, D. L., HARTLEY, P. R., 2002, *Evolution of the International LNG Market*. Disponível em: [www.rice.edu/energy/research/LNG/GasModel\\_hartley.pdf](http://www.rice.edu/energy/research/LNG/GasModel_hartley.pdf)
- CARNOT-GANDOLPHE, Sylvie, 1995, *Underground gas storage in the world: a new era of expansion*, Paris, Cedit.
- CARVALHO JUNIOR, Silvio Pessoa, 2005, *La Notion D' "Autarcie Juridique" em Droit Brésilien*, Universidade de Paris II (Panthéon-Assas).

- CHABRELIE, M.-F., 2007, “LNG, the Way Ahead”. In: “Fundamentals of the Global LNG Industry 2007”. *Petroleum Economist*. London.
- CHABRELIE, M.-F., CORNOT-GANDOLPHE, S., 2005, “The role of LNG for enhancing security of supply”. In: *International Conference & Exhibition for LNG, LPG and Natural Gas Industries – GASTECH*, pp. 14-17, Bilbao, Mar.
- CHANDRA, V., 2006, *Fundamentals of natural gas: an international perspective*, Tulsa, PennWell.
- COLLINS, G., 2007, “China’s Growing LNG Demand Will Shape Markets, Strategies”, *Oil and Gas Journal*, v. 105, n. 39, pp. 62-64.
- COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS, 2006, *GREEN BOOK Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura*, Bruxelas, Comissão Das Comunidades Europeias.
- CORNOT-GANDOLPHE, Sylvie, 2002, “Flexibility”, *Natural gas supply and demand*”, Washington, OECD/IEA
- CORRELJÉ, A. F., 2004, “Markets for natural gas”, *Encyclopedia of Energy*, v. 3. pp. 799-808.
- COUTINHO, L. G., BELLUZZO, L. G. M., 1996, “Desenvolvimento e Estabilização sob Finanças Globalizadas”, *Economia e Sociedade*, v. 7 (Dez.), pp. 129-54.
- DAVID, Pedro A. M-S., 2007, “Planejamento Energético & Comercialização de Energia”, Rio de Janeiro, Petrobras.
- DEMORI, M., 2007, “Suprimento Flexível de GNL”. In: *Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito*. Rio de Janeiro, Set.
- EIA/DOE, 2008a, “OPEC Revenues Fact Sheet Energy Data, Statistics and Analysis”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Jan.
- EIA/DOE, 2008b, “Global Patterns of Oil Trade”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Jan.
- EIA/DOE, 2008c, “World Oil Transit Chokepoints Energy Data, Statistics and Analysis”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Jan.
- EIA/DOE, 2008d, “U.S. Natural Gas Consumption by End Use”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Jan.
- EIA/DOE, 2007a, “Petroleum Chronology of Events 1970 – 2000”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Feb.

EIA/DOE, 2007b, "Annual Oil Market Chronology Energy Data, Statistics and Analysis", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., July.

EIA/DOE, 2007c, "Total Net Imports of Crude Oil and Petroleum Products into the U.S.", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Oct.

EIA/DOE, 2007d, "About U.S. Natural Gas Pipelines – Transporting Natural Gas", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., June.

EIA/DOE, 2007e, "U.S. Natural Gas Imports by Country", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Nov.

EIA/DOE, 2007f, "U.S. Natural Gas Exports by Country", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Nov.

EIA/DOE, 2007g, "Annual Energy Outlook 2007", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Feb.

EIA/DOE, 2005, "Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Oct.

EIA/DOE, 2004a, "Global Oil Supply Disruptions since 1951", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C.

EIA/DOE, 2004b, *FERC's Hackberry Decision*. Disponível em:  
[http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngmajorleg/ferc.html](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/ferc.html).

EIA/DOE, 2004c, "The Basics of Underground Natural Gas Storage", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Aug.

EIA/DOE, 2004d, "US LNG Markets and Uses", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., June. Disponível em:  
[http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/feature\\_articles/2004/lng/lng2004.pdf](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2004/lng/lng2004.pdf).

EIA/DOE, 2003, "The Global Liquefied Natural Gas Market: Status Outlook", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Dec.

EIA/DOE, 1999, "Issues in Midterm Analysis and Forecasting 1999", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C., Aug.

EIA/DOE, 2005a, "Natural Gas Annual 2004", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C.

EIA/DOE, 2005b, "Natural Gas Transportation Infrastructure", *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C. Disponível em:

<[http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/feature\\_articles/2005/ngtrans/ngtrans.pdf](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2005/ngtrans/ngtrans.pdf)>.

EIA/DOE, 2006a, “Annual Energy Outlook”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C. Disponível em:  
 <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo.html>>.

EIA/DOE, 2006b, “Annual Energy Outlook”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C.

EIA/DOE, 2006c, “Electric Power Annual 2005”, *Energy Information Administration, Department of Energy*, Washington, D.C. Disponível em:  
 <[http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sum.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html)>.

EITHER, W. J., 2005, “Globalization, globalization: Trade, technology, and wages”, *International Review of Economics and Finance*, n. 14, pp. 237–258.

ELLSWORTH, C., 2004, “Market Opportunities for LNG in North América”, *NEMS Conference*, Mar.

EMF, 2007, “Prices and Trade in a Globalizing Natural Gas Market”. *Energy Modeling Forum. Stanford University*, July.

ERGEG Final 2006 Report, 2006, “On Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice”. porr Storage System Operators (GGPSSO)

FALCON GAS STORAGE, 2006, “Gas Storage 2006 – Pricing Gas Storage Services in the LNG Age”. In: *Ziff Energy Conference*, Houston, Feb.

FERC, 2005, *State of Markets Report*, Washington, D.C.

FERC, 2004, *Current State of and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage*.

FOSS, M. M., 2004, “Energy Policy in Natural Gas Industry”, *Encyclopedia of Energy*, Paris, Elsevier, pp. 219-233. v. 4.

FOSS, M. M., 2005, “Global Natural Gas Issues and Challenges: A Commentary”, *The Energy Journal. Cleveland*, v. 26, n. 2, pp. 111-128.

FRATZSCHER, M., HARTMANN, P., 2007, “Financial Globalization and Integration”, *Journal of International Money and Finance*, v. 26, n. 4, pp. 495-499.

GANDOLPHE, Sylvie Carnot, 2002, *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, OECD/IEA*

GANDOLPHE, Sylvie Carnot, 1995, *Underground gas storage in the world: a new era of expansion*, Paris, Cedigaz.

GIL, Antonio Carlos. *Como elaborar projetos de pesquisa*. São Paulo: Atlas, 1991.

- GORAEIB, C, LYOMASA, W., APPI, C., 2005, *Estocagem Subterrânea de Gás Natural*, IPT.
- GRANT, R., CIBIN, R. M., 1996, “Strategy, Structure and Market Turbulence: The International Oil Majors, 1970-1991”, *Scandinavian Journal of Management*, v. 12, n. 12, pp. 165-188.
- GREEN BOOK, 2006, “Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura”. *Comissão das comunidades europeias*, GREEN BOOK, Bruxelas.
- GROENENDIJK, Wim, 2007, *Perspectives of Natural Gas Storage in Europe*. In: GSE Investment Workshop, Bruxelas, May.
- HANDBOOK of Energy & Economic Statistics in Japan, 2006, *The Energy Conservation Center*, Tokyo, February, pp. 35-36.
- HIDALGO, M., 2007, “The Market Evolve”. In: “Fundamentals of the Global LNG Industry”, *Petroleum Economist*, Apr.
- HILL, C., Jones, G., 1998, *Strategic Management Theory, An Integrated Approach*. Boston, Houghton Mifflin Company, pp. 118-121.
- HIRSCHHAUSEN, Christian Von, 2006, “Infrastructure Investments and Resource Adequacy in the Restructured US Natural Gas Market – Is Supply Security at Risk?”, MIT/Center for Energy and Environmental Policy Research, Dec.
- HIRST, P., THOMPSON, G., 1998, *Globalização em questão*. Petrópolis, Editora Vozes.
- HJORT, J., 2006, “Citizen funds and Dutch Disease in developing countries”, *Resources Policy*, v. 31, pp. 183–191.
- HORN, M., 2004, “OPEC's optimal crude oil price”, *Energy Policy*, v. 32, n. 2, pp. 269-280.
- IEA, 1998, *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*. OECD, Paris.
- IEA, 2002a, *Energy Policies of IEA Countries USA 2002 Review*, OECD, Paris.
- IEA, 2002b, *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*, OECD/IEA, Paris.
- IEA, 2003a, *Energy Balances of OECD Countries*, OECD/IEA, Paris.
- IEA, 2003b, *South American Gas*, OECD/IEA, Paris.
- IEA, 2003c, *South American gas: daring to tap the bounty*. OECD/IEA, Paris.
- IEA, 2005, *Key World Energy Statistics from IEA*, OECD/IEA, Paris.

- IEA, 2006, "Towards a Global Gas Market". In: *Natural Gas Market Review 2006*, OECD/IEA, Paris:
- IEA, 2007, "World Energy Outlook 2007". In: *International Energy Agency*, OECD/IEA, Paris.
- IHRC, 2007, International Gas Business Management Program, Boston, May.
- INTERNATIONAL GAS UNION, 2006, "The Paradigm Change in International Natural Gas Markets and the Impact on Regulation", *The Hague*.
- JENSEN, J., 2004, "The Development of a Global LNG Market", *Oxford Institute for Energy studies*.
- JENSEN, J., 2004, "The LNG Revolution", *The Energy Journal*, v. 24, n. 2, pp. 1-45.
- JOSKOW, P., 1998, "Electricity Sectors in Transition". *The Energy Journal*, n. 19, pp. 25-52.
- KAUFMANN, R., 2005, *The forecast for world oil markets: fall 2005*. Project Link Oil Forecast.
- KLAFKI, M., 2003a, *Overview of gas storage in Germany*. Rio de Janeiro, Finep/IPT/Petrobras/ESK GmbH-RWE Gas. (Short Course Aquifer Gas Storage).
- KOHL, W. L., 2004, "National Security and Energy", *Encyclopedia of Energy*, v. 4, pp. 193-206.
- KOHL, W. L., 2007b, "LNG Carrier Orders & Deliveries", *LNG World Shipping Journal*, Sept. /Oct.
- KOHL, W. L., 2006a, "Wanted: Competent Crew", *LNG World Shipping Journal*, Spring.
- KOHL, W. L., 2006b, "Finance is Increasing Complex", *LNG World Shipping Journal*, Autumn.
- LUCHESI, Mateus, 2005, *O Mercado de Gás Natural na Europa*, Rio de Janeiro, Petrobras.
- MAC FADYEN, A. J., 1990, "Inter-relationships between spot and sticky-price markets for crude oil: A diagrammatic analysis", *Energy Economics*, v. 12, n. 3, pp. 168-173.
- MACHADO, G. V., SZKLO, A. S., 2006, "Diálogo Socrático sobre a Tendência do Preço do Petróleo: As Perguntas Certas", *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, Rio de Janeiro, set.

- MAKHOLM, Jeff, 2006, “The Theory of Relationship-Specific Investments, Long-Term Contracts and Gas Pipeline Development in the United States”, Dresden, Dresden University of Technology.
- MATHIAS, M. C., 2008, *A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios*, Tese de Doutorado UFRJ/COPPE/PPE, mar.,
- MATHIAS, M. C., 2006, “Consolidação da Indústria Mundial do Gás Natural”. In: *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, Rio de Janeiro, set.
- MITCHELL, J. V., 2002, “A new political economy of oil”, *The Quarterly Review of Economics and Finance*, v. 42, n. 2, pp. 251-272.
- MITROVA, Tatiana, 2007, “Energy Security And Evolution Of Gas Markets”, *Center For International Energy Markets Studies, Energy Research Institute Russian Academy Of Sciences*.
- NASCIMENTO, Renata Leite Pinto do, 2006, *Risco regulatório e os impactos nas decisões de investimento em gás natural no Cone Sul: Argentina, Brasil, Bolívia e Chile.* “Tese de Doutorado, UFRRJ Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento, Agricultura e Sociedade”.
- NEUMANN, A., 2004, “Security of Supply in Liberalised European Gas Markets”. Frankfurt, Universität Viadrina.
- NEUMANN, A., VON HIRSCHHAUSEN, C., 2006, “Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited –An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry”, *Center for Energy and Environmental Policy Research*, May.
- NISSEN, David, 2006, “The Evolution of Commercial LNG: Optionality, Security, and Coasian Efficiency. Presentation”. In: *IAEE International Conference*, pp. 7-10, Potsdam, June.
- NISSEN, David, 2004, Commercial LNG – Structure and Implications. In: *Presentation at 14<sup>th</sup> RepsolYPF Seminar Managing Energy Markets*, La Coruna, May.
- PERCEBOIS, J. J., 1989, *Economie de l'Energie*, Paris, Ed. Economica.
- PETROBRAS, 2008a, “Reservas Provadas da Petrobras em 2007”, *Petróleo Brasileiro S.A.*, jan.
- PETROBRAS, 2008b, “Descoberta de uma importante jazida de Gás e Condensado no Pré-Sal”, *Petróleo Brasileiro S.A.*, jan.
- PETROBRAS, 2008c, “Plano Estratégico da Petrobras 2020”, *Petróleo Brasileiro S.A.*, jan.
- PETROBRAS, 2007a, “Tupi: Uma Nova Fronteira Exploratória”, *Petróleo Brasileiro S.A.*, ano 13, n. 131(nov.).

- PETROBRAS, 2007b, “Novas Modalidades de Contratação de Gás Natural”, *Petróleo Brasileiro S.A.*
- PETROBRAS, 2006, “Plano de Negócios 2007-2011”, *Petróleo Brasileiro S.A.*
- PETROLEUM ECONOMIST, 2007a, “Dawn of a global market”. *Petroleum Economist*, Mar.
- PETROLEUM ECONOMIST, 2007b, “Fundamentals of the Global LNG Industry 2007”. *Petroleum Economist*, Apr.
- PETROLEUM ECONOMIST, 2006, *Encyclopedia of LNG, 2006*, Petroleum Economist, London.v. 2.
- PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (Org.), 2007, *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro, Campus. v. 1.
- PITBLADO, R., BAIK, J., RAGHUNATHAN, V., 2006, “LNG decision making approaches compared”, *Journal of Hazardous Materials*, v. 130, n. 1-2 (Mar.), pp. 148-154.
- RECHELO NETO, C. A., 2005, *GNL para Suprimento Interno e Exportação versus Gasodutos: Oportunidades, Ameaças e Mitos*. “Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia/USP”, São Paulo.
- RUESTER, Sophia, NEUMANN, Anne, 2006, *Corporate Strategies along the LNG Value Added Chain- An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration*. In: Papers WP-GG-17, Globalization of Natural Gas Markets Working, Dresden University of Technology, Dresden.
- SCHNEIDER, Steven P., 1997, *Natural Gas Pipeline Regulation and Its Impact on Value*. Presentation.
- SHELL, 1997, *Estratégia da Shell para Energias*. Disponível em: <www.shell.com.br>.
- SKINNER, R., 2004, “LNG: Towards a Global Gas Market?”. In: *Public Policy Forum*, Ottawa, Nov.
- SIMMONS, 2000, *Underground Natural Gas Storage*. Houston, Company International.
- SMALL, D., LEWIS, M. L., 2005, “LNG in the Atlantic Basin: The State of Play”. In: *21<sup>st</sup> International Conference & Exhibition for LNG, LPG and Natural Gas Industries – GASTECH 2005*, pp. 14-17, Bilbao, Mar.
- SMITH JUNIOR, C. W., 1991, “Globalization of Financial Markets”, *Carnegie-Rochester Conference Series on Public Policy*, n. 34, pp. 77-96.
- STIGLER, G. J., 1968, *The Organization of Industry*. Homewood, Richard D. Irwin.

- STIGLITZ, J. E., 2002, *A Globalização e seus Malefícios*. São Paulo, Futura.
- STOPPARD, Michael et al., 2008, *How Long a Seller's Market? CERA-2008*
- SZKLO, A., SCHAEFFER, R., DELGADO, F., 2007, “Can one say ethanol is a real threat to gasoline?” *Energy Policy*, n. 35, pp. 5411–5421.
- TIPIASSÚ, A., 2007, “Potencial do GNL na Expansão da Geração Termelétrica”. In: *Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito*. Rio de Janeiro, Set.
- TISUANI, M. D., 1996, “The Petroleum Shipping Industry: A Nontechnical Overview - vol. I e II”, Tulsa, PennWell.
- TOBIN, J., 2000, “Financial Globalization”, *World Development*, v. 28, n. 6, pp. 1101-1104.
- TÖNJES, C., JONG, J. J., 2007, “Perspectives on security of supply in European natural gas markets”, *Clingendael Institute*, Aug.
- VEIGA, Mario et al., 2007, “Avaliação do Ambiente de Contratação de Energia Elétrica”, *PSR*, fev.
- VICKERS, J., YARROW, G., 1991, “Reform of the British Electricity Industry”. *European Economic Review*, n. 35, pp. 485-495.
- WORLD BANK, 2006, “Infrastructure in Europe and Central Asia Region Approaches to Sustainable Services”, *Infrastructure Department, Europe and Central Asia Region, World Bank*.
- WORLD BANK, 1999, “Private Participation in the Transmission and Distribution of Natural Gas — Recent Trends”, *Public Policy for the Private Sector*. Note No. 176, Apr.
- WYATT, R. C., NAPP, G. J., 2005, “An Evaluation of Current LNG Import and Power Plant Permitting Relative to Successful Programs of the Past”. In: *International Conference & Exhibition for LNG, LPG and Natural Gas Industries – GASTECH 2005*, pp. 14-17, Bilbao, Mar.

**APÊNDICE A- 20th World Energy Congress – Rome 2007. The Discussion Session**  
**Market and its Limitations in the Developing World. On Wednesday 14, November**  
**2007**

**Author: José Ricardo Uchoa Cavalcanti Almeida.**

**Electrical Engineer, UPE/PE**

**Taking Master's Course of Energy Planning Program (PPE/COPPE/UFRJ)**

e-mail: [Ricardo.uchoa@petrobras.com.br](mailto:Ricardo.uchoa@petrobras.com.br)

**The importance of flexibility in supply and demand**  
**in the Natural Gas Market – The Brazilian case**

**ABSTRACT**

In Brazil, there is a paradox: an apparent surplus and lack of natural gas at the same time, because the ballast gas for gas fired power plants tends to stay immobile for a long time, jeopardizing the development of a potential demand in the non-thermoelectric market.

This is a situation in which opportunities for modulating the system may produce clear efficiency gains, with benefits for society. That modulation would occur according to the different stages of operational development of the power and natural gas systems.

Due to the challenges faced, this article is presenting options in the commercial and operational models by structuring flexibility on the supply side and on the demand side of natural gas that would ensure optimization of investments in exploration and production of natural gas, as well as investments in LNG terminals, transportation and distribution gas pipelines and in the systems of end uses of natural gas.

**L'importance de l'assouplissement dans l'offre et dans la demande dans le marché du gaz naturel: le cas brésilien**

Au Brésil, il existe un paradoxe : au même temps, l'apparente suroffre et l'insuffisance du gaz, une fois que le gaz employé pour les usines thermoélectriques tend à rester immobile très long temps, empêchant le développement d'une demande potentielle dans le marché non-thermoélectrique.

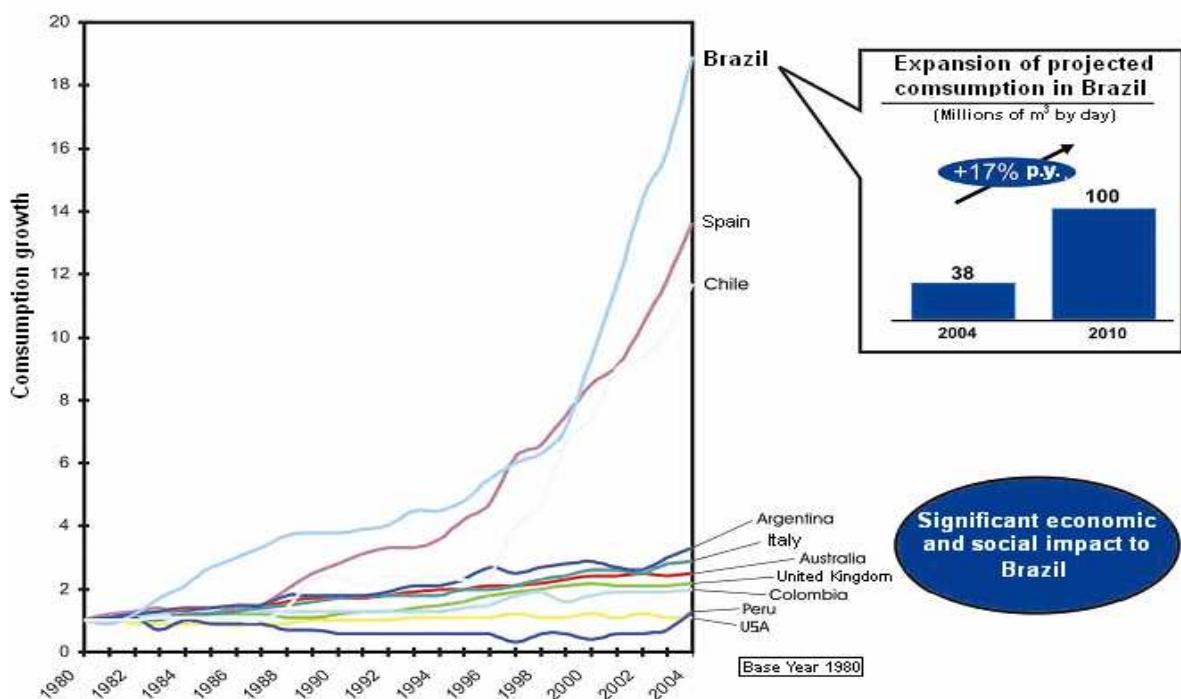
C'est une situation où les opportunités de modulation du système peuvent générer de clairs gains d'efficience, avec des avantages pour la société. Telle modulation sera fonction des différents stades du développement opérationnel des systèmes électrique et gazier.

En fonction des défis énoncés, cet article cherche à présenter des options dans les modèles commerciaux et opérationnels au travers de la structuration d'un assouplissement à la fois du côté de l'offre et de la demande du gaz naturel qui assure l'optimisation des investissements d'exploitation et production du gaz naturel, aussi bien des investissements dans des terminaux du GNL, des gazoducs de transport et distribution et dans les utilisations finales du gaz naturel.

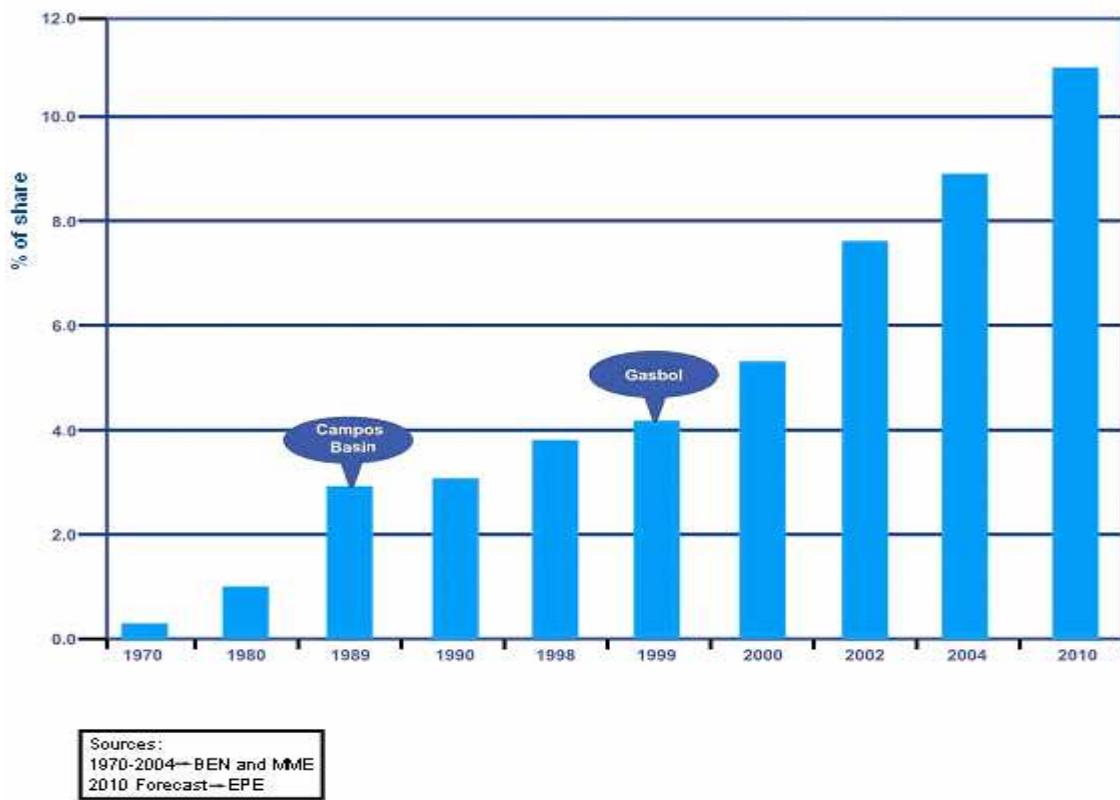
## **1- THE NATURAL GAS INDUSTRY IN BRAZIL AND PETROBRAS**

In the last twenty years, the average consumption of natural gas in Brazil expanded by a significant 13% per year, raising its share in the Brazilian energy mix from 0.9% in 1981 to 9.3% in 2005. During that period, Petrobras played a fundamental role in the process of planning and expanding the national gas industry, anticipating tendencies and making it feasible to invest in the production, transportation and importation of natural gas.

**Natural Gas consumption growth (1980-2004)**



## The share of NG in the Brazilian primary energy consumption



However, as the supply sources and consumers attended grew, so did the challenges and opportunities for conciliation between the profile of the curve of supply and demand for natural gas. The inclusion of natural gas combined cycle facilities in the Brazilian power system shows clearly how rigid contracts can lead to inefficiency in allocating the country's economic resources.

### **2 – The importance of flexibility in supply and demand in the Natural Gas Market**

Flexibility, as much on the supply as on the demand side, is an essential characteristic for safely attending demand in mature natural gas markets. The importance of flexibility arises because of the great seasonality of demand which is due, in most countries, to temperature. Thus, in countries that have severe winters like European countries, the United States, Canada and Japan and even in countries quite near Brazil like Argentina and Chile, residential and commercial demand, due to its inelastic nature, produces this great seasonal demand.

Adapting to such variations, “flexibility” is the key characteristic. Flexibility, in this context, means the ability to guarantee a balance of supply versus demand without deficits, considering, mainly, the seasonal variations (Winter-Summer) as well as the ability to adjust to existing fluctuations of short-term demand (e.g. demand peaks), although very often this flexibility may mean adapting the demand (restriction in many cases) when the supply is insufficient.

## **2.1 The Brazilian case**

In the case of Brazil, contrary to the logic of markets of other countries where seasonality of demand is closely related to temperature (severe winter), in the thermoelectric market Brazil shows a wide range of seasonality due to this segment's nature of complementing the Brazilian hydroelectric complex, because the capacity to generate hydroelectricity depends upon the hydrological régime (rainfall) for supplying reservoirs (fuel of hydroelectric power plants).

This situation brought a paradox: an apparent surplus and lack of gas at the same time, because the ballast gas for the thermal plants tends to stay immobile for a long time, jeopardizing the development of a potential demand in the non-gas fired power plants market.

This is a situation in which opportunities for modulating the system may produce clear efficiency gains, with benefits for society. That modulation would occur according to the different stages of operational development of the power and gas systems.

While the first has storage capacity through water reservoirs, the second does not yet have this flexibility, as it was designed to operate on a continuous dispatch basis.

Because of the comparative advantages of a large hydroelectric system like Brazil's, dispatch is optimized using natural gas-fired thermoelectric plants operating on a hydrothermal complementation basis, that is, only during periods of low rainfall. The contribution of these plants is then to cover the hydrological risk in the Brazilian basins, making the domestic power system reliable.

However, high take-or-pay and ship-or-pay commitments associated to the supply contracts of some plants make them operate even when there is some surplus supply of electric energy coming from the hydroelectric plants, which leads to inefficient allocation of Brazil's energy resources and an increase in the costs of energy for all the consumers.

Making such plants operational on a basis of hydrothermal complementation requires the implementation of mechanisms for flexibilizing the gas-producing chain, either on the supply side from local production coming from associated and non-associated gas sources or from seasonal importation of LNG, or on the demand side, through more flexible contractual models that make it viable to optimize the different sources of energy available in the Brazilian energy mix.

Hence, a spearhead initiative in this sector involves overcoming important paradigms resulting from a vision that favored production and supply in detriment to market vision, both in the power sector and in the natural gas sector. As a result, today we have major gaps in the quantification and qualification of demand and the movements of market agents.

The development of the natural gas market thus favored its introduction via price, meaning that it was absorbed by sectors that are more sensitive to that stimulus, although not necessarily the most suitable. Utilities of natural gas and power also did not include provisions that would favor gas-energy convergence.

Thus, flexibilization of supply and demand is essential when seeking solutions for the apparent problem of "surplus and lack of gas at the same time". The following table shows the flexibilization options to be analyzed:

<b>On the Supply side</b>	<b>On the Demand side</b>
Storage	Bi-fuel Consumer
Line Pack	Interruptible Consumer
LNG Chain	Price Signal Propane/Air mixture

### **3 – Strategies for implementing flexibility in supply and demand in the Natural Gas Market**

As mentioned in the document “Supply and Demand Flexibility” – IEA/2002, strategies that allow flexibility in the natural gas market vary from country to country, according to the:

- behavior of the demand structure;
- participation of gas in the country’s energy system;
- the existence and size of gas reserves;
- diversification of supply sources;
- the stage of the regulatory situation with respect to its legal framework and its stability.

The following examples give a better idea of flexibility in terms of the above questions:

- In countries where the extent of transportation pipelines is smaller and that have production fields like Holland, flexibility is achieved through a very adaptable variation of production.
- In countries where the extent of transportation pipelines is greater and that have local production capacity and/or in neighboring countries, like the United States, flexibility is provided by storage and flexible contracts.
  - Small and medium-sized importer countries, like Belgium, may make flexibility feasible through importation contracts.
  - Large importer countries, like France, in addition to importation contracts, tend to implement storage.
  - A tendency that is growing every day, in countries that have high seasonal variations in demand, is to make it possible to import through the LNG chain, with medium-term contracts and LNG cargos in the spot market.

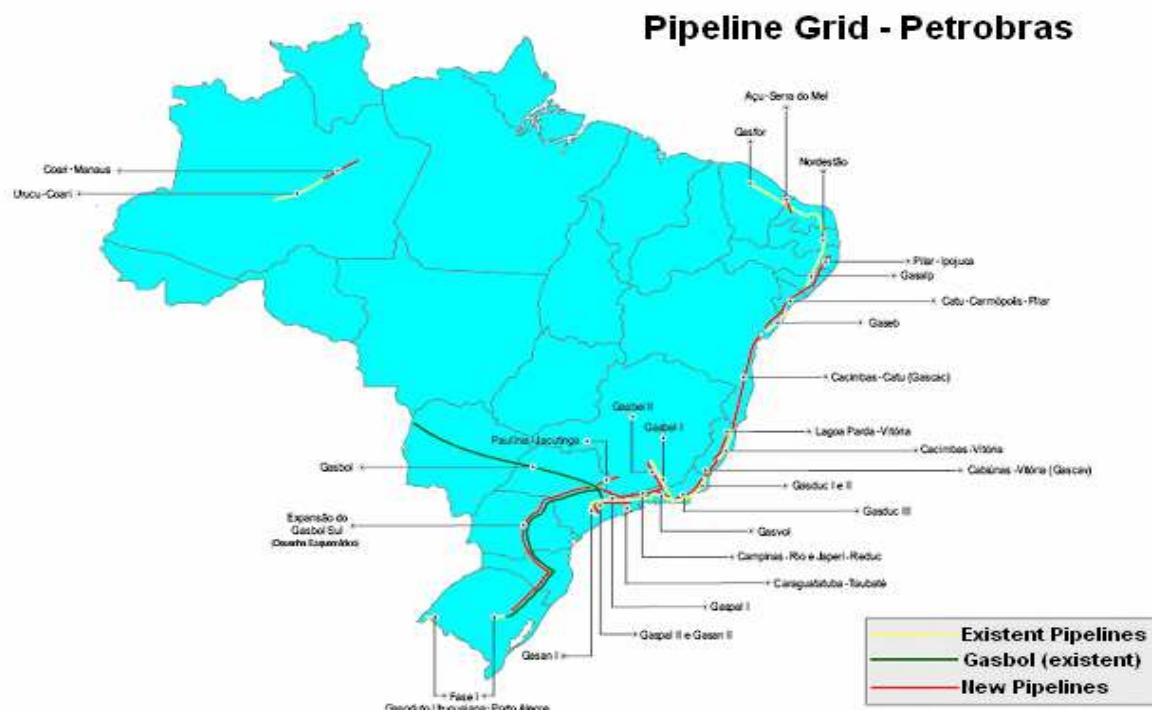
### **4 – Brazil’ strategies for implementing flexibility in supply and demand in the Natural Gas Market**

The present situation of the natural gas industry in Brazil is as follows: With a larger number of production sources and consumers connected to the system, there are more challenges and opportunities for adjustment between the profiles of supply and demand of natural gas. Integration of the gas pipelines network makes the system

operationally flexible, because it allows for a wide combination of possibilities of supplying the consumer market.

On the supply side, the gas pipelines network makes it possible to integrate production sources of associated gas, whose extraction follows the dynamics of the liquids market, and of importation of LNG with local production of non-associated gas and Bolivian imports. Furthermore, the increase of capillarity of the gas pipelines network allows contingent use of natural gas stored in the pipelines network, originally used to increase the pressure of the line above the supply pressure (packaging).

On the demand side, the existence of a significant group of bi-fuel consumers with flexible contracts allows for interchange between energy sources, optimizing the energy resources throughout time.

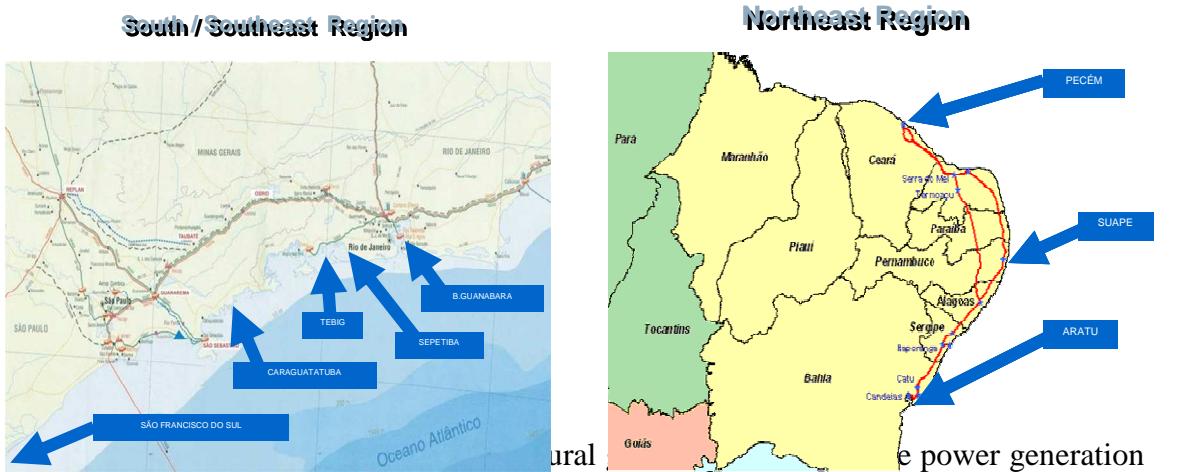


In the preceding item various tools were mentioned for achieving flexibility in supply and in demand to allow the “Supply x Demand” balance of a particular market to avoid deficit. From now on, we will discuss in detail strategies that are being developed for the Brazilian case using these various tools. Initially we will classify them as supply side flexibility tools and demand side flexibility tools.

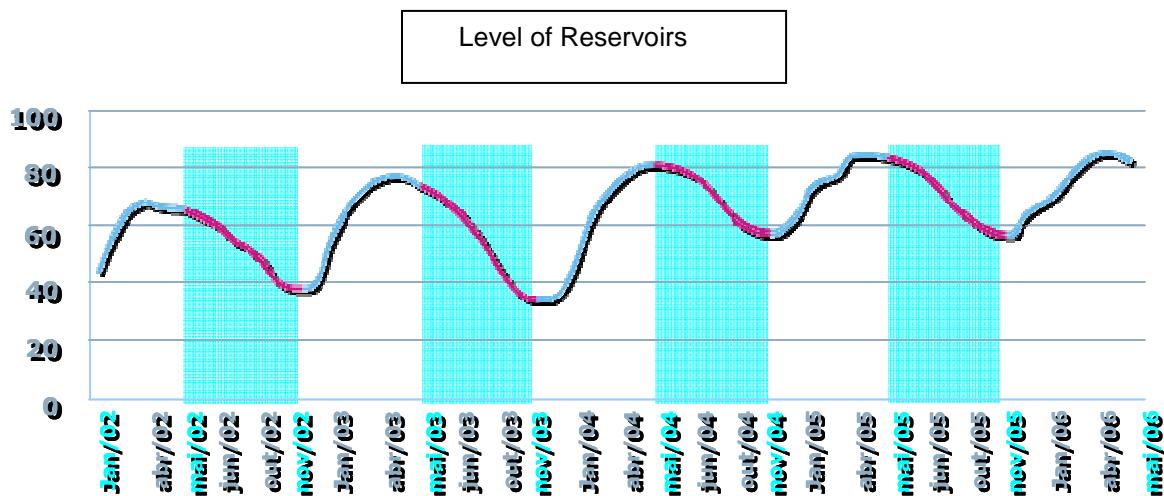
#### 4.1 On the Supply side

While the introduction of natural gas storage is an option still in a phase of non-conclusive studies as to its technical-economic applicability for Brazil's case, the installation of LNG regasification terminals may already be considered a reality due to the installation of at least two terminals planned for 2009 - one in the northeast region and the other in the southeast region.

Projects being developed		
Place	Vol.	Investment
Pecém	6 MM m <sup>3</sup> /d	US\$ 40 millions
Guanabara Bay	14 MM m <sup>3</sup> /d	US\$ 140 millions
Regasification Charge: around US\$ 0.80/MMBtu		



segment on a priority basis is very flexible considering that the demand for this source of supply will be mainly concentrated in the dry season in Brazil, which falls between April and October and which coincides with the period when there is less demand for spot cargos in the world market.



This singular situation may in the future lead to regulatory changes for Brazil's power sector, with the introduction of new operating procedures by the National System Operator (ONS). Such procedures would contemplate the dispatch of thermoelectric plants, even under favorable water storage conditions, every time the price of LNG in the spot market shows an alternative economic signal, that is, this would mean an accelerated dispatch from the natural gas-fired power plants, making the system more reliable as a whole, always considering the economic point of view.

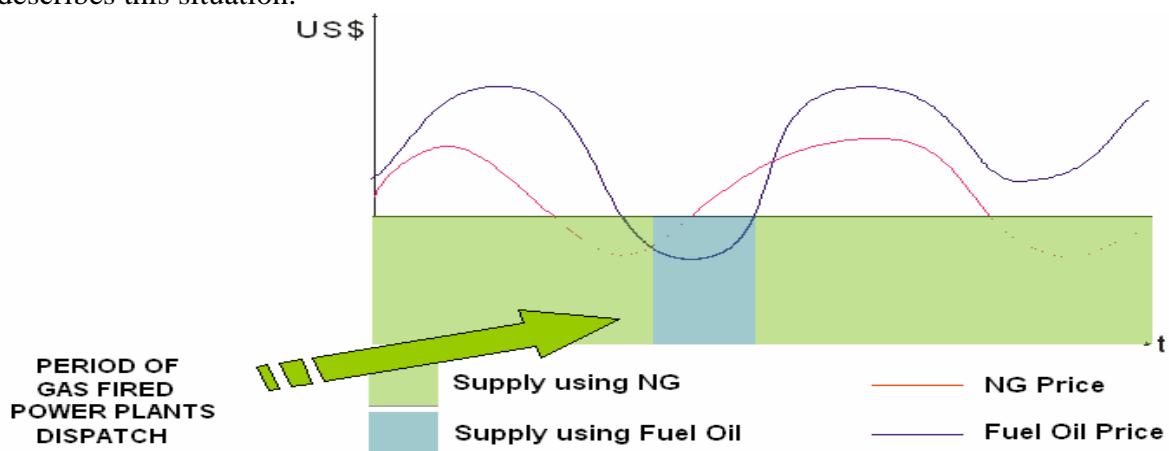
## 4.2. On the Demand side

In addition to the advantages resulting from optimizing the energy sector, other sectors of the economy, such as the industrial and commercial sectors, can also benefit from the greater flexibility coming from new mechanisms for selling natural gas. According to market studies made recently by Petrobras and partners, Brazil has a significant number of bi-fuel consumers which could aggregate some flexibility to gas demand.

The economic rationale on which Petrobras bases itself is that the growing capillarity of the gas pipelines network and the constant competition between natural gas and its direct substitutes in a market that is increasingly more dynamic, point to signing flexible contracts as a way of adjusting supply and demand of natural gas.

Hence, from a strictly point-to-point contractual relationship, that is, from the producer directly to the end consumer, the Brazilian gas market will evolve to sales models more appropriate for an integrated network of gas pipelines interconnecting markets in various regions of Brazil.

A good example of this situation is for Petrobras to develop a product for the industrial segment in which these industries would be able to use either natural gas or another fuel, like, for example, fuel oil, allowing a supply of natural gas most of the time, but, on occasion, upon dispatch of the natural gas-fired power plants, those industries would then use the other fuel supplied by Petrobras. The following figure describes this situation.



## 5 – Tendencies and Final Comments

LNG tends to be the preferred supply option when seeking flexibility in a certain market, with encouragement for its sale in the spot market. An example of this fact is that at very short term, it is expected that a spot market will be established for more than 10% of LNG sales in the world with arbitrages, resulting in a price convergence in the three regional markets that will tend to become two markets: Atlantic Basin and Pacific Basin.

As for natural gas contracts that in emerging markets are characterized by rigid clauses of the take-or-pay, delivery-or-pay and ship-or-pay type, there is a clear tendency toward flexibilization as these markets mature, also seeking synergies with other fuels, as happens in more mature markets.

Lastly, the strategy of promoting flexibility as a priority for guaranteeing a balance of supply versus demand without deficits, particularly considering seasonal variations, has become a competitive differential, as much for companies that participate in the natural gas industry, as for the natural gas markets of the countries involved.

## **6 - Acknowledgements**

The author is especially grateful to Engineers Gustavo Rosas Costa (Trade and Supply Annalist), Rodolpho Sivieri (Manager of Marketing Planning), Claudia Valeria Carreiro de Sousa (Manager of LNG Supply) and Luciana Bastos de Freitas Rachid (General Manager of Market Development of Petrobras), to Lawyer Silvio Pessoa Júnior and to Professors of UFRJ/COPPE/Energy Planning Program Dr. Roberto Shaeffer and Dr. Alexandre Salem Szklo for their suggestions, corrections and explanations.

## **REFERENCES**

**Flexibility in Natural Gas Supply and Demand:** Paris/France, **26/05/02** – IEA – International Energy Agency

NISSEN, David. **Commercial LNG: Structure and Implications:** New York/USA, **26/05/04** – Center for Energy, Marine Transportation and Public Policy/Columbia University

L'HÉGARET, Guillaume. **International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Prices in Europe, North América and Japan.** Berlin, **2003** - DIW.

BRINDED, Malcolm, **The Changing Global Gas Market**, London, 05/11/03, SHELL.

DEMORI, Marcio Bastos, LNG; **O Gás Natural se tornando uma Commodity Mundial e Criando Referências de Preço Internacionais**, Brasil, 2004 – PIGPE / IEE / USP and PETROBRAS.

SIDDAYAO, Corazón Morales, **Is The Netback Value of Gas Economically Efficient?** Montpellier-France, 1997, OPEC.

Sites:

<http://www.bp.com>

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

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

## APÊNDICE B - A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

### 1B A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O negócio Gás Natural é relativamente novo no Brasil, e com exceção dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro onde as empresas de distribuição de gás canalizado COMGAS e CEG são quase centenárias, só começou a tomar forma no final da década de 80, com a definição do arcabouço legal e a constituição das Companhias Estaduais de Distribuição, tendo em vista que foi consagrado como concessão estadual o monopólio da distribuição do Gás Natural Canalizado.

Uma questão relevante quando estamos avaliando uma determinada indústria, como no caso da indústria de gás natural no Brasil, diz respeito à estrutura da cadeia de suprimento e do grau de maturidade desta indústria. É apresentada, a seguir, na figura B1, a cadeia de suprimento:

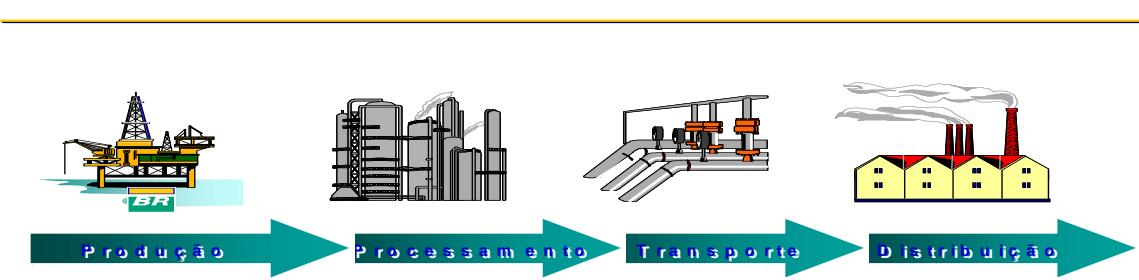


Figura B1: Cadeia de suprimento do Gás Natural  
Fonte: Petrobras (2006)

A figura B1 a seguir, ilustra bem o atual grau de maturidade dessa indústria por segmento:

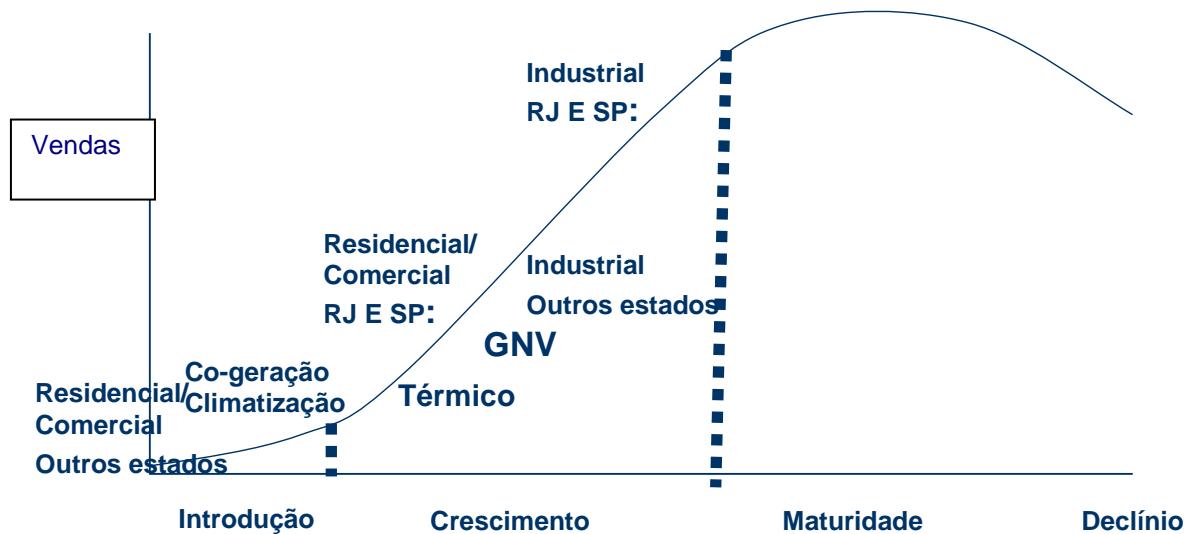


Gráfico B1: Grau de maturidade da indústria do GNV por segmento

Fonte: O autor.

Corroborando com o gráfico anterior, apresentamos a seguir o comparativo de crescimento de vendas do gás natural no Brasil em relação a outros países, onde se explicitam as altas taxas de crescimento em termos percentuais, que são uma característica inata de mercados infantes (crescimento percentual de vendas versus grau de maturidade).

### Crescimento do consumo de Gás Natural (1980-2004)

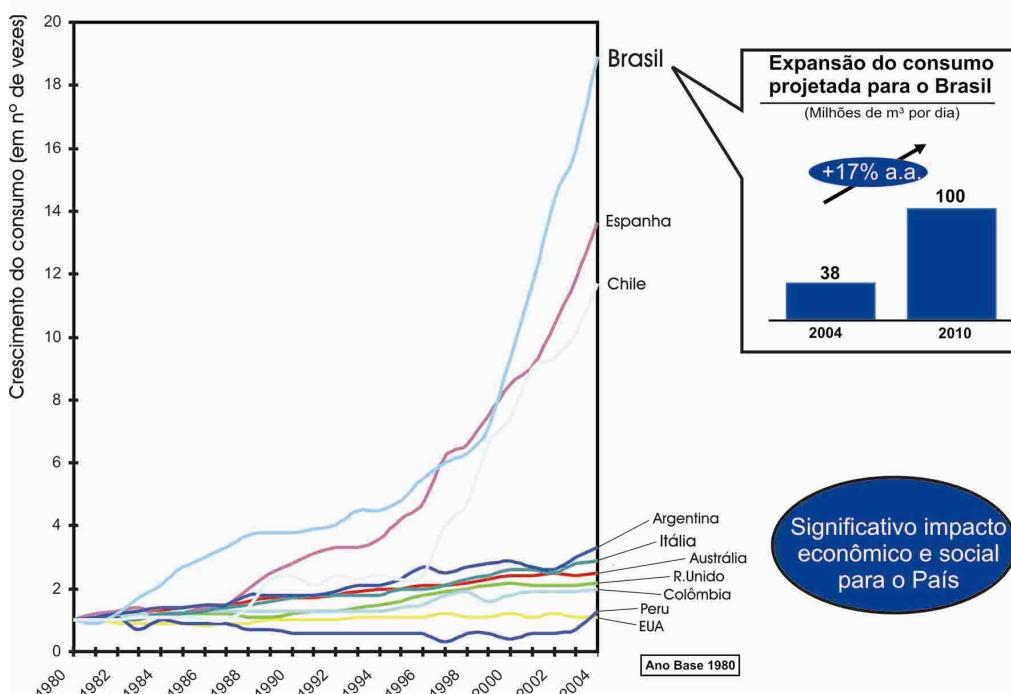


Gráfico B2: Crescimento do consumo de Gás Natural em diversos países (1980-2004)

Fonte: Petrobras (2007)

Como freqüentemente acontece na implantação de uma nova indústria, no caso do gás natural no Brasil, o seu desenvolvimento de mercado privilegiou a sua introdução via preço, sendo absorvido pelos setores mais sensíveis a esse estímulo, não necessariamente os mais adequados. Os contratos com as distribuidoras se caracterizavam por contratos de longo prazo, bastante rígidos, com pesadas cláusulas de *Take-or-Pay* e *Ship-or-pay*, para todos os segmentos de mercado, inclusive o termelétrico, não incorporando nenhum dispositivo que privilegiasse a convergência gás-energia.

Contudo, à medida que se incrementaram as fontes de suprimento e os consumidores atendidos, cresceram também os desafios e as oportunidades para conciliação entre o perfil da curva de oferta e da demanda por gás natural. A inserção de usinas termelétricas a gás natural no sistema elétrico brasileiro torna claro como a rigidez contratual pode conduzir à ineficiência em relação à alocação dos recursos econômicos do País.

A seguir, no gráfico B3, apresenta-se o histórico de demanda do gás natural por segmento:

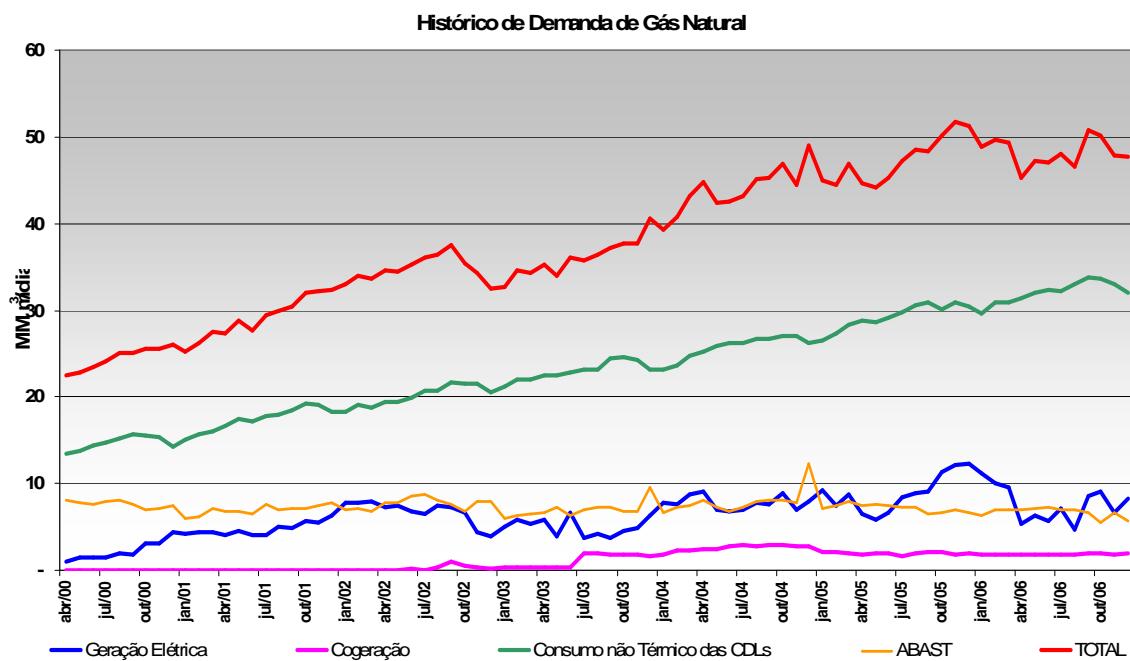


Gráfico B3 - Histórico de Demanda de Gás Natural por segmento  
Fonte: Petrobras (2007)

Conforme mencionado anteriormente, por ser uma indústria recente no Brasil, até o início da década de 1980 o gás natural não representava uma importante fonte

energética para o Brasil – devido à preponderância de reserva hídrica, da não-necessidade de aquecimento residencial e da baixa disponibilidade do energético.

O gás natural não se apresentava nem como fonte disponível em abundância nem como fonte competitiva ao longo de toda a década de 80 e início da década de 90.

Entretanto, com a implantação do GASBOL – Gasoduto que liga a Bolívia ao Brasil - e o conseqüente incremento de oferta a partir da segunda metade da década de 90, o consumo de gás natural no Brasil expandiu-se a significativos 13% a.a, em média, elevando sua participação na matriz energética brasileira de 0,9% em 1981 para 8,9% em 2004.

**Participação do GN na Matriz Energética Brasileira**

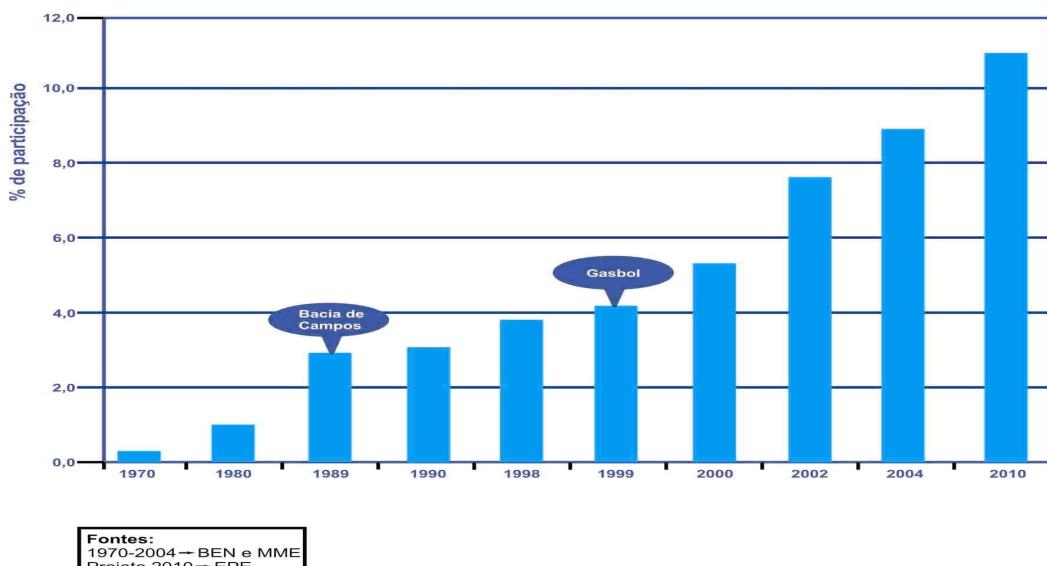


Gráfico B4: Participação do GN na matriz energética brasileira  
Fonte: Balanço Energético Nacional (1970-2004)

Por fim, apresentam-se, a seguir, figuras ilustrativas com o atual desenho institucional e a competência regulatória da indústria do Gás Natural no Brasil.

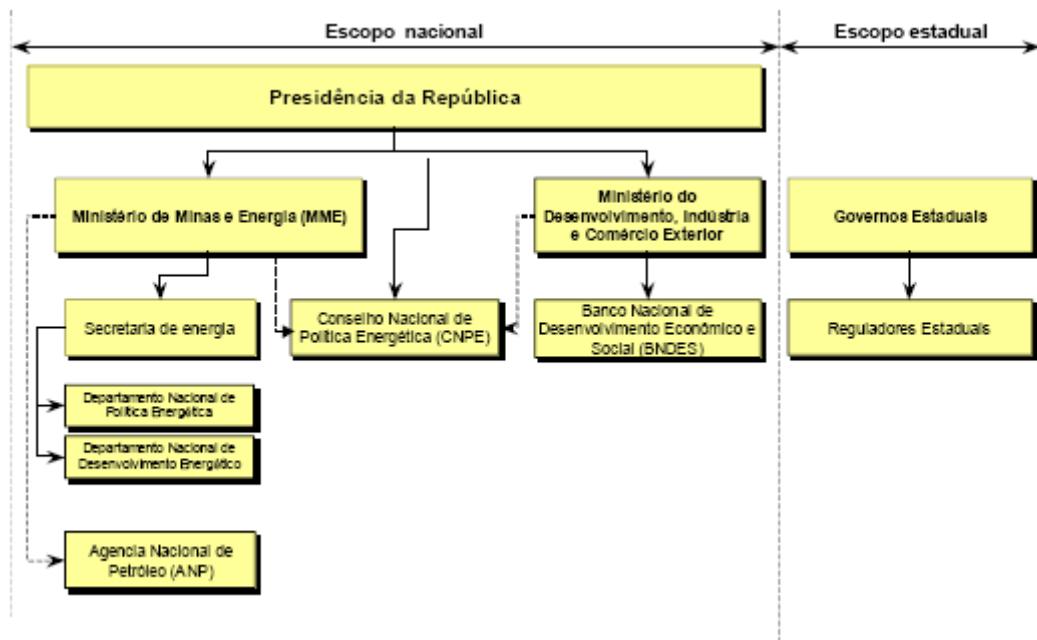


Figura B2: Desenho institucional da Indústria de Gás Natural - Viés institucional de Governo  
Fonte: BNDES (1999)

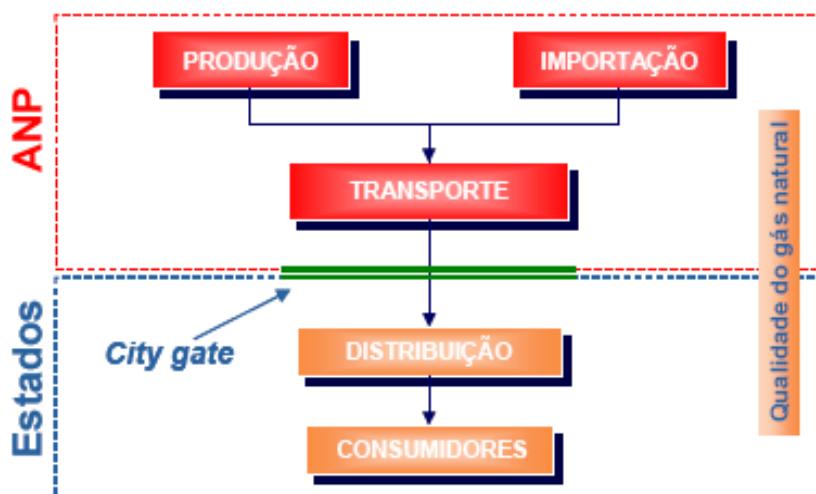


Figura B3: Competência regulatória da indústria de Gás Natural - Viés regulatório  
Fonte: ANP (2002).

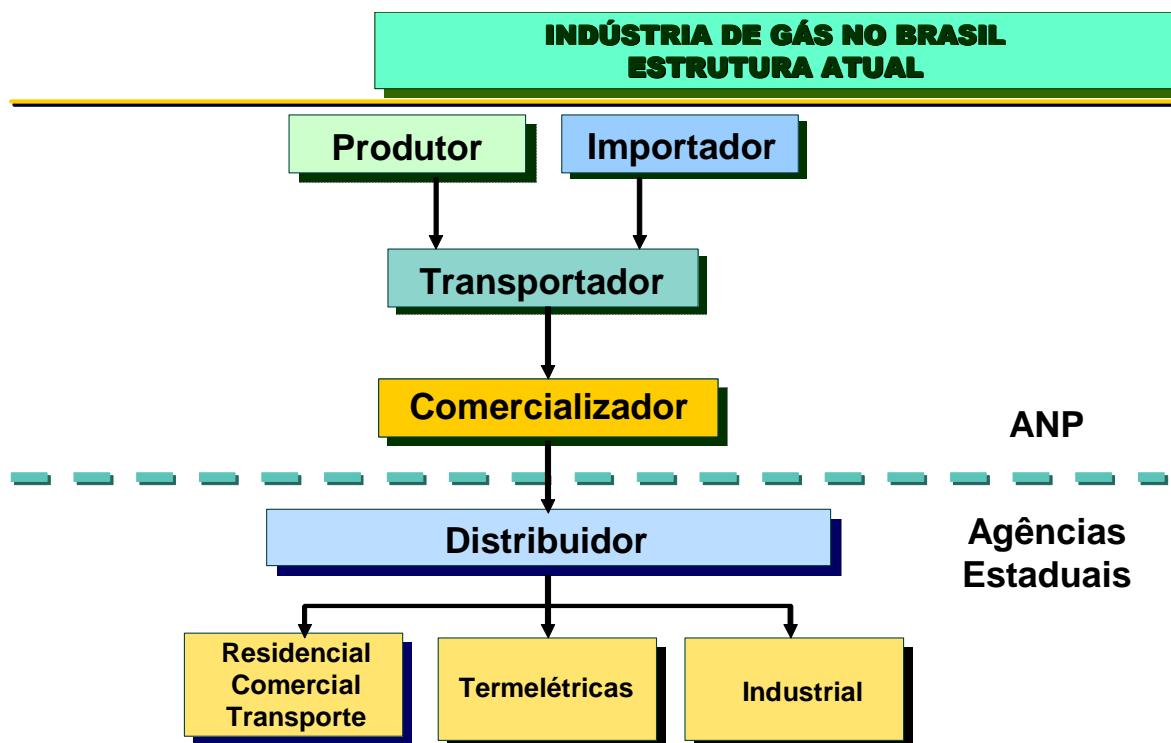


Figura B4: Indústria de Gás Natural no Brasil estrutura atual - Viés de agente de mercado da Indústria do Gás Natural  
Fonte: Petrobras (2004).

Quando se observa a figura B4, acima, pelo viés da regulação, se destaca a questão da “competência de regular”, pois, para o caso da indústria de gás natural no Brasil, as atividades de produção, importação/exportação e transporte são de competência da União e a de distribuição é de competência dos Estados.

Posto isto, o texto a seguir usará como estratégia para o detalhamento da descrição da indústria em tela, a separação da atividade de distribuição das demais atividades da cadeia, em face da questão regulatória explicitada no parágrafo anterior.

### 1.1B As Atividades de Produção, Importação/Exportação e Transporte

Inicialmente apresentamos a infra-estrutura de produção e transporte na América do Sul.



Figura B5: Infra-estrutura de produção e transporte na América do Sul.  
Fonte: Petroleum Economist (2007b) apud Mathias (2008)

Merece especial destaque a construção do Gasoduto Bolívia – Brasil (Gasbol) que representou um novo estágio para a indústria de gás no Brasil, contudo foi um processo complexo.

Conforme tese de doutorado de Nascimento (2006), “Risco regulatório e os impactos nas decisões de investimento em gás natural no Cone Sul: Argentina, Brasil, Bolívia e Chile”.

A construção do gasoduto foi formalizada através da "Carta de Intenção sobre o Processo de Integração Energética entre a Bolívia e o Brasil". Esta Carta, na qual o Brasil manifestava sua intenção de comprar e vender o gás boliviano foi assinada em novembro de 1991, entre a Petrobras e a YPFB, com a participação do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia<sup>31</sup>, começando em 1999 a sua operacionalização. O processo de negociação e operacionalização do Gasbol foi bastante conturbado, por um conjunto de fatores. (NASCIMENTO, 2006, p. 90)

Market soundings had indicated a lack of capacity for long-term commercial funding. Commercial debt would be high-cost with short maturities (eight to ten years) because of perceived Brazilian country risk, regulatory risk and supply risks resulting in debt-service difficulties and a final cost for the gas that could severely limit successful market penetration. [...] Petrobras bears most of the project risks on both sides of the border. The biggest risk lies in the market in Brazil. Although the ultimate risk lies with the distribution companies, it is Petrobras that is obliged to pay YPFB for the gas and the transportation companies for their transport services. Moreover, through its turnkey construction contract, Petrobras took the construction risk on the Bolivian side. (IEA, 2003a, p. 157)

A seguir apresentamos os volumes médios anuais de importação até o ano de 2006, cabendo destacar que em dez/2006 foi atingida no pico diário a capacidade máxima do GASBOL de 30 milhões de M3/dia (PETROBRAS,2006).

---

<sup>31</sup> O objetivo principal da construção do gasoduto foi atender a demandas políticas que defendiam uma mudança na composição da matriz energética brasileira, contribuindo para o aumento de consumo do gás natural. Entre as possíveis alternativas de importação analisadas pela Petrobras, o gás natural boliviano mostrou-se a mais viável: abundância nas reservas do país, alto poder de queima do gás e proximidade com o Brasil. O projeto para a colaboração energética entre Brasil e Bolívia já existia no papel desde a década de 30, mas começou a tornar-se realidade em 1992, quando a Petrobras assumiu a responsabilidade de viabilizar o gasoduto. O gasoduto contou com um grupo de agentes financiadores:

BNDES/FINAME – US\$ 245 milhões; Corporación Andina de Fomento – US\$ 80 milhões; Agência de Fomento e Exportação – US\$ 159 milhões; Vendas Antecipadas de Serviços – US\$ 302 milhões; Aporte de Acionistas – US\$ 310 milhões; BIRD – US\$ 130 milhões; Banco Europeu de Investimento – US\$ 60 milhões; BID – US\$ 240 milhões. (Fonte: [www.tbg.com.br](http://www.tbg.com.br))

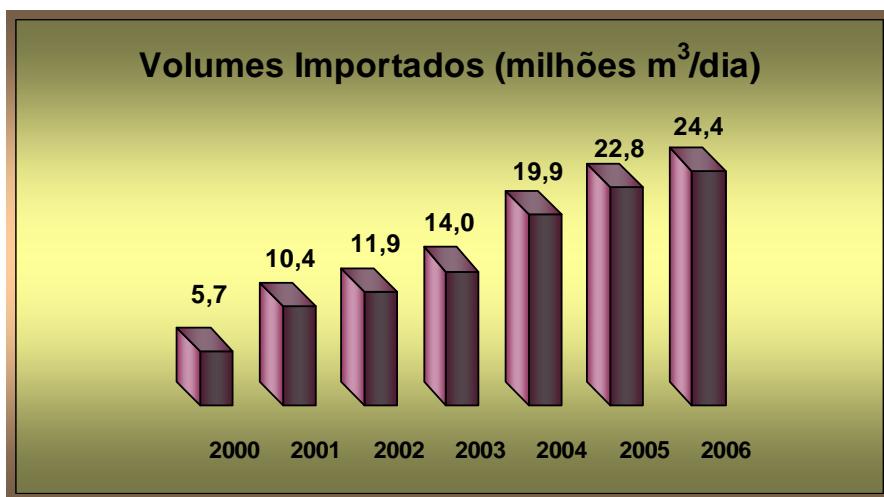


Gráfico B5: Evolução dos volumes de Gás Natural importado da Bolívia  
Fonte Petrobras (2006).

### 1.1.1B Arcabouço Legal da Indústria do Gás Natural para as Atividades de Produção, Importação/Exportação e Transporte

O Governo Federal através da Agência Nacional do Petróleo – ANP regulamenta as atividades de produção, importação e transporte de gás natural, que já não se caracterizam como monopólios da União. Os principais marcos legais para as atividades de produção e transporte na indústria do gás natural são:

1953	Lei 2004 – Monopólio de Petróleo: Petrobras
1960	Criação do Ministério de Minas e Energia
1991	Carta de Intenções sobre Integração Energética entre Brasil e Bolívia (Petrobras, YPFB e Ministério de Hidrocarbonetos e Mineração da Bolívia)
1993	Contrato de Compra e Venda de Gás entre a Petrobras e a YPFB
1995	Emenda Constitucional N°09/95 – Fim do monopólio legal da Petrobras
1996	Protocolo de Intenções entre Brasil e Argentina sobre Integração em Questões Energéticas
1997	Lei N° 9.478 - Criação da ANP e do CNPE. Aprovação do financiamento, por parte de organismos multilaterais de crédito, do projeto do gasoduto Bolívia – Brasil
1999	Assinatura de contratos de transporte e início de operação comercial no Gasbol <i>Memorandum</i> de Entendimento relativo aos Intercâmbios Gasíferos entre os Estados do Mercosul

Quadro B1: Marcos legais para as atividades de Produção, Importação/Exportação e Transporte.  
Fonte: ANP (2004).

### 1.1.2B A nova regulamentação da indústria do gás natural para as atividades de produção, importação/exportação e transporte

A maioria dos agentes participantes da IGN brasileira argumentava que a falta de um marco regulatório específico, principalmente nas atividades de transporte de gás por meio de gasodutos e armazenagem, era um dos principais entraves à garantia dos investimentos.

Nesse sentido foram elaborados três Projetos de Lei para regulamentar a Indústria do Gás Natural.

- PL 6666 de 2006 (Dep. Luciano Zica) – Projeto da Câmara.
- PL 6673 de 2006 – Projeto do MME (Proposto na Câmara).
- PL 334 de 2007 (Sen. Rodolpho Tourinho) – Projeto do Senado (antigo PLS 226).

A tramitação dos projetos de lei seguiram o seguinte caminho os PLs 6666 e 6673 foram apensados na Câmara, porém a Comissão Especial não concluiu seus trabalhos, já com relação ao PL 226, este tramitou no Senado no âmbito das comissões de Constituição e Justiça (encerrada em 03/05/2006), Assuntos Econômicos (01/08/2006) e Serviços e Infra-Estrutura (21/12/2006). Foi enviado à Câmara no dia (06/03/2007) onde recebeu nomenclatura de PL 334 (07/03/2007)

Atualmente, houve Criação na Câmara de nova CESP (12/03/2007) com a decisão de apensar o PL 6666 ao PL 334 (15/03/2007). Desse modo o relator vai apresentar versão final de seu Substitutivo aos projetos para votação na Comissão, que tem caráter terminativo na Câmara. Caso não haja requerimento aprovado por 1/10 dos deputados (52), o projeto segue para o Senado (Casa Revisora) sem passar pelo Plenário da Câmara e após votação nessa casa volta para a Câmara (Finalizadora), para então ser enviado à sanção presidencial.

## 1.2B As atividades de distribuição de Gás Natural

Por outro lado, o sistema de distribuição do gás natural é exclusivo das distribuidoras de gás canalizado e implica investimentos por parte dessas companhias em redes de distribuição para a movimentação do produto desde os *city - gates* (estações de entrega do gás derivadas dos gasodutos de transporte) aos pontos finais de consumo.

As suas atividades de distribuição são reguladas, em cada estado da federação, por suas agências reguladoras, as quais concedem às companhias estatais ou privadas o direito de comercialização, com exclusividade, do gás canalizado, nas áreas de concessão.

Atualmente a demanda de gás natural está centrada em contratos de longo prazo entre a PETROBRAS e as Companhias Distribuidoras.

O processo de regulamentação do setor gás ainda não se encontra consolidado, ocasionando indefinições e atrasos no desenvolvimento do setor.

A expansão das vendas depende de projetos desenvolvidos junto aos órgãos de financiamento (bancos), órgãos de fomento (BNDES), governos estaduais e municipais, empresas transportadoras de gás, distribuidoras e ações de marketing de incentivo à conversão, junto aos consumidores (residencial, industrial, automotivo, comercial e termelétrica).

O modelo predominante de formação das companhias distribuidoras seguiu um modelo denominado tripartite, onde a Companhia Distribuidora era constituída por três sócios, sendo um deles o governo Estadual, outro a PETROBRAS e o terceiro um ente privado. Dessa forma, todas as empresas de distribuição apresentam esta configuração que apresentamos a seguir:

➤ Ações Ordinárias	<b>51,0 % Estado</b>
	<b>24,5 % Empresas Privadas</b>
	<b>24,5 % Petrobras</b>
➤ Capital Total	<b>17,0 % Estado</b>
	<b>41,5 % Empresas Privadas</b>
	<b>41,5 % Petrobrás</b>

As exceções ficam por conta das Distribuidoras de São Paulo e Rio de Janeiro, que são constituídas por empresas privadas e onde a PETROBRAS tem uma pequena participação na CEG-Rio.

A GASMIG cujos controladores são CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) e Petrobras, SULGAS e POTIGAS cujos controladores são os governos dos respectivos Estados (Rio Grande do Sul e Rio Grande do Norte), com a Petrobras e a Distribuidora do Espírito Santo que é controlada cem por cento pela PETROBRAS via BR Distribuidora.

A seguir, tabela B1 com a venda de GN por distribuidora:

Tabela B1: Venda de Gás das Distribuidoras

MAIO DE 2007

UF	Empresas	Vendas de Gás das distribuidoras							(em mil m <sup>3</sup> /dia)		
		DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	Média 12 meses	mai/07	abr/07	mai/07
CE	Cegás	445,70	572,20	463,79	468,37	437,44	621,46	519,89	42,07	-17,83%	
RN	Potigás	345,60	217,52	386,22	403,60	397,01	407,98	368,79	2,76	10,92%	
PB	PB Gás	334,00	332,00	340,00	341,00	338,00	347,00	331,25	2,66	14,52%	
PE	Copergás	950,40	951,01	1.028,87	999,92	1.022,63	1.042,27	1.166,41	1,92	-28,94%	
AL	Algás	503,30	468,81	500,24	499,49	455,20	538,12	482,67	18,22	22,11%	
SE	Sergás	263,07	299,78	267,69	307,33	266,59	272,26	280,37	2,13	15,61%	
BA	Bahia Gás	3.110,70	3.354,60	3.331,64	3.188,58	3.235,91	3.355,87	3.303,94	3,71	2,20%	
PI	Gaspisa	2,00	68,00	2,09	2,40	2,12	2,24	19,13	5,66	-6,67%	
MG	Gasmig	1.673,20	1.472,59	1.455,10	1.369,41	1.551,12	1.676,70	1.876,51	8,10	-10,26%	
MS	MS Gás	1.081,40	44,10	41,71	61,36	52,14	719,62	470,84	1.280,17	4,05%	
MT	Mtgás	679,10	794,37	423,51	696,48	936,51	1.081,22	710,68	15,45	51,28%	
ES	Petrobras	1.223,00	1.026,00	1.197,00	1.115,00	1.117,00	1.152,00	1.135,25	3,13	-2,21%	
RJ	CEG	6.124,20	5.474,80	5.889,60	5.745,80	5.722,90	5.251,40	5.498,38	(8,24)	13,20%	
RJ	CEG Rio	4.994,00	4.351,50	4.060,50	4.082,70	4.475,80	3.009,30	4.572,93	(32,77)	-39,43%	
SP	GasNatura	1.163,10	1.132,70	1.174,40	1.211,80	1.194,70	1.244,50	1.174,18	4,17	5,20%	
SP	Comgás	12.563,00	12.888,00	13.351,00	13.411,00	13.222,00	14.021,00	13.376,17	6,04	4,76%	
SP	G Brasiliar	440,80	397,60	337,75	262,75	238,33	283,88	393,72	19,11	21,47%	
PR	Compagas	1.539,00	702,52	702,52	840,39	797,25	855,48	1.100,15	7,30	-20,38%	
SC	SCGás	1.368,30	1.383,41	1.470,91	1.436,93	1.460,88	1.568,37	1.465,61	7,36	6,46%	
RS	Sulgás	3.277,10	2.593,53	1.965,74	2.038,75	1.746,46	1.447,39	2.389,06	(17,12)	-24,96%	
Total		42.080,97	38.525,04	38.390,28	38.483,06	38.669,99	38.898,06	40.635,91	0,59	5,73%	

UF	Empresas	Vendas de Gás das distribuidoras por segmento em abril de 2007							em mil m <sup>3</sup> / dia)		
		TOTAL	Industrial	Automotivo	Residencial	Comercial	Cogeração	Geração Elétrica	Outros (inclui GNC)		
CE	Cegás	621,46	214,80	214,50	0,21	1,18	28,56	162,21	0,00		
RN	Potigás	407,98	193,86	211,72	0,00	1,23	0,00	0,00	0,00	1,20	
PB	PB Gás	347,00	223,00	115,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,00	
PE	Copergás	1.042,27	817,22	214,14	0,34	3,56	0,00	7,01	0,00		
AL	Algás	538,12	406,58	117,86	3,35	4,92	5,41	0,00	0,00		
SE	Sergás	272,26	150,48	105,14	0,97	1,26	7,85	0,00	6,56		
BA	Bahia Gás	3.355,87	2.401,00	319,00	0,70	36,00	599,00	0,00	0,00		
PI	Gaspisa	2,24	0,00	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
MG	Gasmig	1.676,70	1.330,74	251,54	0,00	23,63	0,00	0,00	70,79		
MS	MS Gás	719,62	10,44	32,27	0,22	2,48	0,00	674,21	0,00		
MT	Mtgás	1.081,22	1,94	12,51	0,00	0,00	0,00	1.066,77	0,00		
ES	Petrobras Dist.	1.152,00	1.003,00	136,00	2,00	4,00	0,00	0,00	7,00		
RJ	CEG	5.251,40	1.922,30	2.413,80	299,30	221,30	234,10	160,60	0,00		
RJ	CEG Rio	3.009,30	1.952,80	432,30	5,20	4,20	0,00	614,80	0,00		
SP	Gas Natural	1.244,50	1.138,70	81,20	12,50	12,10	0,00	0,00	0,00		
SP	Gas Brasiliense	283,88	223,16	28,06	0,80	1,26	0,00	0,00	30,40		
SP	Comgás	14.021,00	11.270,00	1.616,00	316,00	252,00	516,00	2,00	49,00		
PR	Compagas	855,48	490,65	92,24	1,85	6,61	161,65	0,00	102,50		
SC	SCGás	1.568,37	1.214,85	344,94	0,09	8,50	-	-	-	ND	
RS	Sulgás	1.447,39	987,81	213,59	0,23	12,89	232,87	-	-		
Total		38.898,06	25.953,33	6.954,05	643,76	597,12	1.785,44	2.687,60	276,39		

Fonte: Revista Brasil Energia (2007).

1.2.1B Arcabouço Legal e Legislação correlata às atividades da Distribuição da Indústria de Gás Natural

A seguir lista dos dispositivos legais correlatos às atividades de distribuição de gás natural:

- Lei n.7.453, de 27 de dezembro de 1985: dispõe sobre as indenizações a serem pagas pela PETROBRAS, aos Estados, Territórios e Municípios, incidentes sobre o valor do gás extraído de suas respectivas áreas.
- Lei n.7.525, de 22 de julho de 1986: estabelece normas complementares referentes às indenizações a serem pagas aos Estados, Territórios e Municípios, segundo áreas geoeconômicas.
- Constituição Federal de 1988: determina como monopólio da União as atividades de pesquisa, lavra, refinação, importação, exportação, transporte marítimo e por dutos, das jazidas de petróleo e gás natural. Define a exclusividade de distribuição de gás canalizado, como pertencente aos Estados.
- Lei n.7.990, de 28 de dezembro de 1989: institui compensação financeira, para os Estados e Municípios, pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural.
- Lei n.8.403, de 08 de janeiro de 1992: autoriza a PETROBRAS e a BR Distribuidora, a participarem do capital de outras sociedades que tenham por objetivo a distribuição de gás combustível.
- Emenda Constitucional n.5, de 15 de agosto de 1995: determina a exploração pelos Estados, diretamente ou por concessão, dos serviços locais de gás canalizado.
- Portaria n.0028, de 12 de janeiro de 1996: regulamenta o exercício da atividade de Posto Revendedor de Gás Natural Veicular.
- Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997: dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e do gás natural, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.
- Decreto n.2.457, de 14 de janeiro de 1998: dispõe sobre a estrutura e funcionamento do CNPE-Conselho Nacional de Política Energética, responsável pelo incremento da utilização do gás natural e no estabelecimento de diretrizes para programas de uso do gás natural.

Conforme descrito nos itens anteriores, a Distribuição de Gás Natural é uma concessão estadual; dessa forma os Estados concedem às companhias estatais ou

privadas o direito de comercialização, com exclusividade, do gás canalizado, nas áreas de concessão.

A seguir, mostrar-se-á a figura B6, que representa as áreas de concessão das Companhias Distribuidoras e as respectivas participações da Petrobras em cada CDL:

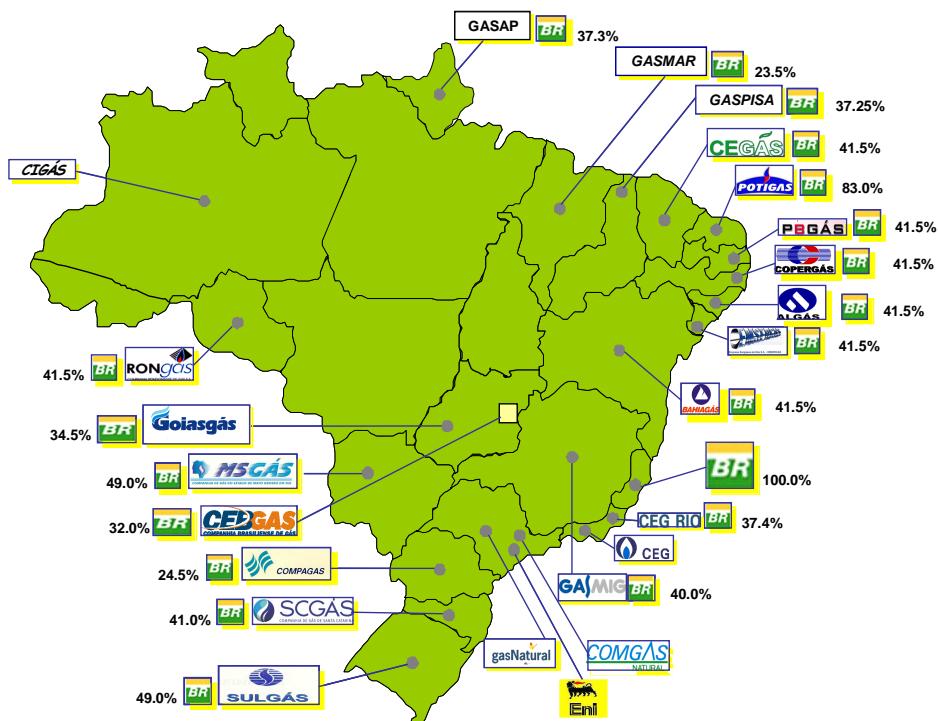


Figura B6: Companhias Distribuidoras de gás natural e as respectivas participações da Petrobras em cada CDL

Fonte: Petrobras (2008).

### 1.3B Síntese e Perspectivas da Indústria de Gás Natural no Brasil

Com base no histórico da Indústria do Gás Natural-IGN do Brasil apresentado nos subitens anteriores (ver 4.1.1 e 4.1.2), pode-se constatar que se trata de uma indústria nascente, que neste momento inicia sua fase de transição, e que ainda deve levar mais de dez anos para atingir o grau de mercado maduro.

Traduzindo, trata-se de um mercado dominado por uma empresa estatal, no caso a Petrobras, atuando em toda a cadeia, seja na Produção, na Importação, no Transporte, na Comercialização e na Distribuição, criando fortes barreiras para entrada de outros competidores, em que pese a atuação de empresas do porte da BG e da Shell.

Em função de o agente dominante ser estatal o preço de mercado não é definido a partir da compatibilização entre as propensões a pagar e receber dos diferentes agentes participantes (geração, comercialização e consumo,) sob a ótica do balanço de oferta x demanda. Na verdade o governo brasileiro impõe uma política de preços à Petrobras, que se traduz num preço abaixo dos energéticos substitutos, gerando um constante desequilíbrio do balanço de oferta x demanda, tendo em vista a forte demanda crescente do GN em substituição aos energéticos substitutos.

Em números, são apresentadas a seguir as vendas da Petrobras, seja a partir de produção própria, seja a partir da compra de terceiros, como do gás procedente da Bolívia.

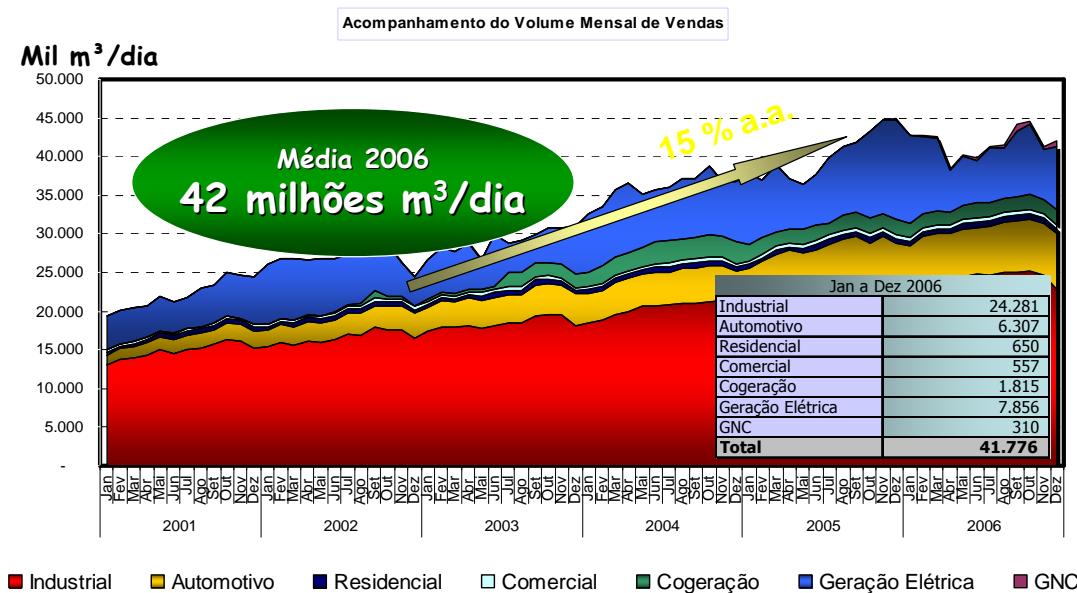


Gráfico B6: Acompanhamento do volume mensal de vendas  
Fonte: Petrobras (2007).

A produção própria também vem crescendo de forma significativa, conforme gráfico a seguir:

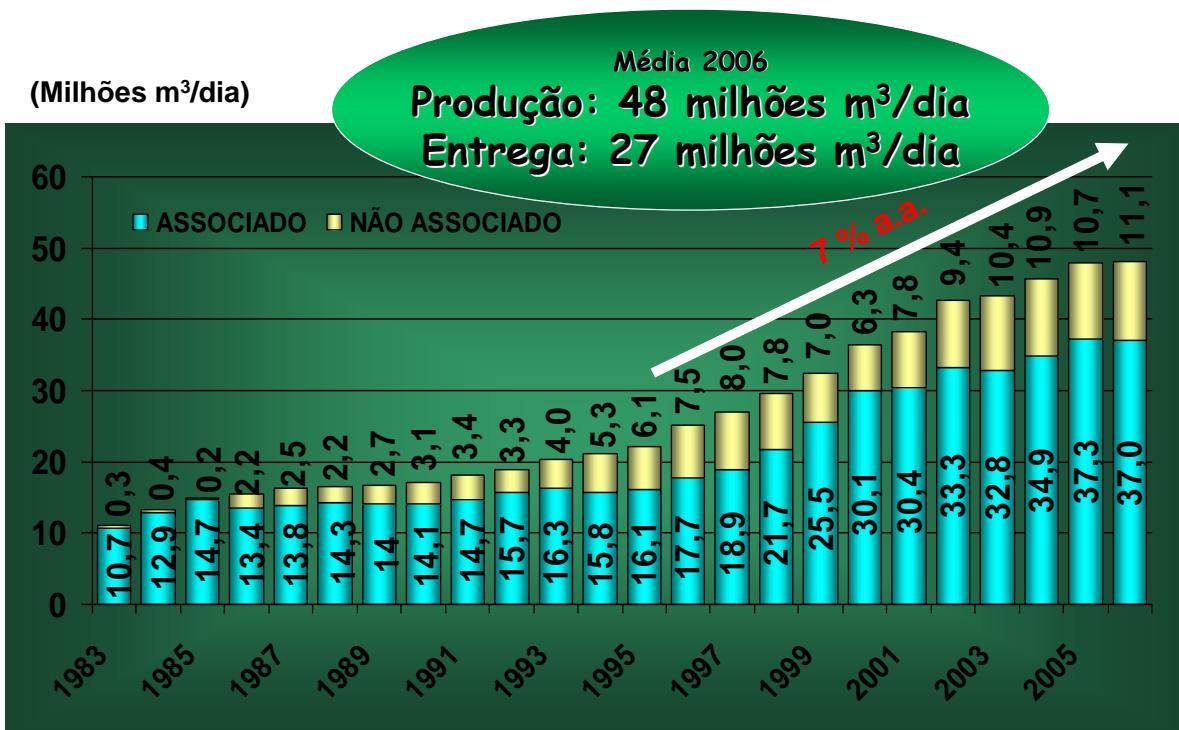


Gráfico B7: Produção de Gás Natural pela Petrobras

Fonte: Petrobras (2007).

Assim, podemos concluir, com base nos gráficos B5, B6 e, que no ano de 2006 o consumo médio das CDL's foi de 42 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Com relação ao suprimento desse consumo, a importação da Bolívia respondeu em média com 24,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia e o restante foi produção nacional com média de 17,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, no ano de 2006. Por fim, o consumo das refinarias da Petrobras foi em média de 9,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, também no ano de 2006.

Ainda merecem destaque na questão de perspectivas, a definição por parte da Petrobras, para os próximos anos, de um pesado investimento na malha de gasodutos de transporte, de uma nova política de preços que passa a buscar a paridade de preços de 100% entre óleo combustível e gás natural, com vista a incentivar a oferta nova de GN (Bacia de Campos, Bacia de Santos, Bacia do Espírito Santo e GNL), e a decisão da Petrobras de entrar no mercado de GNL, buscando adequar oferta flexível à demanda flexível, por meio da instalação de terminais de regaseificação,



Figura B7: Malhas de gasodutos de transporte (período 2008-2012)  
Fonte: Petrobras (2008).

## 2B A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Tendo em vista que o objetivo dessa dissertação consiste em identificar as principais ferramentas de “flexibilização” pelo lado da oferta e da demanda no mercado de gás natural, bem como analisar a convergência dos mercados de gás natural e energia elétrica no Brasil, também em virtude de o segmento termelétrico representar a grande variabilidade no consumo de gás, e sendo o despacho termelétrico uma prerrogativa da indústria de energia elétrica no Brasil, pois se trata de um sistema predominantemente hidrelétrico com pequena complementaridade térmica, faz-se necessária a análise detalhada desta indústria.

Posto isto, foi adotado como estratégia de análise da indústria de energia elétrica no Brasil contemplar os seguintes tópicos: i) arranjo institucional; ii) o planejamento operacional e iii) o planejamento da expansão das novas unidades de geração.

Antes, cabe destacar que a indústria de energia elétrica do Brasil entendia que a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica eram tidas como atividades a

serem exploradas como monopólios. Ou seja, se tratava de um mercado não competitivo, composto de empresas públicas controladas pelos governos estaduais e federal, e completamente regulados.

Empresas estatais de alguns Estados do Brasil atuavam como monopólios verticalizados em toda a cadeia (geração, transmissão e distribuição), sendo bons exemplos CEMIG e COPEL. Por outro lado havia empresas estatais federais atuando como monopolistas verticais apenas na geração e transmissão de energia elétrica, sendo exemplos CHESF e ELETROSUL, FURNAS, ELETRONORTE, todas controladas pela ELETROBRÁS.

A Eletrobrás tinha diversas atividades como a “holding” do setor: principal financiadora, coordenadora da operação e expansão do setor e fornecedora de recursos técnicos para empresas em áreas menos desenvolvidas no país.

Contudo, economistas (JOSKOW, 1998; BALDWIN, CAVE, 1999; VICKERS, 1995) já apontavam que apenas a transmissão e a distribuição se apresentam como “monopólios naturais<sup>32</sup>” e que tanto a geração como a comercialização poderiam ser atividades competitivas, desde que existisse escala suficiente e numero significativo de empresas participantes.

Foi com base nestes conceitos que a indústria de energia elétrica em alguns países já nos idos dos anos 80 e o Brasil na segunda metade da década de 90 iniciou mudanças regulatórias no sentido de viabilizar a criação de um mercado competitivo para a indústria de energia elétrica.

Por abertura de mercado da indústria de energia elétrica entendam-se os seguintes movimentos:

- competição na produção;
- separação das atividades de produção, transmissão e distribuição e comercialização;
- transmissão como atividade de monopólio regulada;
- livre acesso de todos os agentes de produção à rede de transmissão;
- aparecimento da figura do “consumidor livre”

---

<sup>32</sup> O monopólio natural ocorre quando a produção de um bem ou serviço por uma única empresa minimiza custos

No caso brasileiro, por traz dessas mudanças merecem destaque pelo menos duas questões:

- as reformas econômicas liberais que buscavam entre outras coisas a redução da participação estatal nas atividades de produção, e;
- o esgotamento / limitação da capacidade de investimento das empresas estatais e governos.

Para ilustrar as figuras a seguir apresentam os conceitos de mercado não competitivo e mercado competitivo na indústria de energia elétrica.

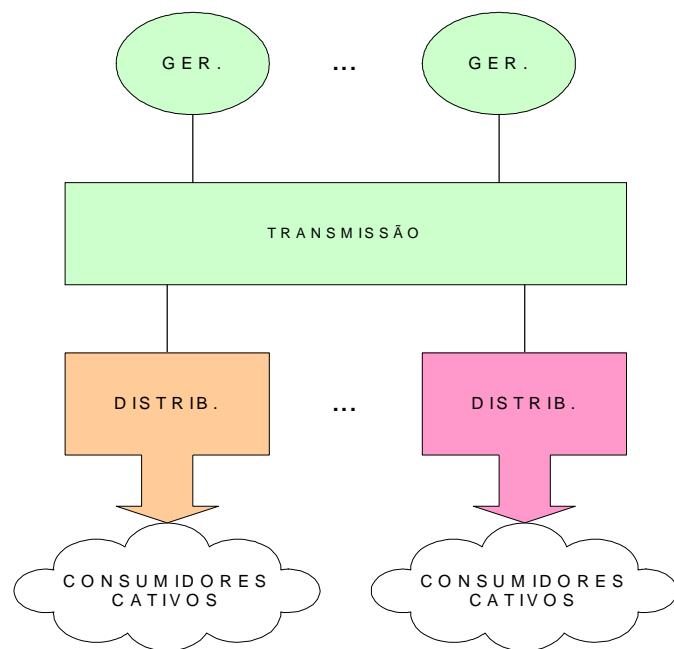


Figura B8: Mercado não Competitivo na indústria de energia elétrica  
Fonte: Pedro A. M-S. David (2007).

Para os mercados **não competitivos** são facilmente identificáveis as seguintes características, a) Produção e Transmissão monopolizadas e verticalizadas; b) Consumidores são cativos das respectivas Distribuidoras; c) Rede é propriedade do agente de produção e não permite acesso de outros agentes de produção à rede de transmissão.

O histórico do processo de mudança da indústria de energia elétrica no Brasil, de um mercado **não competitivo** para um mercado **competitivo** é apresentado em detalhes

no relatório “Avaliação do Ambiente de Contratação de Energia Elétrica”, da empresa PSR (VEIGA et al., 2007), o qual é transcrito um trecho na íntegra, bastante ilustrativo.

Através de uma primeira reforma ocorrida de 1995 a 1998 que levou em conta a necessidade do investimento privado ao País e o esgotamento da capacidade de investimento das empresas estatais e governos a nível estadual e federal. As empresas distribuidoras foram as primeiras a serem privatizadas. O objetivo era garantir a saúde financeira e uma boa qualidade de crédito dos “compradores de energia”, criando assim uma credibilidade financeira e melhorando as condições para a (futura) privatização da geração. Como resultado, a maioria das distribuidoras foi privatizada, garantindo cerca de US\$10 bilhões de receitas para Governos, principalmente a nível estadual. Buscando garantir recursos adicionais, o Governo Federal decidiu pela privatização imediata de seu sistema de geração. Entretanto, devido à oposição política, o processo de privatização da geração foi interrompido e neste contexto apenas cerca de 15% da geração tornou-se privada. No que diz respeito ao sistema de transmissão, já partir de 1999, a ANEEL começou a realizar licitações públicas para a construção de reforços de transmissão e para conceder a concessão de novas usinas hidroelétricas. Os leilões de concessão de empreendimentos hidroelétricos licitaram mais de 10.000 MW. O tempo de construção das novas usinas foi reduzido pela metade e os custos em 30%. Entretanto, em 2001 o Sistema Interligado Nacional (SIN) sofreu um racionamento de energia como resultado de um contínuo decréscimo nos níveis de armazenamento dos reservatórios em anos anteriores, culminando em um limite crítico atingido em maio de 2001. O racionamento de energia durou 9 meses e a demanda foi reduzida em 20% em todas as áreas do país, exceto na região Sul. Após o término do racionamento, o consumo de energia não retomou aos níveis anteriores e resultou numa “perda” de aproximadamente 5.000 MW médios, correspondendo a cerca de 3 anos de crescimento de consumo. As empresas de distribuição tiveram severas perdas financeiras com o resultado da redução de consumo e o setor “pulou” de uma situação de escassez para uma sobre-oferta de energia, que resultou em preços spot baixos e problemas financeiros também para os geradores. Em 2002, as eleições presidenciais resultaram em um novo Governo, que assumiu o País em 2003. Uma de suas prioridades de campanha foi a reavaliação do modelo setorial proposto pelo Governo anterior. Em dezembro de 2003, o governo federal emitiu duas medidas provisórias, MP 144 e MP 145, com as novas propostas para o setor elétrico. As MPs foram aprovadas pelo Congresso com algumas modificações em março de 2004 e convertidas nas Leis 10.847 (que criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE) e 10.848. No final de julho de 2004, foi emitido o decreto presidencial 5.163, que regulamentou a Lei Nº 10.848 detalhando as novas regras de comercialização de energia que formam a “espinha dorsal” dos novos arranjos, consolidando assim o chamado “novo modelo setorial”, cujos objetivos principais são: assegurar a expansão da oferta, garantir tarifas módicas ao consumidor final e garantir um marco regulatório estável.

A seguir apresenta-se a nova configuração da indústria de energia elétrica no Brasil:

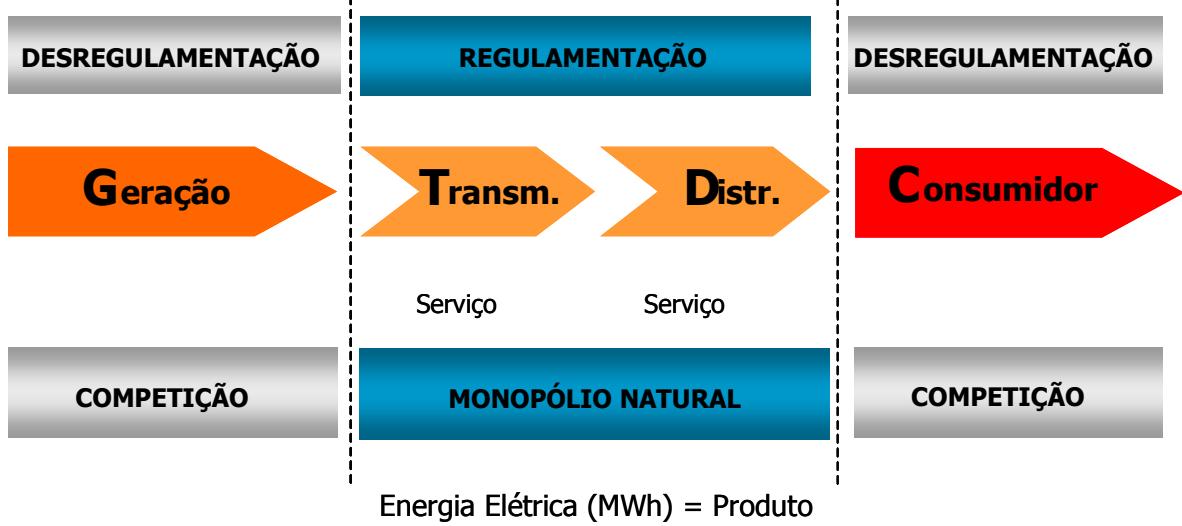


Figura B9: Mercado Competitivo na indústria de energia elétrica (separação entre Produto e Serviço).

Fonte: Petrobras (2006).

No caso dos mercados **competitivos**, estes são facilmente identificáveis em função das seguintes características: a) produção competitiva (diversos agentes Estatais e/ou Privados); b) consumidores podem ser livres → compra de energia diretamente de qualquer produtor, c) distribuidores podem comprar energia diretamente de um ou mais agentes de produção (no caso brasileiro via leilões públicos), d) redes de transmissão e distribuição provêm livre acesso a qualquer agente de produção e/ou consumo.

## 2.1B Atual arcabouço institucional da Indústria de Energia Elétrica no Brasil

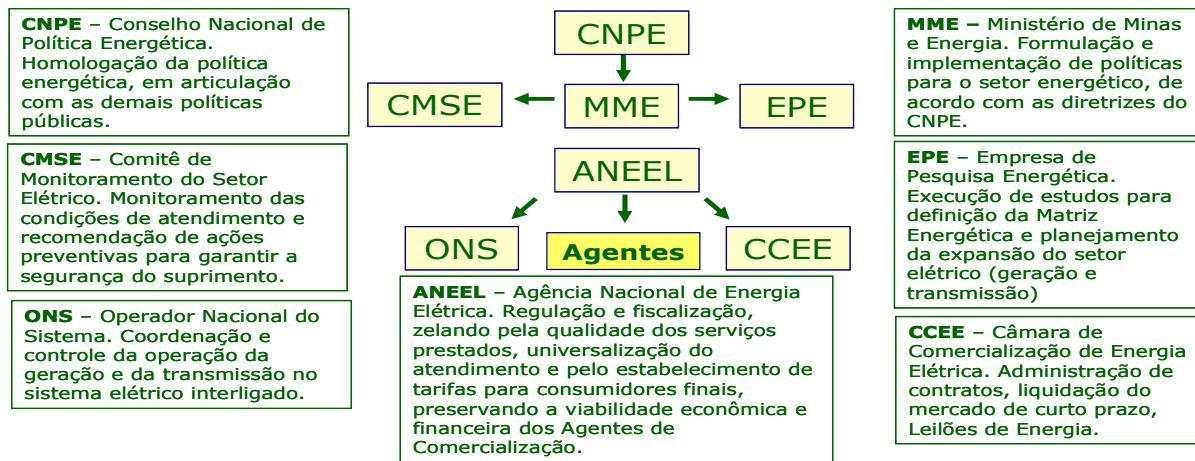


Figura B10: Arcabouço institucional da Indústria de Energia Elétrica no Brasil  
Fonte: MME (2005).

### 2.1.1B Política Energética Nacional: CNPE

O CNPE – “Conselho Nacional de Política Energética” – é um comitê de alto nível que atua junto ao Presidente da República. É coordenado pelo Ministério de Minas de Energia, com a participação de diversos outros ministros e representantes dos Estados, da sociedade civil e universidades. Suas responsabilidades incluem:

- (i) Propor a política energética nacional para o Presidente da República;
- (ii) Propor o critério de garantia de suprimento global do país (o critério em vigor é de um risco anual de déficit de energia de 5%);
- (iii) Aprovar leilões de projetos especiais que não são competitivos em termos econômicos, mas são estratégicos para o país (projetos “estruturantes”).

### 2.1.2B Planejamento e política: MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável por formular e implementar as diretrizes aprovadas pelo CNPE, estando assim responsável pelo planejamento do setor. Novas funções foram atribuídas ao MME com o novo modelo do setor elétrico implementado em 2004, incluindo o monitoramento das condições de suprimento de curto prazo através do CMSE e a definição de medidas preventivas para restabelecer a segurança de suprimento em períodos de desequilíbrio oferta x demanda. O MME também está encarregado em calcular e atribuir as garantias físicas às usinas de geração.

Adicionalmente, o MME indica o presidente e alguns diretores do ONS e da CCEE.

### 2.1.3B Estudos de planejamento: EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada pelo novo modelo do setor elétrico em 2004. Seu objetivo é fornecer suporte técnico ao MME em seus estudos de planejamento energético. A EPE incorpora as funções realizadas anteriormente pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE), que por sua vez substituiu os grupos de trabalho da Eletrobrás.

As principais responsabilidades da EPE são:

- Estudos para a definição da matriz energética brasileira, com a indicação de estratégias a serem buscadas e metas a serem atingidas no longo prazo;
- Estudos de planejamento para a integração de recursos energéticos;
- Preparação de estudos de expansão do sistema (geração e transmissão);
- Estudos de viabilidade de bacias hidrográficas;
- Obter a licença ambiental prévia necessária para os leilões de energia nova e leilão de transmissão.

A EPE também vem conduzindo todos os estudos necessários para a realização dos leilões de energia no novo modelo setorial.

#### 2.1.4B Monitoramento do suprimento: CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão auxiliar, coordenado pelo MME e formado por representantes da ANEEL, ONS, EPE e outros. Suas funções incluem o monitoramento das condições de atendimento do sistema no curto, médio e longo prazos, identificando dificuldades e obstáculos, como, por exemplo, atrasos na implementação de projetos.

#### 2.1.5B Regulação: ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador do Setor Elétrico Brasileiro. Seu mandato inclui, entre outras funções, a regulação e o monitoramento do funcionamento do setor. A ANEEL é responsável por:

- Regular tarifas;
- Estabelecer as condições gerais para o acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição por distribuidoras e consumidores livres (o livre acesso);
- Preparar os editais dos leilões de contratação de energia (promovidos pela EPE) e os leilões de transmissão (autorizados por decreto presidencial);
- Administrar concessões e emitir autorizações para a instalação de projetos de geração, assim como realizar a sua fiscalização;
- Definir as regras de participação no CCEE, ratificar o “acordo de mercado” para a participação dos membros do mercado de curto prazo e aprovar as regras e procedimentos de comercialização;
- Autorizar as atividades do Operador Nacional do Sistema.

As decisões da ANEEL são tomadas por uma Diretoria composta por cinco diretores com mandatos não coincidentes de 4 anos. Estes diretores são nomeados pelo Presidente e aprovados pelo Senado Federal.

#### 2.1.6B Operação do sistema: ONS

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é um órgão que atua sob autorização e supervisão da ANEEL. O ONS possui como principais funções:

- Planejamento da operação e despacho do sistema de geração, com o objetivo de otimizar o uso dos recursos nacionais para produção de energia elétrica;
- Supervisão e coordenação dos centros de controle regionais;
- Contratar e gerenciar os serviços anciliares de transmissão;
- Propor novos reforços de transmissão ao SIN;
- Definição das regras operativas e procedimentos de rede para a operação do sistema de geração e rede básica de transmissão, que são posteriormente aprovados pela ANEEL.

As novas regras aprovadas em 2004 alteram a governança do ONS, que passou a ser dirigido por um comitê de cinco diretores, com mandatos não coincidentes de quatro anos. Uma vez nomeados, estes diretores não podem ser destituídos. Estas mudanças buscaram tornar o Operador mais imune às pressões políticas de agentes geradores. Três dos diretores, incluindo o presidente, são designados pelo MME.

#### 2.1.7B Mercado de Curto Prazo: CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi também criada pela Lei nº 10.848/2004, para substituir o anterior Mercado Atacadista de Energia

(MAE). A CCEE está sob a regulação da ANEEL e suas funções são similares às do anterior MAE: (i) gerenciar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres, (ii) promover os leilões de compra de energia quando delegado pela ANEEL, além de (iii) efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

#### 2.1.8B Outras instituições: ANP, ANA, IBAMA

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é a agência que atua na regulamentação, contratação e fiscalização das atividades nestas indústrias.

A Agência Nacional de Águas (ANA) é responsável pela regulação do uso da água em lagos e rios sob o domínio federal. Seus objetivos incluem a garantia da qualidade da água e sua quantidade para seus usos múltiplos. Adicionalmente, a ANA deve implementar o plano Nacional de Monitoramento de Recursos Hídricos, uma série de mecanismos buscando o uso racional dos recursos hídricos do país.

O IBAMA é a agência ambiental ligada ao Ministério do Meio Ambiente e responsável pelo monitoramento ambiental em nível nacional e regional. O IBAMA também é responsável, juntamente com os órgãos de licenciamento estaduais, pelo licenciamento ambiental de qualquer atividade poluente ou que tenha impacto ambiental.

#### 2.2B O Planejamento da Operação do SIN - Sistema Interligado Nacional

Primeiramente, cabe destacar, que no caso brasileiro trata-se de um sistema hidrotérmico de grande porte e longas distâncias com específicas peculiaridades, cabendo ressaltar que cerca de 90% da produção de energia elétrica é de origem hidráulica e cuja geração de todas as usinas é interdependente.

Outra questão é que o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico, que visa atender a toda demanda, com os recursos de geração existentes e planejados, ao menor custo possível, tem no caso brasileiro sua operação com coordenação centralizada visando otimizar os recursos provenientes da integração energética entre diferentes bacias hidrográficas de uma mesma e de distintas regiões promovendo a máxima eficiência no uso dos recursos energéticos disponíveis.

Desse modo, sua operação não pode somente atentar-se ao atendimento de curíssimo e curto prazo, mas concomitantemente com o atendimento de médio e de longo prazo. O Operador Nacional do Sistema-ONS é o agente responsável para realizar os estudos e definir a operação do SIN.

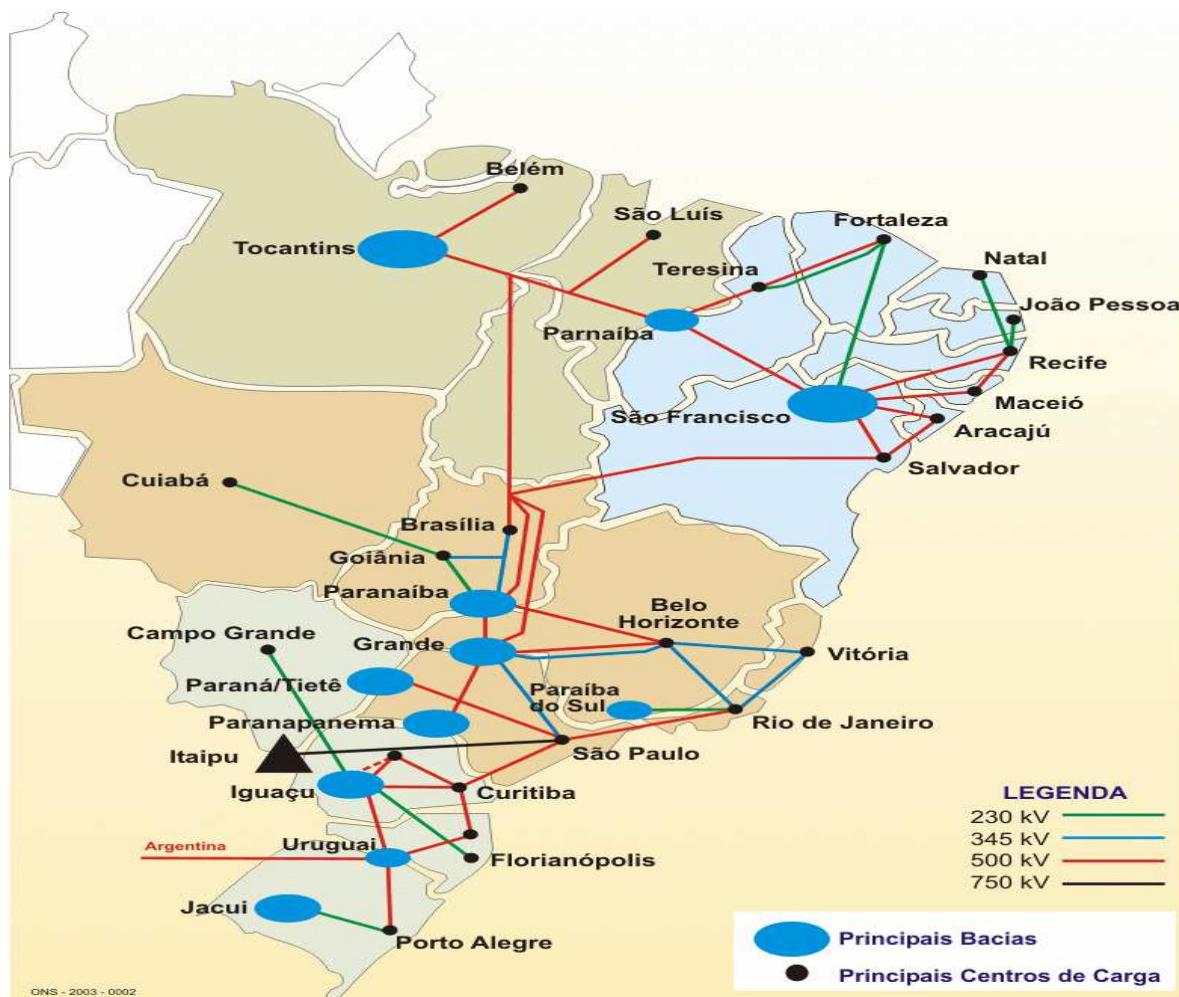


Figura B11: Sistema Interligado Nacional – SIN  
Fonte: ONS (2008).

Ou seja, quando o ONS está definindo quais unidades geradoras serão despachadas (Hidroelétrica e Térmica) o importante é que o custo médio de geração

entre o curto e o longo prazo seja o menor em detrimento, inclusive, de um eventual custo de geração mais alto no curto prazo.

Por conseguinte, as variáveis de decisão do planejamento da operação são os despachos (valor a ser gerado) dos geradores (térmicas e hidrelétricas) disponíveis no período corrente.

A decisão do despacho, entre outras variáveis de entrada, guarda forte correlação com o atual nível de água dos reservatórios e suas previsões futuras.

O custo operativo é composto somente pelo OPEX variável de produção (custo incremental), não incluindo o curto fixo (CAPEX e OPEX fixo).

Para um melhor entendimento, no caso de um sistema puramente térmico:

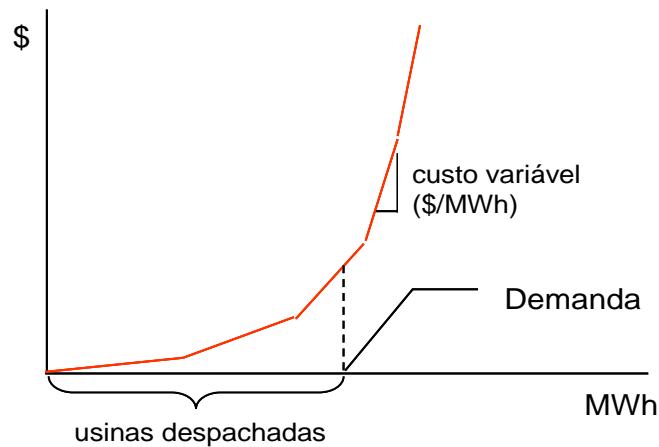


Gráfico B8: Comportamento de usinas despachadas no sistema puramente térmico

Fonte: David (2007)

Num sistema puramente térmico (exemplo: Inglaterra) a disponibilidade do insumo é pré-conhecida e a minimização do custo de operação (despacho ótimo) é obtida despachando as usinas na ordem crescente de custo variável até atender a toda a demanda.

Para o planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos a arvore de decisão pode ser vista de forma simplificada como:

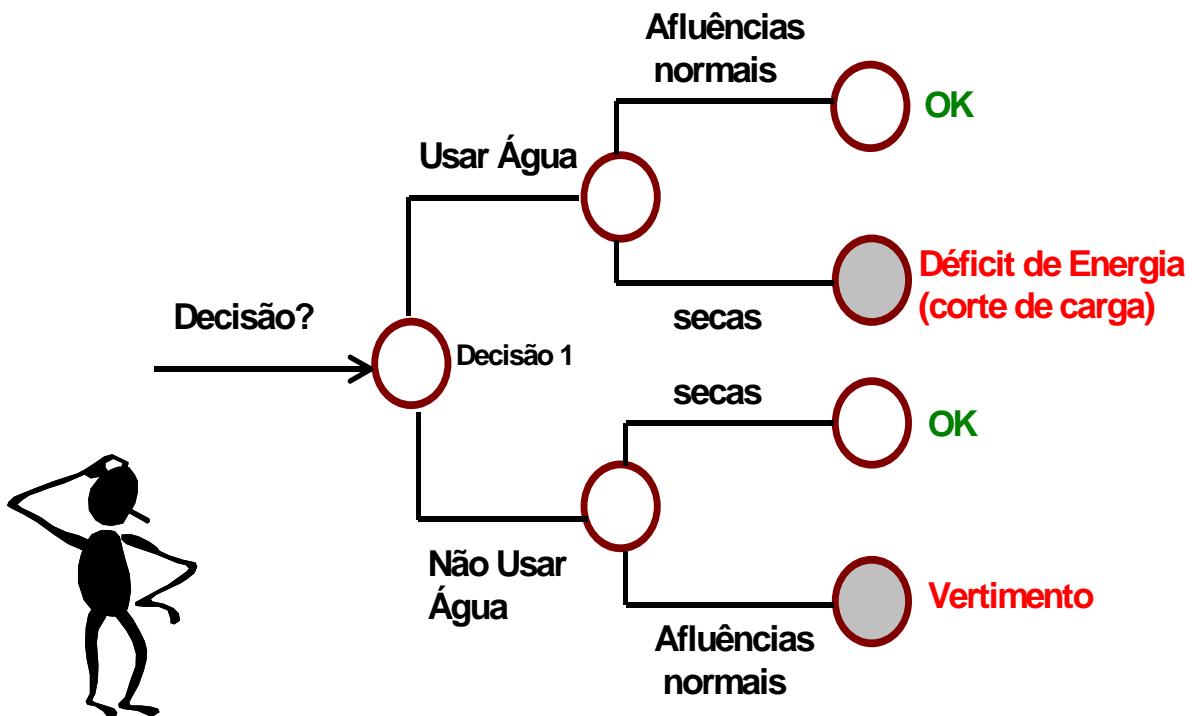


Figura B12: Critério de decisão para o despacho de hidrelétricas  
Fonte: Petrobras (2007).

A decisão de não usar reservatórios (despacho menos Geração Hidroelétrica e consequentemente depleciona menos o estoque de água) significa em última instância, i) Mais Geração Térmica para atender à carga atual com maior custo da operação no curto prazo; ii) Menor probabilidade de uso de geração térmica futura com menor valor esperado do custo da operação futura.

Por outro lado, a decisão de usar reservatórios (Despacho mais Geração Hidroelétrica e consequentemente depleciona mais o estoque de água) significa i) menos geração térmica para atender à carga atual com menor custo da operação imediata; ii) maior probabilidade de uso de geração térmica futura com maior valor esperado do custo da operação futura.

A figura a seguir ilustra bem o comportamento dos custos no planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos, onde pode ser observado que Mínimo Custo Total é onde as **Inclinações** das curvas de Custo Futuro e Custo Imediato se anulam.

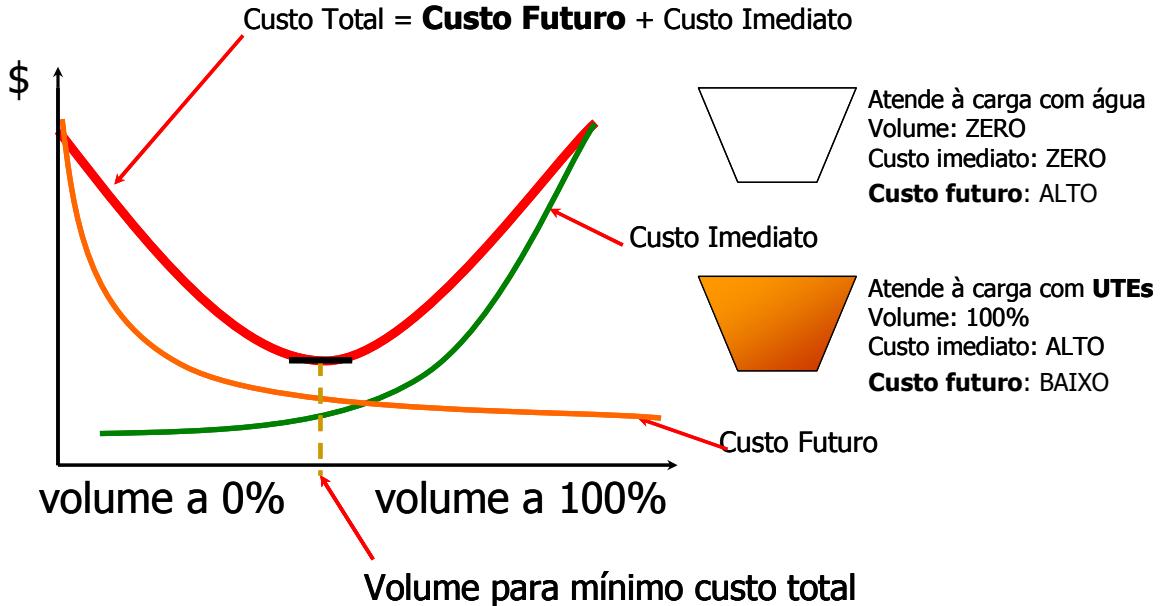


Gráfico B9: Comportamento do custo futuro e do custo imediato no despacho das usinas  
Fonte: ONS (2007).

Assim, para otimizar, precisamos conhecer os custos imediato e futuro, no qual o Custo imediato é conhecido e o Custo futuro é desconhecido, pois depende das **vazões** no futuro, tornando-se necessário o estudo do comportamento estatístico das vazões.

São inúmeros os modelos computacionais utilizados pelo ONS para o planejamento da operação, que utiliza como estratégia estudar o tema sob a ótica de: médio prazo (horizonte de cinco anos em etapas mensais), de curto prazo (horizonte de 2 a 6 meses em etapas semanais) e programação diária (horizonte de 1 semana em etapas de meia hora. A figura B13, a seguir, ilustra bem os procedimentos de estudos do NOS.

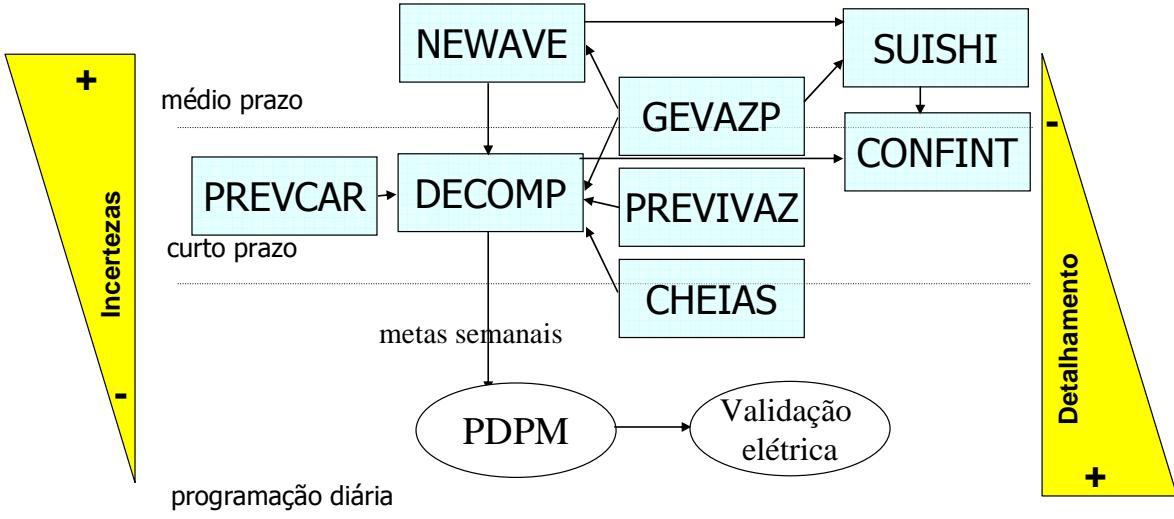


Figura B13: Sistemas computacionais utilizados pela ONS

Fonte: ONS (2007).

A seguir são apresentados, em detalhes, os modelos NEWAVE e o DECOMP:

**DECOMP** - Planejamento e Operação no curto prazo. É aplicado no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos e está adaptado ao ambiente de elaboração dos programas mensais de operação do sistema brasileiro. Seu objetivo é determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito a afluências estocásticas, de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. O modelo está formulado como um problema de programação linear, representando as características físicas e as restrições operativas das usinas hidroelétricas de forma individualizada.(CEPEL, 1997)

**NEWAVE** - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. O Programa NEWAVE resolve os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos empregando a técnica de programação dinâmica dual estocástica. Esta técnica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões sintéticas e calcula os custos marginais do sistema. O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar metas de geração para cada usina do sistema, a cada etapa, que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação. O modelo é utilizado para um amplo espectro de estudos de planejamento, como: informações sobre o consumo de combustível; estudos de políticas comerciais; estudos de política tarifária; estudos de política de racionamento; estudos de gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão. (CEPEL, 1997)

Posto isto, o grande dilema do setor elétrico reside em definir o mix ótimo de unidades de geração (hidroelétricas e termelétricas) no curto prazo, e este mix é

indicado através da definição do preço de curto prazo. Conforme mencionado no relatório da ABRACEL (2006): **Formação de preços de curto prazo no mercado brasileiro de energia elétrica - Análise do mecanismo atual:**

As principais características do problema de planejamento da operação do sistema de produção de energia brasileiro são (ABRACEL, 2006):

- acoplamento temporal: devido à predominância de fontes hidráulicas na matriz de geração, existe uma forte correlação entre decisões e consequências, fazendo com que as decisões tomadas num determinado momento tenham consequências em instantes futuros, às vezes distantes no tempo;
- existência de usinas em cascata no mesmo rio ou bacia hidrográfica pertencentes a diferentes agentes, o que gera a necessidade de operação integrada e centralizada por um elemento neutro (o ONS);
- regularização plurianual ou anual: a regularização (capacidade de armazenamento) dos reservatórios brasileiros é determinante na análise das possibilidades de enchimento e deplecionamento, determinando o compromisso da produção de energia hidráulica ou térmica frente aos períodos sazonais dos diferentes subsistemas; e
- problema estocástico: a rigor, o problema de planejamento da operação é um problema sob incertezas (carga, vazões, datas de entrada em operação) que vem sendo resolvido através de uma abordagem estocástica. Adotou-se buscar a representação detalhada do processo estocástico relacionado às vazões, através do estudo das características de um período de observações e a geração de possíveis cenários futuros para avaliação.

A abordagem empregada no Brasil utiliza técnicas de otimização matemática, considerando a modelagem estocástica das energias afluentes e a representação de todos os outros parâmetros de forma determinística. Assim, num dado mês, todas as informações de carga, limites de intercâmbio, entrada em operação de unidades geradoras são consideradas conhecidas e são analisados diferentes cenários de energias afluentes para a determinação da estratégia de operação (ABRACEL, 2006).

Os preços de energia no curto prazo são obtidos como um resultado deste processo de otimização do planejamento da operação do sistema interligado nacional. Este processo de otimização busca uma solução de mínimo valor esperado do custo de operação, considerando uma configuração de oferta (usinas hidráulicas, térmicas e linhas de transmissão) e demanda (carga dos subsistemas), e diferentes cenários para a disponibilidade hidráulica das bacias do sistema (cenários de energias afluentes). Conforme mencionado anteriormente, o único parâmetro modelado como uma variável estocástica é a energia afluente aos reservatórios equivalentes (ABRACEL, 2006).

Assim, vamos apresentar em detalhes esta variável estocástica Afluência Hídrica ou Energia Afluente, para o melhor entendimento da sua modelagem, pois se trata de uma variável que possui um componente aleatório, necessitando de um processo estocástico, que se traduz numa previsão através de modelo estatístico.

Primeiramente, quando observamos a série histórica da afluência hídrica, esta é sazonal com valor médio mensal que segue um ciclo anual: Nas bacias hidrográficas das regiões Norte, Nordeste e Sudeste brasileiros o período úmido (altas afluências) vai de novembro de um ano a março do ano seguinte (5 meses) e o período seco (baixas afluências) vai de abril a outubro (7 meses). Nas bacias hidrográficas do sul os períodos seco e úmido ocorrem de forma quase complementar aos das outras bacias.

Cabe destacar que a vazão afluente tem duas origens naturais: precipitação e aqüíferos (depósitos subterrâneos).

Assim, quando se necessita realizar uma previsão de Afluência Hídrica ou Energia Afluente, faz-se necessário adotar um modelo estatístico através de um processo estocástico, onde a incerteza da afluência depende da origem, pois para período úmido a precipitação tem maior incerteza e para período seco (aqüíferos) tem menor incerteza.

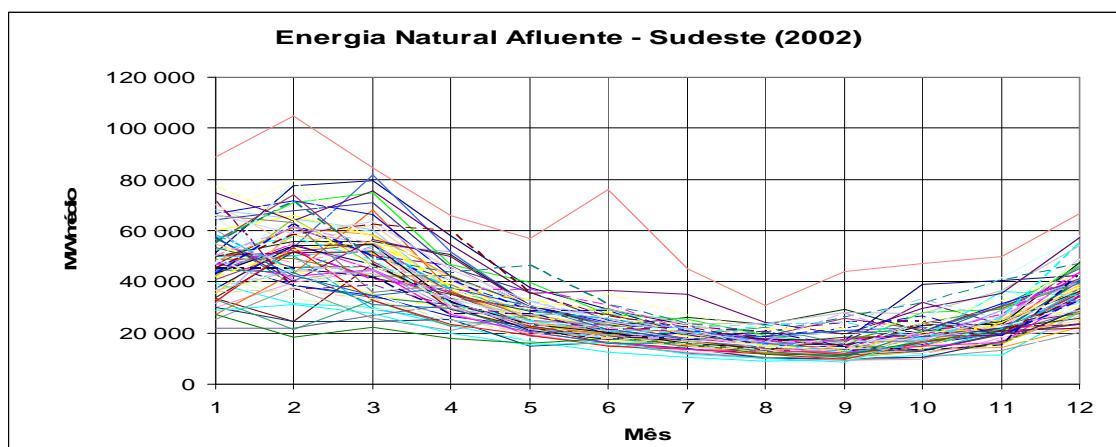


Gráfico B10: Energia natural afluente – Sudeste 2002.

Fonte: Petrobras (2006).

Outra característica da variável Afluência Hídrica ou Energia Afluente é a correlação serial (tendência hidrológica), pois se a afluência num mês for maior do que a média histórica daquele mês é mais provável que a afluência nos meses seguintes será também maior do que as respectivas médias históricas.

Se a afluência num mês for menor do que a média histórica daquele mês, é mais provável que a afluência nos meses seguintes será também menor do que as respectivas médias históricas.

A correlação serial (“memória temporal”) da afluência decorre do efeito do armazenamento da água nos aquíferos, sendo importante destacar que o efeito da correlação serial é mais notável no período seco, pois a afluência depende mais do aquífero.

A correlação serial (“memória temporal”) se traduz na dependência linear de uma variável estocástica em relação à outra, ou a outro período da mesma variável. Assim a afluência das bacias hídricas brasileiras apresenta correlação serial (“tendência hidrológica”) de ordem  $\leq 6$ , ou seja, a afluência no mês pode ser influenciada pela afluência de até 6 meses anteriores.

### **2.3B O Planejamento da Expansão do SIN - Sistema Interligado Nacional.**

Conforme explicitado anteriormente, foi analisado o planejamento da operação do SIN (ver item 4.2.2) e neste subitem será analisado o planejamento da expansão do SIN, que tem como objetivo determinar o acréscimo ótimo para a capacidade instalada de geração e de transmissão, tendo como critério econômico minimizar os custos de investimento e de operação, escolhendo os empreendimentos com o menor Índice Custo-Benefício. Os responsáveis são a EPE e os Agentes e o NEWAVE é a principal ferramenta computacional (VEIGA et al., 2007).

No novo modelo institucional do setor, o processo de expansão do parque gerador e das instalações de transmissão, acontece a partir da participação em leilões de usinas geradoras e de sistemas de transmissão com participação de agentes públicos e privados de forma equânime.

Após a definição das novas usinas geradoras através dos leilões públicos e com base na previsão de crescimento das cargas, é estabelecida a expansão do sistema de transmissão, também por leilões públicos (novas linhas de transmissão e subestações da rede básica) necessária para o transporte de energia elétrica desde as fontes de produção até o local de consumo, atendendo a critérios de confiabilidade, continuidade e segurança no abastecimento.

De forma indicativa o Plano Decenal elaborado pela EPE representa um importante balizador para os investimentos futuros dos agentes no que diz respeito às novas unidades de geração e linhas de transmissão e subsidia a realização dos futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e de novas instalações de transmissão; a definição de quais estudos de expansão da transmissão devem ser priorizados e quais estudos de inventários deverão ser atualizados.

Por isso, é que a EPE, com base no Plano Decenal, calcula as Parcelas do Índice Custo-Benefício (ICB), que servirá como Índice de Competitividade entre as usinas que participam dos leilões, sendo Benefícios a Garantia Física (GF) e Custos os investimentos fixos e de operação.

Desse modo, conforme o exposto nos parágrafos acima, torna-se necessário entender a fórmula de cálculo do ICB de uma termelétrica a gás, bem como avaliar a sua competitividade perante as outras fontes térmicas. Pois a sua competitividade perante as outras fontes térmicas significará expansão do parque térmico a gás natural e consequentemente a necessidade de maior disponibilidade desse combustível com uma demanda de caráter aleatório.

### 2.3.1B Leilões de Energia Nova

Os leilões de Energia Nova (EN) têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras. Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (15-30 anos) são oferecidos aos geradores candidatos.

A cada ano, dois tipos de leilões de EN são realizados:

- a) Leilão Principal (A-5) – este leilão oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em 5 anos após o leilão. Assim, com estes prazos, este contrato viabilizará ao investidor (vencedor do leilão) obter o *project finance*, e oferece o tempo necessário para construção da nova planta. Além de garantir a expansão do sistema, a redução no risco do investidor deverá levar a um menor custo para nova capacidade.

b) Leilão Complementar (A-3) – este leilão também oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos. Neste caso, porém, as usinas devem entrar em operação 3 anos após o leilão. A idéia é criar um complemento para o leilão A-5 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. A fim de restringir a contratação das distribuidoras nos leilões A-3, foi criado um limite de repasse às tarifas para o montante que excede a 2% da demanda verificada dois anos antes à sua realização (ano A-5).

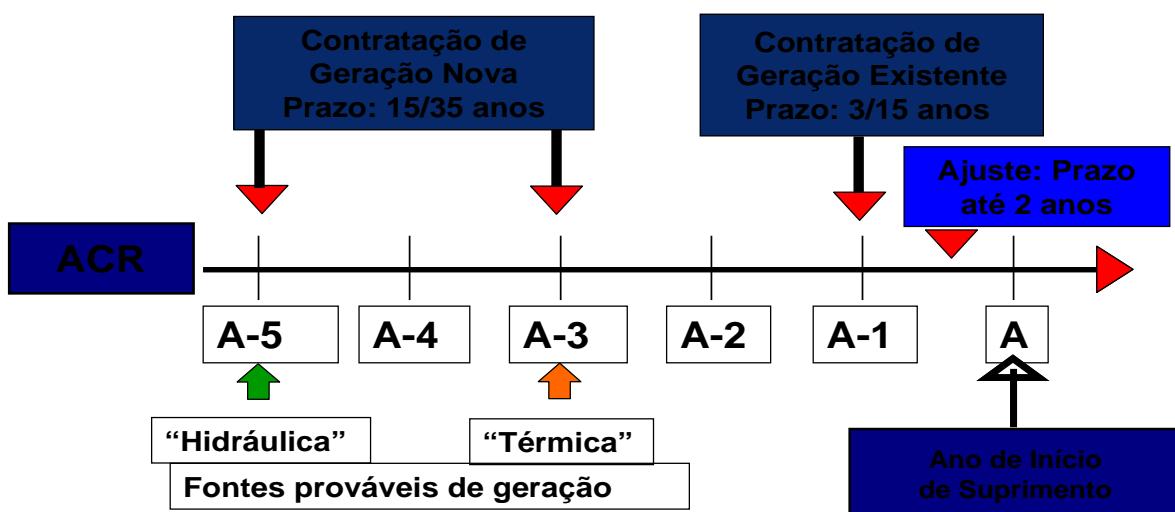


Figura B14: Prazos de entrega dos contratos para os diferentes leilões de energia  
Fonte: ANEEL (2007)

A razão para existência destes dois tipos de leilões é o reconhecimento do benefício do menor período de construção de determinadas usinas (termelétricas), mesmo que sua energia, em tese, seja mais cara que de usinas que necessitam um maior prazo de construção (hidrelétricas). Isto porque, com a grande incerteza no crescimento da demanda, uma menor diferença do prazo entre a decisão de compra (início de construção da usina) e entrega da energia (conclusão da usina) representa uma mitigação dos riscos de sobre- e/ou subcontratação por parte das distribuidoras.

### 2.3.1.1B *O Cálculo do ICB e da Garantia Física das Termelétricas – Leilão de Energia Nova*

Conforme mencionado, a participação dos projetos de geração nos leilões de energia nova parte do cálculo do ICB e no caso específico das termelétricas os agentes declaram: Potência efetiva (Potef); Fator de capacidade (FCmax); Índices de indisponibilidade (TEIF e IP); Inflexibilidade operativa e Custo Variável Unitário (CVU). Por sua vez a EPE calcula: Garantia Física, conforme a Portaria MME 303/2004; COP (valor esperado do custo de operação) e CEC (valor esperado do custo de liquidação).

Por conseguinte, as usinas termelétricas apresentam a seguinte estrutura de custos:

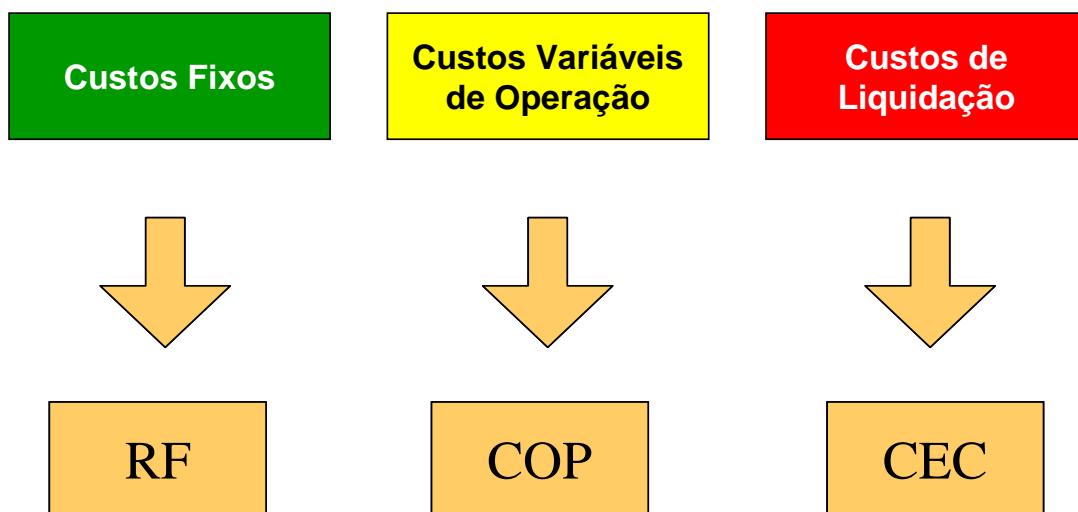


Figura B15: Estrutura de custo das usinas termelétricas  
Fonte: Petrobras (2007)

Assim o cálculo do ICB é dado por:

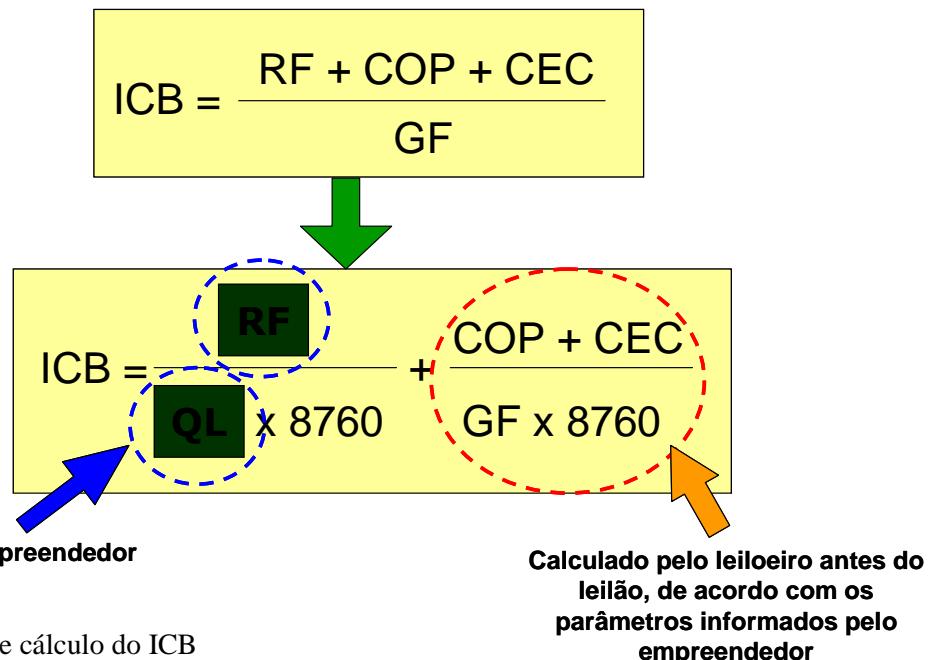


Figura B16: Fórmulas de cálculo do ICB

Fonte: Petrobras (2007)

O método de cálculo da Garantia Física, que representa a contribuição esperada da usina no suprimento energético do sistema, também é descrito na Portaria MME 303/2004 e consiste dos seguintes passos: definição da configuração de referência e das premissas de cálculo (Plano Decenal); rateio da oferta total entre hídricas e térmicas; rateio da oferta hidráulica proporcionalmente às energias firmes das usinas hidrelétricas; rateio da oferta térmica, levando em conta o CVU e a inflexibilidade.

No caso específico das Termelétricas a Garantia Física é dada pela seguinte formula algébrica:

$$GF_{UTE} = FT_{UTE} \times \text{carga critica}$$

$$\text{Onde } FT_{UTE} = \frac{\sum (GT_{UTE} \times CMO)}{\sum [(GH_{TOTAL} + GT_{TOTAL}) \times CMO]}$$

Ou seja, o valor da Garantia Física depende dos cenários de CMO e despachos projetados a futuro, e que a geração mínima da usina, declarada pelo agente, será considerada pelo ONS na otimização do uso dos recursos do Sistema Interligado.

Para ilustrar, apresentar-se-á na tabela B2, a seguir, uma estimativa da Petrobras para o ICB por tipo de tecnologia, tendo com TIR para os acionistas de 14% e alavancagem de 70%. Os preços contemplam todos os custos diretos, tributos e encargos.

Tabela B2: ICB estimado por fonte de geração

<b>Tecnologia</b>	<b>ICB (R\$/MWh)</b>
<b>UHE</b>	<b>125 - 135</b>
<b>GN CC</b>	<b>165 – 175</b>
<b>GNL</b>	<b>140 – 150</b>
<b>Carvão</b>	<b>165 - 175</b>
<b>Óleo Combustível</b>	<b>135 – 145</b>
<b>Óleo Diesel</b>	<b>140 - 150</b>
<b>Biomassa (custo real)</b>	<b>100 - 115</b>
<b>Biomassa (oportunidade)</b>	<b>&gt; 140</b>

Fonte: Petrobras (2007) (estimativas para o leilão de energia nova 2007, com base em parâmetros da época).