

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 644

**A INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS DE GÁS
NATURAL E ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Luiz Fernando Rocha de Faria

DATA DA DEFESA: 10/12/2010

Universidade Federal de Minas Gerais
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**A INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS DE GÁS
NATURAL E ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Luiz Fernando Rocha de Faria

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte - MG

Dezembro de 2010

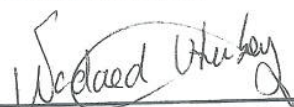
**"A Integração dos Mercados de Gás
Natural e Energia Elétrica No Brasil"**

Luiz Fernando Rocha de Faria

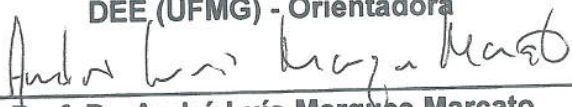
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 10 de dezembro de 2010.

Por:



Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG) - Orientadora



Prof. Dr. André Luís Marques Marcato
(UFJF)



Profa. Dra. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG)

Agradecimentos

Agradeço a Deus, a força superior que desde sempre vêm guiando a minha vida.

A meus pais, Farlene e José Geraldo, pela importância que sempre deram à minha educação. E em especial ao carinho e incentivo incondicionais que sempre recebi da minha querida mãe.

A meus queridos irmãos, Leo e Bernardo, que apesar da distância estão cada vez mais presentes na minha vida. Meus grandes amigos.

A Janaína, minha noiva e adorável companhia de todas as horas, pelo amor, pela dedicação, pela paciência e pelo estímulo no decorrer desse trabalho e de toda a nossa vida juntos.

A toda minha família, de Juiz de Fora e Belo Horizonte, e aos amigos espalhados por todo o país, pela força de sempre e pela torcida sincera.

À minha orientadora Wadaed, pelas significativas contribuições neste trabalho e por acreditar em mim desde o dia em que fomos apresentados, ainda em 2006.

Aos meus colegas de trabalho pela amizade, colaboração e intercâmbio de idéias, contribuindo muito para a conclusão desta dissertação.

Aos membros da Banca por aceitarem o convite e pelas sugestões e contribuições a serem feitas.

E finalmente, agradeço a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão deste trabalho.

A todos que torcem por mim.

Resumo

Apesar de existirem mercados de gás natural e energia elétrica integrados e bem desenvolvidos em diversas partes do mundo, isto ainda não pode ser observado no Brasil. O que se verifica no país é um setor de gás com infra-estrutura incipiente, ainda em estágio inicial de desenvolvimento e um setor elétrico predominantemente hidrelétrico, com pouquíssima interação com o anterior. Além disso, as usinas termelétricas movidas a gás natural, principais fatores de integração entre aqueles mercados, enfrentam sérias dificuldades para se viabilizarem. Nesse contexto, esta dissertação procura, em uma primeira etapa, analisar o histórico e as experiências verificadas nos mercados brasileiros e de alguns países ao redor do mundo. Em seguida, discute os motivos pelos quais a integração desses mercados é justificável e aponta quais os pontos comuns e necessários para que esse processo aconteça de fato. Posteriormente são abordados os grandes entraves nacionais e apresentada uma pesquisa de opinião com especialistas no assunto sobre os obstáculos e as soluções aplicadas ao Brasil. E, por fim, o trabalho traz uma perspectiva otimista de futuro para a viabilização do processo de integração dos mercados brasileiros de gás e energia, advinda de conjecturas setoriais que incluem as novas técnicas de exploração de gás a partir da pedra de xisto e as recentes descobertas de reservas com grande potencial de exploração de petróleo e gás natural nas camadas pré-sal da costa brasileira.

Palavras-Chave: Integração; Gás Natural; Energia Elétrica; Energia; Mercados; Usinas Termelétricas.

Abstract

Although there are markets of natural gas and electricity integrated and well developed around the world, this is not the case of Brazil. What we see here is a natural gas sector with an incipient infrastructure, still in its early stages of development and a predominantly hydroelectric power sector, with little interaction with the former. In addition, the power plants fueled by natural gas, the main factors of integration between those markets, face difficulties in getting feasibility. In this context, this dissertation presents, initially, a bit of the history and the experiences found in the natural gas and electricity markets in Brazil and in some countries around the world. In the sequence, it discusses the reasons that justify the integration of these markets and indicates which points are common and necessary to this process take place. It shows the major obstacles responsible for the little integration found among Brazilian gas and energy sectors. It also presents a research among experts, on their opinion about the obstacles and solutions that could be applied to the Brazilian case. Finally, this work brings an optimistic outlook for the future integration feasibility of those markets in the country, coming from some conjectures that include the new techniques for exploiting the shale gas and the newly discovered reserves with great potential for oil and natural gas in the pre-salt layers of the Brazilian coast.

Keywords: Integration; Natural Gas; Electricity; Energy; Markets; Thermal Power Plants.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Motivação do Trabalho	2
1.2	Objetivos da Dissertação	4
1.3	Estrutura da Dissertação	5
2	O Setor de Gás Natural no Mundo	7
2.1	Um Panorama Mundial	7
2.1.1	As Reservas, a Produção e o Consumo de Gás Natural no Mundo	9
2.1.2	O Comércio Internacional de Gás Natural	13
2.2	Os Mercados Maduros de Gás Natural ao Redor do Mundo	14
2.2.1	O Mercado dos Estados Unidos	14
2.2.2	O Mercado Europeu: União Européia e Rússia	18
2.2.3	O Mercado do Japão	22
2.3	As Ferramentas de Flexibilidade pelos Lados da Oferta e da Demanda Utilizadas em Mercados Maduros de Gás Natural	24
2.3.1	O Empacotamento de Gasodutos	24
2.3.2	O Gás Natural Liquefeito – GNL	25
2.3.3	As Estocagens Subterrâneas de Gás Natural – ESGN	26
2.3.4	Os Consumidores Interruptíveis	27
2.3.5	A Sinalização de Preços	27
2.3.6	Os Consumidores Bicombustíveis	27
2.3.7	O Ar Propanado	28
2.4	Considerações Finais	28

3	O Setor de Gás Natural no Brasil	30
3.1	Histórico	30
3.2	Análises Sub-Setoriais da Indústria Brasileira de Gás Natural	33
3.2.1	As Reservas de Gás Natural no Brasil	34
3.2.2	A Produção e a Oferta de Gás Natural no Brasil	36
3.2.3	A Importação de Gás Natural no Brasil	39
3.2.4	A Infra-Estrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil	40
3.2.5	A Infra-Estrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil	41
3.2.5.1	O GASBOL	43
3.2.6	A Distribuição de Gás Natural no Brasil	45
3.3	O Mercado de Gás Natural no Brasil	46
3.3.1	A Precificação do Gás Natural no Brasil	48
3.4	Considerações Finais	50
4	O Setor de Energia Elétrica no Mundo	51
4.1	Em Países Industrializados	51
4.1.1	Nos Estados Unidos	52
4.1.2	Na Europa	53
4.1.2.1	O Nord Pool	54
4.2	Em Países em Desenvolvimento	56
4.2.1	Os Países Sul Americanos	58
4.3	Considerações Finais	59

5	O Setor de Energia Elétrica no Brasil	60
5.1	O Histórico	60
5.2	A Estrutura Institucional do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	62
5.3	O Funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro	64
5.3.1	O Livre Acesso ao Sistema de Transmissão	64
5.3.2	A Operação Centralizada do Sistema Elétrico	65
5.3.3	A Estrutura do Mercado	68
5.3.4	A Comercialização de Energia Elétrica	71
5.3.5	O Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico	74
5.3.6	As Usinas Termelétricas Movidas a Gás Natural	75
5.4	Considerações Finais	77
6	A Integração dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica	79
6.1	Por que os Dois Mercados Devem Ser Integrados?	79
6.2	Características Comuns ao Desenvolvimento de Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica ao Redor do Mundo	86
6.2.1	Sobra Estrutural	87
6.2.2	Investimentos em Infra-Estrutura	87
6.2.3	Utilização Eficaz dos Avanços Tecnológicos	88
6.2.4	Regulação Voltada para a Liberação	90
6.2.5	Incentivo à Geração de Termo-Eletricidade a Gás Natural	91
6.2.6	Visão de Planejamento Integrado	91
6.2.7	Incentivo à Utilização de Ferramentas de Flexibilidade de Mercado	91
6.3	A Integração Atual dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil	92
6.3.1	As Peculiaridades do Setor Eletro-Energético Brasileiro	92
6.3.2	A Legislação do Setor de Gás Natural	94
6.3.3	Os Estágios Distintos de Maturidade e Desenvolvimento dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural	97
6.4	Pesquisa: Opinião de Especialistas – Obstáculos e Soluções	99
6.4.1	A Metodologia de Pesquisa	99

6.4.2 Os Resultados	100
6.5 Síntese do Atual Momento dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil	104
6.6 Considerações Finais	105
7 Perspectivas Futuras de Integração dos Mercados de Energia Elétrica e Gás Natural no Brasil	106
7.1 O Gás do Xisto Betuminoso: Uma Revolução Mundial	106
7.2 O Pré-Sal Brasileiro: Impacto no Mercado Brasileiro de Gás Natural	110
7.3 Perspectivas Futuras para a Integração dos Mercados Brasileiros	111
7.4 Considerações Finais	114
8 Conclusões	115
Referências Bibliográficas	118
Bibliografia	120
ANEXO I	122
ANEXO II	124

Lista de Figuras

Figura 2.1	Reservas de Gás Natural no Mundo em Trilhões de Metros Cúbicos
Figura 2.2	Fluxos Comerciais de Gás Natural – 2009
Figura 2.3	Energia Total Consumida nos Estados Unidos em 2007
Figura 2.4	Consumo Setorial de Gás Natural nos Estados Unidos em 2007
Figura 2.5	Mapa de Rede de Gasodutos dos Estados Unidos / América do Norte
Figura 2.6	Principais Gasodutos do Continente Europeu
Figura 2.7	Cadeia de Valor do GNL
Figura 3.1	Reservas provadas de Gás Natural no Brasil de 1965 a 2009
Figura 3.2	Estrutura Regulatória do Setor de Gás Natural do Brasil
Figura 3.3	Reservas Provadas de Gás Natural por Unidade da Federação em 2009
Figura 3.4	Produção de Gás Natural por Estado em 2009
Figura 3.5	Produção de Gás Natural por Estado em 2010
Figura 3.6	Rede de Gasodutos Brasileira
Figura 3.7	Mapa do traçado do Gasoduto Brasil-Bolívia
Figura 3.8	Distribuidoras Brasileiras de Gás Natural e as Participações da Petrobras
Figura 5.1	Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro
Figura 5.2	Sistema Interligado Nacional - SIN – Horizonte 2012
Figura 5.3	Sistema Interligado Nacional - SIN Brasileiro Sobreposto na Europa
Figura 5.4	Funções de Custos Futuro e Imediato
Figura 5.5	Os Sub-Sistemas do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica
Figura 5.6	Leilões de Energia Elétrica no ACR
Figura 6.1	Interação esquemática dos Sistemas de Energia Elétrica e Gás Natural
Figura 6.2	A Integração entre Mercados Maduros de Gás Natural e Energia Elétrica
Figura 6.3	O desafio do Operador do Sistema Elétrico Brasileiro
Figura 6.4	Principais Pontos de Destaque da “Lei do Gás”
Figura 7.1	Possibilidades de Utilização do Gás Natural Advindo do Pré-Sal

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Reservas de Gás Natural no Mundo – 2009
Tabela 2.2	Produção Mundial de Gás Natural Mundial – 2009
Tabela 2.3	Consumo de Gás Natural Mundial – 2009
Tabela 2.4	Consumo de Gás Natural no Japão
Tabela 3.1	Reservas Provadas de Gás Natural de 1980 a 2009
Tabela 3.2	Importação de Gás Natural Via de Gasodutos por Empresas – 2009-2010
Tabela 3.3	Capacidade Nominal de Processamento de Gás Natural Existente
Tabela 3.4	Preços do Gás Natural no Brasil em abril de 2010
Tabela 5.1	Histórico de PLDs
Tabela 6.1	Características dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural
Tabela 6.2	Analogias Físicas Entre os Setores de Energia Elétrica e Gás Natural
Tabela 6.3	Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural
Tabela 6.4	Comparação entre os Setores de Energia Elétrica e Gás Natural
Tabela 6.5	Resultados Quantitativos
Tabela 6.6	Obstáculos e Soluções

Lista de Gráficos

Gráfico 2.1	Participação do Gás Natural na Oferta Primária de Energia no Mundo
Gráfico 2.2	Participação do Gás Natural na Produção Mundial de Energia Elétrica
Gráfico 2.3	Parcela do Gás Natural no Consumo de Energia Primária na Europa até 2008
Gráfico 2.4	Consumo Europeu de Gás Natural em 2007-2008
Gráfico 2.5	Importação Européia Percentual de GNL e GN Convencional em 2008
Gráfico 2.6	Importação Japonesa de GNL em 2006-07
Gráfico 3.1	Balanço da Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil 2000-08
Gráfico 3.2	Evolução Segmentada do Consumo de Gás Natural no Brasil
Gráfico 3.3	Produção de Gás Natural 2009
Gráfico 3.4	Produção de Gás Natural 2010
Gráfico 3.5	Queima e Perda de Gás em Relação à Produção Total – 2000 a 2010
Gráfico 3.6	Composição da oferta de gás natural no Brasil de 2000 a 2010
Gráfico 3.7	Previsão de Balanço de Gás Natural no Brasil – 2008 a 2013
Gráfico 3.8	Evolução da Malha de Gasodutos de Transporte – 1972 a 2009
Gráfico 3.9	Evolução da Movimentação de Gás Natural no Gasbol de 2000 a 2010
Gráfico 3.10	Matriz Energética Brasileira
Gráfico 3.11	Previsão de Demanda de Gás Natural por Setor de Atividade
Gráfico 5.1	Evolução Percentual da Capacidade de Armazenamento dos Reservatórios de Água do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
Gráfico 5.2	Expansão Térmica Contratada por Região no Brasil
Gráfico 5.3	Quantidade de Energia Elétrica Comercializada por Ambiente de Mercado
Gráfico 5.4	Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e Subsistema
Gráfico 5.5	Preços de Liquidação das Diferenças no Brasil
Gráfico 6.1	Interação entre os Custos de Energia Elétrica e Gás Natural no Mercado Atacadista do ISO-NE (EUA) durante os anos de 2005-08
Gráfico 6.2	Capacidade de Geração de Energia Elétrica do ISO-NE (EUA) por tipo de Combustível
Gráfico 6.3	Preços Médios Mensais do Gás Natural e da Energia Elétrica no Reino Unido de 2002-08
Gráfico 6.4	Comparação entre os Setores de Energia Elétrica e Gás Natural
Gráfico 7.1	Produção de Gás Não Convencional nos Estados Unidos
Gráfico 7.2	Importações Anuais de Gás Natural Liquefeito nos Estados Unidos

Gráfico 7.3	Comparação das Projeções de Importação de GNL dos Estados Unidos
Gráfico 7.4	Projeção de Preços do GNL no Henry Hub
Gráfico 7.5	Perspectivas de Aumento da Oferta de Gás Natural no Brasil

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Em diversas partes do mundo, os setores de gás natural e energia elétrica deram origem a mercados dinâmicos e pujantes que, em grande parte, foram responsáveis pelo desenvolvimento infra-estrutural e pelo avanço na segurança energética de muitos países. Esse estágio foi alcançado, principalmente, devido ao benéfico fenômeno de integração entre os mercados de gás natural e energia elétrica verificado naqueles lugares.

Com a expansão das reservas provadas¹ e da produção de gás natural em nível mundial, a construção de usinas termelétricas movidas a partir deste combustível foi fortemente incentivada. E a partir de então, com sua popularização, estas usinas passaram a assumir o importante papel de “elo integrador”, com possibilidade de atuação em ambos os mercados, comprando e vendendo gás natural e energia elétrica de acordo com suas necessidades e as oportunidades de mercado.

Entretanto, no Brasil, os setores de gás natural e energia elétrica ainda se mostram muito pouco integrados. O setor elétrico, apesar da recente expansão em fontes de geração térmica, é predominantemente hidrelétrico e o setor de gás ainda se encontra em um estágio muito incipiente de desenvolvimento.

Contudo, o novo horizonte que se apresenta ao Brasil traz consigo um grande leque de oportunidades nos diversos setores relacionados ao tema “energia”, e em especial, aos setores de petróleo e gás natural, devido às recentes descobertas de grandes reservas potenciais desses combustíveis nas camadas pré-sal localizadas em diversos pontos da costa brasileira.

¹ Reservas provadas são áreas cujos reservatórios estão em produção ou cujos fluídos nele existentes têm sua existência e capacidade de produção comercial estimadas com elevado grau de certeza por testes e análises de dados geológicos e de engenharia.

Dessa forma, o desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e a viabilidade de sua possível integração ao, já existente, mercado de energia elétrica são temas que ganham destaque e passam a ser fortemente discutidos no cenário nacional.

1.1. Motivação do Trabalho

Quando se analisa os mercados de gás natural e energia elétrica existentes em diversos países, constata-se, em função de uma série de sinergias existentes entre eles, uma tendência global de integração e, quem sabe, até mesmo de unificação dos mesmos. De acordo com Barroso *et al.* (2009) os mercados de energia elétrica não operam isoladamente, e o mesmo pode ser dito para o mercado de gás natural. A eletricidade, e seus MWh, o gás natural, e seus milhões de metros cúbicos, estão cada vez mais sendo enxergados e comercializados em mercados ao redor do mundo, como energéticos de uso comum e auto-substituíveis, convertidos em BTU.

Estas relações de integração e auto-influência verificadas entre aqueles mercados são abordadas em diversos artigos acadêmicos provenientes de diferentes regiões do mundo. Woo *et al.* (2006) retrata em seu trabalho a realidade verificada na Califórnia, já Mejía e Brugman (2005) descrevem a situação colombiana. Oliveira (2007) aborda a questão da integração energética de alguns países sul-americanos e ainda existem diversas visões a respeito do assunto em lugares como a Turquia, descrita em Hacısalihoglu (2008), as Ilhas Canárias, em Ramos-real *et al.* (2007), a América do Norte, em Wilson (1997) e os Países Nórdicos, em Hellmer e Warell (2009), além de muitas outras não menos importantes.

Olhando para o que vem acontecendo com os mercados brasileiros de gás natural e energia elétrica, observa-se que o país pode estar, mais uma vez, perdendo o “trem do progresso”, já que aqueles mercados vêm se desenvolvendo de formas distintas e muito pouco integradas, contrariando a “receita de sucesso” já experimentada em outros países. Dessa forma, este tema vem sendo largamente discutido no meio acadêmico e diversas propostas de aprimoramento e incentivo à integração daqueles mercados foram apresentadas, como por exemplo, “a coordenação do planejamento da expansão e da operação dos setores brasileiros de energia elétrica e gás natural”, desenvolvida por Kelman (2009), “a importância das flexibilidades na oferta e na demanda de gás natural no Brasil e seus impactos na integração dos mercados de energia e gás”, abordada por Almeida (2008), ou ainda, as justificativas técnico-

econômicas para a integração dos sistemas de gás natural e energia elétrica no Brasil, desenvolvida por Unsihuay-Vila *et al* (2009).

O setor de gás natural, em nível mundial, se desenvolveu muito ao longo do século passado, principalmente, por se tratar de uma fonte energética pouco agressiva ao meio ambiente e por se tornar uma alternativa ao petróleo e seus subprodutos diretos. No Brasil, este setor apresentou um comportamento desenvolvimentista mais lento, já que, em função do clima tropical brasileiro, o gás não teve seu consumo popularizado para o aquecimento de residências, como nos países frios e, ao mesmo tempo, não foi incentivado nos setores industriais e de geração de energia elétrica. Com isso, o mercado e a infra-estrutura nacionais de gás natural se encontram, nos dias de hoje, pouco maduros e ainda em estágio de desenvolvimento.

O setor de energia elétrica, como descrito em Bhattacharya *et al.* (2001), passou por reformas importantes a partir das duas últimas décadas do século XX em quase todos os países ocidentais. O modelo regulado e monopolista, vigente até então, deu lugar a ambientes desregulamentados, diversificados e competitivos, originando verdadeiros “mercados de eletricidade”. Nesse campo, o que se verificou no Brasil, como descrito em Oliveira (2007), não foi muito diferente do acontecido no resto do mundo. A partir de 1995 uma importante reforma setorial começou a se implementar e acabou culminando em um modelo regulatório baseado na competição nas cadeias de geração e comercialização, no livre e indiscriminado acesso à malha de transmissão e na regulação da distribuição de energia elétrica. Assim, atualmente, o mercado de eletricidade e a estrutura do setor elétrico brasileiros já atingiram um razoável grau de maturidade, mas, ainda, pecam por apresentarem um nível muito pequeno de integração com o mercado de gás natural.

Os mercados de gás natural e energia elétrica são, em teoria, física e economicamente interdependentes. Suas cadeias de produção têm como principal ponte integradora as usinas termelétricas, já que estas são importantes consumidoras de gás e produtoras de eletricidade. Além disso, ambos os setores são capital-intensivos², possuem extensas malhas de transportes e atendem a um grande e variado nicho de consumidores.

Quando se pensa em mercados integrados de gás natural e energia elétrica, e desconsidera-se algumas particularidades regionais existentes, não é difícil apontar as

² Necessitam de um grande volume de recursos financeiros para a viabilização de seus projetos estruturantes.

características comuns necessárias para a viabilização de seus processos de desenvolvimento e integração. Como exemplo, menciona-se os maciços investimentos em infra-estrutura de produção e transporte em ambos os setores, os modernos e eficazes arcabouços regulatórios estimulando a integração desses mercados, a visão integrada de planejamento de longo prazo, os incentivos à geração térmica de energia elétrica a partir do combustível gás natural, dentre outras.

Além disso, como discutido por Fernandes (2008), em ambientes onde os mercados de gás e energia interagem através de um razoável parque termelétrico inserido em sua matriz elétrica, importantes questões como a confiabilidade do sistema elétrico e as deficiências e restrições de transmissão de eletricidade são minimizadas ou até mesmo solucionadas. E ainda, em casos como o brasileiro, cuja matriz elétrica é majoritariamente hidrelétrica, e atualmente se enfrentam grandes dificuldades ambientais para a implementação de novas usinas e reservatórios hídricos, os empreendimentos termelétricos movidos a gás natural se configuram como uma importante opção de expansão do sistema.

Neste contexto, este trabalho tem a intenção de abordar, através de uma cuidadosa revisão bibliográfica, as atuais dificuldades de integração dos mercados brasileiros de gás natural e energia elétrica. Buscando apresentar alguns caminhos e soluções a serem perseguidas para que estes mercados se desenvolvam e se integrem de forma efetiva e sustentável.

1.2. Objetivos da Dissertação

Os principais objetivos desta dissertação são discutir os motivos pelos quais os mercados brasileiros de gás natural e energia elétrica ainda não estarem integrados nos dias atuais e debater os possíveis caminhos e ações para que eles venham a se integrar num futuro próximo.

Para tal, e de forma a se enriquecer a discussão acima proposta, são apresentadas as seguintes abordagens referentes ao tema em discussão:

- Uma cuidadosa revisão bibliográfica dos setores de gás natural e energia elétrica no Brasil e no mundo;
- Os motivos pelos quais os mercados de gás natural e energia elétrica, em estágio maduro de desenvolvimento, tendem a funcionar de forma integrada;

- Os atuais estágios de desenvolvimento desses mercados no Brasil, destacando os principais obstáculos para uma maior integração entre ambos e explanando possíveis soluções para que se atinja, no país, o grau de integração encontrado em outras partes do mundo;
- A visão de especialistas, tomadores de decisão nos setores de energia e gás, sobre os maiores desafios para a integração dos mercados de gás natural e energia elétrica no Brasil;
- A projeção de um possível caminho para a integração, a partir da expectativa de exploração do gás natural advindo das camadas do pré-sal brasileiro e do desenvolvimento da extração do gás natural oriundo da pedra de xisto (*shale gas*), em nível internacional.

1.3. Estrutura da Dissertação

Este trabalho está dividido em oito capítulos, incluindo esta unidade introdutória, compondo seu primeiro capítulo.

Os Capítulos 2 e 3 são dedicados a explicar as principais características, atuais e históricas, de mercados de gás natural mundiais e brasileiro, respectivamente.

O Capítulo 4 traz, por sua vez, o histórico e a atual situação de alguns destacados mercados internacionais de energia elétrica. Já o Capítulo 5 descreve as transformações e o atual funcionamento do setor elétrico brasileiro e de seu recente mercado atacadista de energia elétrica.

O Capítulo 6 aponta as principais motivações técnicas e econômicas que justificam a necessidade de integração dos mercados de gás natural e energia elétrica. Aponta e explica alguns dos mais importantes fatores para a viabilização de um modelo integrado de desenvolvimento para ambos os mercados. Discute, para o caso brasileiro, as peculiaridades existentes em ambos os setores e apresenta, através de uma pesquisa de opinião realizada com diversos profissionais atuantes no setor, os principais desafios para a integração daqueles mercados no Brasil.

O Capítulo 7 apresenta algumas perspectivas de futuro para a viabilização da integração dos mercados de gás natural e energia elétrica no Brasil em função de projeções de aumento da produção mundial do gás natural oriundo da pedra de xisto

(*shale gas*) e da provável sobre-oferta do gás nacional oriunda da exploração das camadas pré-sal, recentemente descobertas na costa brasileira.

E, finalmente, o Capítulo 8 traz as considerações finais pertinentes aos assuntos desenvolvidos e a conclusão do trabalho.

CAPÍTULO 2

O SETOR DE GÁS NATURAL NO MUNDO

Este capítulo aborda o contexto histórico relacionado ao gás natural a nível mundial em seu primeiro tópico. Em seguida apresenta o funcionamento e as principais características de alguns mercados maduros desse energético e, por fim, descreve algumas ferramentas de flexibilidade de uso muito utilizadas na indústria de gás natural.

2.1. Um Panorama Mundial

Apenas a partir do terceiro quarto do século passado, o gás natural passou a ter relevante importância na matriz energética mundial.

Durante o século XIX, nos Estados Unidos, este energético era considerado um problema quando encontrado associado ao petróleo, pois exigia uma série de procedimentos de segurança que encareciam e complicavam as atividades de prospecção.

No decorrer do século XX, o gás natural foi se estabelecendo e desde a década de 1980, seu consumo passou a apresentar uma grande expansão e acabou por tornar-se a fonte de energia de origem fóssil a registrar os maiores índices mundiais de crescimento. Posição esta ainda detida nos dias de hoje.

De acordo com dados divulgados pela *International Energy Agency, IEA*, entre os anos de 1973 e 2007, a produção mundial de gás natural mais que dobrou, ao passar de 1.200 para cerca de 3.000 bilhões de metros cúbicos anuais.

Dessa forma, atualmente, o gás natural ocupa a terceira colocação na matriz energética mundial, atrás do carvão e dos derivados de petróleo. E, quando se analisa apenas as principais fontes produtoras da energia elétrica, este combustível aparece

em segundo lugar, sendo superado apenas pelo próprio carvão, conforme pode ser observado nos gráficos seguintes:

Gráfico 2.1 - Participação do Gás Natural na Oferta Primária de Energia no Mundo

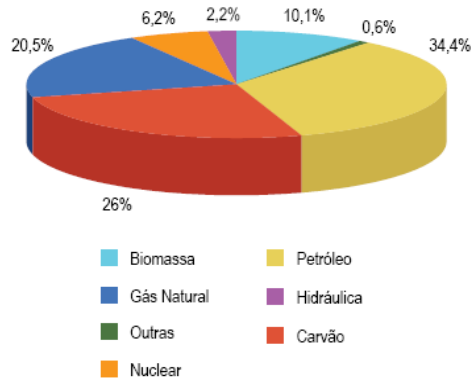
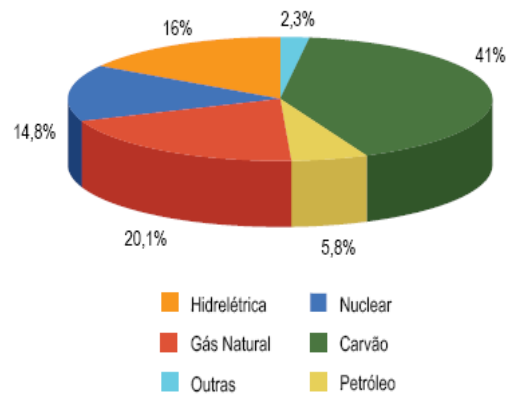


Gráfico 2.2 - Participação do Gás Natural na Produção Mundial de Energia Elétrica



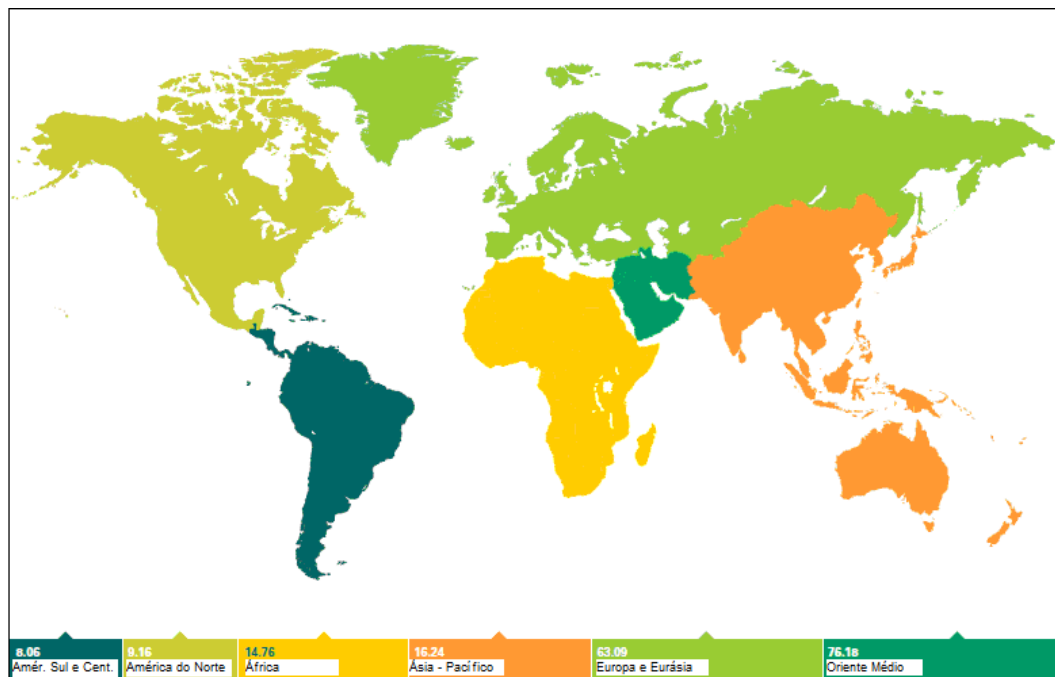
Fonte: IEA

O interesse pelo gás natural está diretamente relacionado à busca de alternativas ao petróleo e de fontes menos agressivas ao meio ambiente. E, dessa forma, diversos países passaram a incentivar a implementação da geração de eletricidade a partir de usinas termelétricas movidas a gás natural. Além disso, em países de clima frio, o uso desse energético foi popularizado para fins de aquecimento residencial e comercial durante as rigorosas estações de inverno.

Este comportamento resultou na intensificação das atividades de prospecção e exploração deste recurso. Como consequência, houve uma forte expansão volumétrica e geográfica das reservas provadas de gás natural ao redor do mundo.

Sua nova distribuição geográfica pode ser observada na Figura 2.1. Esta nova ordem mundial foi muito favorável ao transporte e as exportações de gás natural, solucionando um dos grandes entraves à disseminação desse energético a nível mundial.

Figura 2.1 - Reservas de Gás Natural no Mundo em Trilhões de Metros Cúbicos - 2009



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2010

A título de curiosidade, de acordo com a publicação *BP Statistical Review of World Energy 2010*, as reservas provadas mundiais de gás natural, até o fim do ano de 2007, eram suficientes para o abastecimento global durante os próximos 60 anos ³.

2.1.1. As Reservas, a Produção e o Consumo de Gás Natural no Mundo

De acordo com a Tabela 2.1, a seguir, as reservas provadas mundiais de gás natural já alcançavam, no fim de 2009, quase 190 trilhões de metros cúbicos. Com destaque para o oriente médio e a Rússia que detêm 40,6% e 23,7% desse total, respectivamente.

³ Este cenário depende de inúmeras variáveis, dentre elas, a continuidade das atividades de exploração, o comportamento do consumo e a expansão das fontes renováveis de energia.

Tabela 2.1 – Reservas de Gás Natural no Mundo - 2009

	Final de 2009	
	Trilhões de metros cúbicos	Porcentagem Total
EUA	6,93	3,7
CANADA	1,75	0,9
Total América do Norte	9,16	4,9%
ARGENTINA	0,37	0,2
BOLÍVIA	0,71	0,4
BRASIL	0,36	0,2
TRINIDAD E TOBAGO	0,44	0,2
VENEZUELA	5,67	3
Total América do Sul e Central	8,06	4,3%
RUSSIA	44,38	23,7
NORUEGA	2,05	1,1
TURKOMENISTÃO	8,1	4,3
HOLANDA	1,09	0,6
Total Europa e Eurásia	63,09	33,7%
IRAN	29,61	15,9
IRAQUE	3,17	1,7
CATAR	25,37	13,5
ARÁBIA SAUDITA	7,92	4,2
EMIRADOS ÁRABES	6,43	3,4
Total Oriente Médio	76,18	40,6%
ALGERIA	4,5	2,4
EGITO	2,19	1,2
Total África	14,76	7,9%
CHINA	2,46	1,3
ÍNDIA	1,12	0,6
JAPÃO	-	0
INDONÉSIA	3,18	1,7
Total Ásia Pacífico	16,24	8,7%
TOTAL MUNDO	187,49	100%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2010 – Adaptação do Autor

De acordo com dados da própria BP⁴, em seu *Statistical Review of World Energy 2010*, as reservas provadas mundiais de gás natural atingiam cerca de 150 trilhões de metros cúbicos no final de 1999. Nota-se que à medida que se aumentou a prospecção, a produção e o consumo desse combustível, ocorreu, também, o aumento em cadeia das descobertas de recursos disponíveis desse combustível na natureza. Esse fato sugere, por si só, uma interessante tendência que não deve ser ignorada.

⁴ British Petroleum: Empresa Britânica do ramo de energia.

Com relação à produção e ao consumo mundial de gás natural, os Estados Unidos e a Rússia são, respectivamente, os grandes líderes de mercado.

As Tabelas 2.2 e 2.3, em seguida, mostram um retrato dessa situação no final do ano de 2009.

Tabela 2.2 – Produção Mundial de Gás Natural Mundial – 2009

	Final de 2009	
	Bilhões de metros cúbicos	Porcentagem Total
EUA	593,4	20,1
CANADA	161,4	5,4
Total América do Norte	813	27,40%
ARGENTINA	41,4	1,4
BOLÍVIA	12,3	0,4
BRASIL	11,9	0,4
TRINIDAD E TOBAGO	40,6	1,4
VENEZUELA	27,9	0,9
Total América do Sul e Central	151,6	5,10%
RUSSIA	527,5	17,6
NORUEGA	103,5	3,5
TURKOMENISTÃO	36,4	1,2
HOLANDA	62,7	2,1
REINO UNIDO	59,6	2
Total Europa e Eurásia	973	32,50%
IRAN	131,2	4,4
IRAQUE	-	-
CATAR	89,3	3
ARÁBIA SAUDITA	77,5	2,6
EMIRADOS ÁRABES	48,8	1,6
Total Oriente Médio	407,2	13,60%
ALGERIA	81,4	2,7
NIGÉRIA	24,9	0,8
EGITO	62,7	2,1
Total África	203,8	6,90%
CHINA	95,2	2,8
INDIA	39,3	1,3
JAPÃO	-	-
INDONÉSIA	71,9	2,4
Total Ásia Pacífico	438,4	14,60%
TOTAL MUNDO	2987	100%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2010 – Adaptação do Autor

Tabela 2.3 – Consumo de Gás Natural Mundial – 2009

	Final de 2009	
	Bilhões de metros cúbicos	Porcentagem Total
EUA	646,6	22,2
CANADA	161,4	3,2
Total América do Norte	813	27,90%
ARGENTINA	41,4	1,4
BOLÍVIA	12,3	0,4
BRASIL	11,9	0,4
TRINIDAD E TOBAGO	40,6	1,4
VENEZUELA	27,9	0,9
Total América do Sul e Central	151,6	5,10%
RUSSIA	389,7	13,2
HOLANDA	38,9	1,3
ALEMANHA	79	2,6
FRANÇA	42,6	1,4
ITÁLIA	71,6	2,4
REINO UNIDO	86,5	2,9
Total Europa e Eurásia	1058,6	35,90%
IRAN	131,7	4,5
IRAQUE	-	-
CATAR	21,1	0,7
ARÁBIA SAUDITA	77,5	2,6
EMIRADOS ÁRABES	59,1	2
Total Oriente Médio	345,6	11,70%
ALGERIA	26,7	0,9
NIGÉRIA	42,5	1,4
EGITO	-	-
Total África	94	3,20%
CHINA	88,7	3
INDIA	51,9	1,8
JAPÃO	87,4	3
INDONÉSIA	36,6	1,2
Total Ásia Pacífico	496,6	16,90%
TOTAL MUNDO	2940,4	100%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2010 – Adaptação do Autor

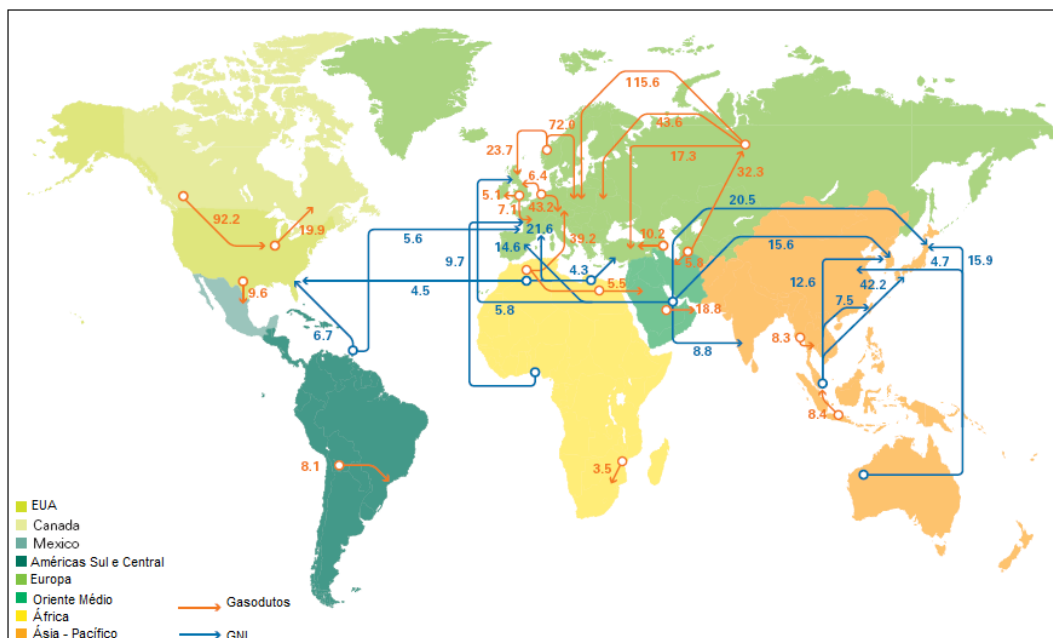
2.1.2. O Comércio Internacional de Gás Natural

Uma importante característica do mercado mundial do gás natural é seu aquecido comércio internacional. Este comércio, por um lado, estimula a expansão do consumo e de toda uma cadeia de produção do gás natural como uma *commodity* e por outro provoca uma dependência energética do país comprador em relação ao vendedor, abordando o delicado tema de segurança energética nacional de cada país.

Como ilustração, é válido lembrar que o próprio Brasil, que há alguns anos dependia fortemente da importação de gás natural de seus vizinhos bolivianos e argentinos, sofreu com a redução dos volumes de gás natural por eles enviados por Bolívia e Argentina, a partir de 2007, e teve diversos setores de sua economia severamente comprometidos naquela ocasião.

Contudo, a partir da Figura 2.2, a seguir, pode-se observar os vigorosos fluxos comerciais existentes entre os vários mercados de gás natural, via gasodutos e gás natural liquefeito - GNL⁵, observados ao longo do ano de 2009.

Figura 2.2 – Fluxos Comerciais de Gás Natural – 2009



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2010

⁵ GNL é o gás natural liquefeito por meio da redução da sua temperatura a -162 °C à pressão atmosférica normal, cujo volume, nas condições métricas padrão, ocupa cerca de 1/600 do gás natural em estado gasoso, e dessa forma, é mais facilmente transportado a longas distâncias.

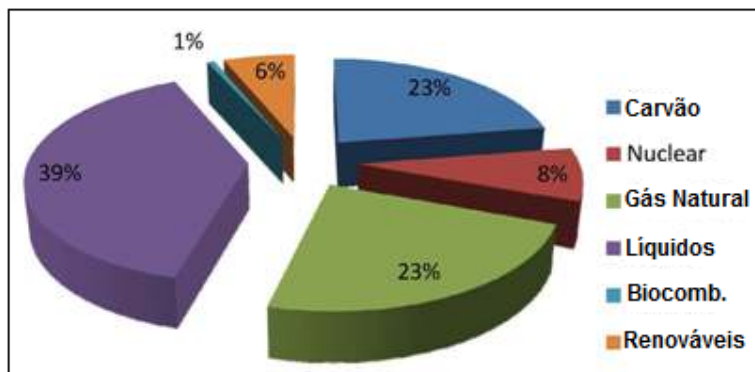
2.2. Os Mercados Maduros de Gás Natural ao Redor do Mundo

Os mercados maduros são aqueles que passaram por um processo de desenvolvimento no passado e atualmente propiciam a seus participantes a infraestrutura e o ambiente regulatório capazes de lhes proporcionar diversas possibilidades de negócio envolvendo a *commodity* gás natural. Dessa forma, em seguida, serão descritos o funcionamento e as principais características dos mercados de gás natural existentes nos Estados Unidos, na Europa e no Japão.

2.2.1. O Mercado dos Estados Unidos

Os Estados Unidos, de acordo com os dados da *BP Statistical Review of World Energy* 2010, são os maiores produtores e o maior mercado consumidor mundial de gás natural. São, também, importadores e possuem apenas 4% das reservas provadas no mundo. Em 2007, o gás natural representou 23% da produção de energia primária nos Estados Unidos, conforme pode ser observado na Figura 2.3.

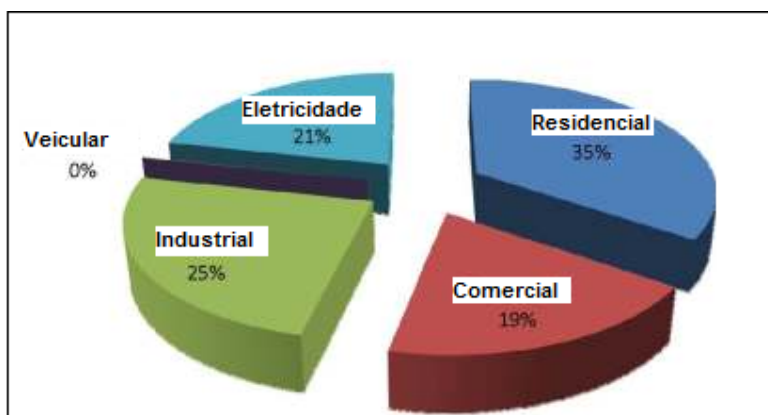
Figura 2.3 - Energia Total Consumida nos Estados Unidos em 2007



Fonte: IEA

Com relação ao uso do gás natural nos Estados Unidos, de acordo com a IEA, este tem sua maior parcela de uso no setor residencial, sendo utilizado principalmente para aquecimento em seus rígidos invernos. Entretanto, os setores industrial, termelétrico e comercial são também importantes consumidores do produto. Pode-se observar as proporções na Figura 2.4 a seguir.

Figura 2.4- Consumo Setorial de Gás Natural nos Estados Unidos em 2007



Fonte: IEA

Dois estados americanos se destacam na produção, Texas e Louisiana, que juntos respondem por 34% da produção de gás natural.

Até o ano de 2007, esperava-se que a importação de gás natural, a partir de terminais de regaseificação de gás natural liquefeito, oriundos de vários países, apresentaria um forte crescimento. Entretanto, nos últimos anos, foi desenvolvida uma nova técnica de extração de gás natural a partir da “pedra de xisto” (*shale gas*) que viabilizou economicamente este tipo de produção e aumentou consideravelmente as reservas norte-americanas de gás natural. Esta nova realidade mudou bruscamente as previsões e perspectivas para o mercado americano. A exploração de gás natural utilizando esta nova técnica vem crescendo e as previsões de redução de volumes de sua importação se tornam cada vez mais realistas. Este assunto será posteriormente abordado no Capítulo 7, na análise das perspectivas futuras para a integração dos mercados no Brasil.

Com relação à infra-estrutura de transporte, segundo o *Natural Gas Market Review (2009)*, os Estados Unidos possuem uma extensa e ramificada malha de gasodutos, que cobre praticamente todo o seu território, conforme pode ser observado na Figura 2.5. Essa característica é de fundamental importância para o bom funcionamento de seu robusto mercado de gás, já que possibilita o acesso de consumidores finais a muitos produtores localizados em diversas regiões geográficas do território e, ainda, viabiliza os processos de competição e de livre escolha do fornecedor de gás natural.

Figura 2.5 – Mapa de Rede de Gasodutos dos Estados Unidos / América do Norte



Fonte: Natural Gas Market Review (2009). International Energy Agency – IEA

Além disso, como descrito em Almeida (2008), é válido que se destaque a grande tradição dos Estados Unidos na área de regulação, e no caso do gás natural essa assertiva também é válida. Em 1938, o governo americano regulou pela primeira vez a indústria de gás natural. Naquela época, membros do governo ainda acreditavam que aquela indústria se caracterizava como um “monopólio natural”⁶. Alguns anos depois, devido ao medo de possíveis abusos como a alta forçada de preços e à crescente importância do gás natural para os consumidores, foi estabelecido o “*Natural Gas Act*”. Este “ato” impôs severa regulação e conseqüente restrição no preço do gás, com o intuito de proteger seus consumidores finais.

Na década de 1970, os vários momentos de escassez de gás natural e as constantes irregularidades de seu preço indicavam que o mercado rigidamente regulado não era a opção mais adequada nem para consumidores nem para produtores. Então, em 1978, iniciou-se uma reestruturação regulatória com a retirada do “preço teto” do gás natural

⁶ Monopólio Natural é uma situação de mercado em que os investimentos necessários são muito elevados e os custos marginais são muito baixos. São mercados geralmente regulamentados pelos governos e que possuem prazos de retorno muito grandes, por isso funcionam melhor quando bem protegidos.

através do “*Natural Gas Policy Act*”. Assim, na década de 1980 e início da de 1990, a indústria norte-americana de gás natural moveu-se, gradualmente, na direção da desregulamentação, permitindo uma competição saudável e um mercado baseado em preços livres.

De forma a viabilizar um ambiente de competição de mercado, em 1984, através de um ato regulatório, houve a liberação de 380 companhias distribuidoras de gás natural de contratos de longo prazo, com cláusulas de “*Take or pay*” ⁷. No ano seguinte, ocorreu a desverticalização⁸ dos transportadores interestaduais e instituíram-se regras e condições para o livre acesso às redes de gasodutos no país.

Após alguns anos, em 1992, aconteceu a regulação da não discriminação ao acesso de terceiros nas atividades de transporte do setor, ou seja, aos gasodutos. Assim, a competição entre os produtores de gás natural foi estimulada e as obrigações contratuais dos consumidores diminuídas, favorecendo a desvinculação completa das atividades de transporte e comercialização do produto.

Estes marcos regulatórios, que continuaram evoluindo ao longo dos anos, acabaram propiciando as bases para a comercialização de gás natural a preços mais baixos, incentivando novas explorações e descobertas de gás natural e fortalecendo o mercado de gás natural no país. Atualmente, a indústria de gás natural é regulada pelo *Federal Energy Regulatory Commission, FERC*, para questões de interesse interestaduais e por agências estaduais para questões de interesse regional.

Os Estados Unidos se preocuparam, também, em incentivar o setor de armazenamento de gás natural através de incentivos e facilidades no uso dos gasodutos por parte das estações subterrâneas de gás natural - ESGN. Estas estações exercem um papel fundamental na regularização da oferta de gás natural para o mercado em períodos de picos de demanda, uma vez que estocam gás em período de sobre-oferta e o fornecem em período de escassez, tirando vantagem das diferenças de preços existentes. Com tudo isso, pode-se dizer que existe um consenso de que houve uma grande transformação no maior mercado de gás natural do mundo.

⁷ Contratos com cláusulas de “*Take or Pay*” são contratos que prevêm a obrigação de adquirir uma quantidade mínima de petróleo ou de gás natural (ou de qualquer outra forma de energia) por um preço fixado ou de efetuar um pagamento mesmo que certas quantidades não tenham sido adquiridas.

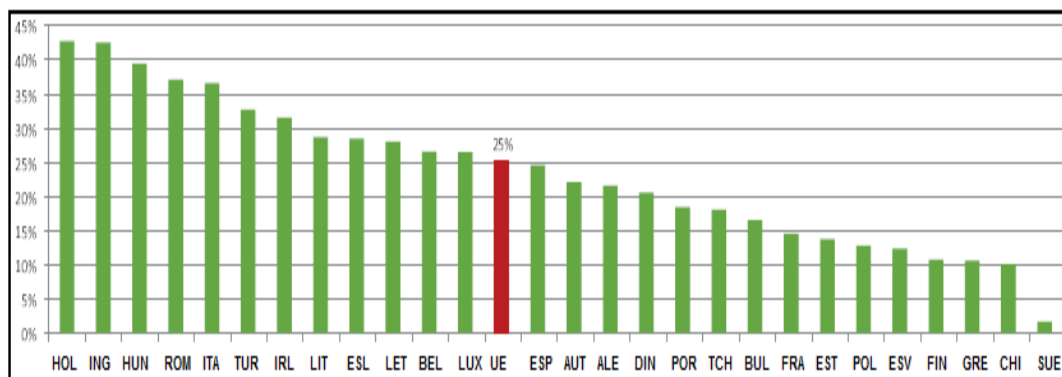
⁸ Desverticalização é a divisão de uma companhia verticalmente integrada em outras, juridicamente independentes, por tipo de negócio. Esta exigência tenta evitar que um mesmo grupo empresarial atue simultaneamente em diversas pontas de uma mesma cadeia de negócios.

O processo contínuo de modernização regulatória trouxe a liberalização das atividades de produção e comercialização e, ao mesmo tempo, manteve o setor de transporte de gás natural rigidamente regulado. Conseqüentemente, criou-se um ambiente propício à competição e ao desenvolvimento de mercados. Dessa forma, nos dias de hoje, em função disso, a grande maioria dos contratos é negociada em ambientes competitivos de mercado e o gás natural é transacionado em hubs⁹.

2.2.2. O Mercado Europeu – União Européia

O gás natural é uma das grandes fontes de energia primária consumida no continente europeu, atingindo, de acordo com o *Eurogas Statistical Data, 2008*, a marca de 25% do consumo total dentre os países membros da União Européia – UE, conforme pode ser observado no Gráfico 2.3, a seguir:

Gráfico 2.3 – Parcela do Gás Natural no Consumo de Energia Primária na Europa até 2008

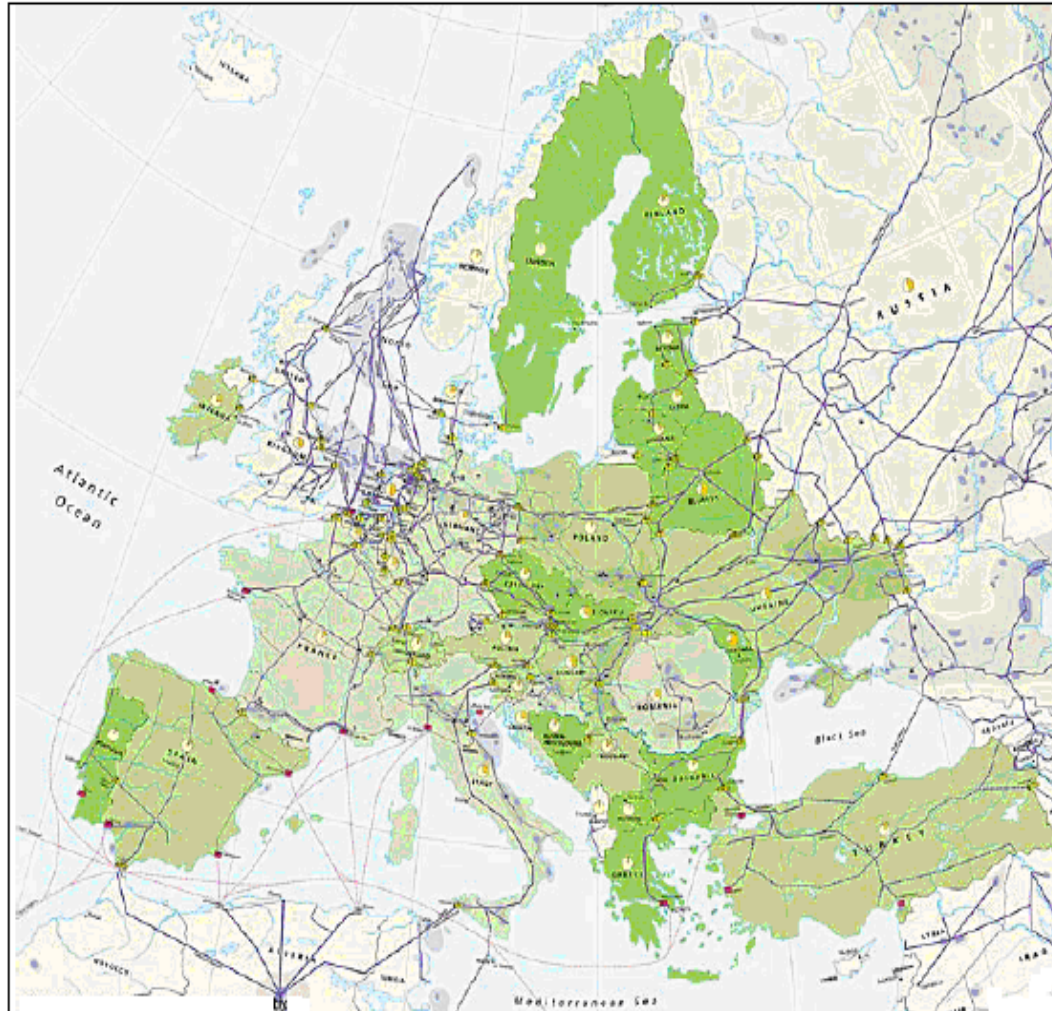


Fonte: Eurogas Statistical Data (2008)

Segundo a *European Union of the Natural Gas Industry, Eurogas*, a indústria de gás natural européia emprega hoje cerca de 250.000 funcionários e atende a mais de 110 milhões de consumidores. Sua infra-estrutura de gasodutos é muito extensa e bem desenvolvida, interconectando energeticamente diversos países e representando um dos importantes alicerces para a existência de mercados de gás no continente. A Figura 2.6 traz as principais redes de gasodutos existentes e planejadas na Europa e na Rússia.

⁹ Os hubs são pontos de entroncamento de gasodutos de transporte onde o gás é entregue pelo supridor ao comprador.

Figura 2.6 – Principais Gasodutos do Continente Europeu



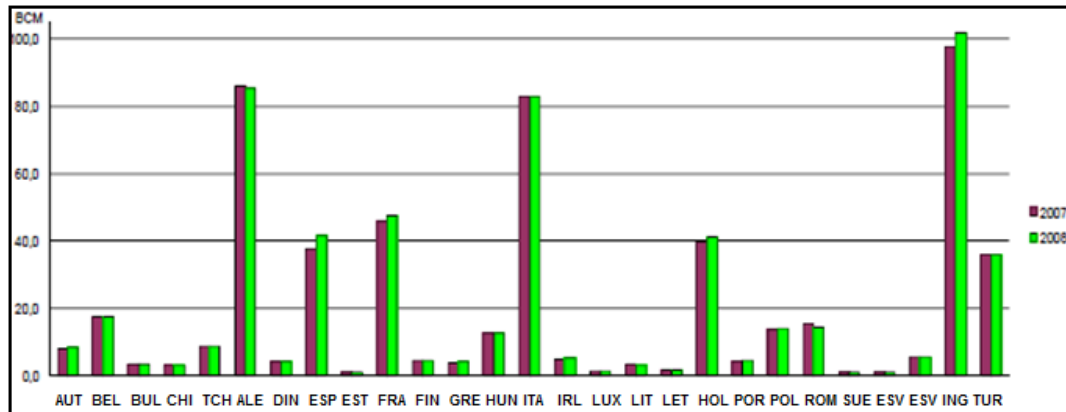
Fonte: Gasunie

A demanda por gás natural na Europa, como mostrado em Almeida (2008), está concentrada na região ocidental e apresenta uma grande disparidade de volumes, quando se analisa os consumos de cada país. Apenas seis países representam mais de 70% do consumo, sendo eles, Reino Unido, Alemanha, Itália, Holanda, França e Espanha. Se forem adicionadas Turquia, Romênia, Bélgica, Polónia, Hungria, República Checa e Áustria à lista anterior, atinge-se mais de 90% do consumo de toda Europa.

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

No Gráfico 2.4 observa-se o consumo de gás natural de cada um dos países Europeus nos anos de 2007 e 2008, em bilhões de metros cúbicos.

Gráfico 2.4 – Consumo Europeu de Gás Natural em 2007-2008

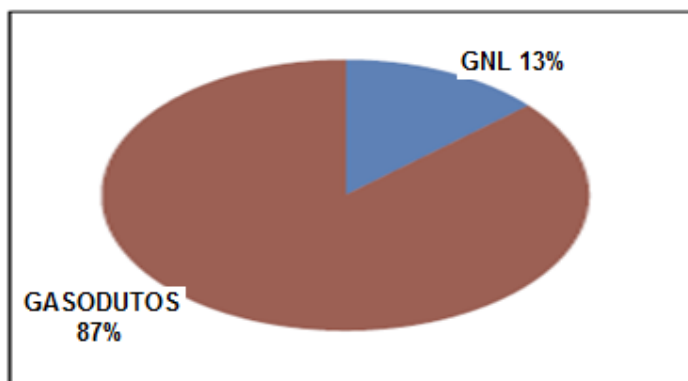


Fonte: Eurogas Statistical Data (2008)

Com relação à produção de gás natural, a Europa produz aproximadamente 67% de todo o seu consumo. A expectativa é de que o continente se torne cada vez mais dependente de fontes externas como resultado do incremento da participação do gás natural na matriz energética de diversos países e do declínio na produção de outros, especialmente no Reino Unido e na Holanda. As condições de produção variam muito de um país para outro, a Holanda, o Reino Unido e a Noruega são os únicos que possuem saldo positivo no balanço de gás natural, ou seja, exportam mais do que importam. Os demais países, 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 outros países europeus. A Itália produz cerca de 20%, bem semelhante à Alemanha, mas, diferentemente da anterior, 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 europeias e o restante por importações de outros continentes.

O Gráfico 2.5 apresenta as importações percentuais de GNL e gás natural convencional, via gasodutos, importados pelos países da União Europeia de países não membros daquela comunidade, de acordo com o *Eurogas Statistical Data*.

Gráfico 2.5 – Importação Europeia Percentual de GNL e GN Convencional em 2008



Fonte: Eurogas Statistical Data (2008)

De acordo com o *Natural Gas Market Review (2008)*, a União Europeia vem desenvolvendo várias iniciativas para a coordenação das atividades judiciais e estratégicas para seus Estados Membros. Assim, os mercados de Gás Natural e Energia Elétrica estão sendo harmonizados na busca de se tornarem mercados únicos e convergentes.

Desde 1998, a indústria de gás natural vem sendo alvo de diversas regras diretivas, comuns a todos os estados membros da União Europeia, que procuram regular as principais atividades da cadeia de produção do gás, como sua exploração, transporte, distribuição, armazenamento, dentre outros.

O mercado, propriamente dito, de gás natural comum a todos os membros da União Europeia ainda encontra-se em fase de formação. Os atuais mercados isolados, ou apenas parcialmente integrados, de gás natural existentes em alguns dos países membros da União Europeia tendem a se interconectar e, dessa forma, ganhar uma maior robustez financeira e regulatória. Como consequência, o continente terá um maior grau de integração energética, econômica e, até mesmo, política.

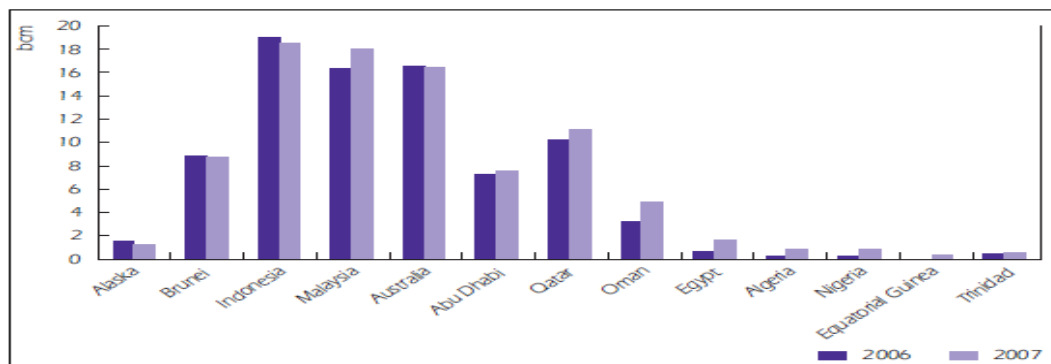
Enfim, a União Europeia ambiciona um modelo de desenvolvimento energético sustentável, competitivo e seguro, e na sua visão isto não será possível sem mercados energéticos abertos e competitivos, baseados na concorrência entre empresas que aspirem a ser concorrentes à escala europeia e não apenas dominantes a nível nacional.

2.2.3. O Mercado do Japão

De uma maneira geral, o Japão se caracteriza por ser um país predominantemente importador de energia. Segundo o *Natural Gas Market Review (2008)*, a participação do gás natural em relação à energia primária total consumida no Japão, em 2008, se situa em torno dos 15%.

Como maior importador do mundo, o Japão atende a cerca de 97% de sua demanda de gás natural através de importações de gás, em sua forma liquefeita, vindas, principalmente de países do Oriente Médio e da Ásia e da Austrália. A título de ordem de grandeza, estima-se que, atualmente, o mercado japonês responda por cerca de metade de todas as transações envolvendo o gás natural liquefeito - GNL, em todo o mundo. O Gráfico 2.6 mostra a variação da quantidade de gás natural liquefeito importada pelo Japão, por país fornecedor, entre 2006 e 2007.

Gráfico 2.6 – Importação Japonesa de GNL em 2006-2007



Fonte IEA

Além disso, o GNL se apresenta como a mais importante ferramenta de flexibilidade pelo lado da oferta utilizada no mercado japonês de gás natural. Os tanques dos terminais de regaseificação, com grande capacidade de armazenamento, operam como reguladores de mercado, atendendo às demandas de ponta e acumulando o combustível em períodos de sobra. A Tabela 2.4 traz o consumo de gás natural japonês por nicho de mercado e sua evolução nas últimas décadas.

Tabela 2.4 - Consumo de Gás Natural no Japão

Milhões de Metros Cúbicos				Mudança
	1990	2000	2006	2000 – 2006
Eletricidade	39.537	56.060	58.086	4%
Porcentagem	68%	67%	60%	
Setores Comerciais e Públicos	4.601	10.453	17.006	63%
Porcentagem	8%	12%	18%	
Setor Residencial	8.699	10.681	10.942	2%
Porcentagem	15%	13%	11%	
Setor Industrial	4.729	6.299	9.121	45%
Porcentagem	8%	8%	9%	
Outros	558	333	1473	342%
Porcentagem	1%	0%	2%	
Total	58.124	58.124	58.124	15%

Fonte: IEA

Com relação à sua infra-estrutura de produção, importação e transporte de gás, o Japão concentra seus principais terminais de regaseificação¹⁰ nos portos das cidades de Tóquio, Osaka e Nagoya. Em 2008, eles somavam 27 terminais operacionais e até 2011 estão previstos que mais 6 entrem em operação. Além disso, o país possui uma extensa rede de gasodutos, responsável por interligar aqueles terminais aos grandes centros de consumo do combustível no país.

A título de regulação, de acordo com o *Natural Gas Market Review (2008)* todo o setor de gás natural japonês é regulado pelo Ministério da Economia, Indústria e Comércio – METI. O “*Gas Business Act*”, de 2004 e a Lei da Indústria de Eletricidade e de Segurança de Gás em Altas Pressões, são exemplos e partes constantes do extenso arcabouço legal existente.

A liberalização do setor de gás natural em terras japonesas começou a se dar em 1995 e se expandiu de tal forma que atualmente 60% de todo o gás comercializado no Japão se faz em ambiente de livre negociação. Nesse mercado, instituiu-se, em 2004, o livre acesso, de todos os agentes de mercado, a quaisquer gasodutos de distribuição e transporte de gás natural e, ainda, estabeleceu-se a categoria de negócio provedor de serviço de transporte, ou transportador.

¹⁰ Terminais de regaseificação são estações, em sua maior parte, portuárias nas quais é realizada a despressurização do gás natural liquefeito até que este volte ao seu estado gasoso e possa ser transportado em gasodutos até os pontos de consumo.

Finalmente, é importante destacar que os japoneses foram os grandes pioneiros na utilização do GNL importado, contribuindo expressivamente para o desenvolvimento deste negócio em todo o mundo. Esta política energética foi estabelecida, principalmente, em função das grandes distâncias entre os países produtores de gás natural e o mercado consumidor Japonês, e se mostrou extremamente viável ao longo dos anos.

Dessa forma, o gás natural, como sendo uma das principais fontes energéticas do país, assume um papel estratégico na questão da segurança de suprimento e torna-se um tema de fundamental relevância na agenda energética japonesa.

2.3. As Ferramentas de Flexibilidade pelo Lado da Oferta e da Demanda Utilizadas em Mercados Maduros de Gás Natural

A flexibilização na utilização do gás natural é um fator de grande importância na viabilidade de sua cadeia produtiva e em seu balanço de oferta versus demanda. Este tema é bastante discutido na literatura acadêmica e está bem desenvolvido na dissertação de Almeida (2008), intitulada “A Importância da Flexibilidade na Oferta e na Demanda de Gás Natural - O Caso do Mercado Brasileiro”.

Os tópicos a seguir trazem a definição de algumas das principais ferramentas de manobra utilizadas em mercados maduros de gás natural com o intuito de flexibilizar a demanda e a oferta daquele combustível, além de manter o equilíbrio e o bom funcionamento de diversos mercados de gás ao redor do mundo.

2.3.1. O Empacotamento de Gasodutos

Tecnicamente empacotar gasodutos significa armazenar o gás natural nos próprios gasodutos de transporte e distribuição através da colocação adicional de pressão no sistema.

A capacidade de atendimento a variações de demanda depende das características dimensionais dos sistemas de transporte, como a extensão, o diâmetro, a resistência à pressão e a disponibilidade de compressores.

Esta alternativa se revela um importante mecanismo de flexibilidade pelo lado da oferta, porém sua abrangência é restrita a variações horárias da demanda, ou seja, o

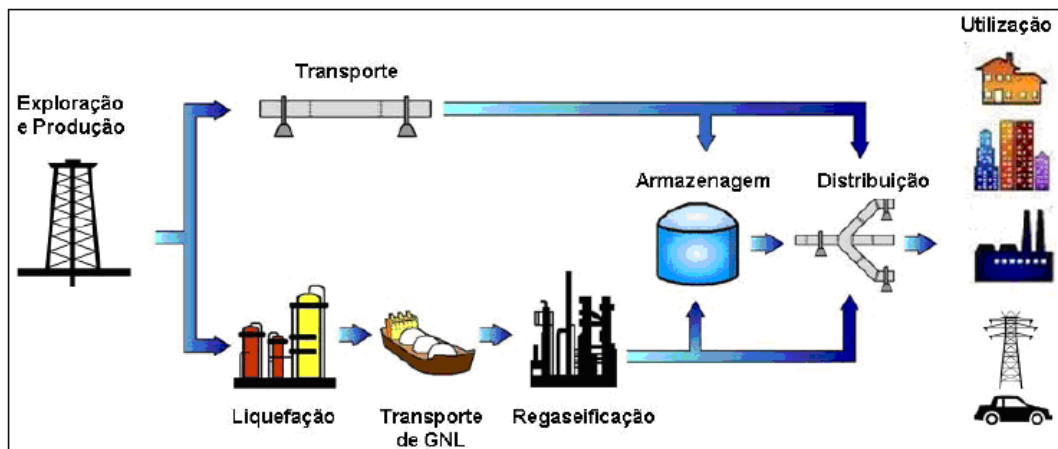
gás é empacotado nos gasodutos durante os períodos do dia em que há menor demanda, e o consumo desse gás empacotado ocorre naquele mesmo dia.

2.3.2. O Gás Natural Liquefeito – GNL

O GNL é uma importante ferramenta de flexibilidade pelo lado da oferta muito utilizada em mercados maduros, especialmente no Japão, como visto anteriormente, e também, em menor escala, nos mercados norte-americano e europeu.

O gás natural liquefeito ocupa um volume 600 vezes menor que o gás natural em condições normais de temperatura e pressão, ou seja, em estado gasoso. A Figura 2.7 ilustra a cadeia de valor do GNL.

Figura 2.7 – Cadeia de Valor do GNL



Fonte: IGU – GÁS Energy

O grande desafio da indústria de GNL é a constante busca por redução de custos, pois o transporte do gás natural é muito mais caro que do petróleo, por exemplo. E, dessa forma, o GNL só é viável quando o transporte tradicional, via gasodutos, se mostrar economicamente inviável.

O mercado de GNL pode ser dividido em três grandes mercados regionais: o asiático, o europeu e o norte-americano, sendo o asiático responsável por mais de 60% da demanda mundial.

O GNL, como atividade econômica, favorece fortemente a competição, na medida em que cria maiores possibilidades para o surgimento de diferentes fluxos comerciais,

bem como maior aumenta a flexibilidade no suprimento e ainda traz maior liquidez ao mercado mundial, de uma forma geral.

2.3.3. As Estocagens Subterrâneas de Gás Natural – ESGN

As Estocagens Subterrâneas de Gás Natural – ESGN são grandes volumes de gás natural estocados em reservatórios submetidos a altas pressões. Sua lógica econômica se dá da seguinte forma: durante o verão dos países frios, quando o consumo e os preços do gás são mais baixos, as ESGN se abastecem de gás natural para, no inverno, quando os preços e a demanda sobem, serem capazes de suprir os mercados consumidores.

As ESGN melhoram o planejamento da distribuição de gás natural e previnem possíveis falhas no sistema de transporte e abastecimento, bem como procuram regular as oscilações sazonais de preço no mercado de gás.

As plantas de ESGN, por razões óbvias, são localizadas normalmente nos arredores dos principais centros consumidores e são geralmente constituídas em:

- Antigos reservatórios naturais de petróleo e gás natural;
- Aqüíferos em estruturas anticlinais, constituídos por rochas de porosidade elevada, capeadas por camadas pouco permeáveis;
- Cavernas artificiais construídas por meio de lixiviação de espessas camadas de rochas salinas;
- Cavidades de minas subterrâneas abandonadas.

Em diversos países da Europa e América do Norte, esta ferramenta representa a principal opção para prover o suprimento do combustível nos picos de demanda diários e sazonais, em épocas de invernos rigorosos. Nos Estados Unidos, até o ano de 2005, já existiam cerca de 430 ESGN, operadas por aproximadamente 120 companhias diferentes.

Além disso, as usinas termelétricas a gás natural são importantes clientes das ESGN em virtude da alta capacidade de entrega desses empreendimentos em qualquer época do ano.

2.3.4. Os Consumidores Interruptíveis

São consumidores, na maioria das vezes usinas termelétricas ou grandes indústrias, que firmam contratos com agentes supridores se submetendo a eventuais cortes de fornecimento, previamente acordados, em troca de descontos nos preços de compra do gás natural. O perfil desses empreendimentos permite, normalmente, que parte de seus processos produtivos baseados no consumo de gás natural sejam eventualmente interrompidos.

Esta modalidade de contrato e de consumo representa uma importante ferramenta de flexibilidade pelo lado da demanda muito utilizada em mercados maduros de gás natural.

2.3.5. A Sinalização de Preço

Em mercados maduros de gás natural a competitividade é um dos alicerces estruturais do ponto de vista de funcionamento e desenvolvimento de mercado. Com isso, o preço de mercado é definido pela compatibilização entre as propensões a pagar e a receber dos diferentes participantes do mercado, de acordo com a lógica da oferta versus a demanda.

Dessa forma, a formação do preço de mercado, quando não indexado a fatores externos, se coloca como uma poderosa ferramenta de flexibilidade pelo lado da demanda, funcionando como um termômetro balizador para o perfil de consumo da demanda de um determinado mercado.

2.3.6. Os Consumidores Bicombustíveis

Em mercados maduros, os agentes consumidores exercem um importante papel no desenvolvimento e no estímulo à competição do setor produtivo.

Quando os consumidores podem optar pela substituição de um produto utilizado por outro que também atenda às suas necessidades de consumo, seja devido a sinais de preço ou a qualquer outro motivo, seu “poder de barganha” aumenta e o mercado ganha em competitividade e eficiência.

Como exemplos desse perfil de consumo destacam-se os equipamentos produtores de calor, os automóveis e as próprias usinas termelétricas.

2.3.7- O Ar Propanado

Este combustível foi desenvolvido para permitir que seus consumidores possam trabalhar com o gás natural, o próprio ar propanado ou mesmo ambos simultaneamente, tornando-se, assim, uma estratégica ferramenta de flexibilidade pelo lado da demanda.

O ar propanado é um gás combustível formado a partir da mistura de GLP¹¹ (com maior teor de propano) com o ar, possui o mesmo número de Wobbe¹² e as mesmas características de queima do gás natural.

Assim, os equipamentos de queima não necessitam de qualquer ajuste ou regulação ao substituírem o gás natural pelo ar propanado.

2.4- Considerações Finais

Ao abordar o setor de gás natural em nível mundial este capítulo destaca, através de uma visão panorâmica, a situação atual das diversas pontas de sua cadeia de produção, como as reservas provadas, os níveis de produção, consumo e comercialização, sem esquecer do histórico de desenvolvimento e participação do gás na matriz energética global.

Também foi abordado o conceito de mercado maduro de gás natural e destacados os mercados dos Estados Unidos, da Europa e do Japão, com seus históricos desenvolvimentistas e características individuais. Em seguida, o tema da flexibilização no uso do gás natural tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda foi introduzido através da descrição das diversas ferramentas utilizadas em diferentes mercados ao redor do mundo para tal fim.

Em suma, foi mostrado que os mercados de gás natural, em países onde a indústria do gás já atingiu, ao menos, um razoável nível de amadurecimento, se mostram robustos e bem desenvolvidos, contribuindo para o aprimoramento de importantes assuntos como a segurança e a soberania energéticas, o aquecimento de diversos setores da economia relacionados de alguma forma com o tema e, finalmente, para o

¹¹ O GLP, ou gás de petróleo liquefeito, é uma mistura de gases de hidrocarbonetos utilizado como combustível em aplicações de aquecimento (como em fogões) e veículos.

¹² O Número de Wobbe representa o calor fornecido pela queima de gases combustíveis através de um orifício submetido a pressões constantes, a montante e a jusante desse orifício.

bem estar da população envolvida, que pode representar uma parcela considerável do consumo final desta *commodity*.

A partir dessas informações a nível mundial, serão analisadas, no próximo capítulo, as principais características do mercado e da indústria de gás natural no Brasil.

CAPÍTULO 3

O Setor de Gás Natural no Brasil

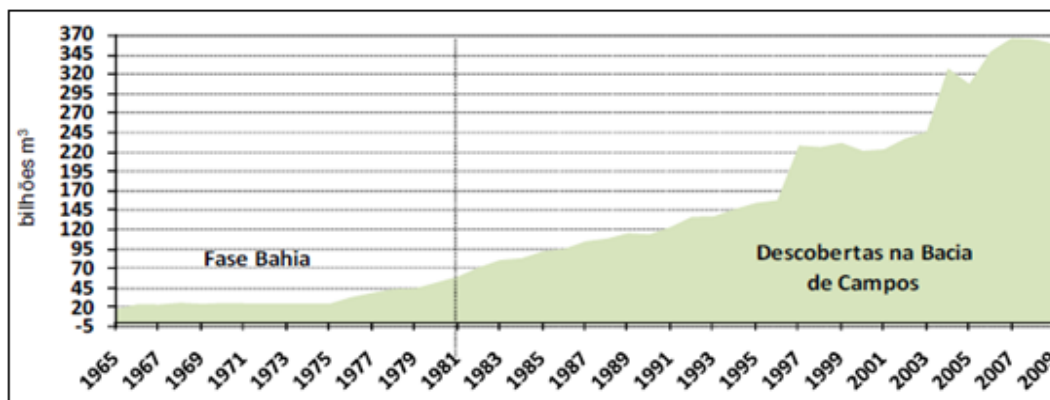
A partir da situação anteriormente apresentada sobre alguns mercados internacionais, este capítulo contextualiza as atuais características e estágios de desenvolvimento das diversas pontas da cadeia industrial e do mercado brasileiros de gás natural.

3.1. Histórico

A indústria de gás natural no Brasil deu seus primeiros passos na década de 1940 com as descobertas de óleo e gás na Bahia. Nessa época, a produção de gás natural era praticamente toda destinada às indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. No final da década de 1950 já se verificava uma produção de 1 milhão de metros cúbicos de gás por dia, valor este que subiu para 3,3 milhões de metros cúbicos uma década mais tarde e já atendia a uma refinaria e a todo o pólo petroquímico de Camaçari.

Com a descoberta da Bacia de Campos, as reservas provadas brasileiras praticamente triplicaram no período de 1980 a 1995, conforme se observa na Figura 3.1, e aumentou a participação do gás natural na matriz energética nacional para cerca de 2,7%.

Figura 3.1 – Reservas provadas de gás natural no Brasil de 1965 a 2009



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

Na década de 1990, foi iniciada a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, também conhecido como GASBOL. Este empreendimento entrou em operação em 1999, com capacidade de transporte de 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia, e se tornou um importante fator de consolidação para a indústria de gás natural no Brasil. A partir de então, houve um considerável aumento na oferta de gás natural disponível ao mercado nacional. Em 2001, ocorreu a pior crise enfrentada pelo setor elétrico nacional, impondo um severo racionamento de eletricidade aos consumidores brasileiros e causando, posteriormente, uma abrupta redução na demanda de energia elétrica em todo o país.

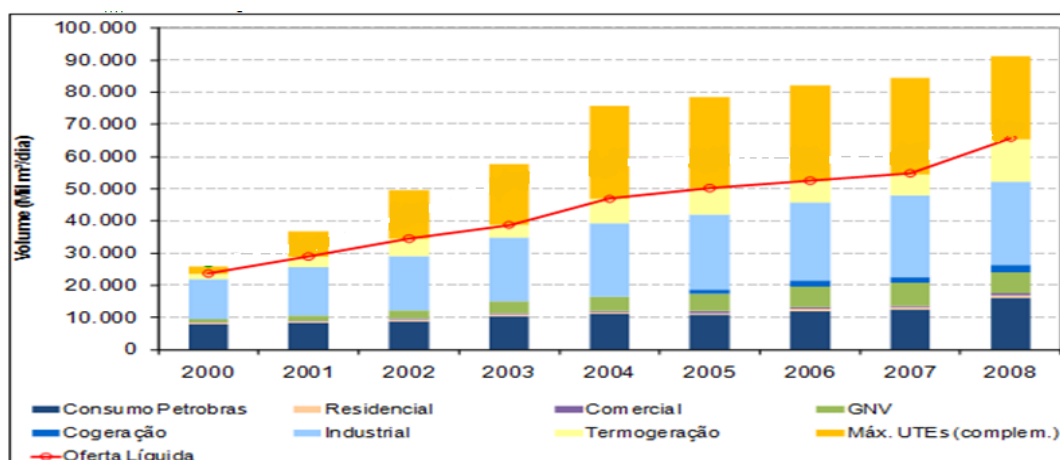
Assim, o governo federal passou a incentivar a construção de usinas termelétricas movidas a gás natural, através da criação do PPT - Programa Prioritário de Termelétricas¹³, e a Petrobras, no papel de maior produtor de gás no país, incentivou a criação de novos mercados para o consumo daquele combustível, através do Plano de Massificação do Uso do Gás Natural¹⁴. Foi garantido, a todos os novos consumidores, um fornecimento de gás natural contínuo e sem interrupções, sem haver a preocupação com uma possível recuperação do setor elétrico e o conseqüente aumento da utilização do gás natural por parte das usinas termelétricas nos anos seguintes. Com isso, o que se verificou entre os anos de 2002 e 2008 no Brasil foi um

¹³ Programa instituído em âmbito do Ministério das Minas e Energia através do Decreto número 3.371, de 24 de fevereiro de 2000.

¹⁴ Plano anunciado em 2003 pela Petrobras que tinha como principal característica o congelamento do preço do gás natural entre 2003 e a metade de 2005. Esse plano mostrou-se bem-sucedido, consolidando elevados índices de crescimento, em particular nos mercados industrial e no automotivo.

crescimento no consumo de gás natural a taxas médias de 18% ao ano, superando em muito, a taxa média de crescimento do Produto Interno Bruto do período, que girou em torno dos 3%. Diante disso, a oferta de gás natural passou a não ser suficiente para atender simultaneamente às demandas industriais e termoeletricas do país. E o Brasil passou rapidamente de uma situação de sobra para outra de sub-oferta de gás natural. Esta situação pode ser observada no Gráfico 3.1, a seguir.

Gráfico 3.2 - Balanço da Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil 2000 a 2008



Fonte: ANP; ABEGÁS e A&C – Adaptado pelo Autor

É fácil observar que se as usinas termelétricas fizessem uso de todo o montante de gás ao qual tinham direito em contrato (coluna em laranja denominada Máx. UTEs) o déficit na oferta nacional seria ainda maior. E como consequência dessa situação, foram verificados, por repetidas vezes e em todas as regiões do Brasil, déficits na geração das usinas termelétricas quando solicitadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, o ONS, em função de indisponibilidade de combustível. E assim, além de comprometer o setor elétrico, pela indisponibilidade da geração termelétrica esperada, o setor de gás natural como um todo foi também prejudicado devido aos inevitáveis cortes de fornecimento impostos às distribuidoras em momentos de elevado despacho termelétrico¹⁵.

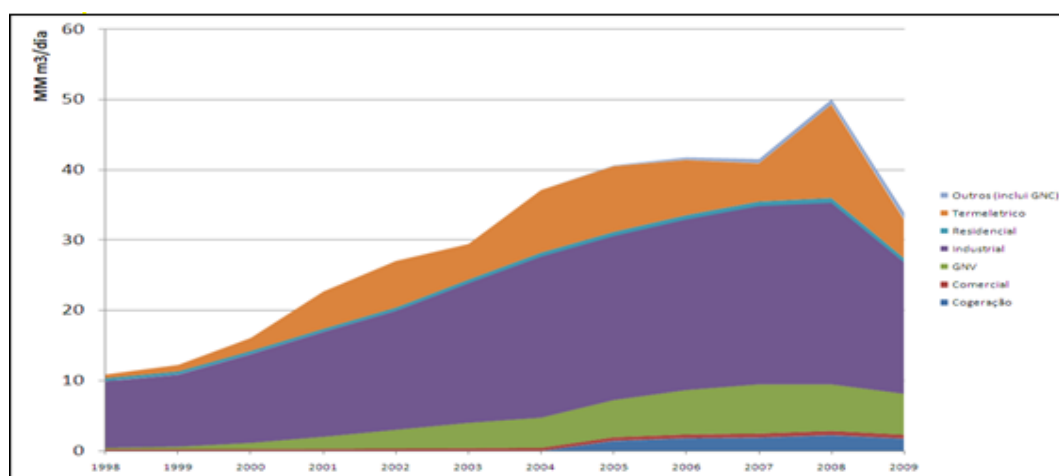
O cenário desfavorável acima descrito levou ao fracasso das políticas de incentivo à geração termelétrica a gás natural, colocou em cheque a viabilidade do uso do gás natural como fonte energética estratégica no Brasil e ainda gerou uma contraposição

¹⁵ Período de tempo em que a usina termelétrica está gerando energia elétrica e consumindo gás natural.

entre os mercados de energia elétrica e gás natural no país, ao contrário do que ocorre ao redor do mundo.

Entretanto, em 2009 a situação se inverteria, devido à redução do consumo industrial, provocada pela crise econômica internacional iniciada em 2008, em combinação com a hidrologia favorável que reduziu o consumo termelétrico naquele ano. Pode-se observar, no Gráfico 3.2, a severa redução da demanda de gás natural verificada no Brasil entre os anos de 1998 e 2009.

Gráfico 3.2 – Evolução Segmentada do Consumo de Gás Natural no Brasil



Fonte: ABEGÁS

Observou-se, durante o ano de 2009, uma queda no consumo médio de gás natural de cerca de 26% em relação à de 2008. Com isso, caíram as importações de gás boliviano e a oferta interna de gás nacional. Já a queima de gás atingiu valores 57% superiores aos verificados no ano anterior.

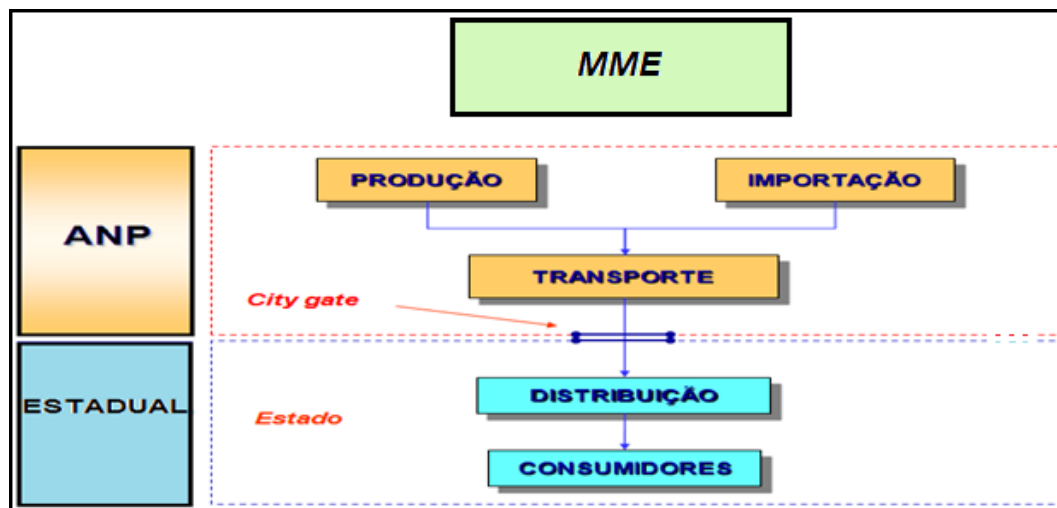
Esse novo contexto trouxe um novo desafio ao país: Estimular, porém de forma eficiente e sustentável, o desenvolvimento de um mercado brasileiro de gás natural que insira definitivamente esse combustível na matriz energética brasileira e também seja capaz de se integrar ao, já existente, mercado nacional de energia elétrica.

3.2. Análises Sub-Setoriais da Indústria Brasileira de Gás Natural

O setor de gás natural é composto basicamente por agentes de produção, importação e transporte, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis, a ANP, e agentes de distribuição e consumo regulados por agências estaduais, estando todos eles subordinados ao Ministério das Minas e Energia, o MME. Esta divisão de atribuições será mais detalhada no Capítulo 6 deste trabalho. A Figura 3.2, ilustra a estrutura institucional do setor.

Figura 3.2- Estrutura Regulatória do Setor de Gás Natural no Brasil



Fonte: Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP - Adaptação do Autor

Em seguida serão apresentados dados estatísticos e análises qualitativas do setor de gás natural no Brasil baseadas nas informações divulgadas mensalmente pela ANP em seus Boletins Mensais do Gás Natural.

3.2.1. As Reservas de Gás Natural no Brasil

Reservas são recursos descobertos, comercialmente recuperáveis, a partir de uma data de referência. O processo de estimativa desses valores incorpora certo grau de incerteza, devido às informações geológicas e econômicas de natureza pouco precisa. Em função disso, se classificam da seguinte forma:

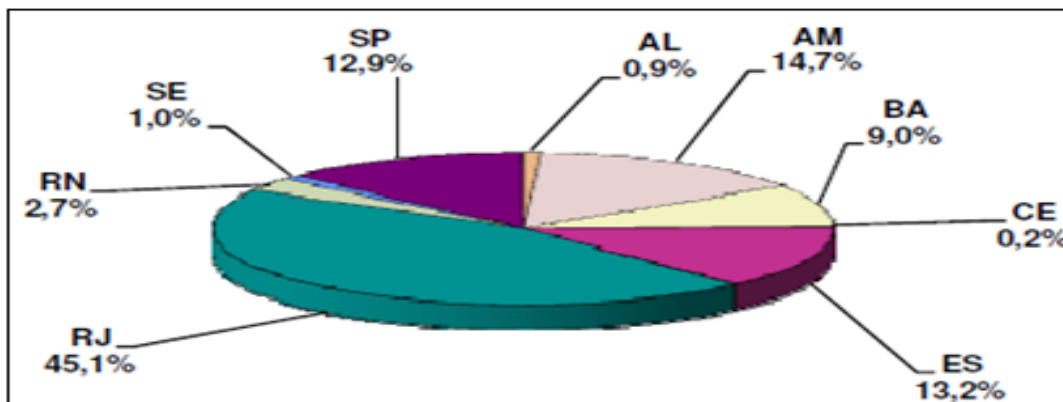
- Reservas Provadas - são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza.
- Reservas Prováveis - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

- Reservas Possíveis - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.
- Reservas Totais - representam o somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Entre os anos de 1964 e 2009, as reservas provadas de gás natural¹⁶ cresceram a uma taxa média de 7,1% ao ano. As principais descobertas ocorreram na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro e na Bacia do Solimões, no estado do Amazonas. A evolução das reservas de gás natural no país apresenta um comportamento muito próximo ao das reservas de petróleo, devido principalmente à ocorrência de gás natural sob a forma associada¹⁷. Há, no entanto, a expectativa de que novas reservas de gás natural sejam descobertas, eminentemente sob a forma não-associada, tal como é sinalizado pelas descobertas recentes na Bacia de Santos.

As reservas nacionais encontram-se pulverizadas por várias regiões do território brasileiro. De todo o gás natural descoberto no país, 18,25% está em terra, principalmente no campo de Urucu, no estado do Amazonas, enquanto que os 81,75% restantes estão armazenados no mar, principalmente na Bacia de Campos, a qual detém 45,14% de todas as reservas brasileiras deste combustível. A Figura 3.3 e a Tabela 3.1 mostram a participação de cada unidade da federação e a evolução das reservas brasileiras de gás natural, respectivamente.

Figura 3.3 – Reservas Provadas de Gás Natural por Unidade da Federação em 2009



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

¹⁶ As reservas do pré-sal não entraram nessa estatística.

¹⁷ Gás natural encontrado, em reservatório, na companhia do petróleo, estando dissolvido no óleo ou sob forma de uma capa de gás.

Tabela 3.1 – Reservas Provadas de Gás Natural de 1980 a 2009

ANOS	Reservas Provadas de Gás Natural	
	Volume (bilhões metros cúbicos)	Variação Anual (%)
1982	72,3	20,0
1983	81,6	12,8
1984	83,9	2,8
1985	92,7	10,5
1986	95,8	3,3
1987	105,3	9,9
1988	108,9	3,4
1989	116,0	6,5
1990	114,6	-1,2
1991	123,8	8,0
1992	136,7	10,4
1993	137,4	0,5
1994	146,5	6,6
1995	154,3	5,3
1996	157,7	2,2
1997	227,7	44,4
1998	225,9	-0,8
1999	231,2	2,4
2000	221,0	-4,4
2001	222,7	0,8
2002	236,6	6,2
2003	245,3	3,7
2004	326,1	39,2
2005	306,4	-6,0
2006	349,9	13,5
2007	365,0	4,9
2008	364,1	-0,2
2009	357,5	-0,8

Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

3.2.2. A Produção e a Oferta de Gás Natural no Brasil

Entre os anos de 1970 e 2008 a produção brasileira de gás natural cresceu, em média, 7,8% ao ano. Como comentado anteriormente, ocorreu um grande salto de produção na década de 1980, principalmente em decorrência do início de operação das jazidas da Bacia de Campos. Neste ponto, vale destacar que o volume de gás natural produzido não é totalmente disponibilizado para a comercialização, uma vez que parte dele é destinada a:

- Consumo próprio - parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção.
- Queima e perda - parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção.
- Reinjeção - parcela do gás natural produzido que é injetada de volta nos reservatórios.
- LGN (Líquidos de Gás Natural) - parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento.

A seguir seguem os gráficos da produção mensal de gás natural nos anos de 2009 e 2010, bem como a distribuição geográfica desta produção:

Gráfico 3.3 – Produção de Gás Natural 2009

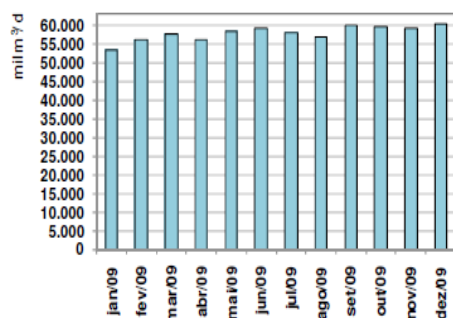
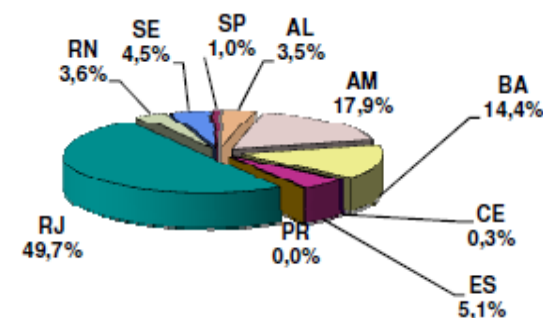


Figura 3.4 – Produção de Gás Natural por estado em 2009



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

Gráfico 3.4 – Produção de Gás Natural 2010

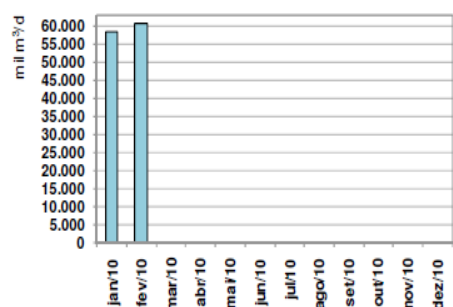
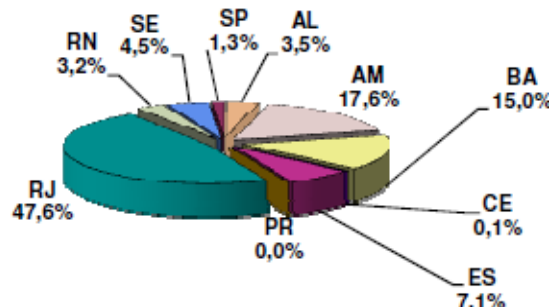


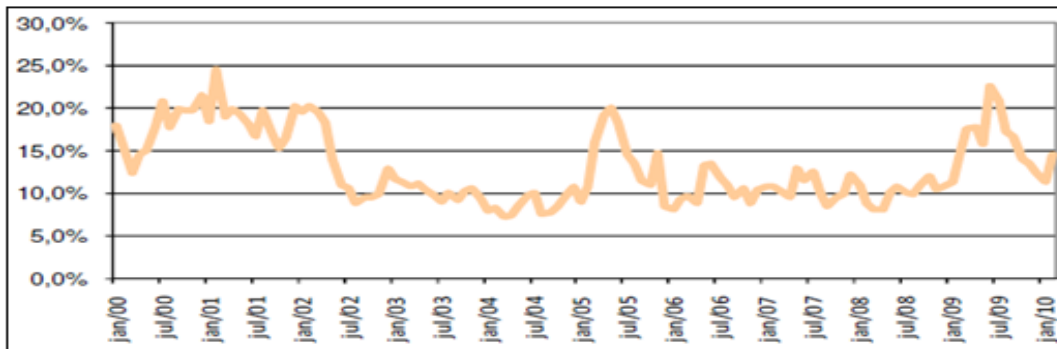
Figura 3.5 – Produção de Gás Natural por estado em 2010



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

Em função da produção de gás natural no Brasil ser em grande parte associada e a infra-estrutura nacional de transporte não possuir uma grande abrangência, este combustível é comumente queimado ou re-injetado. A evolução do percentual de queima e perda de gás natural em relação à sua produção total, para o período de janeiro de 2000 a fevereiro de 2010, é apresentada a seguir:

Gráfico 3.5 - Queima e Perda de Gás em Relação à Produção Total de 2000 a 2010

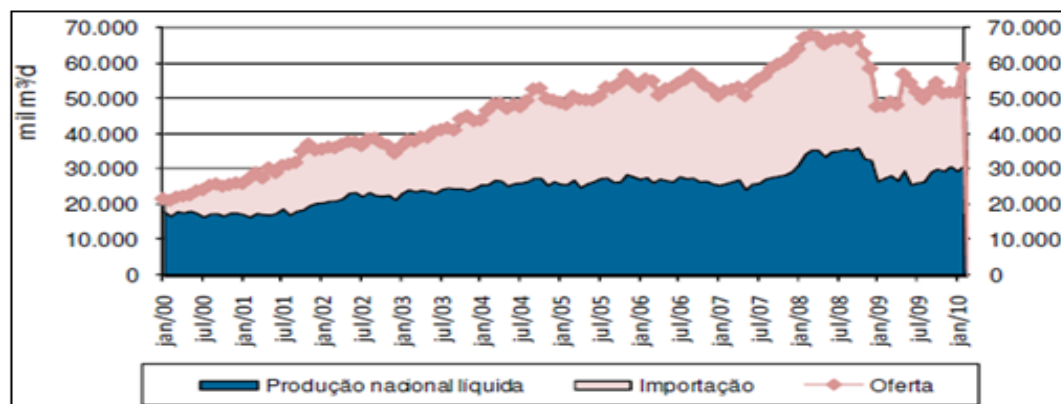


Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

Atualmente, a Petrobras é praticamente a única produtora e vendedora de gás natural às empresas distribuidoras no Brasil. E, de acordo com seu plano estratégico de negócios, o mercado brasileiro de gás natural tende a crescer a taxas superiores a 10% ao ano até 2013, quando poderá atingir a marca dos 135 milhões de metros cúbicos por dia de consumo de gás natural.

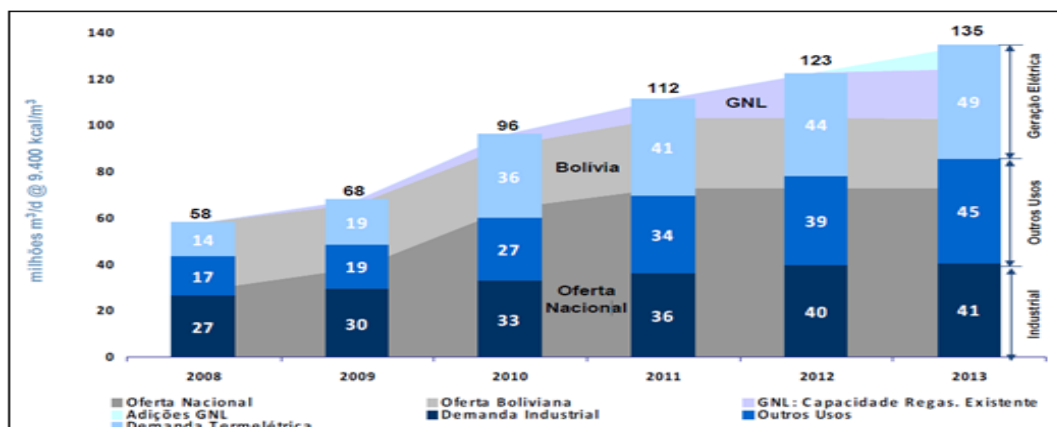
Observa-se no Gráfico 3.6, do 14º Boletim Mensal do Gás Natural da ANP, a oferta histórica verificada entre os anos de 2000 e 2010 e no Gráfico 3.7, o balanço estrutural preposto pela Petrobras, em seu plano de negócios, com horizonte de 2013.

Gráfico 3.6 – Composição da oferta de gás natural no Brasil de 2000 a 2010



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

Gráfico 3.7 – Previsão de Balanço de Gás Natural no Brasil de 2008 a 2013



Fonte: Petrobras

3.2.3. A Importação de Gás Natural no Brasil

De acordo com o 14º Boletim Mensal do Gás Natural da ANP, em agosto de 1999, a Petrobrás iniciou a importação de gás natural, adquirindo gás boliviano, escoado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Em julho de 2000, a companhia Sulgás¹⁸ iniciou a importação de gás natural proveniente da Argentina. Em 2001, duas novas companhias importadoras de gás passaram a operar, a Empresa Produtora de Energia Ltda.¹⁹ e a BG Comércio e Importação Ltda.²⁰ Em agosto daquele ano a Empresa Produtora de Energia Ltda. iniciou a importação de gás boliviano destinado à usina termelétrica de Cuiabá, sendo este gás escoado pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Já em setembro, a BG Comércio e Importação Ltda. iniciou a importação de gás natural boliviano, escoado pelo GASBOL e destinado à companhia distribuidora COMGÁS, empresa que também faz parte do Grupo BG, no Estado de São Paulo. Em agosto de 2006, a Centro Oeste Gás e Serviços Ltda.²¹, CGS, iniciou a importação de gás boliviano, destinado ao estado de Mato Grosso, em complemento ao volume importado pela EPE. Em dezembro de 2008, a MTGás²², a companhia de gás do Mato

¹⁸ Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul. Responsável pela comercialização e distribuição de gás natural canalizado naquele estado.

¹⁹ Também conhecida como Pantanal Energia, é a empresa responsável pela construção e operação da usina termelétrica Governador Mário Covas, localizada em Cuiabá, Mato Grosso.

²⁰ Grupo empresarial proprietário de diversos ativos no país, inclusive no setor de gás natural.

²¹ Empresa Prestadora de serviços de carregador e comercializador de gás natural no estado do Mato Grosso para fornecimento a consumidores de grandes quantidades e distribuidora local.

²² Companhia Mato-Grossense de Gás. Responsável pela comercialização e distribuição de gás natural canalizado no estado do Mato Grosso.

Grosso, realizou a importação de gás natural proveniente da Bolívia através de contrato interruptível, para atendimento ao mercado de seu estado.

Entretanto, nos últimos anos a Petrobras tem sido a única empresa a realizar importações de gás natural por meio de gasodutos. Isso acontece principalmente pelo corte de exportações de gás natural por parte da Argentina, que passou a enfrentar sérias dificuldades para seu próprio abastecimento interno e pela indisponibilidade do gás boliviano, o qual já está todo comprometido em contratos com a Petrobras e com a própria Argentina. A Tabela 3.2 abaixo apresenta o volume de gás natural importado por meio de gasodutos entre os anos de 2008 e 2010.

Tabela 3.2 – Importação de Gás Natural Via de Gasodutos por Empresas – 2009-2010

Mês/ano	Importação de gás natural (mil m³/d)												
	Total	PETROBRAS		SULGÁS		BG		EPE		CGS		MTGAS	
	Volume	Volume	% do total	Volume	% do total	Volume	% do total	Volume	% do total	Volume	% do total	Volume	% do total
jan/09	20.406,7	20.406,7	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
fev/09	20.082,6	20.082,6	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
mar/09	19.858,0	19.858,0	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
abr/09	20.979,4	20.979,4	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
mai/09	26.868,2	26.868,2	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
jun/09	27.285,5	27.285,5	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
jul/09	24.403,7	24.403,7	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
ago/09	22.135,9	22.135,9	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
set/09	20.693,3	20.693,3	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
out/09	22.503,8	22.503,8	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
nov/09	21.050,9	21.050,9	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
dez/09	20.140,2	20.140,2	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
jan/10	21.221,1	21.194,1	99,9%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	27,0	0,1%
fev/10	26.339,2	26.339,2	100,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	27,0	0,1%

Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

3.2.4- A Infra-Estrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil

O principal objetivo do processamento de gás natural é garantir a especificação do gás para os consumidores finais do produto. A capacidade nominal de processamento atual totaliza 66,5 milhões de metros cúbicos por dia. A capacidade instalada de processamento, na região nordeste, totaliza 24,5 de milhões de metros cúbicos por dia (36,8% da capacidade brasileira). A região sudeste possui 30,1 milhões de metros cúbicos por dia (45,3% da capacidade nacional). Já as regiões norte e sul²³ possuem capacidade para processar 9,7 (14,6%) e 2,2 (3,3%) milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, respectivamente. Na Tabela 3.3 é apresentada a capacidade nominal de processamento, por unidade produtora, existente no Brasil.

²³ A unidade de processamento localizada no sul, apesar de já autorizada, encontra-se atualmente fora de operação.

Tabela 3.3 - Capacidade Nominal de Processamento de Gás Natural Existente

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal de processamento de gás natural	
			mil m³/d ¹	%
TOTAL			66.536,0	100,0%
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0	3,5%
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0	3,8%
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0	3,0%
UFL-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	2002	5,35*	...
URGN-Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	2.800,0	4,2%
UPCGN-Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	1,5*	...
UPCGN-Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2007	1,5*	...
UPCGN-Cabiúnas III	Macaé (RJ)	2009	1,5*	...
UPGN-Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	580,0	0,9%
URL-Cabiúnas	Macaé (RJ)	2002	4.500,0	6,8%
URL-Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	4.500,0	6,8%
UPGN-Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0	0,7%
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2004	1.500,0	2,3%
UPCGN - Cacimbas	Linhares (ES)	2008	1,5*	...
UPGN-Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0	4,4%
UPGN - Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0	2,9%
URGN-3-Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0	3,8%
UPGN - Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0	2,7%
UPGN-Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.900,0	4,4%
UPGN-Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0	0,5%
UPGN-Guamaré	Guamaré (RN)	1985	2.300,0	3,5%
UPGN - Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0	3,0%
UPGN - Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	1.500,0	2,3%
UPGN-LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0	0,5%
UPGN-Urucu	Coari (AM)	1993	706,0	1,1%
UPGN - Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0	9,0%
UPGN - Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0	4,5%
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0	5,3%
DPP - Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0	8,3%
UPGN-UEG	Araucária (PR)	FO ²	2.200,0	3,3%
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0	9,0%

Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

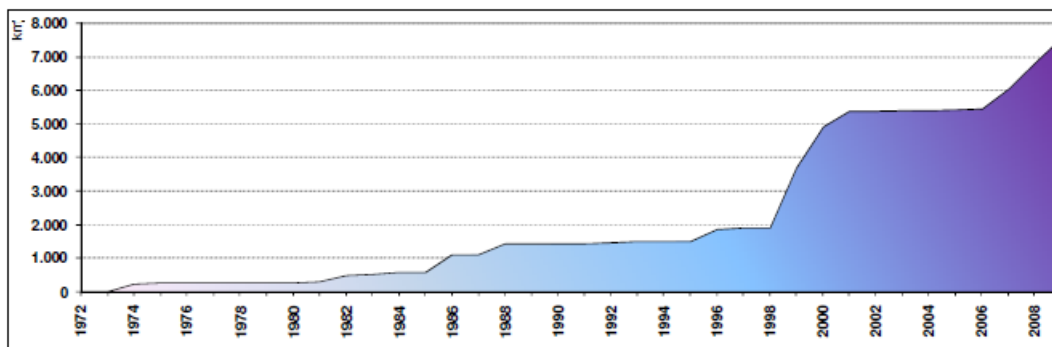
3.2.5- A Infra-Estrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil

Quando se fala em infra-estrutura de transporte, deve-se ter em mente as redes de gasodutos que transportam o gás natural desde os campos de produção até os pontos de entrega às distribuidoras estaduais.

A rede brasileira atual é composta por uma malha que escoar gás natural de origem nacional e outra que escoar produto importado, totalizando cerca de 7.700 km de extensão e 171,7 milhões de metros cúbicos por dia de capacidade de transporte. A Transpetro, empresa subsidiária integral da Petrobras, opera 65% da extensão total da rede brasileira e o restante é operado pelas demais transportadoras atuantes no setor.

Apesar de ter apresentado um considerável crescimento nos últimos anos, como indica o gráfico 3.8, esta rede ainda é relativamente pequena e muito pouco ramificada, quando comparada com outros países consumidores de gás natural, e representam atualmente um importante gargalo para o maior desenvolvimento do mercado brasileiro de gás.

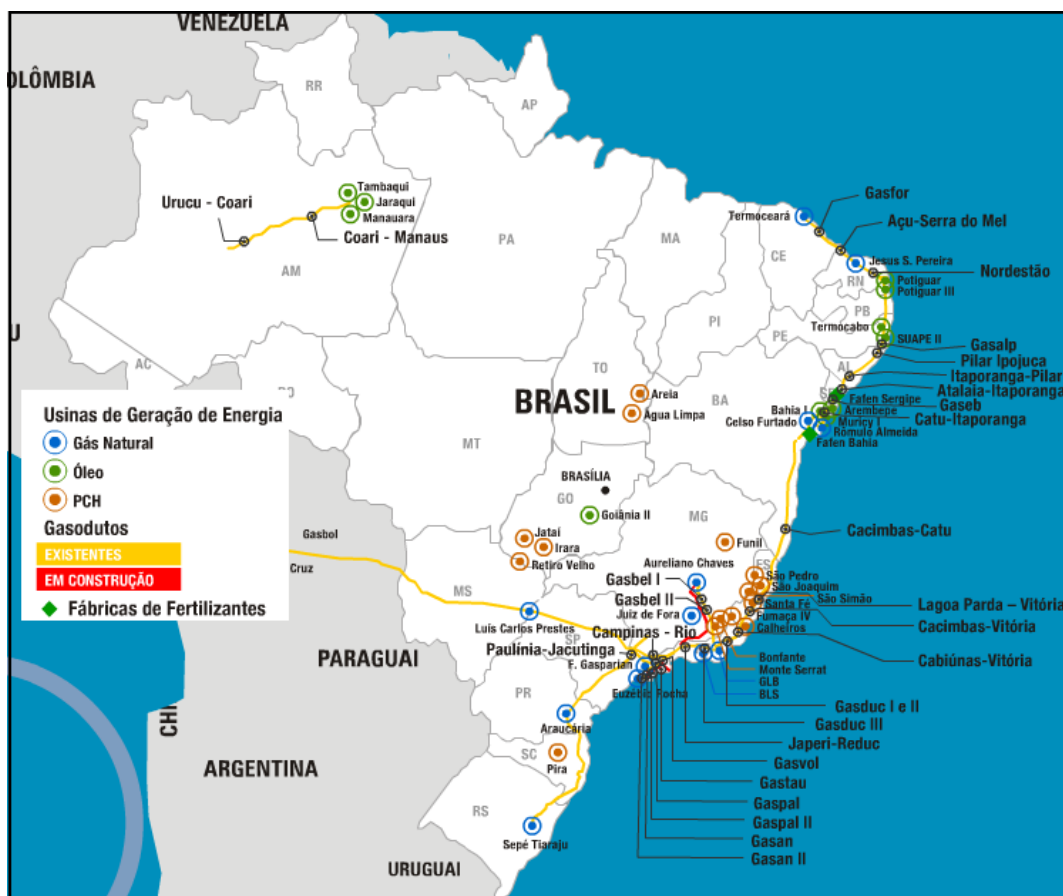
Gráfico 3.8 – Evolução da Malha de Gasodutos de Transporte de 1972 a 2009



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

A Figura 3.6 traz a distribuição atual da rede de gasodutos existente ao longo do território brasileiro e aponta os novos projetos em estágio de implantação desenvolvidos no país.

Figura 3.6 – Rede de Gasodutos Brasileira



Fonte: Petrobras

Como pode ser observado na Figura 3.6, a região norte do país conta, por enquanto, com um único gasoduto ligando a região produtora de petróleo e gás de Urucu à capital Manaus, no Estado do Amazonas.

A região nordeste apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 1.924 km, com diâmetros variáveis entre 8 a 26 polegadas. A região sudeste apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 2.512 km, com diâmetros variáveis de 8 a 28 polegadas. A região sul apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 1.226,2 km com diâmetros que variam entre 16 e 24 polegadas. E, finalmente, a região centro-oeste apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 1.531,0 km.

Em seguida, será aberto um parêntesis à parte para que o GASBOL – Gasoduto Bolívia-Brasil, com grande importância política e estrutural na atual infra-estrutura brasileira de gás natural, seja um pouco mais detalhado.

3.2.5.1. O GASBOL

Este gasoduto tem início na cidade de Santa Cruz de La Sierra, na Bolívia, atravessa os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul e termina na cidade gaúcha de Canoas. Além disso, possui cerca de 3.150 quilômetros de extensão, sendo 2.593 quilômetros em território brasileiro. O trecho brasileiro é administrado pela TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A, subsidiária da Petrobras, e o trecho boliviano pela GTB - Gas TransBoliviano S.A.. Segue, na Figura 3.7, o traçado completo do GASBOL:

Figura 3.7 – Mapa do traçado do Gasoduto Brasil-Bolívia



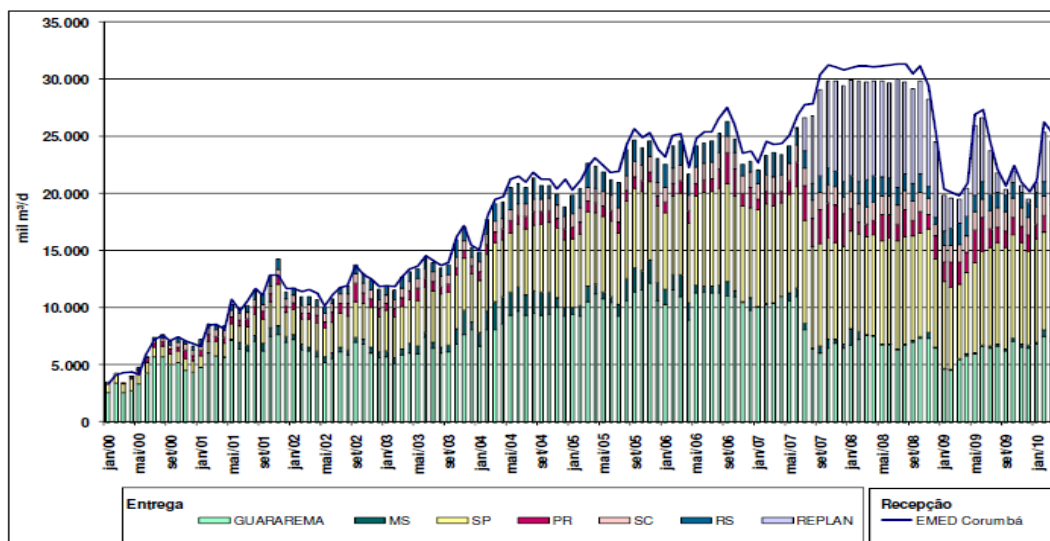
Fonte: TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A.

Como mencionado anteriormente, o GASBOL possui uma capacidade de transporte de até 30 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Sua infra-estrutura de dutos no Brasil - de 32 a 16 polegadas - é formada por dois trechos: o Trecho Norte, que liga Corumbá (MS) a Guararema (SP) e o Trecho Sul, que liga Paulínia (SP) a Canoas (RS).

Quanto ao início das atividades deste empreendimento, o Trecho Norte entrou em operação em agosto de 1999, sendo a entrega do gás natural feita, neste período, nos pontos de entrega de Paulínia e Guararema, ambos em São Paulo. Com a inauguração do Trecho Sul, em março de 2000, o gasoduto entrou em operação plena, desde o Centro-Oeste até o Sul do Brasil, iniciando o transporte de gás natural para os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Além disto, no que diz respeito à operação e monitoramento dos dados operacionais do gasoduto, estes são feitos à distância, através de satélite, pela Central de Supervisão e Controle da TBG, no Rio de Janeiro. O Gráfico 3.9, a seguir, mostra a evolução da movimentação de gás natural no GASBOL no período de março de 2000 a março de 2010.

Gráfico 3.9- Evolução da Movimentação de Gás Natural no GASBOL de 2000 a 2010



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural – Número 14 - ANP / MME

3.2.6. A Distribuição de Gás Natural No Brasil

O sistema de distribuição de gás natural é, de acordo com a legislação vigente, exclusivo das distribuidoras estaduais de gás canalizado, o que implica na necessidade de investimentos por parte dessas empresas em redes de distribuição para a movimentação do produto desde os *city-gates* (estações de entrega do gás derivadas dos gasodutos de transporte) até os pontos finais de consumo.

As atividades de distribuição são reguladas, em cada estado, por suas agências reguladoras (ou pelo próprio estado, em caso de inexistência de agências locais), as quais concedem às companhias estatais ou privadas o direito de comercialização, com exclusividade, do gás canalizado, nas áreas de concessão.

Nos dias atuais a demanda de gás natural das distribuidoras está respaldada em contratos de longo prazo com a Petrobras. O modelo predominante de formação das distribuidoras de gás natural no Brasil foi o conhecido como tripartite, onde a companhia é constituída por três sócios, sendo um deles o governo Estadual, outro a Petrobras e o terceiro um ente privado. Existem exceções, como as distribuidoras puramente privadas dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, ou ainda as distribuidoras puramente estatais como a Sulgás (RS) e a Potigás (RN). Há ainda aquelas cuja participação da Petrobras é maior que 30%.

A Figura 3.8 mostra as áreas de concessão das companhias distribuidoras de gás natural no Brasil.

Figura 3.8- Distribuidoras Brasileiras de Gás Natural



Fonte: ABEGAS

3.3. O Mercado de Gás Natural no Brasil

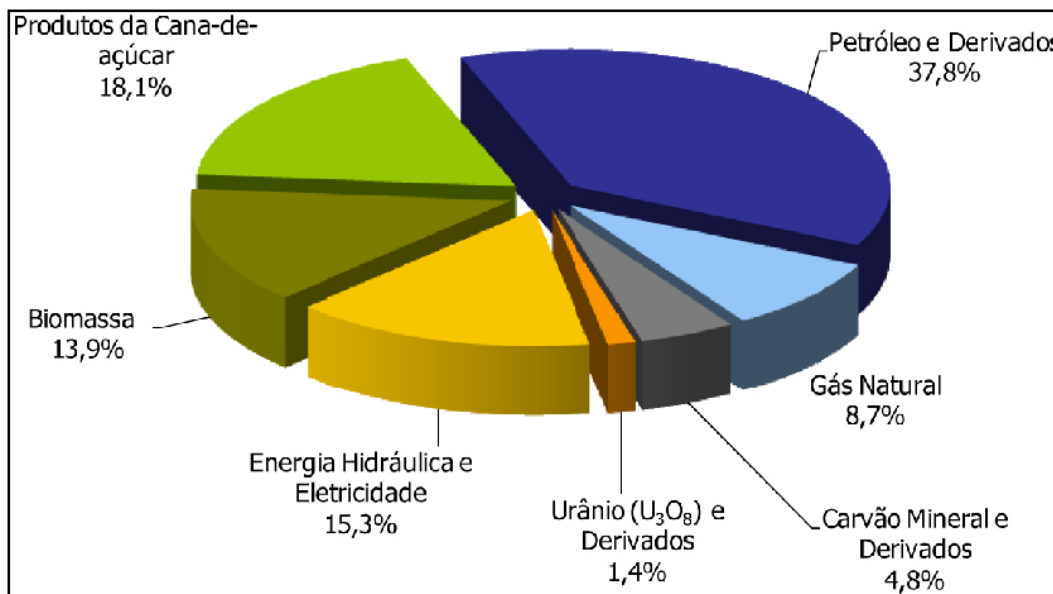
De acordo com dados divulgados pelo Ministério das Minas e Energia, a participação do gás natural na matriz energética nacional se elevou de 2% para quase 9% nos últimos anos e apresenta uma boa tendência de crescimento, principalmente, devido a seus benefícios ambientais, operacionais e econômicos.

Entre os benefícios ambientais, destaca-se a redução na emissão de gases de efeito estufa quando comparado com a utilização de seus substitutos, como o óleo combustível, o diesel e o carvão.

Como vantagens logísticas e operacionais, o gás natural possui uma cadeia de distribuição mais segura e eficiente do que a dos combustíveis líquidos, seus

concorrentes naturais, uma vez que seu transporte é, cem por cento, feito por meio de gasodutos. O Gráfico 3.10, a seguir, mostra a participação do gás natural na matriz energética brasileira.

Gráfico 3.10 – Matriz Energética Brasileira em 2009



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

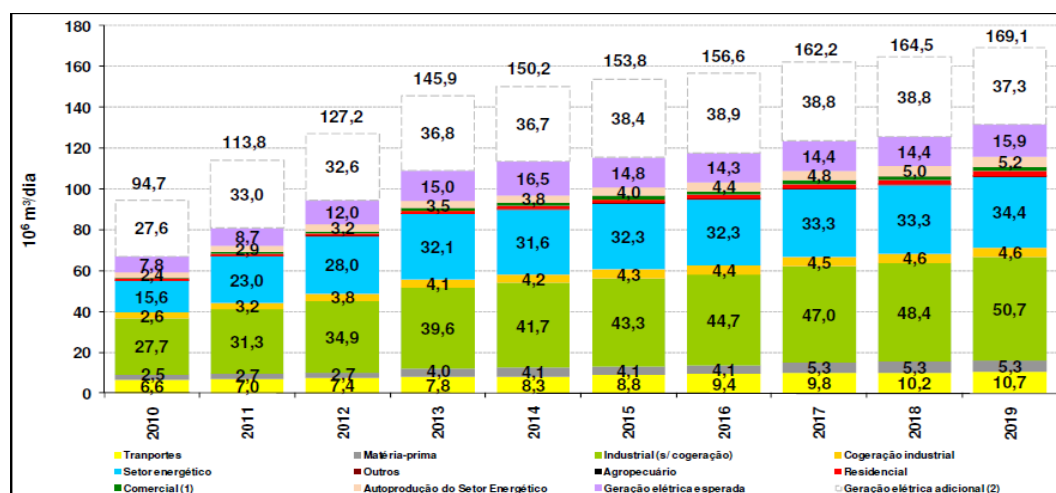
O mercado consumidor de gás natural no Brasil ainda se encontra pequeno e pouco desenvolvido. Os principais segmentos consumidores são o industrial, o automotivo e o termelétrico. O segmento industrial utiliza o gás natural como combustível para seus processos produtivos e em substituição a outros insumos alternativos. O automotivo, ou veicular, é uma importante fonte substituta de outros combustíveis fósseis como a gasolina e o diesel, principalmente nas grandes cidades. Os setores residencial e comercial são muito pouco significantes no Brasil, uma vez que devido ao seu clima predominantemente tropical, não há a necessidade de aquecimento em residências e estabelecimentos comerciais na maior parte do país. Apenas as cidades do Rio de Janeiro e de São Paulo possuem infra-estrutura residencial de gás natural canalizado.

E, finalmente, o setor termelétrico representa uma grande fatia do consumo potencial de gás natural no Brasil. Entretanto, esta fatia do mercado de gás é, de fato, representativa apenas quando as usinas termelétricas movidas a gás natural são despachadas pelo ONS. Esta situação depende das condições meteorológica e dos níveis dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas. Esta peculiaridade do setor elétrico brasileiro será melhor detalhada nos Capítulos 5 e 6 deste trabalho.

O Gráfico 3.2, apresentado anteriormente no item 3.1, mostra a evolução segmentada do consumo de gás natural no Brasil entre os anos de 1998 e 2009.

Com relação às previsões de crescimento do consumo de gás natural no Brasil, espera-se uma rampa que leve os atuais 90 milhões para cerca de 170 milhões de metros cúbicos por dia em 2019, conforme pode ser verificado do gráfico 3.11, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Gráfico 3.11 – Previsão de Demanda de Gás Natural por Setor de Atividade



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A partir dos dados acima, fica fácil observar a expressiva participação do setor termelétrico no mercado brasileiro de gás natural.

3.3.1. A Precificação do Gás Natural no Brasil

O preço do gás natural vendido às distribuidoras brasileiras é composto, fundamentalmente, por duas parcelas, uma referida como *commodity*, destinada a remunerar o produtor, e outra denominada tarifa de transporte, destinada ao serviço de movimentação do gás em gasodutos de transporte entre a produção e o consumo. Entretanto, atualmente, existem três formas distintas de se compor o preço final do gás natural no país.

O gás natural oriundo de produção nacional é regulamentado pelos Ministérios da Fazenda e das Minas e Energia. Estes estabelecem o máximo preço de venda às empresas concessionárias distribuidoras de gás canalizado, o qual é oriundo do somatório do valor da *commodity* gás natural na entrada do gasoduto e a parcela

referente ao transporte entre os pontos de recepção e entrega do combustível. Porém estas parcelas não são abertas e o preço final é divulgado como um valor único.

O gás natural importado, destinado à distribuição local, tem seu preço de venda também composto por uma parte correspondente ao transporte e outra referente à própria *commodity*, entretanto, diferentemente, do anterior o preço final é, realmente, composto por essas duas parcelas.

Finalmente, há ainda um preço especial para venda do gás natural destinado às usinas termelétricas incluídas no Programa Prioritário de Termelétricidade, o PPT. Neste caso há um preço máximo de suprimento do gás natural destinado aos participantes do programa, independente da origem do gás (nacional ou importado).

A Tabela 3.4 mostra uma comparação entre os três preços acima mencionados, por região do país, quando pertinentes, durante o mês de abril de 2010. No mercado da região sudeste, por exemplo, o preço do gás natural nacional, apresentado em parcela única, ficou em US\$ 9,7489 / MMBTU, já o gás importado da Bolívia, somando-se as duas parcelas de *commodity* e transporte, chegou a US\$ 7,3739 / MMBTU e o gás destinado às termelétricas do PPT ficou em US\$ 4,22 / MMBTU.

Tabela 3.4- Preços do Gás Natural no Brasil em abril de 2010

ABR 2010	Preço Petrobras para Distribuidora			Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBTu c/impostos)			
Região	Contratos		Preço US\$/MMBTU	Preço R\$/M³	2.000 M³	20.000 M³/dia	50.000 M³/dia
Nordeste	Gás Nacional		10,0024	0,6554	18,2470	17,5272	17,1076
	Gás Nacional		9,7489	0,6388			
Sudeste	Gás Importado	Commodity	5,6129	0,3678	19,5952	15,9449	15,1737
		Transporte	1,7610	0,1154			
Sul	Gás Importado	Commodity	5,6198	0,3682	17,8535	16,0303	15,6844
		Transporte	1,7566	0,1151			
Centro-oeste	Gás Importado	Commodity	6,5586	0,4297	18,8736	15,3737	14,7114
		Transporte	1,7848	0,1169			
Os dados do preço ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nos dados de publicação específicas da Petrobrás							
Dólar de conversão R\$/US\$(ABR/2010): 1,7566							

PPT (US\$/MMBTu)	
ABR/10	4,22
MAR/10	4,14
FEV/10	4,10
Média/10	4,14
Média/09	3,87

Fonte: MME / Canal Energia

3.4. Considerações Finais

A indústria de gás natural no Brasil, apesar de se mostrar em pleno processo de desenvolvimento, ainda se encontra em um estágio incipiente de maturidade e conta, ainda, com um mercado muito pouco desenvolvido e carente de uma série de requisitos básicos já encontrados em seus pares localizados em diversas partes do mundo.

Dessa forma, como apresentado mais à frente no Capítulo 6 deste trabalho, a situação atual do mercado nacional de gás natural se configura em um importante gargalo em seu processo de integração com o mercado brasileiro de energia elétrica.

Os próximos dois capítulos seguintes trazem uma visão geral dos mercados de eletricidade no Brasil e no mundo.

CAPÍTULO 4

O Setor de Energia Elétrica no Mundo

De acordo com Bhattacharya *et al.* (2001), durante quase a totalidade do século XX, o modelo internacional preponderante de funcionamento do setor elétrico foi marcado por uma forte atuação estatal a partir de uma estrutura de mercado monopolista e avessa a qualquer tipo de competição. Entretanto, a partir da década de 1980 houve uma grande mudança de pensamento sobre a estrutura das indústrias de suprimento de energia elétrica ao redor do mundo. E essas mudanças seguiram um caminho comum, introduzindo a competição na geração de eletricidade através de redes de transmissão independentes. Mas dentro desse quadro, diferentes estruturas de desregulamentação passaram a existir em diferentes países.

4.1. Em Países Industrializados

Os países industrializados possuíam sistemas elétricos eficientes e em bom estado de funcionamento quando seus processos de desregulamentação se iniciaram. Um fator de prevalência comum em quase todos aqueles países era que ou os consumidores não estavam satisfeitos com os crescentes preços da energia elétrica ou, em alguns casos, as companhias fornecedoras consideravam inviáveis a manutenção de suas operações devido às baixas tarifas cobradas. E ainda, em alguns outros casos, a desregulamentação foi resultado de pressões dos pequenos agentes do setor para que fosse reduzido o controle e o poder das grandes companhias estatais abrindo-se o mercado à competição.

Assim, por uma ou algumas dessas motivações a desregulamentação foi implementada nos países industrializados com a expectativa de redução de custos e tarifas, baseada em um possível crescimento da competitividade nos mercados.

4.1.1. Nos Estados Unidos

Enquanto na maioria dos processos de desregulamentação europeus ocorreu um estágio de privatização das grandes companhias do setor, nos Estados Unidos estas companhias já eram privadas desde o início. Sua reestruturação ocorreu, então, uma forma diferente.

O “*Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA)*” de 1978 efetivamente iniciou o processo de desregulamentação no país autorizando geradores independentes (NUG) a entrar no mercado atacadista de energia elétrica. Esta política de incentivos permitiu um crescimento significativo na capacidade norte americana de geração proveniente de fontes independentes durante a década de 1990, crescendo de 42.000 MW em 1989 para 98.000 MW em 1998 e passando a representar mais de 11% da potência instalada total norte-americana.

Após o PURPA o *US Energy Policy Act (EPACT)*, de 1992, forneceu os pilares para o desenvolvimento de mercados competitivos de energia elétrica nos Estados Unidos. Determinou que a indústria de energia elétrica fosse desregulamentada e ficaria sob a subordinação regulatória do *Federal Energy Regulatory Authority, FERC*.

Em abril de 1996, o FERC publicou as regras finais para a abertura do acesso à transmissão e, dessa forma, determinou que as transmissoras permitissem o livre acesso de maneira não discriminatória a qualquer agente do mercado, focando na eliminação do monopólio sobre a transmissão de eletricidade. Mais especificamente, foi determinado que todas as transmissoras deveriam providenciar o livre acesso a seus ativos, através de tarifas não discriminatórias e desenvolver um sistema de informações em tempo real que oferecesse a todos os usuários do sistema o mesmo acesso às informações que as transmissoras possuíam.

Em dezembro de 1999, o FERC publicou uma nova regra com o objetivo de reformar as práticas operacionais das transmissoras. Estas deveriam se reorganizar em diferentes Organizações de Transmissão Regionais (RTO) de forma a controlar questões operacionais e de confiabilidade e, assim, eliminar-se-ia quaisquer resíduos de discriminação aos serviços de transmissão. Os RTO ficaram responsáveis pela operação e pela expansão de seus sistemas de transmissão, assim como de seus reajustes tarifários.

Estas iniciativas das autoridades norte americanas quebraram o tradicional modelo verticalmente integrado do setor elétrico naquele país e determinaram que cada parte da cadeia industrial da energia elétrica passasse a funcionar independentemente uma das outras. E, além, disso, esse novo ambiente proporcionou o surgimento de diversas novas entidades tais como os operadores independentes do sistema (ISSO), os comercializadores, os produtores independentes de energia elétrica, dentre outros. Assim, teve origem o mercado competitivo de energia elétrica naquele país.

4.1.2. Na Europa

Foi publicada, em fevereiro de 1999, uma Diretiva da União Européia sobre o mercado interno de eletricidade. Através dela, permitiu-se que, a partir de um período de tempo, todos os consumidores de energia elétrica de grande e médio portes poderiam escolher livremente seus fornecedores de eletricidade de qualquer parte da União Européia (EU).

Além disso, aquela Diretiva introduziu a competição entre os geradores e já visava uma significativa redução de preços ao redor da EU de forma a se beneficiar os negócios e os consumidores. Entretanto, não foi imposta uma estrutura de mercado rígida e única para todos os países, mas foram definidas as condições mínimas sob as quais a competição poderia se desenvolver de forma justa e transparente em todos os países membros.

Como resultado dessa abertura do mercado de energia elétrica, o comércio de eletricidade ultrapassou as fronteiras nacionais e avançou rapidamente. Em julho de 1999, foi fundado um órgão exclusivamente para operadores de sistemas de transmissão, a Associação dos Operadores Europeus de Sistemas de Transmissão (ETSO), cujo principal objetivo era a promoção de condições para um eficiente mercado de energia elétrica na Europa. Uma das tarefas desse órgão foi ajudar a formular um efetivo arcabouço regulatório para a transmissão de eletricidade entre países e efetivar estruturas de preços para tal. A ETSO passou a cobrir todos os países membros da EU, além de Noruega e Suíça, e foi composta inicialmente pela junção de 4 operadores de sistemas de transmissão já existentes: o NORDEL²⁴ (dos países nórdicos), ATSOI²⁵ (da Irlanda), UCTE²⁶ (do países continentais da Europa Ocidental) e UKTSOA²⁷ (do Reino Unido).

²⁴ Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca e Islândia são conhecidos como países nórdicos.

²⁵ Associação de Operadores do Sistema de Transmissão da Irlanda.

Dentre alguns dos outros pontos daquela diretiva, os seguintes merecem ser destacados:

- Os investimentos em geração de energia elétrica e construção de novas usinas podem ser feitos em qualquer lugar da EU, estando sujeitos aos procedimentos específicos previstos por cada um dos países membros.
- Os consumidores de grande e médio portes poderão escolher seus supridores de eletricidade. Foi proposto um cronograma, passo a passo, iniciando este processo com os grandes consumidores, em 1999, e subseqüentemente cobrindo todos os consumidores médios até 2003. Entretanto, muitos países avançaram a taxas bem maiores que as previstas.
- Os proprietários de redes de transmissão e distribuição devem permitir o livre acesso de seus ativos a qualquer agente de mercado.

Entre os vários mercados de energia elétrica existentes no continente europeu, o *NordPool* merece um maior destaque e será analisado individualmente a seguir:

4.1.2.2. O *NordPool*: O Mercado Nórdico de Energia Elétrica

a) A Suécia

O setor elétrico sueco nunca foi completamente centralizado ou nacionalizado e até 1991 era dominado pela *Vattenfall*, que possuía mais de 50% da geração total de energia elétrica, gerenciava algumas grandes redes de distribuição e todas as linhas de transmissão de 220 kV e 400 kV do país. Além disso, havia mais uma dúzia de outras grandes companhias geradoras e 270 distribuidoras, as quais operavam redes em níveis de tensão mais baixos e muitas vezes possuíam sua própria geração. As grandes geradoras possuíam um acordo, o *Pooling Agreement*, que visava otimizar a operação das fontes de geração, sendo bastante similar a um pool, porém sem despacho centralizado. Seu requisito básico era que cada companhia geradora possuísse capacidade de geração suficiente para atender a respectiva demanda de carga durante as condições normais de operação. Com esta norma estabelecida, a maioria das companhias geradoras firmava contratos bilaterais diretos com seus consumidores. Naturalmente, o agente central nesse contexto era a *Vattenfall* e a

²⁶ União para Coordenação de Transmissores de Eletricidade.

²⁷ Associação dos Operadores do Sistema de Transmissão do Reino Unido.

maioria das outras companhias geradoras começou, por fim, a formar organizações conjuntas onde juntavam seus recursos de geração. Entretanto, os pequenos agentes do setor não tinham acesso ao mercado de energia elétrica local.

Em 1991, o governo sueco decidiu retirar da *Vattenfall* suas atividades de transmissão e criar uma nova companhia estatal para tal fim, a *Svenska Kraftnät*, além de responsabilizá-la por promover a competição no mercado de energia elétrica, objetivando a abertura da rede de transmissão nacional para outras companhias menores, além das tradicionalmente grandes geradoras locais. A partir de janeiro de 1995 a *Svenska Kraftnät* introduziu sua nova metodologia de transmissão baseada no ponto de conexão, o que visava promover competição no mercado de energia elétrica. Seu princípio básico era que com um único pagamento no ponto de conexão um consumidor poderia acessar todo o sistema e assim fazer negócios com qualquer agente do sistema. Ainda assim, alguns poucos grandes geradores respondiam por mais de 90% da geração verificada na Suécia, mas cerca de 220 companhias fornecedoras passaram a competir naquele novo ambiente de mercado. E, finalmente, a partir de novembro de 1999 os requisitos específicos de medição e outras taxas extras cobradas de consumidores convencionais foram completamente abolidas, facilitando aos consumidores a livre escolha de um novo fornecedor.

b) A Noruega

O setor elétrico norueguês era, desde o início, dominado por pequenas e médias companhias geradoras municipais, verticalmente integradas, ou seja, que geravam, transmitiam e entregavam energia elétrica a seus consumidores finais. A maioria das transações de eletricidade também se dava via contratos bilaterais, entre a companhia fornecedora e um conjunto de consumidores. Como seu parque gerador era completamente (100%) hidrelétrico, havia naquele país uma grande volatilidade nos preços de energia elétrica. Estes variavam com a disponibilidade de água e com o funcionamento de um mecanismo regular de importação de energia elétrica da Suécia. O maior agente no mercado norueguês era a *Statkraft*, empresa possuidora de 35% da geração existente e de todo o sistema de transmissão encontrado no país. Assim como na Suécia, em 1991, a *Statkraft* passou sua responsabilidade de transmissão para a recém estabelecida *Statnett*, a qual passou a operar o sistema elétrico norueguês. Também se introduziu um novo sistema de tarifação (tarifa de acesso ao sistema), que funcionou como um pré-requisito para a habilitação dos consumidores a escolherem seus fornecedores livremente. E, por fim, aproximadamente 200

companhias passaram a competir pelo suprimento de energia elétrica aos consumidores noruegueses, os quais escolhiam livremente seu fornecedor de eletricidade.

c) A Criação do Pool

Em 1994, as duas companhias interessadas, a norueguesa *Statnett* e a sueca *Svenska Kraftnät*, iniciaram complexos estudos sobre a possibilidade da criação de um mercado conjunto sueco-norueguês de energia elétrica. E dentre os muitos argumentos utilizados para a viabilização desse novo ambiente podem ser destacados os seguintes:

- O mercado norueguês já havia sido reformado e o sueco estava seguindo o mesmo caminho.
- Os dois países já possuíam diversas interconexões elétricas com grande capacidade de transferência de energia entre eles.
- Ambos contavam com uma companhia responsável pela operação centralizada de seus respectivos sistemas de transmissão.
- Ambos haviam introduzido o modelo de tarifação por “ponto de conexão” na transmissão.

Dessa forma, o mercado nórdico comum de energia elétrica foi batizado com o nome de *NordPool* e foi estabelecido em 1996, pertencendo em sua versão original igualmente à *Statnett* e à *Svenska Kraftnät*.

Mais tarde passaram a fazer parte do *NordPool* os setores elétricos da Finlândia, em 1998, e da Dinamarca, em 1999.

Assim, se formava e tomava corpo o primeiro mercado internacional de energia elétrica do mundo.

4.2. Países em Desenvolvimento

Na maioria dos países em desenvolvimento, o setor de energia elétrica sempre esteve sob a supervisão de seus governos federais. Sendo estes os grandes responsáveis por tomar as decisões de investimentos em novos projetos de usinas, por viabilizar os

orçamentos anuais de planejamento da expansão de suas redes de transporte, por ajustar as diretrizes de operação para seus sistemas de geração e transmissão e, ainda, por definir e reajustar os preços para os consumidores finais de eletricidade, dentre outros.

Entretanto, a energia elétrica nesses países foi tratada, durante muitos anos, mais como um serviço social do que como uma commodity de mercado.

Assim, este tipo de gerenciamento estatal verificado em muitos desses países trouxe consequências muito danosas a seus respectivos setores elétricos, como algumas em destaque, a seguir:

- Ineficiência na produção, transmissão, distribuição e uso da energia elétrica.
- Políticas de preços irracionais, com subsídios sociais agregados.
- Inchamento de pessoal nas companhias estatais de energia elétrica.

Além disso, os países em desenvolvimento possuem como importantes características estruturais um alto crescimento de demanda e, assim, uma necessidade constante de investimento adicionais da ordem de bilhões de reais.

Dessa forma, com grande necessidade de investimentos, baixa eficiência operacional e tarifas contaminadas por subsídios governamentais, as companhias estatais, naturalmente, foram incapazes de aportar as quantias necessárias para suprir os requisitos necessários de aumento da capacidade de seus sistemas de geração e transporte de energia elétrica e, assim, passaram a buscar financiamentos internacionais para suprir suas carências.

Entretanto, a maioria dos fundos internacionais que se disponibilizavam a emprestar os montantes solicitados, impunha como condição necessária para a viabilização do negócio a reestruturação e, conseqüente, abertura dos mercados de energia elétrica daqueles países.

Assim, surgiu o grande fator motivador para o início dos processos de reestruturação e desregulamentação dos setores elétricos nos países em desenvolvimento.

4.2.1. Os Países Sul-Americanos

Os países da América do Sul vinham enfrentando exatamente aqueles problemas comuns aos países em desenvolvimento, acima mencionados, como a falta de fundos financiadores para seus investimentos, a baixa eficiência empresarial em suas companhias de energia elétrica, dentre outros.

Com isso, o caminho pioneiro seguido pelo Chile, em 1982, com a reestruturação e desregulamentação de seu setor elétrico, passou a influenciar diversos outros países como a Argentina, a Bolívia, a Colômbia, o Peru e o Brasil a iniciarem suas reformas.

Então, um a um, aqueles países foram implementando reformas e reestruturações setoriais, buscando a abertura de seus mercados e o incentivo à competitividade, principalmente na cadeia de geração de eletricidade.

Segundo Bhattacharya *et al.* (2001), o impacto dessas reformas pôde ser positivamente verificado em muitos daqueles países através de fatores como a redução nas perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica, o aumento de produtividade das empresas do setor e até mesmo, em alguns casos, com a redução dos preços da eletricidade para o consumidor final.

Os pontos comuns nesses modelos de reforma foram o despacho de geração centralizado e o esquema de precificação nodal para a comercialização de energia elétrica no mercado atacadista, adotados na grande maioria dos setores elétricos sul-americanos.

Assim, como grande ganho resultante dessas reformas estruturais, em geral houve aumento considerável na eficiência dos setores elétricos, além disso, a competitividade entre as companhias geradoras de eletricidade passou a existir e conseqüentemente a capacidade de atração de investimentos estrangeiros voltou a crescer. Então, o objetivo inicial do processo de reestruturação daqueles mercados foi, de certa forma, alcançado.

4.3. Considerações Finais

A partir das experiências vivenciadas por diversos setores elétricos de países desenvolvidos e em desenvolvimento, este capítulo trouxe à tona as tendências comuns e, ao mesmo tempo, as realidades distintas encontradas ao redor do mundo quando o assunto é energia elétrica.

Diversas reformas e reestruturações se verificaram em quase a totalidade dos países ocidentais, e a partir de então muitos mercados de eletricidade robustos e dinâmicos passaram a se tornar realidade e a se desenvolver.

Assim, no próximo capítulo será abordado, de forma mais aprofundada, o histórico, o atual momento e o funcionamento do setor elétrico brasileiro.

CAPÍTULO 5

O Setor de Energia Elétrica no Brasil

Assim como no resto do mundo, o setor elétrico brasileiro passou por importantes reformas durante as duas últimas décadas. Dessa forma, este capítulo tem por finalidade detalhar os acontecimentos verificados nos últimos anos e descrever o funcionamento do atual modelo do setor no país.

5.1. O Histórico

O novo modelo do setor elétrico brasileiro tomou sua forma atual a partir da reforma setorial iniciada no governo do Ex-Presidente Fernando Henrique Cardoso, a qual introduziu importantes modificações estruturais e tinha como ideologia a desregulamentação setorial, abrindo espaço para as privatizações, reduzindo o papel do estado no setor e introduzindo o conceito de mercado naquele ambiente.

Neste período, foram construídos importantes marcos regulatórios. Em 1995, através da lei 8.987, aprovou-se a lei de Concessão dos Serviços Públicos, que começava a desenhar a reforma setorial, porém ainda necessitava ser aprofundada para permitir o ingresso de recursos privados no aumento da oferta de energia elétrica. A lei 9.074, daquele mesmo ano, começou a introduzir o ambiente competitivo na geração de energia elétrica, criando-se as figuras do produtor independente de energia²⁸ e o conceito de consumidor livre²⁹, regulamentando-se a comercialização de energia elétrica, e abrindo espaço para as privatizações de companhias estatais, federais e estaduais. Em 1996, através da lei 9.427, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL³⁰. Em 1998, através da lei 9.648, foram criados o Mercado Atacadista

²⁸ Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

²⁹ É aquele que adquire energia elétrica em contratos bilaterais livremente negociados no Ambiente de Contratação Livre e satisfaz os requisitos mínimos estabelecido em legislação específica.

³⁰ Autarquia sob regime especial, agência reguladora, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

de Energia, MAE³¹, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS³². O primeiro como um ambiente seguro onde se realizariam a contabilização e a liquidação da energia elétrica através da comparação entre os contratos registrados e as medições físicas verificadas por cada agente e o segundo, como um órgão livre e independente responsável por operar centralizadamente todo o Sistema Interligado Nacional, SIN³³.

Além disso, também foi instituído um novo tipo de agente setorial, o comercializador de energia elétrica, como um intermediário nas operações de compra e venda de grande importância para a liquidez e o bom funcionamento de um mercado de energia elétrica. A maioria dessas reformas fez parte do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o RE-SEB. Este programa foi concluído em 1998 e continha como primícias principais as seguintes:

- O incentivo à competição nos setores de geração e comercialização de energia elétrica.
- A manutenção dos setores de transmissão e distribuição como monopólios naturais, sob regulação do estado.
- A desverticalização das grandes empresas do setor elétrico em negócios de geração, transmissão e distribuição distintos.
- A criação de instituições independentes com funções bem definidas funcionando como os alicerces do desenvolvimento do novo modelo proposto.

Naquela época, foi criada uma ferramenta de proteção (*hedge*) hidrológica muito importante para a viabilização da operação centralizada de usinas hidrelétricas em cascata, o Mecanismo de Relocação de Energia, MRE. Sua concepção foi estabelecida como uma espécie de condomínio do qual participam os geradores hidráulicos despachados centralizadamente pelo ONS. A cada ciclo mensal, a energia

³¹ Associação civil integrada por diversos agentes do setor elétrico com papel de viabilizar as operações de compra e venda de energia, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres.

³² Entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica.

³³ O Sistema Interligado Nacional é composto por todas as linhas e equipamentos com nível de tensão maior ou igual a 230 kV, além de alguns outros equipamentos, que compõem a malha brasileira de transmissão de energia elétrica.

excedente de alguns dos participantes é repassada em condições muito favoráveis para outros que apresentem déficits de geração.

Com relação ao planejamento da expansão do sistema elétrico, o antigo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, GCPS, coordenado pela Eletrobras e composto por todos os agentes setoriais envolvidos, foi extinto. Em seguida, criou-se o Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos, CCPE, subordinado ao Ministério das Minas e Energia, conferindo-o um caráter indicativo consultivo e não mais executivo como o anterior, o que acabou por prejudicar sua funcionalidade. Com isso, viu-se que durante esta primeira fase de reformas e reestruturações, foram instituídos diversos parâmetros que ainda se mantêm vivos como os pilares do modelo atual.

Entretanto, em função da pequena expansão do parque gerador, de um forte crescimento da demanda e de períodos meteorológicos propensos a severas estiagens durante aquele período, o Brasil vivenciou em 2000, uma das maiores tragédias estruturais de sua história recente, culminando em um extenso período de racionamento de energia elétrica, a nível nacional, durante quase a totalidade do ano de 2001.

Este fato, aliado ao momento de troca de ideologia política no país, motivou a equipe do, recentemente eleito, Presidente Luiz Inácio Lula da Silva a promover uma nova reforma estrutural no setor elétrico brasileiro a partir do início de seu governo, em 2002.

5.2. A Estrutura Institucional do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

O novo marco regulatório brasileiro se preocupou em manter a estrutura já existente oriunda das reformas recentes, principalmente em relação à independência e neutralidade na regulação do setor e na operação dos sistemas e do mercado de energia elétrica. Contudo, modificou e fortaleceu o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão e geração, criando, em 2004, a Empresa de Pesquisa

Energética, EPE³⁴, através da Lei 10.847, preenchendo a lacuna estrutural existente desde a extinção do GCPS.

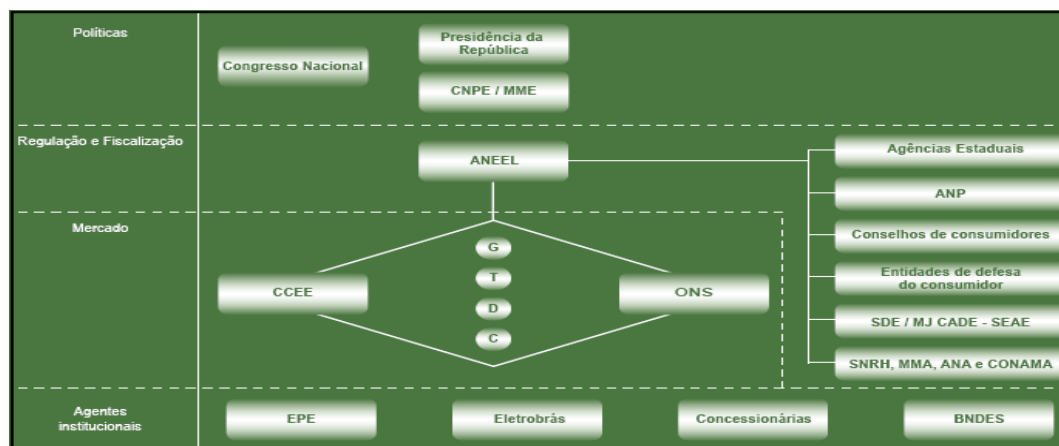
Promoveu, também, alguns ajustes e modificações nas regras de comercialização de energia elétrica proporcionando maior dinâmica e robustez ao mercado, através da Lei 10.848 e dos decretos 5.163, 5.184 e 5.267, de 2004.

O governo federal manteve a formulação de políticas para o setor de energia elétrica como atribuição do poder executivo federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, com assessoramento do Conselho Nacional de Política Energética, o CNPE, e do Congresso Nacional. Além disso, instituiu o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ligado ao MME, para acompanhar, avaliar e sugerir ações necessárias para permanentemente manter a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional.

O antigo MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a CCEE³⁵, que passou a abrigar, dentre outras coisas, toda a plataforma do mercado de energia elétrica no país.

Abaixo, através da Figura 5.1, está reproduzida de forma objetiva a atual estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.

Figura 5.1- Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª Edição. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

³⁴ Empresa estatal, vinculado ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético nacional, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

³⁵ Entidade de direito privado, sem fins lucrativos, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

5.3. O Funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro

Em seguida, serão destacadas algumas das principais características verificadas no setor elétrico brasileiro a partir das reformas estruturais implementadas.

5.3.1. O Livre Acesso ao Sistema de Transmissão

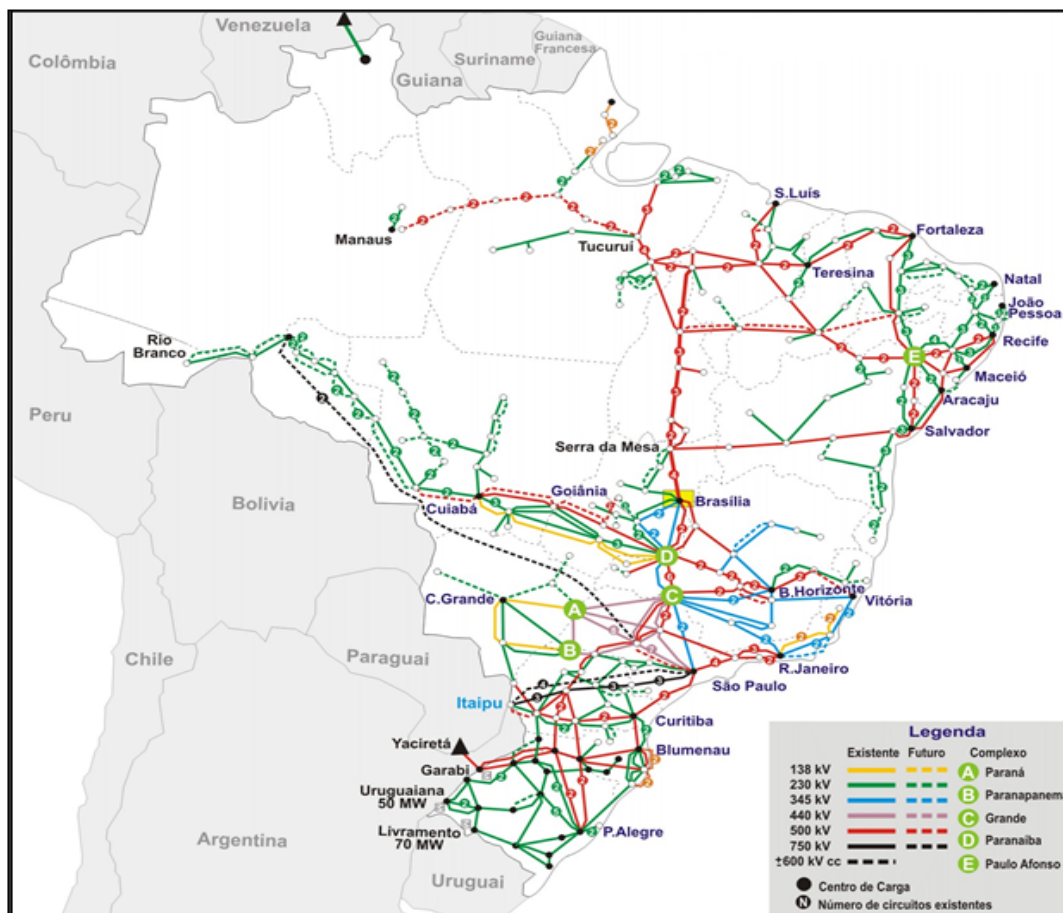
A partir da reestruturação do setor elétrico brasileiro, houve a distinção dos sistemas de transporte de energia elétrica, de acordo com níveis de tensão pré-estabelecidos, separando-os em sistemas transmissão, para redes acima de 138 kV, e distribuição, para redes até 138 kV. Assim, de forma a se incentivar um ambiente competitivo no setor de geração de energia elétrica, foi garantido o livre e indiscriminado acesso à rede de transmissão, permitindo que todos os agentes do setor elétrico pudessem acessar livremente a totalidade das linhas de transmissão e distribuição existentes no Brasil.

A definição de “Livre Acesso” no setor elétrico brasileiro garante a qualquer agente com o perfil de consumidor, o acesso à malha de transmissão de eletricidade, em qualquer ponto, mediante assinatura de um contrato de uso do sistema de transmissão, CUST, com o Operador Nacional do Sistema Elétrico e remuneração via tarifas locais³⁶, por ponto de conexão, denominadas tarifa de uso do sistema de transmissão, TUST.

A Figura 5.2 abaixo traz o diagrama da extensa rede de transmissão de energia elétrica verificada no Brasil.

³⁶ Tarifas aplicadas aos usuários do sistema de transmissão de eletricidade brasileiro que variam monetariamente de acordo com o local de acesso de seu ponto de conexão ao SIN.

Figura 5.2- Sistema Interligado Nacional - SIN – Horizonte 2012



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

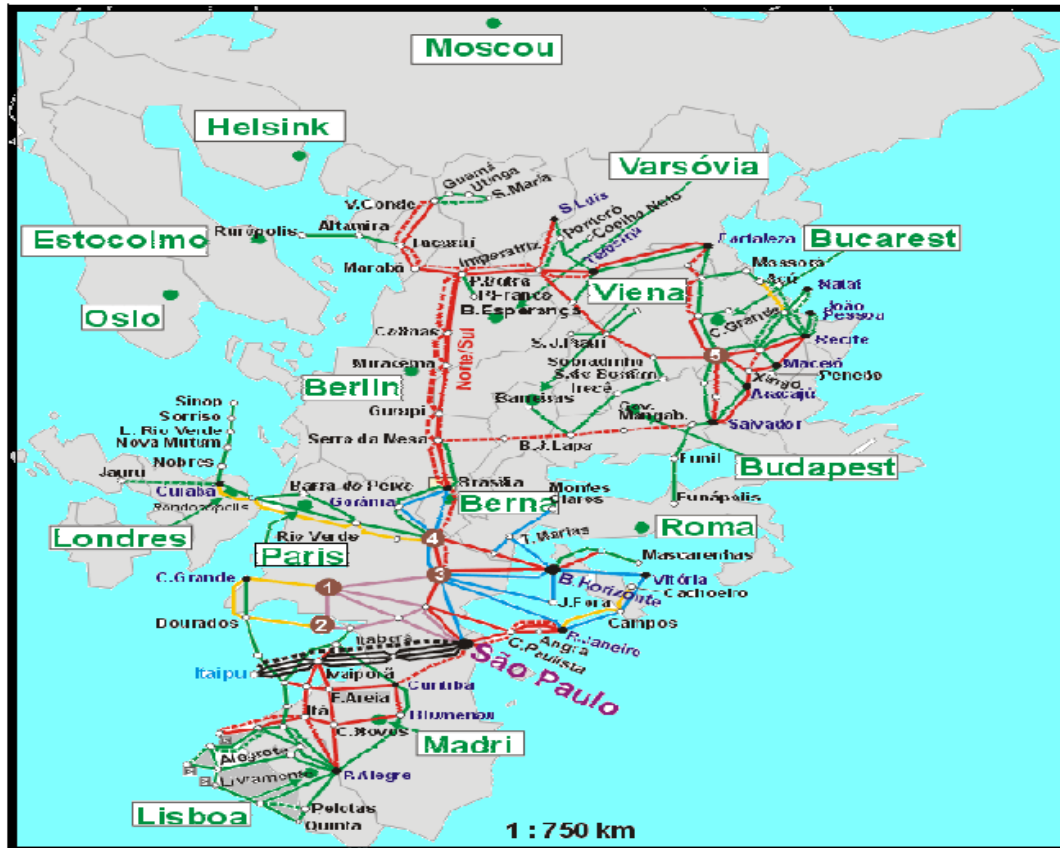
Além disso, por se tratar de um monopólio natural, a cadeia de transmissão de eletricidade manteve seu *status* adquirido na primeira reforma setorial e permaneceu fortemente regulada. E, finalmente, as companhias transmissoras são remuneradas a partir de um modelo de tarifação que leva em conta, principalmente, o período de disponibilidade de suas linhas para o transporte de eletricidade.

5.3.2. A Operação Centralizada do Sistema Elétrico

O sistema elétrico brasileiro pode ser definido como um sistema hidro-térmico de grande porte, com grande capacidade de armazenamento de água em robustos reservatórios e com cerca de 100.000 MW de potência instalada, além de longas distâncias percorridas entre suas diversas fontes e cargas. A Figura 5.3, a seguir, traz o Sistema Interligado Nacional sobreposto no continente europeu de forma a se ter uma idéia de sua abrangência geográfica. Observa-se que suas linhas transmissão

preencheriam um espaço correspondente às distâncias entre Portugal e a oeste da Rússia.

Figura 5.3- Sistema Interligado Nacional - SIN Brasileiro Sobreposto na Europa.



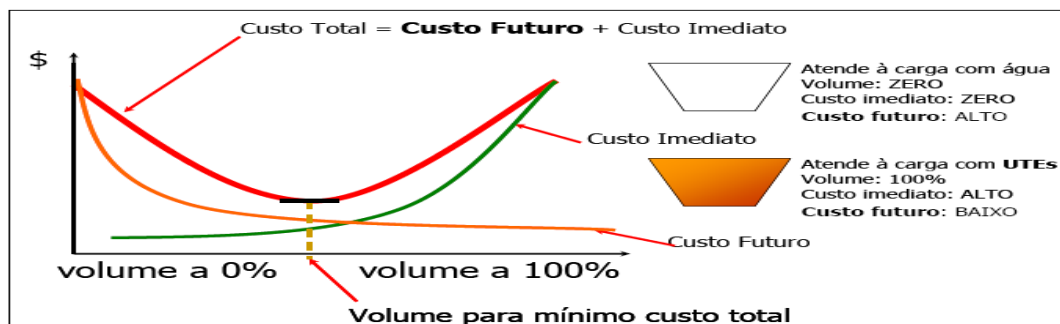
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Além disso, é ponto de destaque o fato de que cerca de 90% da produção brasileira de energia elétrica é de origem hidráulica. A geração de todas as usinas é interdependente e centralizadamente coordenada, visando a otimização dos recursos provenientes da integração energética entre diferentes bacias hidrográficas, de diversas regiões, e a promoção da máxima eficiência no uso dos recursos energéticos disponíveis. Assim, o planejamento da operação do sistema hidro-térmico brasileiro visa atender a toda a carga (demanda), com os recursos de geração existentes, ao menor custo possível.

Então, o operador do sistema não pode atentar, somente, ao atendimento de curto prazo, mas também aos atendimentos de médio e longo prazos. Ou seja, este operador define as unidades geradoras despachadas, hidráulicas e térmicas, seu objetivo passa a ser que o custo médio da geração necessária para o atendimento do

mercado consumidor, levando em conta o curto e o longo prazos, seja o mínimo possível. A Figura 5.4, a seguir, ilustra bem o desafio operativo enfrentado pelo ONS no sistema elétrico brasileiro.

Figura 5.4 - Funções de Custos Futuro e Imediato



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Veja que a política de operação ótima necessária para que se atinja um volume de água nos reservatórios para um mínimo custo global passa pela comparação do benefício imediato do uso da água hoje com o benefício futuro de seu armazenamento. Como mencionado em Lino (2001), este benefício é medido em termos da economia de uso de combustíveis das usinas termelétricas ao longo do horizonte de planejamento.

A função de custo imediato mede os custos de geração térmica em um estágio de tempo, apresentando um comportamento crescente à medida que aumenta o volume armazenado nos reservatórios ao final do estágio atual. Já a função de custo futuro está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento em um período que vai desde o final do estágio seguinte ao presente até o final do estudo, diminuindo à medida que o volume armazenado final aumenta.

A curva de função de custo futuro é calculada através de simulações operativas do sistema elétrico-energético para cada nível de armazenamento no final de cada estágio. As simulações são realizadas probabilisticamente, ou seja, utilizando um grande número de cenários hidrológicos possíveis, já que existe uma grande variabilidade de vazões afluentes aos reservatórios reais, os quais variam sazonal, anual e regionalmente.

O custo ótimo da água armazenada, ou seja, o menor custo operativo global possível corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. E como mostrado na Figura 5.4, este custo corresponde ao ponto onde as derivadas de ambas

as funções em relação ao armazenamento se igualam. Este valor é conhecido no mercado brasileiro de energia elétrica como custo marginal da operação, o CMO, e é a partir dele que se origina o preço de liquidação das diferenças, o PLD³⁷.

Observa-se, assim, que as usinas hidrelétricas têm um custo operativo indireto, associado à oportunidade de economizar combustível e deslocar a utilização de uma usina termelétrica no estágio presente ou no futuro. E, dessa forma, o objetivo básico do planejamento da operação de mínimo custo é assegurar, de maneira econômica e confiável, o suprimento da demanda prevista ao longo do período de planejamento, minimizando os custos com combustível, sem a necessidade de interrupções no fornecimento.

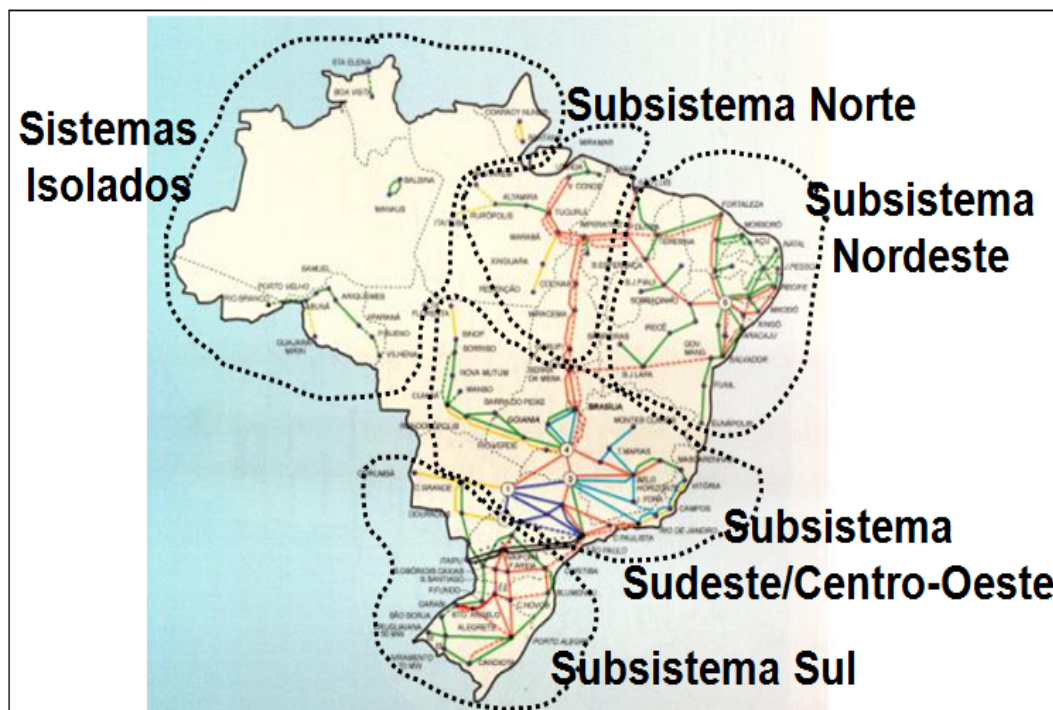
Então, resumidamente, foi visto que as principais variáveis de decisão da operação centralizada de um sistema hidrotérmico como o brasileiro são os despachos de geração no período de planejamento, sendo eles térmicos e hidráulicos. E estes por sua vez guardam forte correlação com o volume de água existente nos reservatórios das usinas hidráulicas e as previsões de aflúências futuras, as quais impactam diretamente a política de operação e de expansão do parque brasileiro de geração de energia elétrica e transformam este problema operativo em um desafio complexo de difícil solução.

5.3.3. A Estrutura do Mercado

O mercado brasileiro de energia elétrica foi estruturado dividindo o território nacional em quatro sub-mercados equivalentes, interconectados por extensas linhas de transmissão, conforme Figura 5.5, a seguir.

³⁷ Preço da energia elétrica no mercado de curto prazo. Seu valor é calculado, por sub-mercado equivalente, semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, baseado na otimização da operação eletro-energética do sistema interligado nacional.

Figura 5.5 - Os Sub-Sistemas do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica



Fonte: Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig

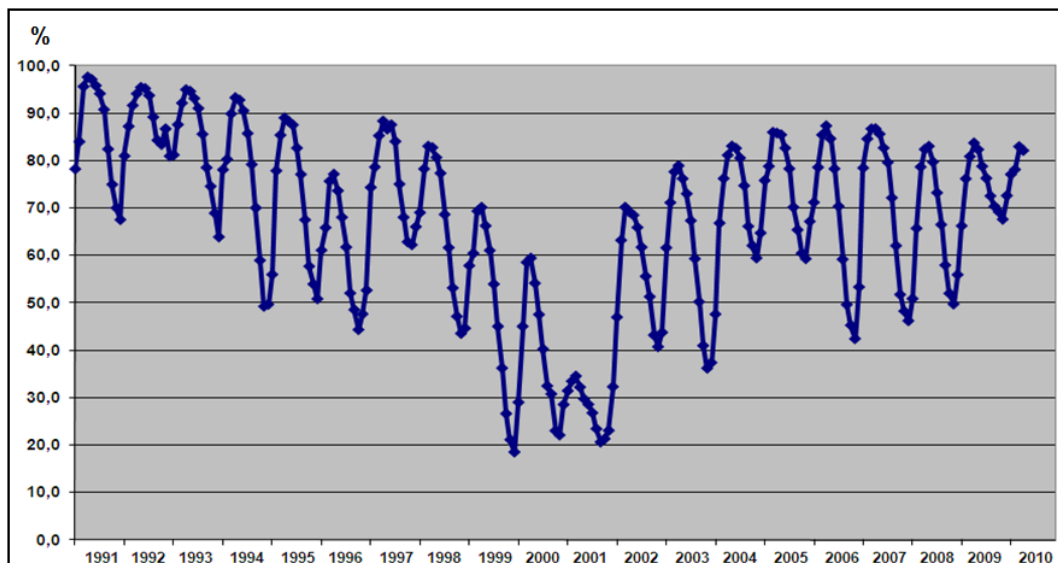
O consumo de eletricidade concentra-se, principalmente, nos setores industrial (cerca de 45% do total) e residencial (aproximadamente 26% do total) e a região Sudeste / Centro-Oeste responde por mais de 60% do consumo total do país. Mesmo em anos de pequeno crescimento econômico o consumo brasileiro de energia elétrica tende a crescer a taxas razoáveis.

A oferta de eletricidade no Brasil é dominada por empresas estatais, cerca de 67% do total, porém a carga está, em sua maior parte, sob controle de agentes privados, os quais representam por volta de 88% da demanda nacional. No Norte, o parque gerador é exclusivamente hidrelétrico, no Nordeste, apenas recentemente o parque gerador termelétrico está sendo implantado. No Sul, onde se localizam as usinas alimentadas a carvão mineral, o parque gerador termelétrico é relevante, assim como no Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizado o parque gerador nuclear.

Como mencionado anteriormente, o parque gerador brasileiro é predominantemente hidrelétrico, com grande capacidade de armazenamento de água em reservatórios. Entretanto, as afluições hídricas, responsáveis por seus abastecimentos, apresentam fortes flutuações sazonais e anuais. Então, esta capacidade de armazenamento de água, verificada no sistema brasileiro, cumpre o importante papel de acumular energia

elétrica, em forma de energia potencial gravitacional, nos períodos de afluições elevada, predominantemente no verão, para ser utilizada nos períodos de afluição baixa, no inverno. O Gráfico 5.1, abaixo, traz o histórico percentual da soma equivalente a toda a capacidade de armazenamento dos reservatórios do sub-sistema Sudeste/Centro-Oeste, mostrando as fortes variações sazonais verificadas repetidamente ao longo dos anos.

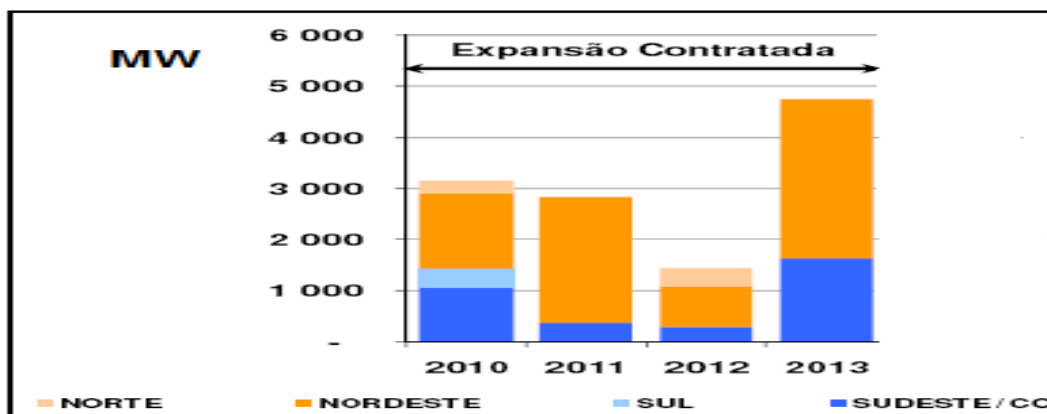
Gráfico 5.1- Evolução Percentual da Capacidade de Armazenamento dos Reservatórios de Água do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig

Finalmente, como abordado por Fernandes *et al.* (2008), não se pode esquecer que uma outra forma de se aumentar a confiabilidade de um mercado de energia elétrica majoritariamente hidrelétrica é através do aumento da participação termelétrica em seu parque gerador, despachando estas usinas prioritariamente em períodos de afluições desfavoráveis. E, devido à dificuldade ambiental de se construir grandes reservatórios associados aos novos projetos hidrelétricos, esta é uma tendência que vem, também, se verificando, nos últimos anos, no Setor Elétrico Brasileiro, como pode se observar no Gráfico 5.2, retirado do Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, da EPE e do MME, a seguir.

Gráfico 5.2- Expansão Térmica Contratada por Região no Brasil

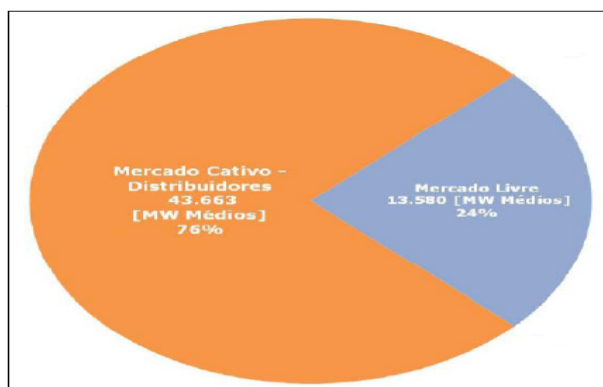


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE – PDE 2019

5.3.4. A Comercialização de Energia Elétrica

O novo modelo do setor elétrico criou dois ambientes distintos para a compra e venda de energia elétrica no Brasil, o Ambiente de Contratação Regulado - ACR (Mercado Cativo) e o Ambiente de Contratação Livre - ACL (Mercado Livre). O Gráfico 5.3, abaixo, traz a quantidade de energia elétrica comercializada em cada um desses ambientes de mercado no ano de 2009.

Gráfico 5.3- Quantidade de Energia Elétrica Comercializada por Ambiente de Mercado.



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O ACR é o ambiente no qual, exclusivamente, as distribuidoras contratam energia elétrica, através da realização de leilões, proveniente de empreendimentos novos e existentes para o atendimento de seus mercados consumidores. Estes leilões são

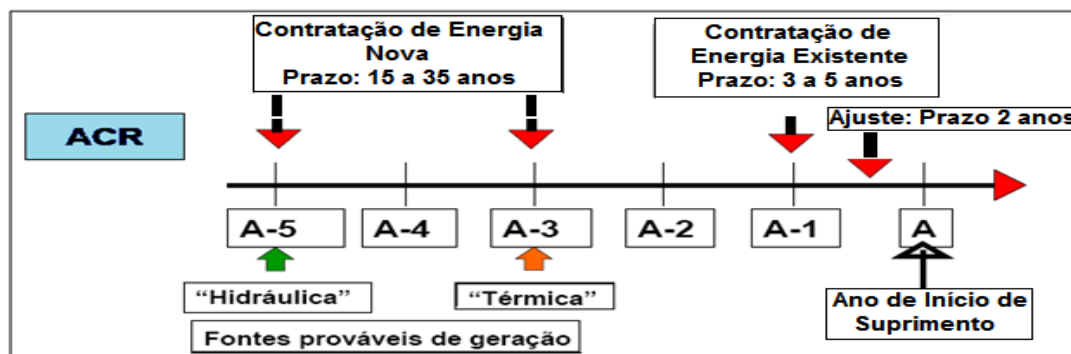
promovidos direta ou indiretamente pela ANEEL, de acordo com os parâmetros definidos pela EPE e MME, tais como os montantes a serem licitados por modalidade contratual.

Os leilões para o caso de geração provida de novos empreendimentos ocorrem cinco ou três anos antes do início do efetivo fornecimento da energia comercializada e os contratos provenientes desses certames tem a duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 30 anos. Já os leilões com energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes ocorrem 1 ano antes do início do fornecimento e geram contratos com duração de, no mínimo 5, e, no máximo, 15 anos. Em Costa e Pierobon (2008), há uma análise da sistemática e dos resultados dos primeiros leilões acima mencionados realizados no Brasil.

Além disso, a ANEEL pode promover os chamados leilões de ajuste, os quais ocorrem no próprio ano de fornecimento da energia comercializada com, prazos de início de fornecimento de, no máximo, 4 meses, e duração contratual de, no máximo, 2 anos, propiciando às distribuidoras a possibilidade de complementação para o atendimento da totalidade de suas cargas.

A Figura 5.6, a seguir, ilustra a estrutura vigente de leilões promovidos no ACR do atual modelo setorial brasileiro.

Figura 5.6 - Leilões de Energia Elétrica no ACR



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL – Adaptado pelo Autor

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, conhecidos como CCEAR, apresentam duas diferentes modalidades de funcionamento. Podem ser contratos de quantidade de energia elétrica ou de disponibilidade de energia elétrica. Na modalidade de quantidade, o vendedor deve, obrigatoriamente, disponibilizar ao sistema, e conseqüentemente, ao comprador todo o

montante de energia elétrica negociado. Dessa forma, o risco associado a uma geração de energia física abaixo da contratual fica a cargo do vendedor. Esta modalidade de contrato é atualmente utilizada em leilões de energia elétrica proveniente de fontes hídricas.

Já na modalidade de disponibilidade de energia elétrica, o vendedor recebe um valor fixo anual para se manter disponível ao sistema, pronto para entrar em operação sempre que solicitado, porém não sendo necessariamente despachado. Esta modalidade de contratado é atualmente utilizada nos leilões de energia elétrica provenientes de fontes termelétricas, inclusive pelas usinas movidas a gás natural, e o risco associado à geração de energia inferior à contratação passa a ser do comprador, ou seja, das distribuidoras e seus consumidores finais.

Também é válido destacar que, como aprofundado por Bezerra *et al.* (2009), para todo empreendimento térmico participante de leilões de energia nova, na modalidade disponibilidade de energia elétrica, é calculado um Índice de Custo Benefício, ICB, individual, utilizado, como critério de contratação no certame, para a ordenação econômica das fontes térmicas com os outros tipos de fontes participantes.

O Ambiente de Comercializa Livre – ACL é o ambiente no qual os agentes geradores podem vender diretamente sua geração de energia elétrica para os Consumidores Livres através de contratos bilaterais livremente negociados.

Os Consumidores Livres, atualmente são divididos em dois grupos: Consumidores Livres Convencionais e Consumidores Livres Especiais ou Incentivados.

Consumidores Livres Convencionais: são todos aqueles cuja potência instalada seja maior ou igual a 3,0 MW, ligados em qualquer nível de tensão. Têm a opção de compra de energia elétrica correspondente a uma parcela ou à totalidade de sua carga diretamente de qualquer agente gerador ou comercializador, não ficando restrito apenas à sua empresa concessionária de distribuição.

Consumidores Livres Especiais ou Incentivados: são aqueles que possuem carga entre 500 kW e 3,0 MW, pertencentes ao subgrupo tarifário A. Também não estão restritos a adquirir energia elétrica apenas da concessionária de distribuição de sua

localização física, entretanto só podem adquirir energia diretamente de agentes geradores que se enquadrem no conceito de agentes de geração incentivada³⁸.

Os preços praticados no ACL são diretamente influenciados pela oferta de energia disponível no país, obedecendo ‘as “leis de mercado”, ou seja, em caso de sobre-oferta de energia elétrica os preços caem e em caso de escassez os preços sobem.

O novo modelo do setor elétrico contemplou, ainda, um outro ambiente de comercialização de energia elétrica, o mercado de curto prazo ou spot, o qual está disponível para todos os agentes do setor, desde as distribuidoras até os consumidores livres, passando pelas geradoras e comercializadoras, respeitando as restrições regulatórias aplicadas a cada um dos perfis de atuação.

É nesse mercado que ocorre o fechamento da contabilização de toda a energia elétrica contratada e consumida no Brasil. Este processo de contabilização faz o encontro de contas de toda a energia elétrica comercializada pelos agentes do setor com a energia elétrica produzida e consumida fisicamente pelos mesmos.

Todos os agentes devem, compulsoriamente, registrar na CCEE seus contratos de energia elétrica com seus respectivos montantes e permitir que a CCEE tenha acesso aos dados de medição física de suas instalações. Dessa forma, a CCEE é capaz de determinar as diferenças entre a energia contratada e a energia consumida ou produzida. E essas diferenças são liquidadas, mediante regras específicas, na própria CCEE e valoradas ao preço de liquidação das diferenças, PLD.

5.3.5. O Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico

O planejamento da expansão do sistema interligado nacional 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.

A instituição responsável por esta função no modelo atual do setor é a EPE, com auxílio dos próprios agentes geradores e transmissores de energia elétrica. Neste modelo, o processo de expansão do parque gerador e das instalações de transmissão

³⁸ Geração Incentivada é aquela proveniente de geração proveniente de fontes hidráulicas de até 30 MW médios de potência injetada, eólicas, solares e biomassa.

acontece a partir da realização de leilões de novos ativos com participação de agentes públicos e privados de forma equânime.

De forma indicativa, a EPE elabora anualmente o Plano Decenal de Expansão, o PDE, um importante balizador para os investimentos futuros, que subsidia a realização dos futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e de novas instalações de transmissão.

5.3.6. As Usinas Termelétricas Movidas a Gás Natural

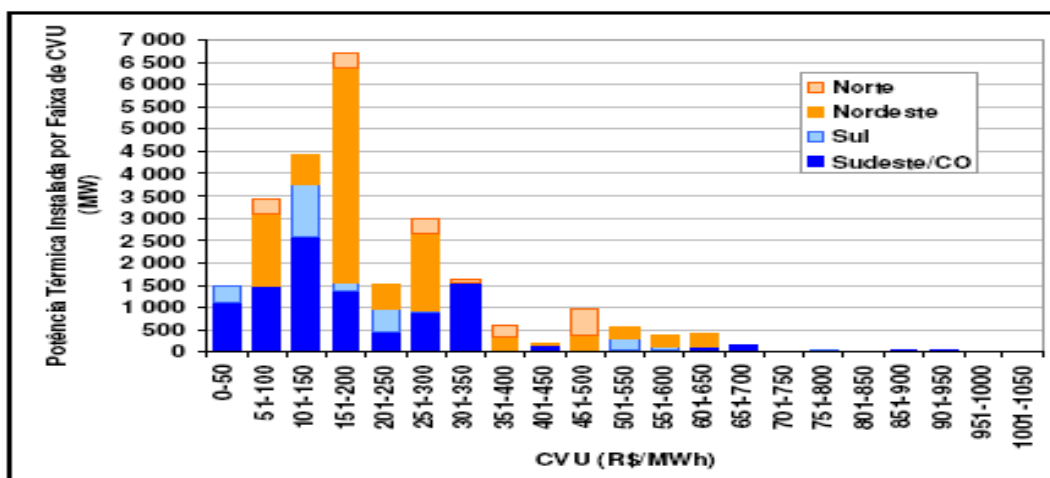
Como visto nos capítulos anteriores, a infra-estrutura e o mercado brasileiro de gás natural ainda são muito incipientes. Dessa forma, as usinas termelétricas poderiam funcionar como âncoras no desenvolvimento daquela indústria, já que seu consumo regular de gás possibilitaria a diluição dos custos fixos e, progressivamente, o gás natural seria difundido em outros mercados.

Entretanto, no atual modelo de operação centralizada do setor elétrico brasileiro, cada usina termelétrica nacional somente é chamada a despachar quando o preço de liquidação das diferenças, o PLD, é maior ou igual ao custo variável unitário de geração de cada usina, o CVU³⁹, ou seja, em períodos de hidrologia desfavorável. E ao mesmo tempo, cada uma delas tem como obrigação manter-se sempre disponível, inclusive com relação a seu combustível, para começar a operar a qualquer momento em que for designada pelo ONS.

Assim, como pode ser observado no Gráfico 5.1 e na Tabela 5.1, a seguir, a frequência de utilização, ou despacho, daquelas usinas pode ser considerada muito pequena no Brasil. Fato este que se configura em um importante complicador para os investidores em usinas termelétricas no país.

³⁹ Valor correspondente ao custo variável necessário para que uma usina termelétrica seja capaz de entrar em operação e gerar eletricidade. Não se incluem neste valor e os custos fixos do empreendimento como amortização de investimentos, custos de manutenção e etc. Sua parcela mais significativa é composta por custos de combustível.

Gráfico 5.4- Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e Subsistema



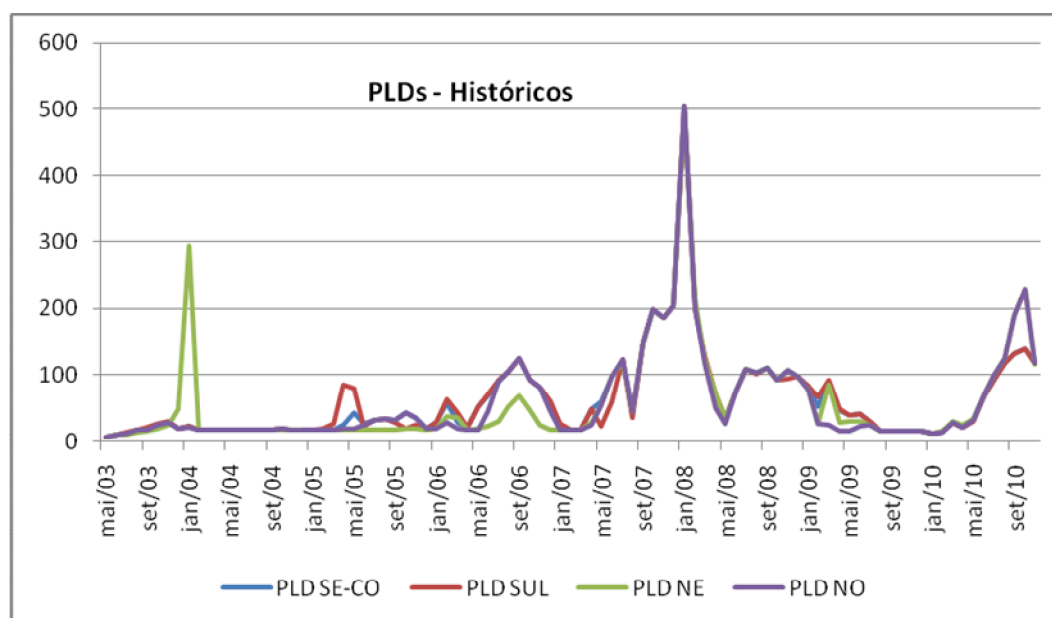
Fonte: Empresa de Energia Elétrica – EPE – PDE 2019

Tabela 5.1- Histórico dos Preços de Liquidação das Diferenças no Brasil

Preço Médio da CCEE (R\$/MWh)														
Mês	Submercado													
	SE/CO	S	NE	N										
set/10	132,37	131,98	189,88	189,88	jun/08	76,2	76,2	75,34	75,34	dez/05	19,2	19,19	18,4	19,2
ago/10	118	118	124,23	124,22	mai/08	34,18	34,19	34,42	27,61	nov/05	35,73	24,17	19,79	35,73
jul/10	89,58	89,58	95,3	95,3	abr/08	68,8	72,12	71,92	50,97	out/05	43,12	18,83	18,86	43,12
jun/10	67,99	67,99	69,7	69,7	mar/08	124,7	127,41	123,24	117,67	set/05	31,94	29,42	18,4	31,94
mai/10	32,45	30,25	34,6	32,45	fev/08	200,42	200,65	214,37	200,43	ago/05	34,51	34,51	18,5	34,51
abr/10	21,59	21,59	24,96	21,58	jan/08	502,45	502,45	497,61	502,45	jul/05	31,74	31,56	18,33	31,74
mar/10	27,74	27,74	30,19	27,56	dez/07	204,93	204,93	204,93	204,93	jun/05	26,45	24,07	18,33	25,42
fev/10	13,85	13,85	16,06	13,85	nov/07	185,11	185,11	185,11	185,11	mai/05	43,96	79,35	18,33	20,28
jan/10	12,91	12,91	12,91	12,91	out/07	198,13	198,13	197,45	198,13	abr/05	24,88	83,97	18,33	18,87
dez/09	16,31	16,31	16,31	16,31	set/07	149,53	149,8	149,11	149,53	mar/05	18,33	26,78	18,33	18,33
nov/09	16,31	16,31	16,31	16,31	ago/07	39,27	36,13	45,81	44,36	fev/05	18,33	18,99	18,33	18,33
out/09	16,31	16,31	16,31	16,31	jul/07	122,59	122,19	118,94	122,87	jan/05	18,33	18,33	18,33	18,33
set/09	16,31	16,31	16,31	16,31	jun/07	97,15	59,42	97,19	97,35	dez/04	18,59	18,59	18,59	18,59
ago/09	16,31	16,31	16,31	16,31	mai/07	59,96	23,48	53,37	53,37	nov/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jul/09	30,43	30,43	25,55	25,55	abr/07	49,36	49,05	28,07	24,25	out/04	18,75	18,75	18,59	18,75
jun/09	40,84	40,84	30	23,14	mar/07	17,59	17,59	17,59	17,59	set/04	18,59	18,59	18,59	18,59
mai/09	39	39,1	30,17	16,31	fev/07	17,59	17,59	17,59	17,59	ago/04	18,59	18,59	18,59	18,59
abr/09	46,46	48,73	27,79	16,31	jan/07	22,62	26,28	17,59	17,59	jul/04	18,59	18,59	18,59	18,59
mar/09	90,87	91,28	84,25	24,96	dez/06	58,75	59,18	17,58	45,23	jun/04	18,59	18,59	18,59	18,59
fev/09	52,08	66,15	27,41	27,41	nov/06	80,82	80,82	24,4	80,82	mai/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jan/09	83,64	83,66	77,77	77,82	out/06	92,42	92,42	46,25	92,42	abr/04	18,59	18,59	18,59	18,59
dez/08	96,97	96,93	96,97	96,97	set/06	123,88	123,88	68,56	123,88	mar/04	18,59	18,59	18,59	18,59
nov/08	106,14	93,77	106,14	106,14	ago/06	104,98	105,19	51,94	104,98	fev/04	18,59	18,59	18,59	18,59
out/08	92,43	92,17	92,43	92,43	jul/06	90,9	91,44	30,61	90,9	jan/04	23,68	23,68	294,09	21,48
set/08	109,93	109,4	109,91	109,93	jun/06	67,89	70,01	23,44	44,84	dez/03	20,18	20,18	49,41	19,93
ago/08	102,79	101,21	102,79	102,79	mai/06	51,91	52,51	19,79	16,97	nov/03	28,03	29,85	24,7	27,91
jul/08	108,42	108,42	108,42	108,42	abr/06	20,87	21,06	16,92	16,92	out/03	25,82	26,3	19,88	25,73
					mar/06	28,56	42,67	36,1	18,94	set/03	18,3	20,52	15,44	18,3
					fev/06	58,02	63,63	37,62	29,2	ago/03	16,95	18,56	13,37	16,89
					jan/06	28,64	28,78	19,14	19,14	jul/03	13,13	13,92	9,87	13,1
										jun/03	11,22	11,22	10,53	10,43
										mai/03	7,3	7,3	6,34	6,23

Fonte: CCEE

Gráfico 5.5- Gráfico de Preços de Liquidação das Diferenças no Brasil



Fonte: Elaboração do Autor

A partir de informações como as apresentadas nos Gráficos 5.4 e 5.5, calcula-se que os fatores de utilização médios verificados no parque termelétrico brasileiro estejam em torno de 20% do tempo total em que suas unidades estão disponíveis. Dessa forma, fica fácil concluir que apenas uma pequena parcela da potência térmica instalada no Brasil possui baixos valores de CVU e foi chamada a operar com uma razoável frequência temporal, remunerando os investimentos diretos e indiretos necessários para sua implementação e sobrevivência.

Este assunto será novamente abordado no Capítulo 6 deste trabalho.

5.4. Considerações Finais

Como observado neste capítulo, o setor elétrico nacional, apesar de ter enfrentado sérios problemas estruturais que acabaram culminando em um severo racionamento nacional de eletricidade, vem avançando e já se encontra em um estágio de razoável maturidade se comparado com seus pares a nível internacional. Isso acontece principalmente porque o Brasil conseguiu acompanhar os mesmos degraus de desenvolvimento infra-estrutural e regulatório observados no resto do mundo.

Entretanto, como será discutido no próximo capítulo, atualmente, sua integração com o mercado brasileiro de gás natural ainda é muito pequena. Esta situação traz consigo

consideráveis perdas técnicas e econômicas para ambas as partes, desperdiça oportunidades importantes de desenvolvimento infra-estrutural e pouco acrescenta à importantes temas como eficiência operacional e à segurança energética nacionais.

CAPÍTULO 6

A Integração dos Mercados de Energia Elétrica e Gás Natural

Até aqui foram abordados os históricos e as principais características dos setores de gás natural e energia elétrica no Brasil e no mundo, separadamente.

Neste capítulo serão entendidos os diversos motivos que justificam a integração desses mercados, as principais características comuns identificadas em seus processos de desenvolvimento e o estágio de integração verificado atualmente no Brasil. Por fim, é também apresentada uma pesquisa desenvolvida a partir da opinião de diversos especialistas nos setores brasileiros de gás e energia sobre o assunto.

6.1. Por que os Dois Mercados Devem Ser Integrados?

De acordo com Jannuzzi e Swisher (1997), as fontes de energia são as formas em que a energia é encontrada na natureza. Estas fontes são, numa segunda etapa, processadas e convertidas em “vetores energéticos” que, por sua vez, são armazenados ou distribuídos para os consumidores finais. Dessa forma, do ponto de vista do planejamento energético, o gás natural é considerado uma fonte e a eletricidade é classificada como um “vetor” oriundo de uma conversão energética.

Nas últimas décadas a integração econômica e operacional entre os setores de energia elétrica e gás natural cresceu muito. Isso se deu, principalmente, devido às vantagens do gás natural em relação a outros combustíveis fósseis em aspectos como sua competitividade econômica e seus baixos impactos ambientais, o que favoreceu seu uso, de forma intensa, na geração de energia elétrica. Além disso, ocorreu um considerável avanço tecnológico com o surgimento de turbinas a ciclo combinado usadas na geração de eletricidade em usinas termelétricas a gás natural, as quais se caracterizam por apresentarem alta eficiência operacional, respostas rápidas e pequeno tempo de instalação. Uma outra importante variável no desenvolvimento da

integração desses dois setores foi o grande número de fontes de gás natural descobertas em diversos países como, por exemplo, os Estados Unidos, a Europa, a Rússia e a própria América Latina. Esta “sobre-oferta” de gás natural emitiu os sinais econômicos necessários para o desenvolvimento de mercados e a utilização em massa desse produto.

Como discutido em Unsihuay-Vila, C. *et al.* (2009), esta integração, ou interdependência, entre os setores de gás natural e energia elétrica pode ser explicada e entendida nos âmbitos técnico e econômico.

Do ponto de vista técnico-operacional o despacho das usinas termelétricas afeta fortemente a demanda total e o fluxo de gás natural através dos gasodutos de transporte, caracterizando, assim, uma importante influência do setor elétrico no setor de gás. Por outro lado, o setor de gás natural também impõe uma série de limites e restrições ao setor elétrico, podendo, até mesmo comprometer a operação global de sistemas elétricos com alguma participação de gás natural em seu parque gerador. Abaixo seguem algumas dessas limitações acima mencionadas:

- Restrição de capacidade de injeção de gás natural;
- Contingências infra-estruturais, como a perda de pressão em gasodutos;
- A prioridade, em alguns países, da demanda residencial e comercial em detrimento da termelétrica;
- A limitada capacidade de transmissão das redes de gasodutos.

De forma a facilitar a compreensão do assunto, foi elaborada, por Unsihuay-Vila *et al.* (2009), uma comparação entre as principais características das cadeias de produção dos setores de energia elétrica e gás natural. A Tabela 6.1 apresenta esta comparação, com algumas adaptações do autor, com o intuito de se explicitar a similaridade destes dois setores em vários pontos de suas respectivas cadeias industriais.

Tabela 6.1 – Características dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural.

Segmentos	Gás Natural	Energia Elétrica
Produção	-Poços de Exploração -Terminais de regaseificação de GNL -Reservatórios	-Geradores de Energia Elétrica (carvão, nuclear, hidráulica, eólica, gás natural)
Transmissão	-Redes de Alta Pressão	-Redes de Alta Tensão
Distribuição	-Redes de Média e Baixa Pressão	-Redes de Média e Baixa Tensão
Consumo	-Pequenos Consumidores (comerciais e residenciais) -Grandes Consumidores (UTES, indústrias e estações de liquefação)	-Pequenos Consumidores -Grandes Consumidores

Fonte: Unsihuay-Vila *et al.* (2009) - Adaptação do Autor

Também são destacadas, em *Unsihuay-Vila et al. (2009)*, algumas relevantes analogias físicas entre os setores de energia elétrica e gás natural a partir de uma análise operacional e tecnológica dos equipamentos utilizados em cada um deles. A Tabela 6.2, adaptada pelo autor, traz alguns desses dados comparativos reforçando a idéia de similaridade apresentada por cada uma daquelas indústrias.

Tabela 6.2- Analogias Físicas Entre os Setores de Energia Elétrica e Gás Natural

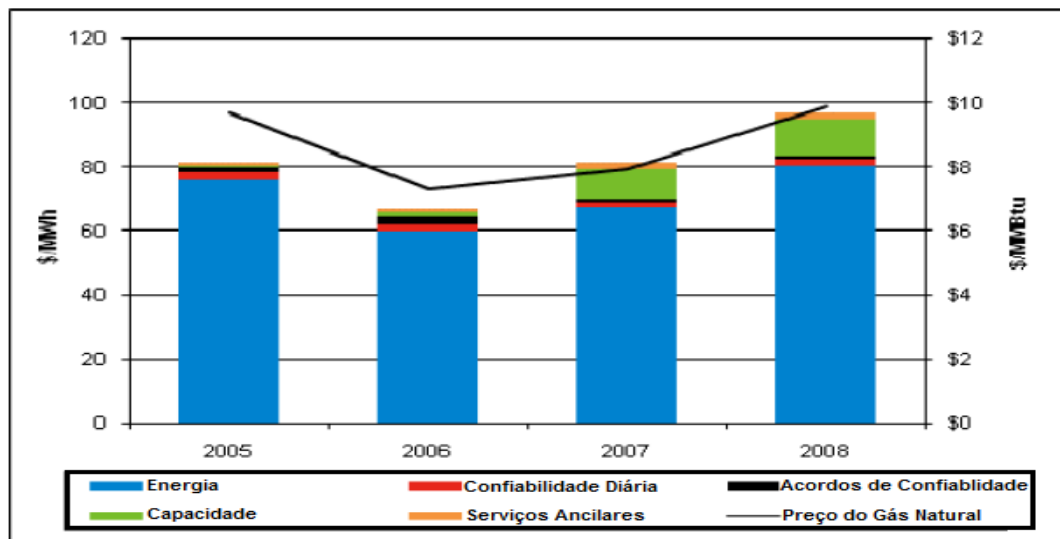
Gás Natural	Energia Elétrica
Fluxo de gás natural	Fluxo de Potência
Diferença de pressão entre dois pontos do gasoduto viabilizando a movimentação do gás	Diferença de potencial entre dois pontos em sistemas elétricos
Compressores (Pressão)	Reguladores de tensão
Válvulas.	Fusíveis, breakers

Fonte: Unsihuay-Vila *et al.* (2009) - Adaptação do Autor

Já do ponto de vista econômico, as empresas de geração termelétrica a gás natural podem e devem participar simultaneamente dos mercados de energia elétrica e gás natural. Em alguns mercados há diversas oportunidades de arbitragem de preços entre as duas *commodities*. Por exemplo, os agentes geradores termelétricos, de acordo com os preços de mercado do gás natural e da energia elétrica, podem decidir em comprar gás, gerar energia elétrica e vendê-la em seu respectivo mercado ou, se as condições convierem, podem ainda optar por não gerar eletricidade, comprá-la no mercado para suprir suas necessidades contratuais e, ainda, vender o gás excedente no mercado de gás natural. Então, é fácil perceber que, em mercados maduros e integrados, a interação dos preços de energia elétrica e gás natural é crescente, principalmente quando a precificação do gás natural não sofre qualquer indexação direta ao preço do petróleo.

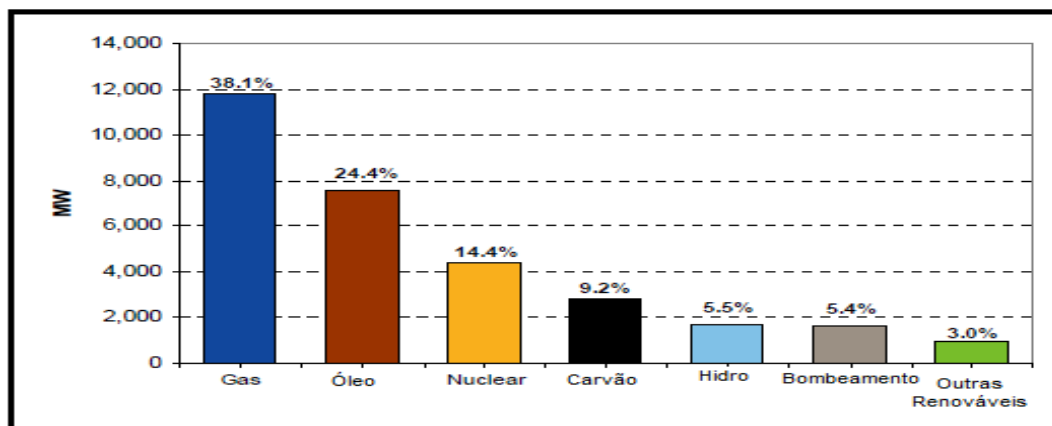
O Gráfico 6.1 mostra a interação dos custos de energia elétrica (bloco em azul) e gás natural (linha escura), entre os anos de 2005 e 2008, no mercado atacadista do Operador Independente do Sistema Elétrico da Nova Inglaterra, no nordeste dos Estados Unidos, *ISO-NE (Independent System Operator – New England)*. Sua matriz de geração elétrica pode, também, ser observada no Gráfico 6.2.

Gráfico 6.1- Interação entre os Custos de Energia Elétrica e Gás Natural no Mercado Atacadista do ISO-NE (EUA) durante os anos de 2005 a 2008.



Fonte: Annual Markets Report 2008 - Independent System Operator - ISO-NE (EUA)

Gráfico 6.2- Capacidade de Geração de Energia Elétrica do ISO-NE (EUA) por tipo de combustível.



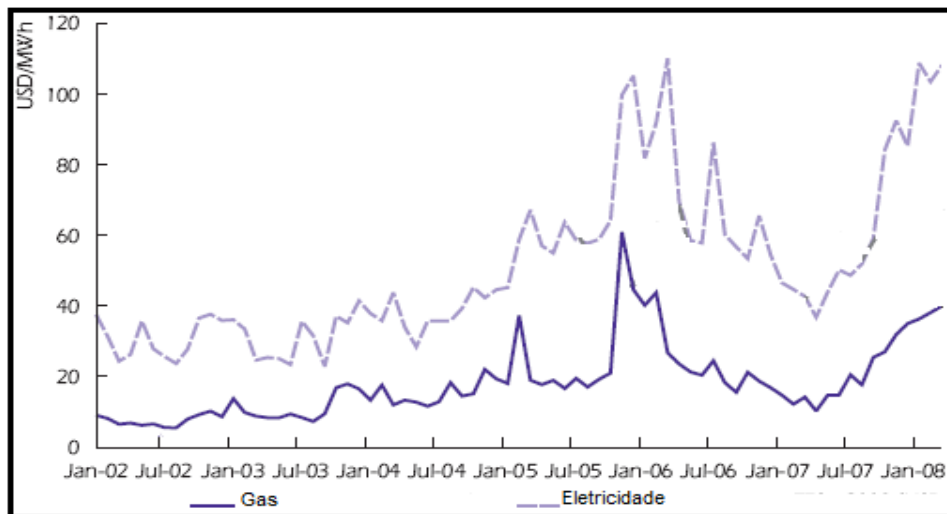
Fonte: New England Electricity Scenario Analysis - Independent System Operator - ISO-NE (EUA)

Quando se analisa os Gráficos 6.1 e 6.2, observa-se uma grande participação do gás natural dentre os combustíveis disponíveis para geração de energia elétrica na Nova Inglaterra. Dessa forma se torna clara a influência do gás natural no custo verificado da energia elétrica naquele mercado, ou seja, quando o preço de mercado do gás natural atinge níveis mais elevados, naturalmente, em função do alto grau de interligação entre os dois mercados, o preço de mercado da energia elétrica também

sofrerá uma elevação proporcional. Isso ocorre somente devido ao nível de maturidade em que se encontram ambos os mercados.

No Gráfico 6.3, observa-se mais um exemplo da forte correlação existente entre os preços de gás natural e energia elétrica. Dessa vez através dos mercados do Reino Unido.

Gráfico 6.3- Preços Médios Mensais do Gás Natural e da Energia Elétrica no Reino Unido de 2002-08

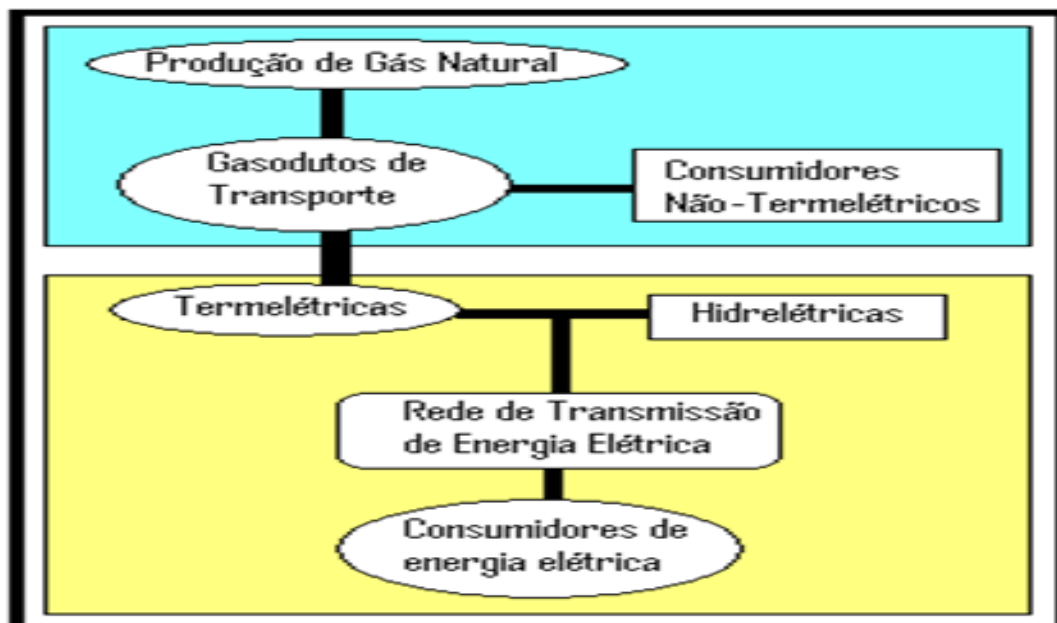


Fonte: Natural Gas Market Review (2008) – IEA - Adaptação do Autor

Existe uma fortíssima correlação entre estes mercados. Há um claro efeito gráfico de “ação e reação” entre os preços da energia elétrica e do gás natural, ou seja, os preços do primeiro reagem, com um pequeno atraso temporal, às variações do segundo. Com isso, é fácil concluir que esses mercados também possuem um elevado grau de integração e maturidade.

As cadeias de produção da energia elétrica e do gás natural têm como principal ponte integradora as usinas termelétricas movidas a gás natural, já que estas são importantes consumidoras de gás e produtoras de eletricidade. Além disso, ambos os setores, como visto anteriormente, possuem cadeias industriais muito semelhantes. Dessa forma, foi elaborado na Figura 6.1 um desenho esquemático simplificado ilustrando o importante papel integrador das usinas termelétricas no contexto físico e econômico desses dois setores.

Figura 6.1- Interação esquemática dos sistemas de energia elétrica e gás natural



Fonte: Elaboração do Autor

Finalmente, além de toda a afinidade verificada entre as cadeias de energia elétrica e gás natural, também existem algumas características físicas, destacadas a seguir, que as diferenciam e acabam reforçando a característica de complementariedade verificada entre elas:

- O gás natural, ao contrário da energia elétrica, pode ser estocado, em grande escala, para consumo posterior.
- Enquanto a operação de sistemas elétricos requer um balanço instantâneo entre demanda e oferta de eletricidade, os reservatórios de gás natural são usados para o balanceamento de carga e oferta de gás natural, a qualquer tempo, mantendo seu fornecimento constante;
- Enquanto a energia elétrica se move na velocidade da luz, o gás natural viaja pelos gasodutos de transmissão a, no máximo, 30 quilômetros por hora.

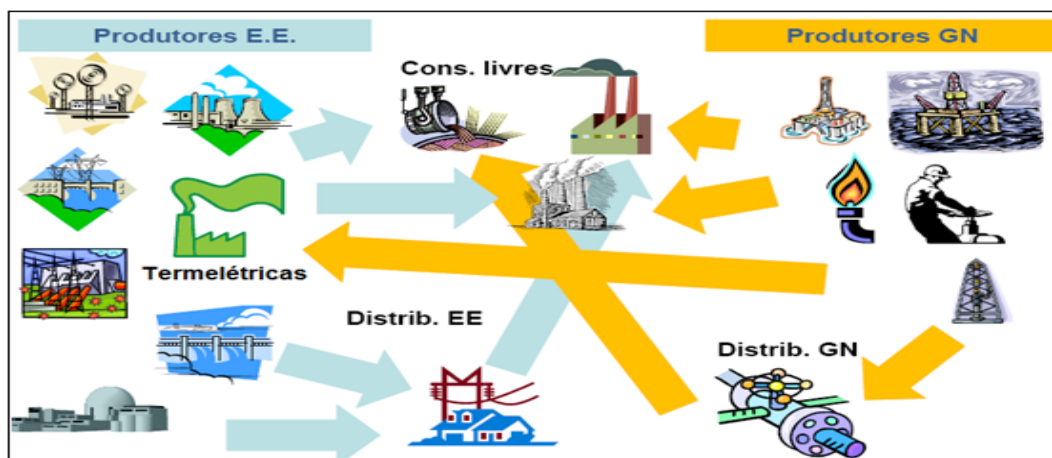
Dessa forma, não é difícil vislumbrar que em ambientes integrados, o próprio mercado de gás natural pode funcionar como uma importante ferramenta de flexibilidade para a atuação no balanço energético de mercados de energia elétrica, enfatizando a grande sinergia física e econômica existente entre eles.

6.2. Características Comuns ao Desenvolvimento de Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica ao Redor do Mundo

Como dito anteriormente, os mercados maduros apresentam um aprofundado grau de integração entre os setores de energia elétrica e gás natural. Nesses ambientes, os produtores de ambas as *commodities* são capazes de atender seus consumidores através de malhas de transporte extensas, ramificadas e bem operadas. Há espaço para agentes intermediadores (comercializadores) atuarem na compra e venda de gás e eletricidade. Os consumidores, por sua vez, têm a liberdade de escolher seus fornecedores e muitas vezes são supridos por fornecedores de ambos os produtos. As usinas termelétricas movidas a gás natural, como explicado na seção anterior, atuam livremente entre os dois mercados, influenciando a dinâmica de preços e representando o mais importante elo de ligação entre eles.

A Figura 6.2, a seguir, ilustra, de forma didática, o grau de integração encontrado entre mercados maduros de energia elétrica e gás natural, mostrando o grande número de possibilidades de negócio existentes entre os *players* envolvidos.

Figura 6.2- A Integração entre Mercados Maduros de Gás Natural e Energia Elétrica



Fonte: PSR Inc. Consultoria

O ambiente acima vislumbrado traz inúmeras oportunidades e vantagens para a economia e o local onde está inserido. Por se tratarem de mercados sinérgicos e complementares, sua integração traz retornos tangíveis e intangíveis que vão desde as aplicações de valores justos e balizados em comportamento de mercado nas tarifas de gás e energia para a população envolvida, até a emissão de poderosos sinais

econômicos para a expansão de infra-estrutura e o aumento da segurança energética local ou nacional, se for o caso.

Deixando à parte as particularidades individuais nos processos de desenvolvimento e integração de vários mercados maduros ao redor do mundo, nos próximos itens, serão exploradas algumas das mais importantes características comuns àqueles mercados e que, na opinião do autor, funcionam como pré-requisitos para quaisquer mercados que vislumbrem atingir um estágio de maturidade ao longo do tempo.

6.2.1. Sobra Estrutural

Para o desenvolvimento de mercados competitivos, sejam eles de energia elétrica, gás natural ou qualquer outro produto, é necessário que exista uma relativa “fartura” estrutural do objeto ofertado, de forma que a oferta (setor produtivo) se sinta atraída a desenvolver uma demanda (mercado consumidor) com promissor potencial de crescimento.

O setor de energia elétrica dos chamados países desenvolvidos recebeu pesados investimentos durante todo o século XX. Por volta do fim da última década de 1980, suas economias atingiram um tamanho grau de desenvolvimento que seus perfis de consumo de eletricidade se estabilizaram e, conseqüentemente, o balanço estrutural de energia elétrica passou a ser sempre positivo, fornecendo os sinais econômicos necessários ao desenvolvimento de ambientes competitivos de mercado.

O setor de gás natural, como mencionado no Capítulo 2, se caracterizou por uma forte expansão em seus níveis de produção em diversas partes do mundo, durante o decorrer do século passado. Dessa forma, aqueles países detentores de mercados maduros nos dias de hoje, tiveram em comum, a capacidade de viabilizar uma grande quantidade de oferta desse combustível em suas respectivas economias, seja via produção interna ou via importação, também trazendo sinais positivos para a implementação de ambientes competitivos.

6.2.2. Investimentos em Infra-Estrutura

O bom funcionamento de um mercado de energia elétrica depende, necessariamente, de um grande e diversificado parque gerador, conectado à totalidade de seus potenciais pontos consumidores através de sistemas de transmissão e distribuição bem dimensionados e extremamente ramificados, os quais viabilizam a possibilidade

de negócio entre qualquer agente produtor com qualquer agente comprador de energia elétrica.

Já os mercados maduros de gás natural também possuem um diversificado parque produtor, ou uma grande oferta de importação, os quais se conectam a seus potenciais consumidores através de gasodutos de transmissão e distribuição bem dimensionados e muito ramificados, viabilizando negócios entre os diversos agentes produtores e consumidores. Além disso, estruturas físicas como os “armazenadores (estoque) de gás natural” e os terminais de regaseificação possuem infra-estrutura específica e bem desenvolvida, sendo fundamentais para o bom funcionamento da dinâmica desse mercado.

Dessa forma, os países detentores dos chamados “mercados maduros”, sejam eles de energia elétrica ou de gás natural, têm em comum a infra-estrutura necessária nos segmentos de produção, transmissão, estocagem e regaseificação de gás natural, dentre outras, muito bem estabelecidas e desenvolvidas em seus territórios.

6.2.3. Utilização Eficaz dos Avanços Tecnológicos

O século XX foi marcado por grandes avanços tecnológicos em diversos setores da sociedade e, como não poderia ser diferente, o setor energético também não ficou pra trás. Grandes avanços foram alcançados nos processos de prospecção, exploração e produção de gás natural, viabilizando descobertas e posteriores aproveitamentos de inúmeras reservas do combustível. A Tabela 6.3 traz a evolução recente das reservas provadas de gás natural em todo o mundo, estratificada por continente.

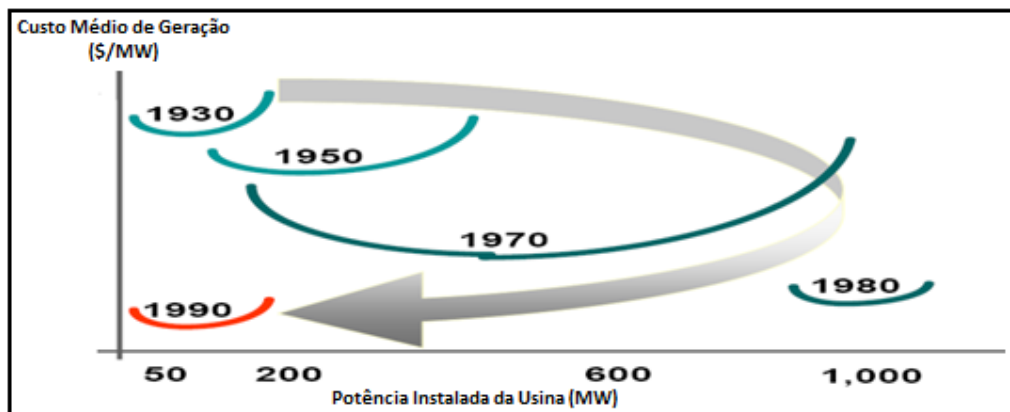
Tabela 6.3 – Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural

	fim de 1989 Trilhões metros cúbicos	fim de 1999 Trilhões metros cúbicos	fim de 2008 Trilhões metros cúbicos	fim de 2009 Trilhões metros cúbicos	Porcentagem do Total
Total América do Norte	9,52	7,32	9,18	9,16	4,9%
Total Américas do Sul e Central	4,80	6,81	7,32	8,06	4,3%
Total Europa & Eurásia	52,28	56,17	62,26	63,09	33,7%
Total Oriente Médio	37,83	54,74	75,82	76,18	40,6%
Total África	8,48	11,44	14,71	14,76	7,9%
Total Ásia Pacífica	9,50	12,07	16,00	16,24	8,7%
Total World	122,40	148,55	185,28	187,49	100,0%

Fonte: BP Statistical Review 2010 – Adaptação do Autor

Já no setor de energia elétrica, as máquinas geradoras de eletricidade passaram por grandes evoluções tecnológicas, as quais viabilizaram uma revolução econômica no setor.

Gráfico 6.4- Evolução Histórica do Custo Médio de Geração de Energia Elétrica



Fonte: Bayless (1994). Less is More: Why Gas Turbines Will Transform Electric Utilities

O Gráfico 6.4 ilustra, de forma sintetizada, a evolução dos custos médios de geração de eletricidade em função da evolução do tempo e da tecnologia. No princípio do século XX, os primeiros geradores elétricos estavam sendo desenvolvidos e eram capazes de produzir apenas pequenos montantes de energia a altíssimos custos de produção. Com o passar dos anos, novas soluções de engenharia foram se desenvolvendo e as máquinas de grande porte se estabeleceram, viabilizando as construções de grandes usinas, principalmente hidrelétricas, as quais ofereciam como maior vantagem a economia de escala, gerando grandes montantes de energia a um custo, por unidade, bastante reduzido.

Porém empreendimentos daquele porte exigiam grandes esforços ambientais e, além disso, não se localizavam nas proximidades dos centros de carga, apresentando, assim, elevados custos de transmissão de eletricidade e crescentes problemas com as legislações sócio-ambientais.

Com isso, a partir da década de 1980, houve a necessidade de se desenvolver Plantas de Geração de Eletricidade de menor porte, causando um menor impacto ambiental e podendo ser instaladas a pequenas distâncias dos centros consumidores. E, como observado em Unsihuay-Vila *et al.* (2009), durante a década de 1990, houve um forte desenvolvimento tecnológico, com destaque para os geradores termelétricos a gás natural movidos a turbinas a ciclo-combinado, ofertando energia elétrica em plantas compactas a preços competitivos.

Dessa forma, as usinas termelétricas se tornaram protagonistas na integração de mercados de gás natural e energia elétrica em diversas partes do mundo.

6.2.4. Regulação Voltada para a Liberalização

A forte regulação e a progressiva liberalização dos setores de energia elétrica e gás natural foram, talvez, os mais importantes pontos comuns dos países que conseguiram atingir o grau de maturidade de seus respectivos mercados.

A partir do final da década de 1980 importantes reformas foram implementadas em ambos os setores, revertendo gradualmente a antiga estrutura predominante de monopólio vertical estatal existente até então e estimulando a criação de ambientes competitivos e mercadológicos, que por sua vez, trariam sinais positivos para a expansão da geração/produção e ainda beneficiariam o consumidor final com preços justos e adequados a uma realidade de mercado.

Dessa forma, como visto no Item 2.2 do Capítulo 2 desse trabalho, algumas regras, foram regulamentadas de forma bastante semelhante em ambos os setores. As principais delas são:

- O livre acesso para quaisquer produtor/gerador e consumidor a todo o sistema de transporte.
- A desverticalização de todas as companhias que atuavam concomitantemente em mais de um segmento da cadeia produtiva do gás e da energia elétrica.
- A criação da figura dos “Consumidores Livres”, os quais teriam livre escolha na opção de seu fornecedor, desde que obedecendo a determinados requisitos.
- A forte regulação das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de gás e energia, de forma a se garantir a justa remuneração aos prestadores desse serviço.
- A desregulamentação, praticamente, completa das atividades de produção/geração e comercialização de energia e gás, viabilizando a criação de ambientes competitivos nesses dois setores.
- A criação de regras de mercado, as quais, dentre outras características, viabilizam a participação de agentes geradores termelétricos em ambos os mercados de gás natural e energia elétrica.

Cabe, ainda, destacar duas importantes características regulatórias específicas do setor de gás natural. São elas:

- O forte estímulo às estações de estocagem de gás natural, reconhecendo sua importância para o bom funcionamento da dinâmica desse mercado.
- A desindexação completa do preço do gás natural em relação ao petróleo.

6.2.5. Incentivo à Geração de Termo-Eletricidade a Gás Natural

As usinas termelétricas são, talvez, os mais importantes players integradores entre os mercados de energia elétrica e gás natural e são extremamente difundidas em mercados maduros.

O consumo de gás natural dessas usinas se dá sempre em grande escala e, dessa forma, tem grande relevância para o setor de gás natural. Ao mesmo tempo, em muitos desses mercados maduros, a geração termelétrica a gás natural também responde por uma considerável parcela de seus parques geradores.

Dessa forma, em mercados maduros, estes agentes podem atuar de forma efetiva nos dois mercados, podendo inclusive exercer arbitrar preços entre eles. A arbitragem é um importante instrumento na eliminação de discrepâncias nos preços de bens semelhantes em mercados diferentes, contribuindo assim para uma maior eficiência no funcionamento dos mercados.

6.2.6. Visão de Planejamento Integrado

Em algumas economias desenvolvidas, enquanto os setores de energia elétrica e gás natural foram se desenvolvendo e se integrando, se implementaram medidas que possibilitavam a coordenação dos estudos de planejamento tanto de expansão de ambos os sistemas quanto da própria operação integrada dos mesmos.

Dessa forma, estas medidas funcionaram como um importante ferramental técnico operacional para o desenvolvimento e, posterior aprimoramento de mercados competitivos nos dois setores.

6.2.7. Incentivo à Utilização de Ferramentas de Flexibilidades de Mercado

Enquanto os itens anteriores eram implementados, surgia um ambiente propício para o afloramento de diversas ferramentas de flexibilidade que contribuíam para o aperfeiçoamento dos mercados de gás natural, e por consequência, com sua integração ao mercado de energia elétrica.

Estruturas como as estocagens subterrâneas de gás natural (ESGN) e os reservatórios de GNL foram muito incentivados. Soluções como o empacotamento de gasodutos, contratos interruptíveis e equipamentos bi-combustíveis foram desenvolvidos. Dessa forma, muitas arestas da dinâmica de funcionamento desses mercados foram preenchidas e sua eficiência e competitividade, privilegiadas.

No Brasil, alguns dos fatores acima apresentados se desenvolveram e podem ser observados, já outros ainda não. Será discutido na próxima seção qual a atual situação brasileira quanto à integração dos setores e dos mercados de energia elétrica e gás natural, quais os maiores obstáculos para que ela de fato ocorra e o que pode/deve ser feito nesse sentido.

6.3. A Integração Atual dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil

Ao contrário do que ocorre em diversos países, onde os mercados de energia elétrica e gás natural apresentam um razoável grau de maturidade, no Brasil esses mercados seguiram caminhos de desenvolvimento heterogêneos, não se integraram e, atualmente, se encontram em momentos distintos.

Existem problemas de ordem estrutural e regulatória, em ambos os setores, que impedem uma maior interatividade e integração entre eles. Em seguida serão discutidos alguns dos mais significativos, na opinião do autor.

6.3.1. As Peculiaridades do Setor Eletro-Energético Brasileiro

As usinas termelétricas movidas a gás natural são os grandes elementos integradores dos mercados de energia e gás. Entretanto, estas usinas encontram grande dificuldade para se viabilizar no Brasil, uma vez que a dinâmica de funcionamento do

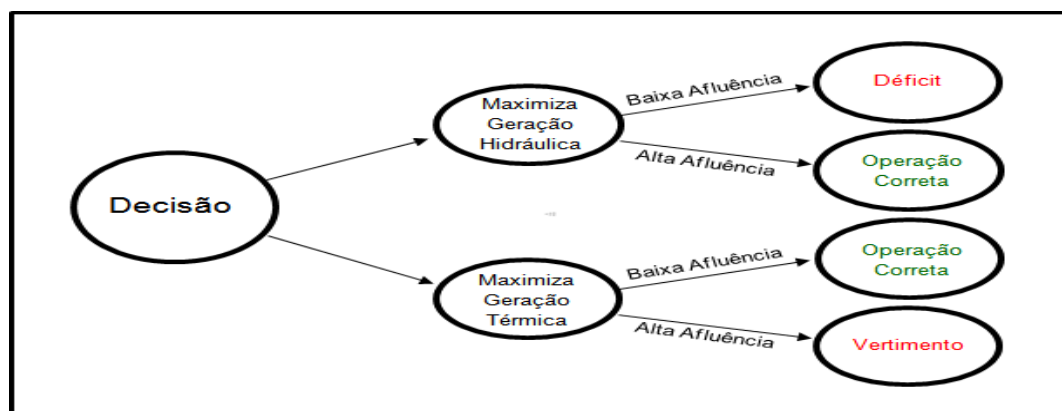
setor elétrico brasileiro se difere do que ocorre em qualquer outro lugar do mundo, tornando-o único.

O setor elétrico brasileiro, além de contar com um parque gerador com cerca de 75% de sua capacidade instalada proveniente de fontes hidráulicas, possui uma grande capacidade de armazenamento de energia e de regularização de aflúências em grandes reservatórios de água, localizados nas plantas de determinadas usinas hidrelétricas.

Devido a essas características, a política de despacho energético vigente no país é bastante peculiar. Como a capacidade máxima de armazenamento de energia em grandes reservatórios corresponde, atualmente, a pouco mais de quatro vezes as necessidades mensais de mercado, percebe-se que existe no sistema eletro-energético brasileiro uma flexibilidade no uso da geração hidrelétrica.

Se por um lado esta flexibilidade representa uma oportunidade de otimizar o despacho energético economizando gastos com combustíveis fósseis, por outro cria riscos de graves prejuízos no caso do mau uso daquela energia armazenada. Este problema é conhecido como “o desafio do operador”, e é apresentado de maneira ilustrativa na Figura 6.3, a seguir:

Figura 6.3- O desafio do Operador do Sistema Elétrico Brasileiro



Fonte: Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG - Adaptação do Autor

Além disso, como analisado no Capítulo 5, a atual metodologia operativa utilizada no setor elétrico brasileiro tem como objetivo minimizar o custo global da operação hidrotérmica do sistema, garantindo o atendimento à carga total apresentada pelo mercado. Assim, como a geração hidrelétrica tem como combustível a água, cujo custo é muito baixo, pode-se dizer que esta fonte é sempre prioritariamente

despachada (“despacho na base”), cabendo à geração termelétrica apenas um “despacho complementar”.

De acordo com Oliveira, A. (2007), em função dessa característica complementar apresentada pela geração térmica na política operativa brasileira, as usinas termelétricas a gás natural só são chamadas a gerar em cenários de pouca disponibilidade de água para as usinas hidrelétricas. Porém, como podem ser despachadas a qualquer momento pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, estas usinas são obrigadas a possuir contratos firmes de gás natural para 100% de suas necessidades.

Com isso, a constante ociosidade operativa advinda da imprevisibilidade de despacho, representa uma grave ameaça à viabilidade dessas usinas no Brasil.

Como discutido anteriormente, no Capítulo 4, apesar de recente, o setor de gás no Brasil tem no gás natural comercializado para as usinas termelétricas uma importante parcela de seu mercado consumidor. Assim, a imprevisibilidade no despacho daquelas usinas traz, também, como consequência a subutilização dos investimentos aplicados em infra-estrutura de produção e transporte do gás direcionado a elas, desestimulando, dessa forma, a entrada de novos agentes tanto no setor termelétrico quanto nas diversas partes da cadeia de produção do gás natural.

E, finalmente, vale lembrar que no Brasil, atualmente ainda são muito incipientes alguns mecanismos como o mercado secundário⁴⁰ de gás natural ou a comercialização de produtos interruptíveis, com o objetivo de viabilizar o uso do gás natural excedente, em grande parte do tempo, adquirido inicialmente pelas usinas termelétricas.

6.3.2. A Legislação do Setor de Gás Natural - A “Lei do Gás”

De acordo com o parágrafo segundo do artigo vinte e cinco da Constituição Federal Brasileira, as atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado são exploradas com exclusividade pelos Estados da Federação.

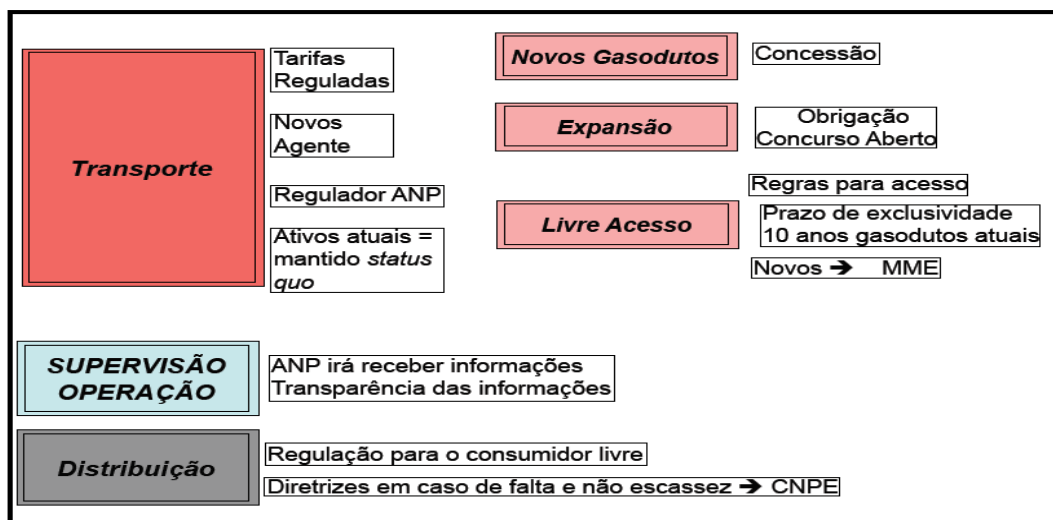
⁴⁰ Ambiente no qual se comercializa, no curto prazo, o gás natural alocado em contrato firme porém não utilizado por consumidores finais, inclusive as usinas termelétricas.

Este fato restringe a área de abrangência regulatória da ANP, a atividades de *upstream*⁴¹, ou seja, desenvolvidas até o ponto de entrega do gás natural às distribuidoras (*city gate*⁴²) e delega a cada estado a responsabilidade de regulamentar as atividades de distribuição e comercialização do produto em seu próprio território.

Esta característica se torna um complicador para o desenvolvimento do mercado de gás natural no país, uma vez que a regulação descentralizada acaba por desequilibrar o nível de desenvolvimento de mercados regionais e pode dar origem a conflitos de interesses que em nada contribuem para o avanço do setor como um todo.

Em março de 2009, foi publicada a lei número 11.909, mais conhecida como “Lei do Gás”, o primeiro marco legal estabelecido no setor de gás natural no Brasil. A Figura 6.5, resume seus principais pontos de destaque.

Figura 6.4- Principais Pontos de Destaque da “Lei do Gás”



Fonte: GASenergy – Adaptação do Autor

Esta lei dispõe sobre as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Porém, o que se observa em sua redação foi uma grande atenção às atividades de transporte do gás natural e uma abordagem muito superficial aos demais temas.

No antigo modelo de transporte de gás, atualmente em vigor já que a “Lei do Gás” ainda está em fase de regulamentação, qualquer empresa poderia projetar os

⁴¹ Conjunto de atividades da indústria de óleo e gás referentes aos processos de exploração e produção do produto.

⁴² Ponto específico em uma rede de gasodutos em que o transportador entrega gás natural ao distribuidor ou consumidor de grande porte.

corredores de gasoduto de que precisa e executá-los, perante autorização do MME, permitindo ou não o acesso de outras empresas.

Na prática o que ocorreu foi que cerca de 95% dos quilômetros de gasodutos para o transporte interno de gás natural ficaram sobre o controle de uma mesma empresa subsidiária da Petrobras e os outros 5%, além dos 2,5 mil quilômetros do gasoduto Brasil-Bolívia – GASBOL, também são controlados por outras empresas que possuem participação da estatal.

Dessa forma, como a Petrobras e suas subsidiárias possuíam o direito de exclusividade sobre seus gasodutos, quaisquer negociações entre outros agentes produtores e distribuidores no mercado de gás natural eram realizadas por meio de seu intermédio, desestimulando a entrada de novos participantes e dificultando o desenvolvimento do mercado.

Apesar das expectativas por mudanças a partir da “Lei do Gás”, sua seção “Do Acesso de Terceiros aos Gasodutos e da Cessão de Capacidade” estabeleceu que para os novos gasodutos de transporte o acesso a terceiros só é assegurado após um período de exclusividade, fixado ministerialmente, exercido pelos carregadores iniciais. Para os gasodutos de transporte já portadores de licença de operação na data de publicação da lei, o acesso a terceiros se dará após um período de 10 anos contados a partir do início de sua operação comercial.

Além disso, a Lei do Gás não garantiu o acesso de terceiros aos chamados gasodutos de escoamento (dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação), mantendo, de certa forma, o monopólio nesses dutos. Ou seja, de acordo com a “Lei do Gás” o livre acesso à malha brasileira de gasodutos se dará de forma lenta e parcial.

O setor de gás natural vive a expectativa da recente regulamentação da “Lei do Gás”, e a qual trouxe como novidade a realização de estudos de planejamento de longo prazo para a malha de gasodutos nacional pela a Empresa de Pesquisa Energética, EPE, trazendo uma maior sinergia com o planejamento da expansão do setor elétrico. Além disso, os gasodutos planejados, assim como já acontece com as linhas de transmissão de energia elétrica, poderão ser passados aos interessados por meio de concessões, com validade de até 30 anos.

Finalmente, conclui-se que a “Lei do Gás”, apesar de ter sido um importante ponto de partida para o setor de gás natural no Brasil, como um marco regulatório foi muito superficial e pouco eficaz no estímulo ao desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural.

6.3.3. Estágios Distintos de Maturidade e Desenvolvimento dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural no Brasil

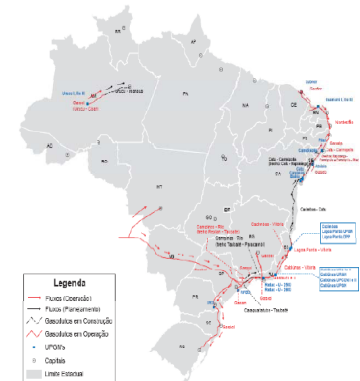
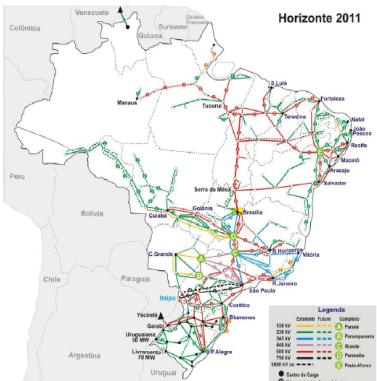
Os mercados brasileiros de energia elétrica e gás natural se encontram em momentos bastante distintos. O primeiro começou a se estruturar a partir da metade da década de 1990 e, apesar de ainda estar em processo de evolução, já apresenta um certo grau de maturidade. Já o segundo, a rigor, ainda não existe, havendo, atualmente, no setor de gás apenas transações praticamente físicas feitas através de contratos.

Essa diferença de “maturidade” entre os mercados também se configura em um importante fator dificultador à integração entre eles. Fatores como o estágio incipiente do marco regulatório e a infra-estrutura pouco desenvolvida do setor de gás natural, impedem uma maior interatividade deste com o setor elétrico.

Dessa forma, foi elaborada a Tabela 6.4 apresentando de forma didática e objetiva uma comparação entre os principais segmentos das cadeias de produção e consumo dos setores de energia elétrica e gás natural no Brasil.

Tabela 6.4– Comparação entre os setores de energia elétrica e gás natural.

Segmentos	Gás Natural	Energia Elétrica
Produção	-Predominantemente Off-Shore; -Agente Produtor Único.	-Predominantemente Hidráulica. -Diversos Agentes Geradores.
Transmissão	-Rede de gasodutos pouco extensa; -Pequena abrangência nacional; -Agente Transportador único.	-Redes extensas e bem desenvolvidas; -Grande abrangência nacional; -Diversos Agentes Transmissores.
Distribuição	-Redes pouco ramificadas; -24 Companhias Distribuidoras.	-Redes muito ramificadas; -65 Companhias Distribuidoras.

Livre Acesso	-Abordado superficialmente pela “lei do gás”; -Livre acesso a cada instalação individualmente;	-Legislação bem desenvolvida; -Livre acesso a toda a rede nacional.
Consumo	-Mercado de consumidores comerciais e residenciais – INCIPIENTE; -Mercado de grandes consumidores (UTES, indústrias e estações de liquefação) – EM DESENVOLVIMENTO	-Mercado de consumidores comerciais e residenciais – DESENVOLVIDO; -Mercado de grandes consumidores (industriais) – MADURO
Consumidor Livre	-Criado - “Lei do Gás” em 2009; -Necessita regulamentação em nível estadual; -Ainda necessita que tarifa seja separada em commodity e transporte.	-Criado - Lei 9074 em 1995; -Corresponde a 25% do mercado total; -Separação da tarifa em energia e transporte.
Redes Físicas	 Fonte: ANP	 Fonte: ONS

Fonte: Elaboração do Autor

6.4. Pesquisa: Opinião de Especialistas – Obstáculos e Soluções

Foi elaborado um questionário com o intuito de pesquisar a opinião de especialistas, que atuam, de alguma maneira, nos setores de energia e gás, sobre a situação atual e as perspectivas futuras para os mercados de gás natural e energia elétrica no Brasil.

O questionário, em anexo neste trabalho, foi enviado para um grupo diversificado e bastante heterogêneo de membros e colaboradores de empresas prestadoras de consultoria, de companhias públicas, privadas e de economia-mista, além de associações representativas e entidades com relevante atuação nos setores em foco.

Esta pesquisa teve como objetivo confirmar e identificar problemas e soluções que afetam de alguma forma o processo de integração dos mercados de energia elétrica e gás natural no Brasil, através da visão de especialistas no assunto.

6.4.1. A Metodologia de Pesquisa

Esta pesquisa teve um caráter voluntário de participação. O formulário enviado continha uma mensagem inicial com as instruções necessárias para o correto preenchimento de seu conteúdo, enfatizando a importância de cada participante para o desenvolvimento do trabalho e garantindo a discrição do uso das informações ali fornecidas.

A metodologia de pesquisa utilizada foi dividida em duas partes, a primeira buscou quantificar a opinião dos participantes através de cinco perguntas de múltipla escolha sobre alguns dos temas abordados nesse trabalho. As questões foram as seguintes:

- Qual o grau de desenvolvimento / amadurecimento do mercado brasileiro de gás natural nos dias atuais?
- Qual o grau de eficácia da “Lei do Gás” para o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro?
- Qual a possibilidade de existir no mercado de gás natural brasileiro o livre acesso aos gasodutos a todos os agentes de mercado num curto espaço de tempo?

- Qual a possibilidade de existir no mercado de gás natural brasileiro a figura do “consumidor livre”, nos moldes do mercado de energia elétrica, no curto prazo?
- Qual o grau de integração atual entre as indústrias de eletricidade e gás natural no Brasil?

E as possibilidades de resposta foram, para todas as questões:

() Muito Grande () Grande () Razoável () Pequeno () Muito Pequeno

Já a segunda parte procurou obter contribuições concretas dos participantes ao questionar, através das duas perguntas abertas, abaixo apresentadas, a opinião pessoal de cada entrevistado. São elas:

- Em sua opinião, quais são os maiores obstáculos para a integração dos Mercados Brasileiros de Energia Elétrica e Gás Natural nos dias de hoje?
- Em sua opinião, o que poderia ser feito para que estes dois setores se integrassem de uma forma mais efetiva no Brasil?

6.4.2. Os Resultados

Foi enviado um total de 27 formulários e obtidos 13 retornos positivos. A título de avaliação de resultados, foi elaborada uma tabela quantitativa para as respostas obtidas na primeira parte da pesquisa.

Tabela 6.5- Resultados Quantitativos da Pesquisa de Opinião

		Muito Grande	Grande	Razoável	Pequeno	Muito Pequeno
Questão A	Qual o grau de desenvolvimento / amadurecimento do mercado brasileiro de gás natural nos dias atuais?	0,00%	0,00%	7,69%	76,92%	15,38%
Questão B	Qual o grau de eficácia da “Lei do Gás” para o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro?	0,00%	7,69%	23,08%	61,54%	7,69%
Questão C	Qual a possibilidade de existir no mercado de gás natural brasileiro o livre acesso aos gasodutos a todos os agentes de mercado num curto espaço de tempo?	0,00%	7,69%	23,08%	38,46%	30,77%
Questão D	Qual a possibilidade de existir no mercado de gás natural brasileiro a figura do “consumidor livre”, nos moldes do mercado de energia elétrica no curto prazo?	0,00%	0,00%	30,77%	46,15%	23,08%
Questão E	Qual o grau de integração atual entre as indústrias de eletricidade e gás natural no Brasil?	0,00%	7,69%	0,00%	61,54%	30,77%

Fonte: Elaboração do Autor

Como pode ser observado na Tabela 6.5, de resultados quantitativos da pesquisa, a grande maioria dos participantes considera que o grau de integração entre as duas indústrias é pequeno ou muito pequeno. Também se mostram incrédulos em relação ao grau de eficácia da “Lei do Gás” e às mudanças estruturais fundamentais para o desenvolvimento do mercado de gás natural no país.

Com isso, fica claro que, na opinião de consenso, realmente há a necessidade de um maior amadurecimento de ambos os setores, mas principalmente do setor de gás natural, para que ocorra uma maior integração dos mercados de energia elétrica e gás natural no Brasil.

A segunda parte da pesquisa procurou obter, dos participantes, opiniões objetivas sobre quais são os maiores obstáculos para a integração daqueles mercados no Brasil e quais as soluções para que a integração acontecesse, de fato. A Tabela 6.6 apresenta os principais pontos destacados:

Tabela 6.6- Obstáculos e Soluções

QUESTÃO A
Em sua opinião, quais são os maiores obstáculos para a integração dos Mercados Brasileiros de Energia Elétrica e Gás Natural nos dias de hoje?
- Graus de maturidade distintos dos mercados brasileiros de energia elétrica e gás natural, principalmente no que tange a regulação e a infra-estrutura. - Regras diferentes de atendimento ao mercado. Enquanto o setor elétrico preconiza a segurança e o menor custo, o setor de gás busca o lucro e a competitividade. - O planejamento e a operação de ambos os setores são, atualmente, feitos com pouca, ou nenhuma, integração entre eles. - Falta de visão política e empresarial de que ambos os setores são complementares. - Estruturas regulatórias distintas entre os dois setores, tanto em nível federal, quanto estadual. - Malha nacional de gasodutos incipiente e periférica, ao contrário do sistema de transmissão do setor elétrico. - Morosidade e apatia do congresso nacional em relação à regulação do setor de gás natural. A “Lei do Gás”, de março de 2009, ainda encontra-se em processo de regulamentação. - Agências Reguladoras de ambos os setores não possuem qualquer nível de sinergia de atuação, e a ANP é pouco atuante no setor de gás natural. - Existência de um agente monopolista em todas as pontas da cadeia de produção do setor de gás natural, que dificulta o advento de um “ambiente de mercado”. - A cultura de utilização do gás natural como fonte de energia é ainda muito restrita a estados como SP e RJ.

QUESTÃO B

Em sua opinião, o que poderia ser feito para que estes dois setores se integrassem de uma forma mais efetiva no Brasil?

- Criação de um único regulador ou, ao menos, uma única estrutura regulatória para os setores de energia elétrica e gás natural.
- Necessidade de avanço da regulação do setor elétrico de forma a incentivar o incremento da participação das usinas termelétricas a gás natural na matriz elétrica nacional.
- Os dois setores devem ser planejados e operados integradamente, visando a melhor utilização da sinergia existente entre eles.
- A cadeia de produção do gás natural deveria ser desverticalizada compulsoriamente, como já aconteceu no setor elétrico.
- Aprimoramento da “Lei do Gás”, abrangendo de forma mais efetiva alguns importantes itens do setor como a comercialização do gás natural, e viabilizando o surgimento dos pilares do mercado de gás natural no Brasil.
- Deve-se promover o livre acesso à malha de gasodutos brasileira, eliminando qualquer tipo de prioridade de transporte.
- Deve-se promover a regulamentação de um mercado secundário de gás natural, possibilitando a re-venda de contratos não utilizados, como, por exemplo, os contratos das usinas termelétricas não despachadas.
- Deve-se promover a criação de um operador independente do setor de gás natural, assim como o do setor elétrico, garantindo a neutralidade, a imparcialidade e o melhor uso dos recursos disponíveis no sistema.
- Há a necessidade de investimento em infra-estrutura de GNL, de forma a utilizá-lo em usinas termelétricas, flexibilizando sua cadeia de fornecimento de combustível.
- Deve-se incentivar a participação de mais agentes nas diversas pontas da cadeia de produção do gás natural.

Fonte: Elaboração do Autor

6.5. Síntese do Atual Momento dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil

A partir da pesquisa dedicada à realização desse trabalho, das opiniões de especialistas apresentadas no Item 6.4 e do desenvolvimento das atividades profissionais do autor no mercado brasileiro de energia elétrica, será aqui apresentada uma síntese do atual cenário e dos principais desafios a serem enfrentados pelos mercados brasileiros de gás natural e energia elétrica no caminho de sua integração.

Como visto no Item 6.1, em regiões onde há a presença dos setores de gás natural e energia elétrica “interligados” através de usinas termelétricas, a integração de seus mercados pode se justificar tanto técnica quanto economicamente.

Entretanto, apesar de já ser encontrada no Brasil a configuração acima mencionada, ainda se observa no país a ausência de muitas das características descritas, no Item 6.2, como pré-requisitos necessários para o saudável desenvolvimento de um ambiente de mercado competitivo, principalmente no setor de gás natural.

No Item 6.3.3, constata-se que os mercados brasileiros se encontram em estágios muito distintos de maturidade. Enquanto o mercado de gás ainda sofre com um arcabouço regulatório ineficiente e uma infra-estrutura de produção e transporte monopolista e pouco desenvolvida, o mercado de energia elétrica vem a cada ano ganhando competitividade e credibilidade perante seu público de atuação, porém sem considerar, em seus planejamentos de operação e expansão, a sinergia potencial entre os dois setores.

Assim, conclui-se que o Brasil ainda se ressentir da ausência de políticas energéticas integradas que avaliem os impactos das decisões governamentais em cada um dos setores de uma forma global, de forma a provocar uma maior aderência entre as *commodities* gás natural e eletricidade.

Nessa mesma linha, porém especificamente para o setor de gás natural, seria muito importante que fossem estabelecidos mecanismos de controle que pudessem alinhar a política da empresa monopolista ao melhor para a sociedade como um todo, trazendo, como consequência, o desenvolvimento setorial global. Além disso, o desenvolvimento de um mercado secundário de gás natural associado à modernização da regulação do setor elétrico poderia trazer um grande avanço para a integração dos dois setores. Isto permitiria que a variabilidade do despacho das usinas termelétricas, como descrito no

Item 6.3.1, em um sistema predominantemente hídrico, com a presença de grandes reservatórios, fosse aproveitada gerando uma demanda de oportunidade de curto prazo para o gás natural.

Dessa forma percebe-se que um significativo choque desenvolvimentista no setor de gás natural ainda se faz necessário para que a integração dos mercados de gás e energia no Brasil possam efetivamente se viabilizar.

Finalmente, a partir do cenário para os próximos anos, a ser apresentado no Capítulo 7 desse trabalho, de perspectiva de grande oferta de gás natural e conjunturas internacionais bastante favoráveis ao desenvolvimento e popularização daquela *commodity* no Brasil, acredita-se, que o mercado brasileiro de gás natural possa deslanchar e, de uma vez por todas, encontrar a trilha do desenvolvimento em um futuro não muito distante.

6.6. Considerações Finais

Este capítulo traz em sua essência a motivação do desenvolvimento desse trabalho. Primeiramente são apresentadas as características técnicas e econômicas que justificam a integração de mercados de gás natural e energia elétrica a partir do funcionamento de usinas termelétricas movidas a gás natural.

Em seguida foram apresentados alguns itens tomados como essenciais para o desenvolvimento de mercados de gás e energia em qualquer parte do mundo.

A partir de então, foram discutidas as principais dificuldades para a integração dos mercados brasileiros de gás natural e energia elétrica.

Foi apresentada uma pesquisa de opinião obtida através de entrevistas com especialistas brasileiros, na qual se pôde concluir, dentre outras coisas, que o atual grau de integração desses mercados no país ainda é muito pequeno.

E, finalmente, o atual momento vivido pelos mercados brasileiros de gás e energia foi discutido a partir da visão do autor dessa dissertação.

CAPÍTULO 7

Perspectivas Futuras de Integração dos Mercados de Energia Elétrica e Gás Natural no Brasil

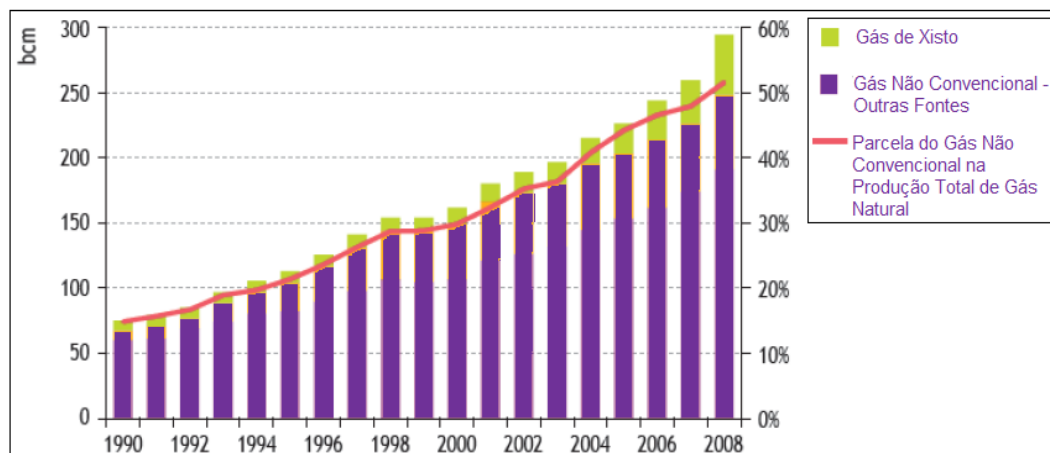
Este capítulo projeta um possível caminho para o desenvolvimento do mercado interno de gás natural e posteriormente sua melhor integração com o mercado nacional de energia elétrica.

Para tal são detalhadas duas importantes e recentes mudanças conjunturais de grande impacto no setor mundial de gás natural: o desenvolvimento da exploração de gás natural a partir da rocha de xisto e o descobrimento de fartas reservas desse energético nas camadas pré-sal do litoral brasileiro.

7.1. O Gás Proveniente de Xisto Betuminoso: Uma Revolução Mundial

Devido à aposta que fizeram no gás natural não convencional, principalmente no gás originário da pedra do xisto betuminoso (*shale gas*), os Estados Unidos passaram, nos últimos anos, de grandes importadores à quase auto-suficiência na produção de gás natural.

Gráfico 7.1- Produção de Gás Não Convencional nos Estados Unidos



Fonte: IEA – Adaptação do Autor

Isso significou uma grande mudança no equilíbrio mundial de forças entre os tradicionais exportadores e importadores de gás natural, num cenário em que o mundo ocidental depende cada vez mais deste combustível fóssil para a produção de energia elétrica. Como consequência, os exportadores tradicionais de gás natural, destacadamente a Rússia e alguns países do Oriente Médio (Irã e Qatar), passaram a enxergar, em seus planos de investimento de expansão a médio e longo prazos, um considerável grau de incerteza comercial.

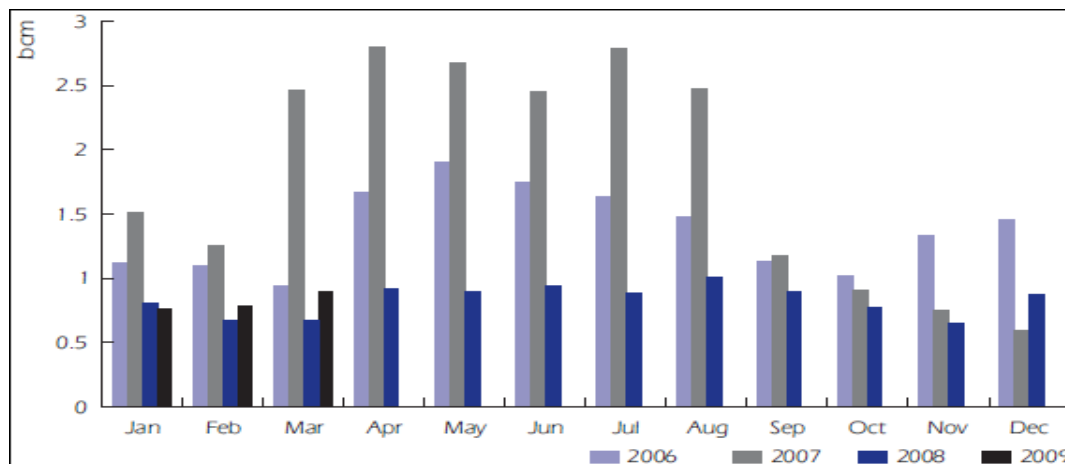
A pedra de xisto é uma rocha sedimentar da qual se extrai o gás natural de xisto. As novas técnicas de extração de gás em rochas de xisto, ditas não convencionais, conheceram um grande desenvolvimento nos últimos anos. De acordo com o Instituto Ciência Hoje, elas consistem em injetar à alta pressão um líquido com produtos químicos que libertam o gás, fazendo-o vir à superfície. Após este processo se faz uma perfuração horizontal para acompanhar as camadas da rocha e se extrair o combustível.

As formações geológicas do gás natural proveniente do xisto com maior potencial de exploração encontram-se nos Estados Unidos e no Norte da Europa, principalmente na Polónia, na Alemanha, na Áustria e na Hungria. No Brasil, onde também existem grandes reservas de xisto betuminoso, não existe, atualmente, qualquer experiência de produção desse tipo de gás ou mesmo expectativa de desenvolvimento desta tecnologia a médio prazo.

Os Estados Unidos, que lideram esta corrida, já são capazes de suprir quase a metade de sua necessidade atual de consumo com o gás natural produzido a partir de

fontes não convencionais e calculam que as suas reservas potenciais seriam suficientes para manter sua demanda atual por um período adicional de quase cem anos. E, como consequência, suas necessidades de importação de gás natural e principalmente GNL vêm caindo sensivelmente nos últimos anos.

Gráfico 7.2- Importações Anuais de Gás Natural Liquefeito nos Estados Unidos

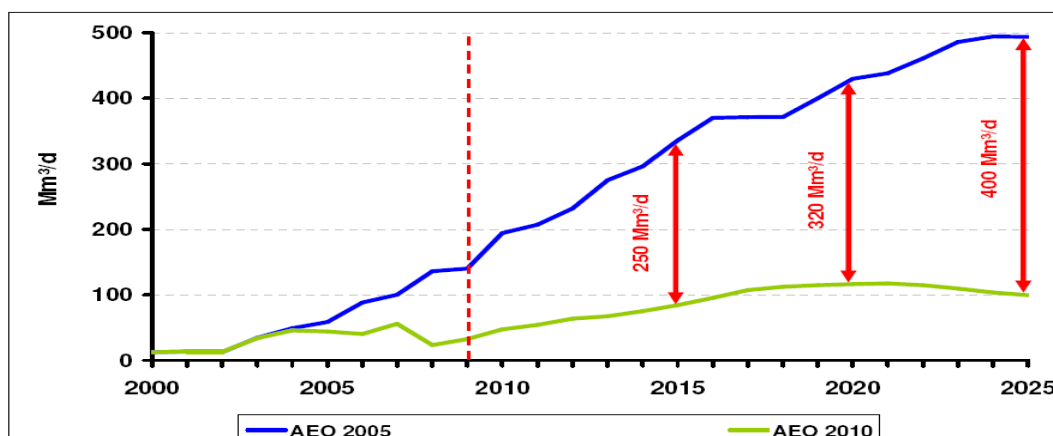


Fonte: IEA

A Europa, que espera iniciar em breve a exploração desse tipo de gás em escala industrial, indica que suas reservas estimadas são suficientes para substituir, por pelo menos quatro décadas, suas importações atuais.

Ao se confirmarem essas tendências, os Estados Unidos, por exemplo, precisarão importar uma quantidade de gás muito inferior ao que se havia projetado anteriormente, e isso trará impactos muito expressivos no mercado mundial de GNL. Comparando as projeções de importação de GNL norte-americanas, publicadas este ano (AEO 2010) pela Agência Internacional de Energia – IEA, com as que foram publicadas em 2005 (AEO 2005), no Gráfico 7.3, percebe-se uma drástica redução nos volumes de importações esperados no horizonte até 2025.

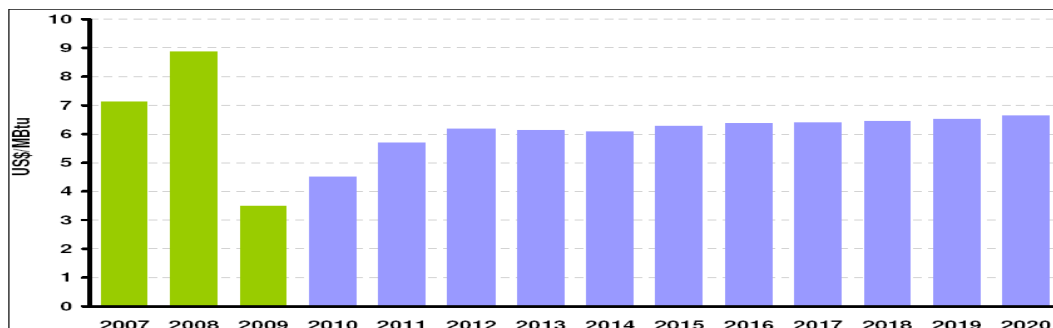
Gráfico 7.3- Comparação das Projeções de Importação de GNL dos Estados Unidos



Fonte: IEA

Esse cenário deverá manter os preços de comercialização do GNL em patamares relativamente baixos e estáticos. O Gráfico 7.4 traz a projeção de preços para o GNL no americano Henry Hub, na bacia do Atlântico, com horizonte até 2018, publicada pela EIA no início de 2010.

Gráfico 7.4- Projeção de Preços do GNL no Henry Hub



Fonte: IEA

Com isso, é fato que o desenvolvimento dessa nova técnica capaz de viabilizar a exploração do gás natural a partir de reservas localizadas em rocha de xisto (*shale gas*), está causando uma verdadeira revolução energética mundial.

As principais consequências desse “fenômeno” são o expressivo aumento nas reservas exploráveis de gás natural em todo o planeta, a potencial sobre-oferta do combustível a nível mundial e, logicamente, a queda de preço dessa commodity nos mercados internacionais de gás natural e GNL.

7.2 O Pré-Sal Brasileiro: Impacto no Mercado Brasileiro de Gás Natural

O termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo e gás natural.

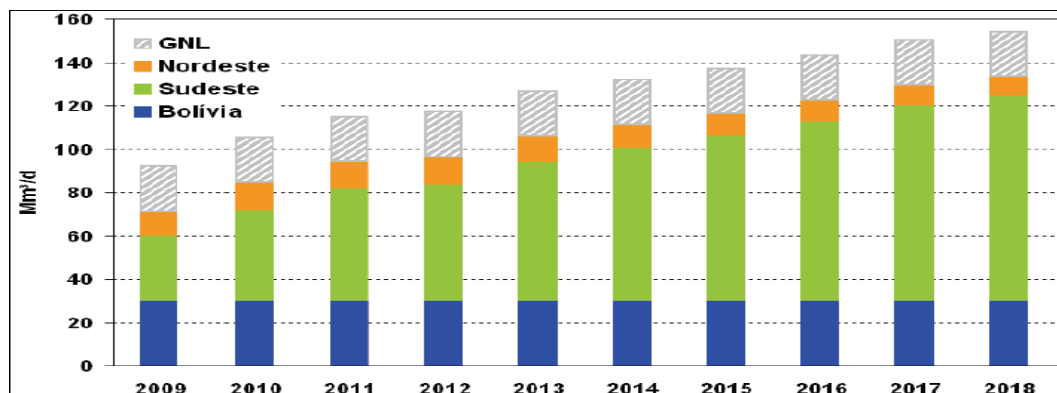
Convencionou-se chamar esta porção rochosa de pré-sal porque ela é formada por um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000 metros de espessura. E o termo “pré” é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de sete mil metros.

As maiores descobertas de petróleo e gás natural no Brasil foram feitas recentemente pela Petrobras, nessas camadas pré-sal localizadas entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, onde se encontrou grandes volumes de óleo leve, de alta qualidade e maior valor de mercado e gás.

Os primeiros resultados apontam para volumes muito expressivos. Só a acumulação do campo de exploração de Tupi, na Bacia de Santos, tem volumes recuperáveis estimados entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente (óleo e gás). Já o poço de Guará, também na Bacia de Santos, tem volumes estimados entre 1,1 e 2 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural.

O gás oriundo da camada pré-sal é do tipo associado, ou seja, será necessariamente extraído à medida que se explore o petróleo propriamente dito. Dessa forma, há uma perspectiva de grande aumento na oferta de gás natural nos próximos anos no Brasil, como pode ser observado no Gráfico 3, a seguir.

Gráfico 7.5- Perspectivas de Aumento da Oferta de Gás Natural no Brasil



Fonte: GÁSenergy

E com o intuito de se aproveitar toda essa riqueza da melhor forma possível para o país, existem, atualmente, várias possibilidades de utilização deste “novo” gás natural sendo discutidas. Dentre elas, há a expectativa de que este recurso seja, também, utilizado para se incentivar e desenvolver o mercado interno de gás natural e, ainda trazer como consequência sua maior integração com o mercado nacional energia elétrica, como já ocorre em diversas economias desenvolvidas.

7.3. Perspectivas Futuras para a Integração dos Mercados Brasileiros

Como visto nos tópicos anteriores, nos dias de hoje, quando são analisadas as perspectivas futuras para o setor de gás natural no Brasil, observa-se dois fatores conjunturais que podem viabilizar e justificar seu forte e rápido desenvolvimento num curto espaço de tempo. São eles:

- O desenvolvimento de modernas técnicas para a exploração em massa do “gás de xisto” (*shale gas*), adicionado a consequente queda de preços do GNL nos mercados internacionais;
- A provável sobre-oferta de gás natural oriunda das futuras explorações das camadas pré-sal da costa brasileira.

Ao se iniciarem os estudos e as discussões sobre o destino dos grandes volumes de gás natural associado que decorrerão da produção de petróleo no pré-sal, muito se

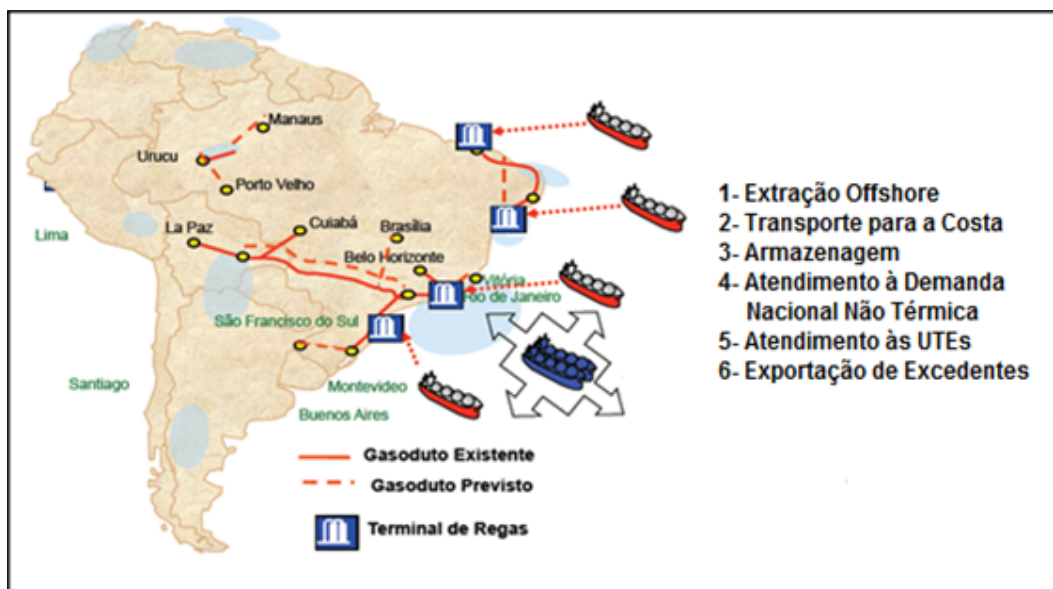
falava da possibilidade de se liquefazer em alto mar (*off-shore*) o gás natural explorado visando à exportação de GNL para o mercado internacional. Entretanto, mesmo considerando que todas as barreiras tecnológicas da liquefação *offshore* sejam superadas, foi mostrado que em função das baixas projeções de preços previstas para o GNL no mercado internacional, dificilmente seriam obtidos retornos positivos para os investimentos necessários para sua viabilização.

Sendo assim, estas considerações trazem à tona as opções de comercialização do gás natural advindo do pré-sal no mercado interno nacional, o qual, como discutido em Fernandes *et al.* (2005), tem um grande potencial de crescimento e, mesmo com preços finais inferiores aos altos preços praticados atualmente, poderia trazer um maior retorno aos investimentos.

Esta possibilidade emerge como uma oportunidade única para que o país proporcione a implementação dos pilares necessários para o surgimento de uma indústria de gás natural forte e vigorosa em terras brasileiras. Investindo em grandes obras de infraestrutura de transporte e distribuição de gás, popularizando o uso desse combustível e proporcionando as condições necessárias para a integração dos mercados de gás e energia no país. Além disso, seria de grande importância para o país que parte dessa riqueza fosse também utilizada como um fator de fomento aos mercados e, conseqüentemente, aos consumidores e às indústrias brasileiras de uma forma geral.

A Figura 7.1, a seguir, traz um possível modelo de exploração do gás do pré-sal de forma a se priorizar sua utilização no mercado interno nacional e, conseqüentemente, aumentando sua interdependência com o mercado de energia elétrica através da viabilização de novas usinas termelétricas movidas a gás.

Figura 7.1 – Possibilidades de Utilização do Gás Natural Advindo do Pré-Sal



Fonte: GÁS Energy – Adaptação do Autor

Para que a opção de utilização do gás do pré-sal no mercado interno nacional se viabilize é de fundamental importância que o governo, as agências reguladoras e os agentes produtores desenvolvam estratégias conjuntas de desenvolvimento e modernização desse setor no Brasil.

Devem ser fortemente incentivadas a liberalização do mercado de gás, a modernização de sua estrutura regulatória, o aumento do número de usinas termelétricas movidas a gás conectadas a gasodutos de transporte ou diretamente a unidades de regaseificação, integrando simultaneamente os mercados nacionais de energia elétrica e gás natural.

Ainda assim deve ser considerada a alternativa da exportação de GNL, porém de uma forma complementar e esporádica, apenas para os momentos em que ocorram sobras conjunturais de gás natural em função do despacho das usinas termelétricas condicionado aos níveis dos reservatórios hídricos do setor elétrico e a outras disformidades do mercado.

7.4. Considerações Finais

Para a viabilidade de um modelo de desenvolvimento de mercado interno como este, é necessário que haja um entendimento do governo e de toda a sociedade brasileira do papel que o gás natural pode desempenhar na matriz energética do país a partir de suas incontestáveis vantagens ambientais e operacionais e, claro, do grande volume disponível nas reservas potenciais existentes em território nacional.

Só então o Brasil, como tantos outros países, poderá finalmente trilhar o bem sucedido caminho da integração dos mercados e setores de gás natural e energia elétrica.

CAPÍTULO 8

Conclusões

Este trabalho atendeu aos seus objetivos gerais de apresentar os históricos de desenvolvimento dos mercados de gás natural e energia elétrica no Brasil e no mundo, e seus objetivos principais de discutir os motivos pelos quais estes mercados, em suas versões brasileiras, não funcionam de maneira integrada como ocorre em alguns outros países e indicar caminhos que permitam a efetiva implementação da integração entre eles.

Como apresentado no Capítulo 2, o comércio de gás natural é muito efetivo em todo o mundo, viabilizando importantes relações comerciais entre os países produtores e os compradores, principalmente através de gás natural liquefeito, o GNL. Além disso, existem importantes ferramentas de flexibilidade do uso do gás natural pelo lado da oferta e da demanda já utilizadas largamente em mercados maduros que poderiam ser estudadas e implementadas no Brasil.

O setor brasileiro de gás natural vem crescendo rapidamente nos últimos anos, como mostrado no Capítulo 3, entretanto, quando comparado com alguns outros países, ainda se encontra bastante incipiente tanto no que diz respeito à infra-estrutura existente quanto ao seu marco regulatório vigente atualmente.

Como visto nos Capítulos 4 e 5, o setor elétrico brasileiro, assim como aconteceu no restante do mundo, passou por importantes reformas estruturais ao longo das últimas décadas. Atualmente já conta com um ambiente regulatório bem estabelecido, instituições setoriais com papéis definidos, um mercado de energia elétrica confiável e em pleno funcionamento, além de uma boa infra-estrutura de geração, transmissão e distribuição de eletricidade abrangendo, praticamente, todo o território nacional. No entanto, apesar de mais maduro e avançado, o setor de energia elétrica no Brasil, tanto do ponto de vista de planejamento de longo prazo, quanto de operação do sistema, “não enxerga” o setor nacional de gás natural, desperdiçando a sinergia existente entre eles e deixando de incentivar o desenvolvimento daquele setor no país.

Como discutido no Capítulo 6, os setores de gás natural e energia elétrica apresentam características tanto técnicas quanto econômicas que justificam sua mútua integração e interdependência. Dessa forma, foram abordados nesse trabalho alguns dos fatores comuns ao desenvolvimento de mercados competitivos em cada uma dessas cadeias industriais ao redor do mundo, como por exemplo, os investimentos em infra-estrutura de produção e transporte do respectivo energético, a utilização eficaz dos avanços tecnológicos disponíveis, a necessidade de modernos marcos regulatórios, dentre outros.

No Brasil, no entanto, existem alguns entraves e peculiaridades que vêm dificultando essa tendência internacional de integração dos mercados de gás natural e energia elétrica. Dentre elas, são destacadas as dificuldades operacionais e regulatórias advindas da predominância hidrelétrica de geração de eletricidade no país, a recente e pouco abrangente regulação do setor de gás natural (“Lei do Gás”) e os distintos estágios de maturidade verificados entre estes dois setores.

Então, foram apresentadas, a título de pesquisa científica, as opiniões de diversos especialistas, com relevante experiência nos setores de gás e energia no Brasil, sobre o nível de integração desses mercados, as maiores dificuldades e os caminhos ainda necessários a serem percorridos. Verificou-se que a grande maioria desses especialistas enxerga um pequeno ou, mesmo, irrelevante nível de integração entre os mercados brasileiros de gás e energia nos dias de hoje, por motivos que vão desde a falta de sinergia entre a regulação, o planejamento e a operação desses dois setores, até a existência de fatores não técnicos de difícil solução.

Como medidas necessárias apontadas para que esses mercados venham a se integrar de forma efetiva em um futuro próximo, tem-se (i) a criação de uma estrutura regulatória única para os dois setores; (ii) a integração sistêmica dos processos de planejamento e operação de cada um deles, (iii) a promoção do livre acesso aos gasodutos e a desverticalização compulsória da cadeia industrial do gás natural, nos moldes do ocorrido no setor elétrico; (iv) o aumento da infra-estrutura voltada para a utilização de GNL; (v) a criação de um mercado secundário de gás, possibilitando a re-venda de contratos não utilizados e incentivando, principalmente, as usinas termelétricas nacionais; (vi) a viabilização da participação de mais agentes nas diversas pontas da cadeia industrial do gás natural no Brasil; dentre outras.

O Capítulo 7 abordou algumas perspectivas futuras de níveis de produção e comercialização da *commodity* gás natural no Brasil e no mundo. As situações

conjunturais tanto internas quanto externas vêm se configurando de forma a abrir uma grande oportunidade de desenvolvimento do mercado nacional de gás natural, fato este que poderá viabilizar sua integração com o setor de energia elétrica.

Isso se dá devido a dois importantes e recentes acontecimentos com imenso potencial de transformação na realidade brasileira de gás natural. Ao mesmo tempo em que era anunciada a existência de imensas quantidades de gás natural estocados na camada pré-sal do litoral brasileiro, os Estados Unidos desenvolviam uma nova técnica de exploração de gás em rocha de xisto (*shale gas*), que, em suma, representou um grandioso aumento de suas reservas provadas e seu conseqüente aumento interno de produção de gás. Atualmente, outras regiões como a Europa e a China, já estudam a viabilidade da exploração de suas reservas originárias dessa mesma fonte.

Ora, com o drástico aumento da produção norte-americana e sua conseqüente redução de necessidade de importação de gás natural, aliado ao fato de se tratar do maior consumidor do planeta, as projeções de preço para este combustível nos maiores mercados mundiais tiveram forte queda.

Por outro lado, o Brasil já iniciou os trabalhos necessários para a exploração do grande volume de óleo e gás descobertos em sua camada pré-sal, o que gera uma expectativa de existência de uma grande fartura de gás natural no país no decorrer dos próximos anos.

Dessa forma, como a possibilidade de exportação de gás natural não se mostra muito atrativa em função dos baixos preços projetados para o combustível, o desenvolvimento de um mercado interno capaz de comportar e remunerar toda a produção esperada desse novo gás natural oriundo de grandes profundidades emerge como uma grande oportunidade de crescimento e aprimoramento de toda a cadeia industrial energética brasileira, com grande potencial de viabilização da integração dos mercados nacionais de gás natural e energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMEIDA, J.R.U.C. (2008). A Importância da Flexibilidade na Oferta e na Demanda de Gás Natural – O Caso do Mercado Brasileiro. Dissertação de Mestrado – UFRJ.
- ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, 3ª Edição (2008). Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- BARROSO, L.A. *et al.* (2009). Interdependencies of Electricity Markets with Gas Markets – A case Study of Transmission System Operators. GUILIAN 2009.
- BAYLESS C. (1994). Less is more: Why Gas Turbines will Transform Electric Utilities. Public Utilities Fortnightly, Dec., pp. 21-25.
- BEZERRA, B.V. *et al.* (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. XX SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica).
- BHATTACHARYA, K. *et al.* (2001). Operation of Restructured Power Systems. Chalmers University of Technology. Kluwer Academic Publishers - Boston, Dordrecht, London.
- Boletim Mensal do Gás Natural (2010). Número 14. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.
- BP Statistical Review of World Energy (2010). British Petroleum.
- COSTA, R.C. e PIEROBON, E.C. (2008). Leilão de Energia Nova: Análise da Sistemática e dos Resultados. BNDS Setorial, Rio de Janeiro, n.27, p. 39-58.
- EUROGAS Statistical Data (2008).
http://www.eurogas.org/uploaded/Eurogas%20Annual%20Report%202008-2009_%20statistics.pdf
- FERNANDES, E. *et al.* (2008). Natural-gas-powered Thermoelectricity as a Reliability Factor in Brazilian Electric Sector. *Energy Policy* 36 – *ELSEVIER*.
- HACISALIHOGU, B. (2008). Turkey's Natural Gas Policy. *Energy Policy* 36 – *ELSEVIER*.
- HELLMER, S. e WARELL, L. (2009). On the Evaluation of Market Power and Market Dominance – The Nordic Electricity Market. *Energy Policy* 37 – *ELSEVIER*.
- JANNUZZI, G.M. e SWISHER, J. (1997). Planejamento Integrado de Recursos Energéticos – Meio Ambiente, Conservação de Energia e Fontes Renováveis. Editora Autores Associados.
- KELMAN, Rafael. (2009). Planejamento Coordenado dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural. Tese de Doutorado – UFRJ.

LINO, P. R. (2001). Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambientes de Mercado. Dissertação de mestrado - UFRJ.

MEJÍA, J. M. e BRUGMAN, A. (2005). Natural Gas and Electricity Market Issues in Colombia. Estudios Energéticos Ltda. In Bogotá.

MORAIS, M.S. e MARANGON LIMA, J. W. (2003). Natural Gas Network Pricing and Its Influence on Electricity and Gas Markets. *IEEE Bologna Power Tech Conference*.

OLIVEIRA, A. (2007). Mercado Elétrico: Centralizar a Gestão de Riscos?

Natural Gas Market Review (2008). International Energy Agency – IEA.

Natural Gas Market Review (2009). International Energy Agency – IEA.

New England Electricity Scenario Analysis (2007). Independent System Operator – ISO New England Inc.

“Novas Técnicas de Extração de Gás Natural das Rochas de Xisto”. Instituto Ciência Hoje. http://www.ce-epc.org.br/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=1479:novas-tecnicas-de-extracao-de-gas-natural-das-rochas-de-xisto&catid=39:noticias&Itemid=69

Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (2010). Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Ministério das Minas e Energia – MME.

Plano de Negócios da Petrobras 2009-2013 (2009). PETROBRAS.

RAMOS-REAL, F.J. *et al.* (2007). The Effects of Introducing Natural Gas in the Canary Island for Electricity Generation. *Energy Policy 35 – ELSEVIER*.

STREET, A. *et al.* Pricing Flexible Natural Gas Supply Contracts Under Uncertainty in Hydrothermal Markets.

UDAETA. M.E.M. *et al.* (2007). Economics of secondary energy from GTL regarding natural gas reserves of Bolivia. *Energy Policy 35 – ELSEVIER*.

UNSIHUAY-VILA, C. *et al.* (2009). Integrated Operation and Expansion Planning of natural gas and Electricity Systems: Technical and Economical Aspects.

WATTS, D. e ARIZTÍA, R.. The Electricity Crises of California, Brazil and Chile: Lessons Learned to the Chilean Market.

WILSON, P.I. (1997). Deregulation and Natural Gas Trade Relationships: Lessons from the Alberta – California Experience. *Energy Policy 25 – ELSEVIER*.

WOO, C. K. *et al.* (2006). Bi-directional Causality in California's Electricity and Natural Gas Markets. *Energy Policy 34 – ELSEVIER*.

2008 Annual Markets Report (2009). Independent System Operator – ISO New England Inc.

BIBLIOGRAFIAS

Boletim de Conjuntura Energética 1º Trimestre de 2010 (2010). Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Ministério das Minas e Energia – MME.

CAMINADA, C. e Ramos D.S. (2009). Estratégia de Contratação de Consumidores Livres: Uma análise Balizada pela Formação de Preços no Mercado Cativo.

FILHO, F.L.A. e ALENCAR, C.T. (2007). A Atratividade do Investimento em Geração de Energia Hidrelétrica no BRASIL - Aspectos da Comercialização de Energia Elétrica proveniente de novos empreendimentos. LARES (Latin American Real Estate Society).

FERNANDES, E. *et al.* (2005). Natural gas in Brazil's Energy Matrix: Demand for 1995-2010 and Usage Factors. *Energy Policy* 33 – *ELSEVIER*.

KIRSCHEN, D.S. e STRBAC, G. (2004). Power System Economics. University of Manchester Institute of Science and Technology (UMIST), UK.

LEITE, A.D. (1997). A Energia do Brasil. Editora Nova Fronteira – Segunda Impressão.

MATHIAS, M.C. e SZKLO, A. (2007). Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. *Energy Policy* 35 – *ELSEVIER*.

MELO FILHO, M. (2005). A história do gás natural: do Rio de Janeiro para o Brasil. Rio de Janeiro.

OLIVEIRA, A. (2007). South Cone Energy Integration: A Look from Brazil. *International Journal of Energy Sector Management*. Vol. 1 No. 2. Pp.122-140.

Plano de Negócios da Petrobras 2010-2014 (2010). PETROBRAS.

SANT ANA, P.H.M. *et al.* (2008). Modelo para o Desenvolvimento da Competição na Indústria de Gás Natural no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, Vol. 14, Nº. 1, pp.107-127.

SAUER, I.L. *et al.* (2006). On the substitution of energy sources: Prospective of the natural gas market share in Brazilian urban transportation and dwelling sectors. *Energy Policy* 34 – *ELSEVIER*.

SILVA, E.F. *et al.* (2009). Contratação de Novos Empreendimentos de Fonte Termo Elétrica no Mercado Brasileiro. XIII ERIAC (Décimo Tercero Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré).

SZKLO, A. *et al.* (2004). Economic Potential of natural gas-fired cogeneration-analysis of Brazil's chemical industry. *Energy Policy* 32 – *ELSEVIER*.

TAVARES, M. e KELMAN, R.A. Flexibilidade operacional das térmicas e os reservatórios virtuais.

<http://www.abegas.org.br> (05/2010). Associação Brasileira de Distribuidoras de Gás Natural.

<http://www.aneel.gov.br> (05/2010). Agência Nacional de Energia Elétrica.

<http://www.anp.gov.br> (02/2010). Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

<http://www.arsesp.sp.gov.br> (05/2010). Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo.

<http://www.bp.com> (02/2010). British Petroleum.

<http://www.canalenergia.com.br> (05/2010). Grupo Canal Energia.

<http://www.ccee.org.br> (05/2010). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

<http://www.cemig.com.br> (10/2010). Companhia Energética de Minas Gerais.

<http://www.epe.gov.br> (10/2010). Empresa de Pesquisa Energética.

<http://www.eurogas.org> (10/2010). The European Union of the Natural Gas Union.

<http://www.gasbrasil.com.br> (10/2010). Grupo GasBrasil.

http://www.GÁS_Energy.com.br (10/2010). Consultoria GÁS Energy.

<http://www.gasunie.dl> (02/2010). Gasunie Company.

<http://www.iea.org> (05/2010). International Energy Agency.

<http://www.igu.org> (10/2010). International Gas Union.

<http://www.mme.gov.br> (10/2010). Ministério das Minas e Energia.

<http://www.ons.org.br> (10/2010). Operador Nacional do Sistema Elétrico.

www.petrobras.com.br (10/2010). Petróleo Brasileiro S/A.

<http://www.psr-inc.com> (10/2010). Consultoria PSR.

<http://www.tbg.com.br> (05/2010). Transportadora Brasileira de Gasoduto Bolívia-Brasil.

ANEXO I

O Gás Natural

A versatilidade é a principal característica do gás natural. Este energético pode ser utilizado tanto na geração de energia elétrica, quanto em motores de combustão do setor de transportes, na produção de chamas (como substituto ao gás liquefeito de petróleo, GLP), calor e vapor. Por isso, a aplicação é possível em todos os setores da economia: indústria, comércio, serviços e residências.

Este recurso natural também pode passar por um processo de transformação para dar origem a derivados similares aos do petróleo, porém menos agressivos ao meio ambiente. Essa tecnologia, denominada gas-to-liquid (GTL), é recente, tem custos elevados e é dominada por poucas companhias. Outros elementos positivos são a capacidade de dispersão em casos de vazamento e a pequena emissão de poluentes em toda a cadeia produtiva se comparado aos demais combustíveis fósseis.

O gás natural é um hidrocarboneto resultante da decomposição da matéria orgânica durante milhões de anos. É encontrado no subsolo, em rochas porosas isoladas do meio ambiente por uma camada impermeável. Em suas primeiras etapas de decomposição, esta matéria orgânica de origem animal produz o petróleo. Em seus últimos estágios de degradação, o gás natural. Por isso, é comum a descoberta do gás natural tanto associado ao petróleo quanto em campos isolados (gás natural não associado).

Assim como ocorre no petróleo, a composição básica do gás natural são as moléculas de hidrocarbonetos (átomos de hidrogênio e carbono) encontradas em estado volátil e de baixa densidade. O elemento predominante é o gás metano, mas também há, em proporções variadas, etano, propano, butano, gás carbônico, nitrogênio, água, ácido clorídrico e metanol, além de outros. A proporção de cada um na composição final depende de uma série de variáveis naturais, como processo de formação e condições de acumulação no reservatório. Em seu estado bruto, o gás natural não tem cheiro e é mais leve que o ar. Assim, deve ser odorizado para que eventuais casos de vazamento sejam detectados.

A cadeia produtiva do gás natural envolve seis etapas: A primeira é exploração, na qual o foco é a possibilidade de ocorrência ou não do gás natural. A segunda é a

exploração, que consiste na instalação da infra-estrutura necessária à operação do poço e nas atividades de perfuração, completação e recompletação de poços (colocação das cabeças de vedação, válvulas, comandos remotos e demais acessórios que permitirão a produção). A terceira é a produção, processamento em campo (para separação do petróleo em caso de o gás ser associado) e o transporte até a base de armazenamento. A quarta é o processamento, na qual se retiram as frações pesadas e se realiza a compressão do gás para a terra ou para a estação de tratamento. A quinta é o transporte e armazenamento (esta última não existe no Brasil, mas é comum em países de clima frio, de modo a formar um estoque regulador para o inverno). E, finalmente, há a distribuição, que é a entrega do gás natural para o consumidor final.

O transporte do poço às unidades de consumo exige a construção de uma rede de gasodutos de capacidade e pressão variáveis. O ramal principal, que liga o poço às instalações de distribuição, é dimensionado para transporte de grandes volumes a elevada pressão. Os ramais secundários, que chegam ao consumidor final, são menores, mais pulverizados e, no geral, subterrâneos. Para o caso de grandes consumidores, há uma estação intermediária chamada *city gate*. No caso de não ser possível construir o gasoduto, o gás passa por um processo de liquefação, no qual atinge 160 graus abaixo de zero. Esse processo reduz o volume 600 vezes, o que favorece o transporte por navios chamados “metaneiros”. No porto receptor, esse material é encaminhado a plantas ou terminais de armazenamento e regaseificação para posterior distribuição.

Fonte: ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, 3ª Edição (2008). Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

ANEXO II

Tabelas de Conversão

Conversões de Preço para Gás Natural					
"US\$ 1,00/MMBTU" é equivalente a:					
para outros energéticos			Expresso em R\$		
multiplique por	para encontrar		multiplique por	para encontrar	
5,46	US\$/ barril de petróleo		Taxa de Cambio x 37,30	US\$/ mil m³ gás natural	
40,22	US\$/ ton. óleo combustível		Taxa de Cambio x 1,06	US\$/ mil ft³ gás natural	
51,32	US\$/ ton.GNL		Taxa de Cambio x 0,10	US\$/ therm	
46,63	US\$/ ton.GLP		Taxa de Cambio x 3,97	US\$/ cal	
42,66	US\$/ ton. diesel		Taxa de Cambio x 3,42	US\$/ mwh	
13,10	US\$/ ton. lenha		Taxa de Cambio x 0,95	US\$/ Gjoule	
26,98	US\$/ ton. carvão vegetal		Taxa de Cambio em R\$		

Fatores de Conversão					
	milhão	mil metros	cúbicos	tonelada	tonelada
	BTU		gás natural	GNL	GLP
mil metros cúbicos gás natural	37,30		1,00	0,73	0,80
tonelada GNL	51,32		1,38	1,00	1,10
tonelada GLP	46,63		1,25	0,91	1,00
tonelada diesel	42,66		1,14	0,83	0,91
tonelada óleo combustível	40,22		1,08	0,78	0,86
tonelada carvão vegetal	26,98		0,72	0,53	0,58
carvão mineral nacional (4.500 kcal/Kg)	17,86		0,48	0,35	0,38
tonelada lenha	13,10		0,35	0,26	0,28
barril petróleo	5,46		0,15	0,11	0,12

gás natural: 1 metro cúbico = 9.400 Kcal (20 ° e 1 atm)
1 milhão de BTU (1 MMBTU) = 26, 8 metros cúbicos (m³) de gás natural.

Fonte: Petrobras

Unidades De Conversão de Energia	
1 kWh	3412,0 Btu
1 Btu	1055 J

Fonte: Elaboração Própria