

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

**ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL COMO FONTE GERADORA
DE ENERGIA NO BRASIL**

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para aprovação na disciplina CNM 5420 – Monografia

Por: Ana Cristina de Oliveira Gomes

Orientador: Professor Gilberto Montibeller

Área de Pesquisa: Energia

Palavras Chaves: 1. Gás Natural
2. Energia
3. Gasoduto Bolívia-Brasil

Florianópolis, Setembro de 2006

UNIVERSIDADE FERERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir nota 9,0 (nove) a aluna Ana Cristina de Oliveira Gomes na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Professor: Gilberto Montibeller

Presidente

.....

Professora: Márcia Machado

Membro

.....

Professora: Cláudia Lúcia Bisaggio Soares

Membro

AGRADECIMENTOS

Agradeço especialmente ao meu irmão Victor por toda a ajuda, paciência, dicas e sugestões.

Ao meu Professor e Orientador Gilberto Montibeller por estar presente sempre que solicitei.

Ao meu pai Valdo por me proporcionar o acesso ao conhecimento e por acreditar na minha capacidade.

A minha mãe Aracy por me mostrar que a vida é cheia de altos e baixos, mas com vontade, força e perseverança é possível vencer e alcançar os nossos objetivos.

Ao meu irmão Jefferson, a minha sobrinha Alida e a minha cunhada Cláudia que mesmo estando longe torceram por mim.

A minha grande amiga Carla e a sua mãe Ligia pelas palavras sábias nos momentos difíceis e pelas risadas maravilhosas nos momentos de descontração.

Ao Reinaldo pelo carinho, pela presença em todos os momentos e pela torcida.

A Paula pelas palavras de incentivo, pela ajuda e pela atenção.

Ao meu namorado Léo por ter suportado e compreendido a minha ausência em alguns momentos, por me escutar, por me apoiar e por estar sempre ao meu lado.

A todos os amigos Leila, Ivan, Milene, Débora, Carolina, Daniela por todos os momentos que passamos na universidade.

SUMÁRIO

RESUMO.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
LISTA DE TABELAS.....	IX
LISTA DE GRÁFICOS.....	X
LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES.....	XI
1. INTRODUÇÃO.....	12
1.2. Objetivos.....	12
1.2.1. Objetivo Geral.....	12
1.2.2. Objetivos Específicos.....	13
1.3. Justificativa.....	13
1.4. Aplicação do Método.....	14
1.4.1. Tipo de Estudo.....	14
1.4.2. Coleta de Dados e Fonte de Informações.....	14
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1. Considerações Iniciais.....	16
2.2. Energia - Conceitos e Fundamentos.....	16
2.3. Recursos Energéticos e sua utilização no Brasil.....	17
2.4. Um Breve Histórico sobre a Energia no Brasil.....	20
2.5. Energia no Mundo.....	24
2.6. Energia e Meio Ambiente.....	25
2.7. Eficiência Energética.....	25
2.8 Economia e Energia.....	26
3. CARACTERIZAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO.....	27
3.1. Gás Natural.....	27
3.2. Aplicações do Gás Natural.....	28
3.3. O Gás Natural no Mundo.....	29

3.4. O gás natural e a PETROBRÁS.....	31
3.5. O gás natural no Brasil – Breve Histórico.....	33
3.6. Produção, Reservas e Transporte de Gás Natural no Brasil.	34
3.6.1. Produção e Reservas.....	34
3.6.2. Transporte.....	37
3.6.3. Distribuição.....	38
3.6.3.1. Importação e o Gasoduto Bolívia-Brasil.....	40
3.7. Os aspectos ambientais da utilização do gás natural.....	43
3.8. O Gás Natural na Geração de Eletricidade.....	47
3.8.1. A Termoeletricidade.....	48
3.8.2. Gás Natural e a Cogeração.....	51
3.9. Aspectos Econômicos da Utilização do Gás Natural.....	52
4. GÁS NATURAL: RELAÇÃO BOLÍVIA-BRASIL.....	55
4.1. Primeiras Negociações.....	55
4.2. A Nacionalização das Reservas Bolivianas.....	56
4.3. As Repercussões da Nacionalização da Bolívia para o Brasil.....	57
5. CONCLUSÃO.....	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59

RESUMO

GOMES, Ana Cristina de Oliveira. **Estudo da utilização do gás natural como fonte geradora de energia no Brasil**. Florianópolis, 2006. 63p. (Trabalho de Conclusão de Curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina)

O desenvolvimento econômico dos países está estreitamente associado ao aumento da demanda energética. Assim, a transformação e disponibilização de energia atende a uma necessidade crescente de consumo. As crises energéticas no Brasil e nos principais países do Cone Sul são exemplos da fragilidade do sistema energético em consequência das medidas políticas tomadas até o presente momento.

As fontes de energia mais procuradas no mundo, sejam de origem fóssil ou renovável, são as que possuem um baixo impacto ambiental. Um bom exemplo é o gás natural.

Em meio a incerteza das relações comerciais com a Bolívia e o potencial energético da fonte de gás natural nacional, este trabalho busca uma análise a respeito da utilização desta fonte de energia. Para isto, é feita uma revisão da literatura e de seus aspectos econômicos, a fim de esclarecer como ocorrem os processos de conversão, geração e armazenamento de energia.

Palavras Chaves: Gás Natural, Energia, Gasoduto Bolívia-Brasil

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Produção x Consumo de Energia no Mundo.....	24
Figura 2: Potenciais Usos do Gás Natural.....	29
Figura 3: Reservas Mundiais de Gás Natural.....	30
Figura 4: Estrutura da Cadeia de Gás Natural.....	36
Figura 5: Gasodutos no Brasil.....	39
Figura 6: Gasoduto Bolívia x Brasil.....	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Matriz Energética Brasileira e seus Aspectos.....	18
Tabela 2: Produção de Energia Primária.....	19
Tabela 3: Composição típica do Gás Natural no Brasil.....	27
Tabela 4: Distribuidoras de Gás Canalizado no Brasil.....	38
Tabela 5: Utilização do gás natural em m ³ /dia.....	43
Tabela 6: Aspectos Ambientais.....	45
Tabela 7: Usinas Térmicas em Funcionamento no Brasil.....	50

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Matriz Energética Brasileira – 2005.....	23
Gráfico 2: Mercado Europeu de Gás Natural.....	31
Gráfico 3: Oferta de Gás Natural no Brasil.....	35
Gráfico 4 : Evolução das Importações de Gás Natural por País de Origem.....	41
Gráfico 5: Gases de Efeito Estufa.....	46
Gráfico 6: Geração Termelétrica.....	49

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACOES

ANP – Agência Nacional de Petróleo

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

Boe – Barril de Petróleo

CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais

MME – Mninistrio de Minas e Energia

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

GTB – Gás Transboliviano S.A

KWh – Quilowatts-hora

MW – Mega-Watts

OCDE – Organizao de Cooperao e de Desenvolvimento Econmicos

PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil

Tep – Tonelada Equivalente de Petróleo

UPGN – Unidades de Processamento de Gás Natural

YPFB – Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos

1. INTRODUÇÃO

Quando os países da América do Sul promoveram reformas em suas indústrias energéticas, na década de 90, seguindo uma tendência de privatização, houve dificuldades para manter o crescimento e promover os esperados ganhos de competitividade no sistema produtivo. As crises energéticas no Brasil e nos principais países do Cone Sul são exemplos da fragilidade do sistema energético e conseqüências das medidas políticas tomadas até o presente momento.

As alternativas para suprir as necessidades do sistema energético nacional apontaram para acordos bi nacionais, onde o fornecimento de gás natural via gasoduto Brasil/Bolívia foi responsável por grandes investimentos no setor.

A integração energética apresenta uma série de fatores positivos, pois incita eficiência energética e homogeneização de preços, porém apresenta resistências, como todo processo de integração econômica.

Nesse escopo, há de serem observados valores importantes para a viabilidade da utilização de tais fontes energéticas. Os impactos ambientais, devido à utilização de tal fonte e à construção de dutos para transporte, a possibilidade de substituição de equipamentos da indústria e de sistemas elétricos de outros consumidores, a relação comercial entre fornecedor e comprador.

Atualmente, o mercado brasileiro de gás natural depende em 51% do gás que vem da Bolívia. Este trabalho busca fazer uma análise sobre a utilização de gás natural no Brasil.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

Estudar a utilização do gás natural como fonte geradora de energia no Brasil.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Definir as possibilidades de utilização do gás natural como fonte de energia através de pesquisa bibliográfica.
- Analisar os aspectos ambientais envolvidos na utilização do gás natural.
- Conhecimento das reservas e viabilidade de exploração de Gás Natural existentes no Brasil.
- Analisar a distribuição de gás natural na relação comercial Brasil-Bolívia.

1.3. Justificativa

O desenvolvimento econômico dos países está estreitamente associado ao aumento da demanda energética. Assim, a transformação e disponibilização de energia atende a uma necessidade crescente de consumo.

O custo da geração de um quilowatt de energia depende da fonte e da região consumidora, o que justifica ainda mais a necessidade da diversificação da matriz energética nacional e da reorganização setorial da distribuição de energia.

Nos últimos quatro anos, as tarifas de energia elétrica para o setor industrial sofreram um aumento de 108,86 % (Terra) como estratégia do governo de reduzir o chamado "subsídio cruzado", onde o consumidor residencial pagava mais caro, enquanto a indústria tinha tarifas mais reduzidas.

A construção do gasoduto Bolívia-Brasil apresentou, para as indústrias, diversos atrativos do ponto de vista econômico e ainda possibilitou o rótulo de “indústria limpa” àquelas que optaram pela migração a esta fonte de energia.

Estima-se que o Brasil tenha uma reserva de gás natural de 800 bilhões de metros cúbicos (Folha Online), suficiente para abastecer o País pelos próximos 50 anos. Mas alguns fatores políticos, conduzindo à falta de investimento no setor, fez com que apenas 37,5% dessa reserva tenha sido explorada.

Em meio a incerteza das relações comerciais com a Bolívia e o potencial energético da fonte de gás natural nacional, este trabalho busca uma análise a respeito da utilização desta fonte de energia.

1.4. Aplicação do Método

1.4.1. Tipo de Estudo

O tema sobre a utilização do gás natural como agente ativo na matriz energética brasileira ainda é recente, no entanto já existe no país tecnologia necessária para a sua utilização, bem como estudos que tangem a sua eficiência energética e a sua capacidade de produção e de expansão.

Quanto aos procedimentos técnicos adotados para o desenvolvimento deste trabalho, será utilizada a pesquisa bibliográfica, elaborada a partir de material já publicado, constituído principalmente de livros, artigos de periódicos e com material disponibilizado na Internet.

A pesquisa bibliográfica possibilita a exploração de um problema a partir das referências teóricas dos documentos buscando conhecer e analisar as contribuições culturais ou científicas sobre um determinado assunto (CERVO; BERVIAN, 1996).

O objeto de estudo desta pesquisa é a utilização do Gás Natural como agente intrínseco na matriz energética brasileira capaz de gerar uma energia mais limpa e menos degradável para o ambiente.

Este trabalho encontra-se dividido em cinco partes. No primeiro capítulo é apresentado o problema da pesquisa, seus objetivos, justificativas e metodologias utilizadas; no segundo a fundamentação teórica, que visa apresentar os conceitos pertinentes à pesquisa; no terceiro o objeto do estudo, onde são detalhados os principais aspectos referentes ao gás natural; o quarto capítulo discute a relação Bolívia-Brasil e responde o problema da pesquisa e, por fim, o quinto capítulo traz as conclusões pertinentes ao tema do estudo.

1.4.2. Coleta de Dados e Fonte de Informações

Coletar dados é juntar informações necessárias ao desenvolvimento dos raciocínios previstos nos objetivos. Na prática a coleta de dados consistirá em por em andamento os procedimentos planejados para os objetivos (SANTOS, 1999).

Conforme a espécie de informação que é desejada, existe uma série de instrumentos a disposição do pesquisador, além de diversos modos de operacionalização destes instrumentos. Os instrumentos de coleta de dados têm duas funções básicas: demonstrar a presença ou ausência de um fenômeno e capacitar à qualificação ou quantificação dos fenômenos presentes. Portanto, qualquer instrumento de coleta deve ser capaz de fornecer uma mensuração da realidade. Um instrumento de coleta deve satisfazer a validade e a confiabilidade da pesquisa (RAUEN, 1999).

Nesta pesquisa são utilizados documentações e registros em arquivos das mais variadas fontes bibliográficas e também a observação das informações coletadas com o intuito de ajudar o pesquisador a obter provas a respeito de objetivos sobre os quais ele não tem experiência.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Considerações Iniciais

A energia que movimenta a indústria, o transporte, o comércio e os demais setores econômicos do país, para chegar ao local de consumo é transportada por gasodutos, linhas de transmissão, rodovias, etc. De outro lado, a energia extraída da natureza não se encontra nas formas mais adequadas para os usos finais necessitando, na maioria dos casos, passar por processos de transformação (refinarias que transformam o petróleo em óleo diesel, gasolina; usinas hidrelétricas que aproveitam a energia mecânica da água para a produção de energia elétrica, carvoarias que transformam a lenha em carvão vegetal e assim por diante). (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2006).

Para argumentar sobre o tema, torna-se necessário fazer uma revisão da literatura, a fim de esclarecer como ocorrem os processos de conversão, geração e armazenamento de energia.

2.2. Energia - Conceitos e Fundamentos

A energia é um dos vetores que permite o acesso ao desenvolvimento econômico e a progressão social das sociedades, uma vez que ela constitui-se num dos principais fatores de produção (KAEHLER, 2000).

Em sua definição mais corriqueira, energia é a capacidade de se produzir trabalho. Entretanto, a utilização do conceito é bastante variada e algumas vezes equivocada, dependendo do objetivo que se tem em conta (THEIS, 1996).

A energia é sempre classificada de acordo com a sua fonte. Do ponto de vista da Física a energia tem origem gravitacional, eletromagnética e nuclear. No que tange o estudo, a classificação fica do seguinte modo:

- **Convencionais:** Petróleo, Gás Natural, carvão, Hidroeletricidade e Biomassa.
- **Não Convencionais:** Marés, Ventos, Ondas, Xisto, Geotérmica, Fissão Nuclear e Energia Solar.

Fontes energéticas convencionais são aquelas cuja tecnologia está completamente desenvolvida a custos considerados aceitáveis pelos padrões atuais de consumo. As não convencionais são aquelas cuja tecnologia já está demonstrada, mas ainda apresenta problemas de aceitação na sociedade moderna, quer por razões econômicas, quer por não se conciliar com os padrões aceitos de consumo.

2.3. Recursos Energéticos e sua utilização no Brasil

Os recursos energéticos são as reservas disponíveis na natureza capazes de atender às necessidades humanas. Podem ser classificados como recursos fósseis e recursos renováveis. Os recursos fósseis são os estoques de materiais que armazenam energia química, acumulada a partir da radiação solar durante épocas geológicas, como é o caso do petróleo, carvão mineral, gás natural, urânio e o tório. Os recursos renováveis são estabelecidos por fluxos naturais, como ocorre na energia solar, hidráulica, eólica, na energia das ondas do mar e na energia da biomassa. (NOGUEIRA, 2001).

Nem sempre há disponibilidade energética na forma requerida às diversas atividades humanas, porém, esta pode ser convertida através de uma seqüência de processos progressivos. Conforme sua posição nessa cadeia de processos é chamada energia primária a que é fornecida pela natureza (como a energia hidráulica, lenha, cana-de-açúcar), podendo ser convertida em outra forma energética antes do uso.

São três os tipos genéricos de oferta de energia primária: Energia convencional de recursos restritos; energia convencional renovável de recursos restritos e energia não convencional de recursos ilimitados.

Na energia convencional de recursos restritos, encontram-se o petróleo e seus derivados, o carvão vegetal, o carvão vapor e o carvão metalúrgico. Na energia convencional renovável de recursos restritos encontram-se a energia hidrelétrica, lenha e a cana-de-açúcar. E, na energia convencional de recursos ilimitados se encontra grande parte das energias não convencionais como energia solar, eólica e nuclear.

A localização dos meios de produção é função da disponibilidade dos recursos primários. No caso das usinas hidrelétricas, sua localização depende das aflúncias e desníveis adequados dos cursos de água, na maioria das vezes localizados longe dos centros de carga. Já as usinas termoeletricas podem ser localizadas mais próximas do

consumo, ainda que, em alguns casos, seja necessária alguma forma de transporte dos recursos primários (rede de dutos, rodovias, portos, etc.). (FORTUNATO, 1990).

Tabela1: Matriz Energética Brasileira e seus Aspectos

	RECURSO	VANTAGENS	DESVANTAGENS	MÉTODO OPERACIONAL
Termoelétrica	Fóssil	Economia nos custos de transmissão.	Polui o ambiente através dos gases que solta no ar.	Queima de combustível.
Hidrelétrica	Renovável	Energia limpa, irrigação, navegação e amortecimento de cheias.	A área para sua construção é enorme, modifica todo o ecossistema da região a ser alagada.	A usina hidrelétrica é composta por barragem, sistema de captação e adução de água, casa de força e sistema de redistribuição de água ao leito natural do rio.
Gás Natural	Fóssil	É uma fonte de energia mais limpa e relativamente segura.	Em caso de vazamentos pode causar danos a comunidade.	Através de gás natural retirado dos resíduos fósseis.
Biomassa	Renovável	Possui custo de aquisição relativamente baixo, é menos poluente.	Menor poder calorífico, dificuldades de armazenamento, alto custo de investimentos.	Através da queima de madeira, do bagaço de cana, etc.
Energia Solar	Renovável	Não polui, não influi no efeito estufa, não precisa de geradores para a produção de energia.	Baixa eficiência energética das placas coletoras de energia em caso de pouca luminosidade.	Através da energia solar.
Energia Eólica	Renovável	É a energia mais limpa.	Alteram as paisagens, emitem ruído.	Através dos ventos locais que impulsionam as hélices.

Fonte: Elaboração Própria a partir de AMBIENTEBRASIL, 2005.

A respeito das fontes de energia citadas na tabela acima, as que se sobressaem atualmente tanto no Brasil como no mundo, sejam elas de origem fóssil ou renovável, são

as que possuem um baixo impacto ambiental e que fornecem retorno energético. Um bom exemplo é o gás natural.

Os principais responsáveis pelo consumo elevado de energia no país são os setores industriais, residencial, comércio e público. O crescimento do setor residencial sempre esteve atrelado à ligação de novas unidades e a incorporação de bens de consumo, uma vez que ainda não dispõem de energia elétrica instalada e equipamentos em todas as casas (SIGNOR, 1999).

Tabela 2: Produção de Energia Primária

IDENTIFICAÇÃO	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
ENERGIA PRIMÁRIA NÃO RENOVÁVEL	39.007	37.916	39.934	40.748	40.767	41.266	42.291	44.164	45.707	51.487	55.511	63.323	70.552	79.653	83.490	95.910
PETRÓLEO	29.104	28.448	30.623	32.550	32.117	32.467	33.169	34.446	35.776	40.521	43.590	50.512	56.612	63.723	66.742	75.124
GÁS NATURAL	5.738	6.005	6.060	6.233	6.548	6.924	7.301	7.699	7.896	9.088	9.752	10.708	11.870	13.185	13.895	15.453
CARVÃO VAPOR	2.377	2.492	2.221	1.595	1.955	1.795	1.784	1.943	1.967	1.792	2.111	2.067	2.170	2.603	2.175	1.935
CARVÃO METALÚRGICO	636	789	675	320	147	81	37	76	68	85	58	13	19	10	10	63
URÂNIO (U308)	1.152	183	355	51	0	0	0	0	0	0	0	23	0	132	669	3.335
ENERGIA PRIMÁRIA RENOVÁVEL	71.365	70.714	71.027	66.884	67.854	67.098	67.373	70.632	69.790	71.302	74.868	74.920	75.859	73.556	72.896	78.263
ENERGIA HIDRÁULICA	15.955	17.115	17.596	17.770	18.722	19.200	20.208	20.864	21.827	22.847	23.982	25.056	25.188	26.168	23.028	24.495
LENHA	32777	32.565	32.953	28.537	26.701	25.089	24.803	24.858	23.261	21.969	21.663	21.261	22.126	23.054	22.437	23.542
PRODUTOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	20.772	19.032	18.480	18.451	20.093	20.064	19.378	21.905	21.778	23.397	25.939	25.155	24.575	19.895	22.800	25.272
OUTRAS FONTES PRIM. RENOVÁVEIS	1.862	2.002	1.998	2.126	2.338	2.745	2.985	3.004	2.923	3.088	3.284	3.448	3.970	4.439	4.631	4.955
TOTAL	110.372	108.629	110.961	107.632	108.621	108.365	109.664	114.796	115.497	122.789	130.378	138.243	146.470	153.208	156.387	174.173

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2003.

Observa-se na tabela 2 que o Brasil possui uma intensa participação tanto na produção quanto do consumo de energia hidráulica (fonte renovável), e utiliza o Petróleo como principal fonte não renovável.

No Brasil, por uma questão de disponibilidade, optou-se pela energia elétrica por geração hidráulica. A oferta de energia hidráulica superou a de petróleo no ano de 1990,

(LEITE, 1997) como resultado dos grandes investimentos nos anos anteriores, aumentando seu domínio nos anos seguintes.

Apesar de a energia hidráulica ser caracterizada como uma fonte renovável, suas potencialidades são limitadas pelos usos múltiplos da água e pela localização geográfica dos rios. Ou seja, quando as disponibilidades geográficas forem exauridas, será necessário um substituto para manter o nível de crescimento (ENDRESS E ROUMASSET, 1994).

Devido à queda permanente no preço do petróleo, os investimentos em usinas hidráulicas foram reduzidos (LEITE, 1997). Entretanto, devido à crescente demanda, desde 1985 o Brasil tornou-se importador de energia elétrica e o nível de dependência aumenta a cada ano.

2.4. Um Breve Histórico sobre a Energia no Brasil

Em 1883 foi inaugurada em Campos (RJ) a primeira rede de iluminação pública, alimentada por uma máquina a vapor. Nesse mesmo ano ocorreu a primeira experiência de geração hidrelétrica em Diamantina (MG), quando uma pequena usina foi instalada em Ribeirão do Inferno por uma empresa interessada na exploração de diamantes. Em 1887 foi criada no Rio de Janeiro a Companhia de Força de Luz, que teve curta existência. São Paulo pode contar com a energia elétrica em 1889, quando inaugurou a usina termelétrica Água Branca. Também nesse ano entrou em operação aquela que é considerada a primeira usina hidrelétrica do País e da América do Sul, denominada Marmelos, localizada no rio Paraibuna, em Juiz de Fora (MG). (SANTOS e REIS, 2002).

De acordo com a história mundial, a eletricidade já fazia parte das novas indústrias de energia que emergiam na segunda metade do século XIX. No Brasil, apesar das primeiras instalações já evidenciadas, a evolução do setor elétrico se deu a partir da década de quarenta, no período pós-guerra, motivado pelo crescimento da população e avanços da indústria, comércio e serviços.

Entre 1930 e 1945, o país passou por um surto de desenvolvimento industrial, chegando a alcançar um crescimento médio de 125% ao ano na década de 30. Durante a segunda guerra este índice caiu para 5,4%. Os anos seguintes foram de expansão para o Setor Elétrico Brasileiro.

Desta maneira segue abaixo a evolução do quadro de usinas instaladas no Brasil no decorrer dos anos, segundo fonte da Eletrobrás:

- 1954 - Inaugurada a Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso I e a primeira usina térmica de grande porte do Brasil, localizada no estado de São Paulo, chamada Usina Termoelétrica de Piratininga.
- 1957 - Criou-se a Central Elétrica de Furnas S.A., com o principal objetivo de solucionar a crise de energia na Região Sudeste.
- 1961- Criada as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica do país.
- 1962 – Entra em operação a Usina Hidrelétrica de Três Marias, pertencente a Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG; foi a primeira a ser utilizada para regularização do Rio São Francisco.
- 1963 - Entra em operação a Usina Hidrelétrica de Furnas, maior usina do Brasil na época de sua construção.
- 1965 – Inaugurada a Usina Termoelétrica de Jorge Lacerda, em Tubarão – SC.
- 1968 – Entra em operação a maior termoelétrica do país, a Usina Termoelétrica Santa Cruz, de Furnas Centrais Elétricas S.A.
- 1969 - A Usina Hidrelétrica de Funil entra em operação, sendo esta a única com barragem de porte em arco de pura curvatura no Brasil.
- 1973 - Através de tratado firmado entre Brasil e Paraguai, foi feita a regulamentação para construção e operação da Itaipu Binacional, no Rio Paraná, uma das maiores usinas hidrelétrica em operação do mundo.

As empresas sob administração do Governo existem no Brasil desde os tempos coloniais, mas a intervenção do Estado na economia era relativamente pequena até a chegada de Getúlio Vargas ao poder em 1930. A partir deste momento, o Estado caracterizou o surgimento das grandes estatais, sendo estas, responsáveis pelos elevados investimentos públicos em infra-estrutura e em setores de insumos básicos.

Ao final do período que tange os anos entre 1952 e 1962 o setor de energia elétrica brasileiro obteve aumento das empresas federais e estaduais na geração, em termos percentuais de 6,8% para 31,30%. A participação das concessionárias privadas com predominância nos investimentos estrangeiros caiu no mesmo período de 82,40% para 55,20% (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001).

Na década de sessenta iniciou-se a federalização do setor elétrico. Através da criação da Eletrobrás no ano de 1964, esta passou a atuar como empresa das concessionárias públicas de energia elétrica do governo federal, destinada à coordenação de todo o sistema elétrico, funcionando também como banco de investimento.

Até 1980, a coexistência entre as concessionárias controladas pelo governo estaduais e as empresas do governo federal se desenvolvia de forma harmoniosa, situação esta sustentada pela Eletrobrás, então supridora de recursos para as concessionárias. No entanto este quadro de amabilidade se modifica aos primeiros indícios da crise do petróleo, gerando contenção do gasto público e ocasionando uma crise no setor.

No decorrer da década de 80 a situação agravou-se, houve aumento na inadimplência entre as empresas do setor e uma crescente escassez de recursos para novos investimentos, resultado da contenção tarifária dentro das políticas de controle inflacionário e de uso das empresas elétricas para capacitação de recursos no exterior.

O impasse financeiro do setor elétrico, juntamente com a crise política do setor público passa a configurar uma crise institucional preconizadas pelo governo que toma posse no ano de 1990, através de diretrizes de redução da participação estatal na economia, especialmente com a criação em abril de 1990 do Plano Nacional de Desestatização.

Em 1996, através da Lei n. 9.427/96 surge a ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, sua finalidade é de fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

Esta nova forma de comercialização de energia introduziu a competição na produção e comercialização de energia. A compra e venda de energia passa a ocorrer como um negócio de bases competitivas e não regulados economicamente, enquanto a transmissão e a distribuição de energia ocorrem em ambiente de monopólio, sujeitas à regulação econômica.

Em 2001, o sistema elétrico brasileiro passou por um período conturbado, em consequência a vinte e cinco anos sem investimentos no setor, conciliada com um reduzido nível de água nos reservatórios das hidrelétricas, causada por um longo período de estiagem e pelo aumento da demanda, fato este que ocasionou um período com quedas de energia na rede e racionamento de energia elétrica.

Esta crise no setor elétrico, de certa forma, apressou os programas de combate ao desperdício, co-geração e estudos de fontes alternativas de geração. Foi consolidada a idéia de obter um melhor aproveitamento do sol, vento, biomassa, biocombustíveis e das bacias

hidrográficas, sendo a última, a partir da construção de PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas.

MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA (2005)

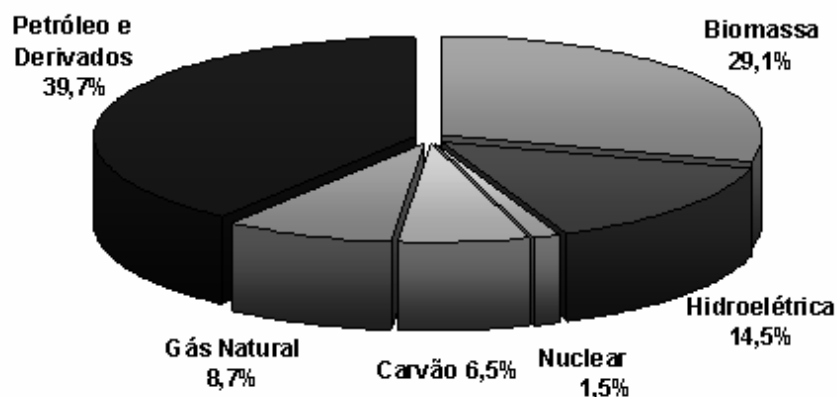


Gráfico 1: Matriz Energética Brasileira – 2005
Fonte MME, 2005.

A oferta interna de energia total no Brasil, em 2005, atingiu 218,6 milhões de tep¹, sendo que, deste total, 97,7 milhões de tep (44,5%) correspondem à oferta interna de energia renovável. Essa proporção é das mais altas do mundo, contrastando significativamente com a média mundial, de 13,3%, e mais ainda com a média dos países que compõem a Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômicos – OCDE, em sua grande maioria países desenvolvidos, de apenas 6%. (BEN, 2006.)

Entre as fontes não renováveis, apenas o gás natural apresentou uma expansão (expressiva) na oferta interna. Em relação ao ano de 2004, a oferta interna de energia renovável no Brasil cresceu, em termos absolutos, em todos os tipos de energéticos que a compõem, mas a maior oferta de energia renovável continuou sendo a hidráulica, com 33,5% da oferta interna de energia renovável, que corresponde a 15% da oferta interna de energia total. (BEN, 2006)

Dados confirmam que o gás natural é o energético que vem apresentando as maiores taxas de crescimento na matriz energética, tendo mais que dobrado a sua

¹ Tonelada Equivalente de Petróleo.

participação na oferta interna de energia no Brasil nos últimos anos, passando de 3,7% em 1998 para 9,3% em 2005. (BEN, 2006).

2.5. Energia no Mundo

O setor energético internacional foi reestruturado após o fim da Segunda Guerra Mundial, em agosto de 1945. Ocorreu via construção de usinas térmicas e nucleares, devido à rapidez de sua execução e pelo fato do principal combustível de queima nas usinas térmicas não nucleares ser originado do petróleo, produto que no momento se encontrava com baixo custo no cenário pós-guerra, em função da sua enorme oferta.

Os maiores consumidores de energia do mundo são USA, China e Rússia com 41%, seguidos por Japão e Alemanha. Os cinco maiores consumidores de energia totalizam 50,8% do consumo mundial.

Atualmente a evolução da produção e consumo de energia no mundo encontra-se conforme a figura abaixo:

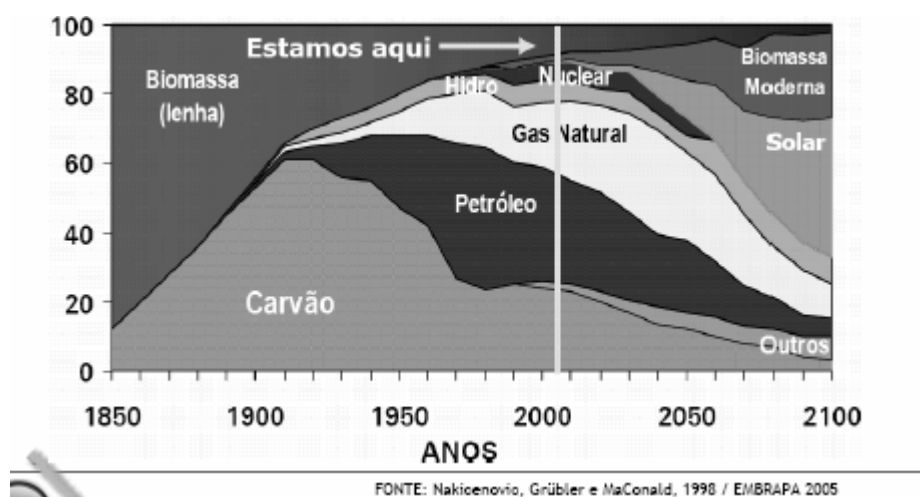


Figura 1: Produção x Consumo de Energia no Mundo
Fonte: EMBRAPA, 2005.

De acordo com a Agência Internacional de Energia dos USA, o crescimento médio anual da produção de energia primária na última década, a partir do petróleo, gás natural, carvão e eletricidade, foi da ordem de 1,4 % ao ano.

Das diversas fontes de energia, o petróleo continua como o mais importante, sendo responsável por 39 % da produção de energia no mundo, seguido do carvão, com 24,2 %, do gás natural com 22,1 % . A geração de eletricidade a partir de energia hidráulica a seguir com 6,9 % seguida da eletricidade de origem nuclear com 6,53 % e finalmente fontes renováveis de energia, como solar, eólica e biomassa com 0,5 %.

2.6. Energia e Meio Ambiente

A utilização da energia tem como consequência inevitável alguma forma de dano ambiental, seja na sua exploração ou no seu consumo. A queima de combustíveis fósseis, como os derivados do petróleo e o carvão, são as principais causas de poluição do ar, da chuva ácida e do aquecimento por efeito estufa. O desmatamento e a degradação do solo são derivados, em parte, ao uso da lenha e do carvão como fonte de energia.

Uma maneira de minimizar e manter limites aceitáveis deste problema seria a utilização racional dos recursos energéticos. A conscientização do homem para a exploração e utilização das fontes de energia renovável de menor impacto para o meio ambiente, bem como uma mudança cultural da forma de utilização da energia para o atendimento de suas necessidades, através da eficiência energética, pode ser a melhor maneira de se lidar com a questão.

2.7. Eficiência Energética

Eficiência energética é geralmente utilizada para denotar o rendimento resultante ao sistema, por exemplo, os kWh gerados em uma central térmica por unidade de combustível utilizado ou os quilômetros por litro nos automóveis.

A maneira mais usual de denominar a eficiência energética é quando se torna possível realizar um serviço ou usar uma determinada quantidade de energia inferior a que regularmente seria consumida, ou seja, ser eficiente de maneira energética e gastar menos quantidade de energia para se obter um mesmo resultado final.

Melhorar a eficiência energética significa reduzir o consumo de energia primária necessária para produzir um determinado serviço de energia. A redução pode acontecer em

qualquer etapa da cadeia das transformações. Pode acontecer também devido a substituição de uma forma de energia por outra no uso final.

O PROCEL - Programa Nacional de Energia Elétrica é o órgão brasileiro criado no ano de 1985 para garantir a utilização da energia de maneira eficiente.

No Brasil, atualmente, a substituição da eletricidade pelo gás natural em alguns processos térmicos pode reduzir a energia primária necessária (INEE, 2006).

A realidade atual obriga a adoção de novas formas de planejamento sobre o estudo eficiente da energia. Conceitos de segurança e de independência energética, condicionantes financeiros, bem como as repercussões ecológicas, conseqüentes dos planos e mesmo de políticas de energia, delineiam novos cenários a serem abordados, buscando a integração e a coerência. As empresas buscam hoje associar as políticas de energia, de economia e de meio ambiente de forma a constituir um todo integrado e coerente. Partem estas do princípio de que a oferta deve se adaptar a otimização dos requisitos expressos pela demanda resultante dos serviços energéticos (SILVA FILHO, 2001).

2.8 Economia e Energia

A eficiência econômica de um país ocorre através da produtividade. O lado predominantemente econômico é dado pelo produto interno bruto – PIB (tudo o que é produzido como bens ou serviços no ano no país). O lado social é dado pelo denominador, representado pela população ocupada ou economicamente ativa.

O consumo de energia elétrica está relacionado aos indivíduos, trata-se de um termômetro da energia que se usa para consumo e da energia que se usa para investimento.

3. CARACTERIZAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO

3.1. Gás Natural

O gás natural é um combustível fóssil encontrado em reservatórios subterrâneos, tanto em terra quanto em mar podendo estar associado ou não ao petróleo. É uma mistura gasosa de hidrocarbonetos saturados constituído em sua maior parte por metano, seguido por nitrogênio, dióxido de carbono, etano, propano, butano e pentano em menores quantidades. (GASENERGIA, 2006).

Usualmente as referências sobre o gás natural caracterizam-no como um produto homogêneo, no entanto isto só acontece após o processamento e adequação as especificações da demanda, pois este é diferenciado dependendo da localização do reservatório de origem. O energético precisa ser tratado nas unidades de processamento de gás natural (UPGN), onde inicialmente retiram-se os compostos de carbono e hidrogênio mais pesados, deixando-o apenas com metano e butano. Num segundo momento, o combustível passa por um outro tratamento que tem por finalidade retirar os elementos indesejáveis ao consumo (nitrogênio e o dióxido de carbono).

A tabela abaixo exemplifica a composição do gás natural no Brasil, classificando e discriminando as percentagens de cada componente e distinguindo em gás associado e não associado.

Tabela 3: Composição típica do Gás Natural no Brasil

ELEMENTOS	UNIDADE	GN ASSOCIADO	GN NÃO ASSOCIADO	GN PROCESSADO
Metano	%	81,57	85,48	88,56
Etano	%	9,17	8,26	9,17
Propano	%	5,13	3,06	0,42
Butano	%	2,39	1,22	-
Pentano/Superiores	%	0,83	0,71	-
Nitrogênio	%	0,52	0,53	1,2
Dióxido de Carbono	%	0,39	0,64	0,65
PCI	Kcal/m ³	9.916	9,583	8,621
PCS	Kcal/m ³	10,941	10,58	9,549

Fonte: Elaboração própria a partir de Santos (2001) e Gasenergia (2006)

3.2. Aplicações do Gás Natural

O gás natural pode ser utilizado como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz, como matéria prima nas indústrias de siderurgia, química, petroquímica e de fertilizantes (GASENERGIA, 2006). No transporte pode substituir o óleo diesel, a gasolina e o álcool. No setor comercial e industrial pode ser utilizado para climatização de ambientes, produção de água quente e cocção.

A utilização do gás natural ocorre através de sua queima, a partir do aproveitamento do conteúdo térmico dos gases de sua combustão podendo ocorrer tanto na forma direta (utilizando os gases de combustão como fluídos de transferência), como na forma indireta (vapor d água) determinada em função da qualidade do calor demandado pelo consumidor final.

Nos segmentos industriais (siderurgia, cerâmica, vidro, cimento, entre outros), existe a necessidade de uma demanda por maior qualidade de calor (há requerimento por quantidades médias de temperatura, entre 100 e 300°C; elevadas entre 300 e 700°C e muito elevadas acima de 700°C) necessárias para as operações dos fornos industriais. No setor comercial, a demanda requer calor inferior, opera-se com temperaturas entre 60 e 80°C, cuja finalidade é aquecimento de água.

Os benefícios apontados para o investimento no gás natural destacam alguns itens:

- Seu combustível é pouco poluente quando de sua combustão;
- Possui preço competitivo em relação aos seus concorrentes tradicionais;
- Funciona como indutor de desenvolvimento por sua capacidade de atrair investimentos e pelas oportunidades de negócios advindos de sua disponibilidade.

Na Figura 2 são apresentadas as várias possibilidades de uso do gás natural.

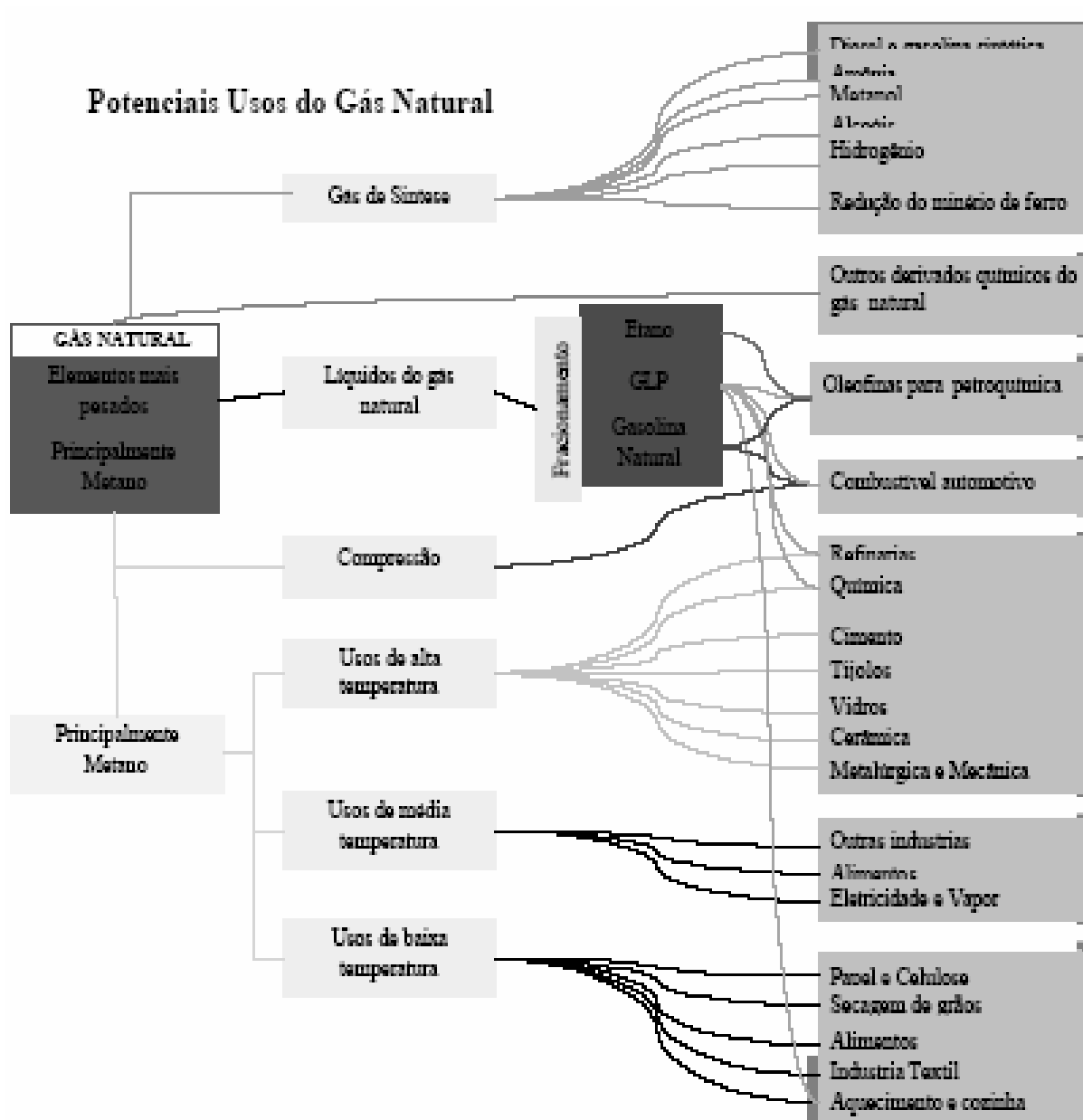


Figura 2: Potenciais Usos do Gás Natural
 Fonte: SANTOS (2002).

3.3. O Gás Natural no Mundo

Os registros antigos mostram que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã entre 6.000 e 2.000ac e que, na Pérsia, o combustível era utilizado para manter aceso o "fogo eterno", símbolo de adoração de uma das seitas locais. Na Europa, o gás natural foi descoberto em 1659, porém só passou a ser utilizado em maior escala no final do século XIX. Nos Estados Unidos, o primeiro gasoduto com fins comerciais entrou em operação em 1821 fornecendo energia aos consumidores para iluminação e preparação de alimentos. (GASENERGIA, 2006).

No final de 1930, os avanços em tecnologia viabilizaram a construção de gasodutos para o transporte do gás natural para longos percursos. O mercado industrial do gás natural era relativamente pequeno até a II Guerra Mundial, quando então se tornou extremamente disponível. Entre 1927 e 1931, já existiam mais de 10 linhas de transmissão de grande porte nos Estados Unidos, mas sem alcance interestadual. A descoberta de vastas reservas também contribuiu para reduzir o preço do gás, que o tornou uma opção mais atraente. (GASENERGIA, 2006).

Os países que concentram a maior parte das reservas provadas de gás natural no mundo são respectivamente: Rússia (30,5%), Irã (14,8%) e Catar (9,2%). Quanto a produção a Rússia e os Estados Unidos são praticamente equivalentes, somando 28% e 24% respectivamente no ano de 1998. Em relação ao consumo a Alemanha e o Reino Unido somam cerca de 8% do consumo mundial. (GASNET, 2006).

A figura abaixo demonstra a configuração da exploração do gás natural no mundo, onde as reservas mundiais de Gás Natural totalizam (1.129 bilhão boe²) equivalendo a 95% das de Petróleo (1.188 bilhão boe).



Figura 3: Reservas Mundiais de Gás Natural
Fonte: Anuário Estatístico de Energia – 2005.

O gráfico abaixo mostra como ocorre a exploração de gás natural no mercado europeu. A Europa produz 59% de seu consumo, da importação contratada, 45% vêm da Rússia, 23% da Noruega e 10% da Argélia.

² Barril de Petróleo (Boe): unidade utilizada para comparar (converter) em equivalência térmica, uma quantidade de energia de barris de petróleo.

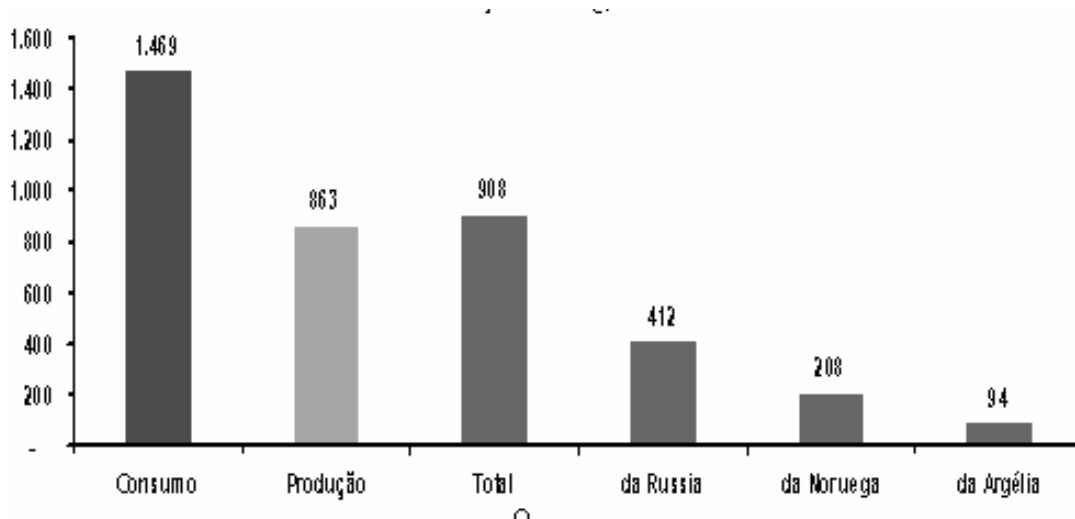


Gráfico 2: Mercado Europeu de Gás Natural.
 Fonte: Anuário Estatístico de Energia – 2005.

3.4. O gás natural e a PETROBRÁS

A indústria petrolífera está intrinsecamente ligada à extração, transformação e utilização do gás natural no Brasil. A trajetória da indústria do petróleo brasileiro pode ser caracterizada em três etapas distintas, segundo os autores Dias & Rodrigues (1994), Rodrigues & Dias (1995) e Brandão e Guardado (1998).

A *primeira etapa* foi constituída da seguinte maneira: Primeira fase - entre as décadas de 60 (século XIX) e a década de 30, a indústria petrolífera caracterizou-se pela livre iniciativa e a quase inexistência da ação do Estado. Segunda fase – de meados da década de 30 até a criação da Petrobrás (1953), foi marcada pelo nacionalismo e o desenvolvimentismo, o Governo buscava o seu poder.

A *segunda etapa iniciou-se* na década de 50, acompanhada pela campanha de estatização da indústria petrolífera, com o slogan “O petróleo é nosso”, de autoria do General Horta Barbosa. No dia 03 de outubro de 1953, segundo o Governo de Getúlio Vargas, é promulgada a Lei nº. 2004, criando a Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRÁS, com a função de exercer monopólio em nome da União.

Em 1995 chega o final da segunda etapa de desenvolvimento da indústria petrolífera nacional, as pressões políticas para a quebra de monopólio da Petrobrás e abertura do setor a iniciativa privada eram cada vez maiores. Papel este inserido no contexto de um governo mais regulador e menos empreendedor.

Desta maneira, a *terceira etapa* da indústria do petróleo brasileiro passou por uma série de modificações previstas na Constituição Federal de 1988, entre elas a alteração na

Emenda Constitucional nº. 6, promulgada em 15 de agosto de 1995, alterando o parágrafo primeiro do artigo 176, cuja redação passou a ser a seguinte:

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

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

Posteriormente, em 09 de novembro de 1995, foi aprovada a Emenda Constitucional nº. 9, alterando a redação do parágrafo primeiro do art. 177, determinando que:

“Art. 177. Constituem monopólio da União:
I - a pesquisa e a lavra de jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos e fluidos;
II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;
III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;
IV – transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;
V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.
“§1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em Lei (...)”.
(Brasil, 1999).

A Emenda Constitucional nº. 9 foi regulamentada pela Lei n ° 9478³, de 06 de agosto de 1997. Este instrumento legal estabeleceu os princípios e objetivos da política energética nacional, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, cuja função é a de propor medidas específicas para estabelecer diretrizes da política energética do País e a Agência Nacional do Petróleo – ANP, responsável pelo processo operacional do petróleo.

Relativo à importação e exportação do petróleo, seus derivados e do gás natural, as mudanças na legislação permitiram que novas empresas desenvolvessem este tipo de atividade no País (fato este impossível até a quebra do monopólio da Petrobrás).

³ Conhecida como a Lei do Petróleo.

É importante ressaltar que o nível de penetração do gás natural na matriz energética brasileira está diretamente relacionada às decisões empresariais da Petrobrás, única produtora e detentora de infra-estrutura de transporte para o energético.

3.5. O gás natural no Brasil – Breve Histórico

No Brasil a cultura pela extração do gás natural tardou devido à descoberta relativamente recente de grandes volumes energéticos, bem como a concentração de reservas em poucas áreas do território brasileiro. Deve-se levar em conta também que a maior parte deste gás está atrelada ao petróleo, fazendo com que sua política de utilização esteja vinculada ao aproveitamento deste último.

Sua utilização começou a ser modestamente difundida por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, na bacia de Candeias, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. No entanto, os esforços para a produção do energético só iniciaram em 1954. A hegemonia baiana perdurou até o final da década de 70, quando foram descobertas reservas de Petróleo e Gás Natural na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro.

Em 1983, a partir de esforços tecnológicos de produção em profundidades elevadas (antes a produção marítima do Nordeste só acontecia em águas rasas), a produção da Bacia de Campos deslanchou, favorecendo o uso potencial do energético, pois a sua posição geográfica era vantajosa, permanecendo próxima aos grandes centros produtivos.

O aumento da produção nacional sustentou a oferta interna de gás e assegurou a introdução desta nova fonte de energia na matriz energética nacional, ainda que em proporções modestas.

Em meados de 1990, a exploração do gás natural passou a ser realizada também no litoral do Estado de São Paulo e na Floresta Amazônica (formadas basicamente de gás natural não associado em volume significativo), que se adicionam a costa do Ceará e ao Sul do Espírito Santo, Estados estes que apresentavam pequena produção desde 1980.

O aumento da produção nacional sustentou a oferta interna de gás e assegurou a introdução desta nova fonte de energia na matriz energética nacional, ainda que em proporções modestas.

Com a exploração de um expressivo volume de combustíveis fósseis na Bacia de Campos, viabilizou-se a distribuição também do combustível para os grandes centros urbanos. A primeira empresa a distribuir para uso comercial e residencial foi a CEG no Estado do Rio de Janeiro em 1983. Em 1988, iniciou-se a distribuição deste energético em São Paulo, através da COMGÁS, que era alimentada pelo gasoduto RJ/SP, que posteriormente foi conectada a Bacia de Santos, e atualmente também está interligada ao Gasoduto Brasil-Bolívia. (MOUTINHO, 2001).

3.6. Produção, Reservas e Transporte de Gás Natural no Brasil.

3.6.1. Produção e Reservas

Entende-se por Reservas, os recursos descobertos de gás natural comercialmente recuperável a partir de uma data de referência. A estimativa destes valores acresce um grau de incerteza quanto às informações de geociência, engenharia e de natureza econômica, sendo assim, elas são classificadas como:

- Reservas Provadas: aquelas que baseadas na análise de dados geológicos e de engenharia se estimam recuperar comercialmente com alto grau de certeza;
- Reservas Prováveis: aquelas cuja análise e dados geológicos e de engenharia, indica uma maior incerteza na sua recuperação, quando comparada com a estimativa de reserva provada;
- Reservas Possíveis: aquelas cuja análise e dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação, quando comparada com a estimativa de reservas prováveis;
- Reservas Totais: representa o somatório de reservas provadas, prováveis e possíveis.

A descoberta de reservas de gás, associado ou não, não é sinônimo de aumento de oferta interna, ou seja, em um gás disponível para consumo longe dos campos de produção. No caso de uma reserva que contém exclusivamente gás, o custo de acesso é elevado, sendo muitas vezes inviável o seu aproveitamento.

A utilização de gás associado ao petróleo (a maior parte do gás existente no Brasil – 80%) é ditada pela produção deste último energético, como ocorre na Bacia de Campos, o que limita a sua extração.

O Brasil apresenta grandes índices de queima de gás natural, isto acarreta em desperdício de um grande volume que poderia ser acrescido em sua oferta interna.

O gráfico abaixo caracteriza a oferta e a produção de gás natural no Brasil. Se houver redução na queima e das perdas, a oferta do combustível pode aumentar de forma considerável no País.

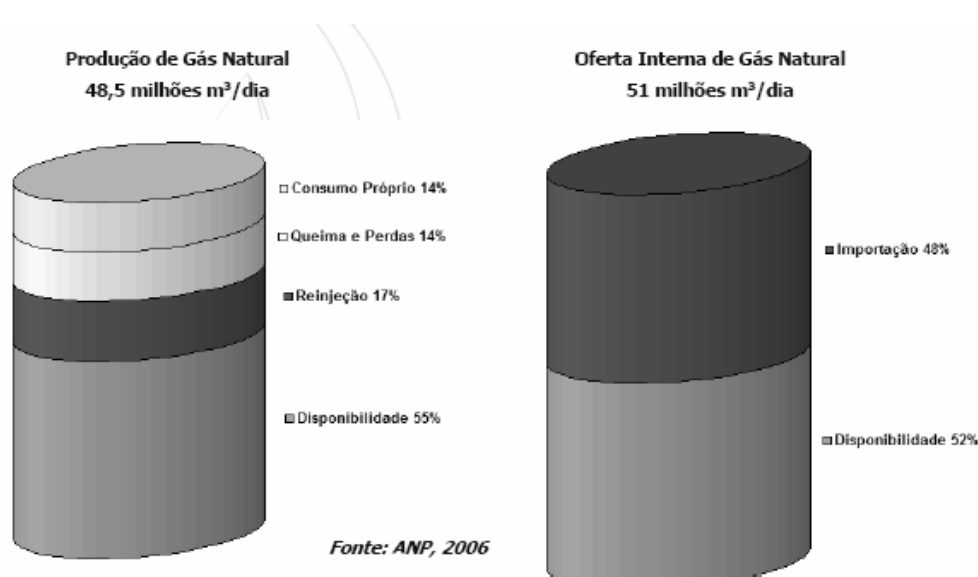


Gráfico 3: Oferta de Gás Natural no Brasil
Fonte: ANP, 2006.

A maior parte da utilização do gás natural do Brasil é voltada para o setor industrial, onde o seu uso é mais nobre, no entanto, a geração de energia advinda deste combustível totaliza 24%, sinalizando crescimento neste mercado.

A figura 4 trás consigo o esquema relativo à estrutura da indústria de gás natural nos elos da cadeia produtiva. Segmentos nas atividades “upstream” (são os elos da cadeia produtiva que disponibilizam o gás natural ao consumidor final, ativos responsáveis pela estrutura da oferta) e “downstream” (onde se encontra o potencial mercado consumidor para o gás natural), juntando atividades a montante e a jusante da obtenção do produto a ser disponibilizado ao consumidor final.

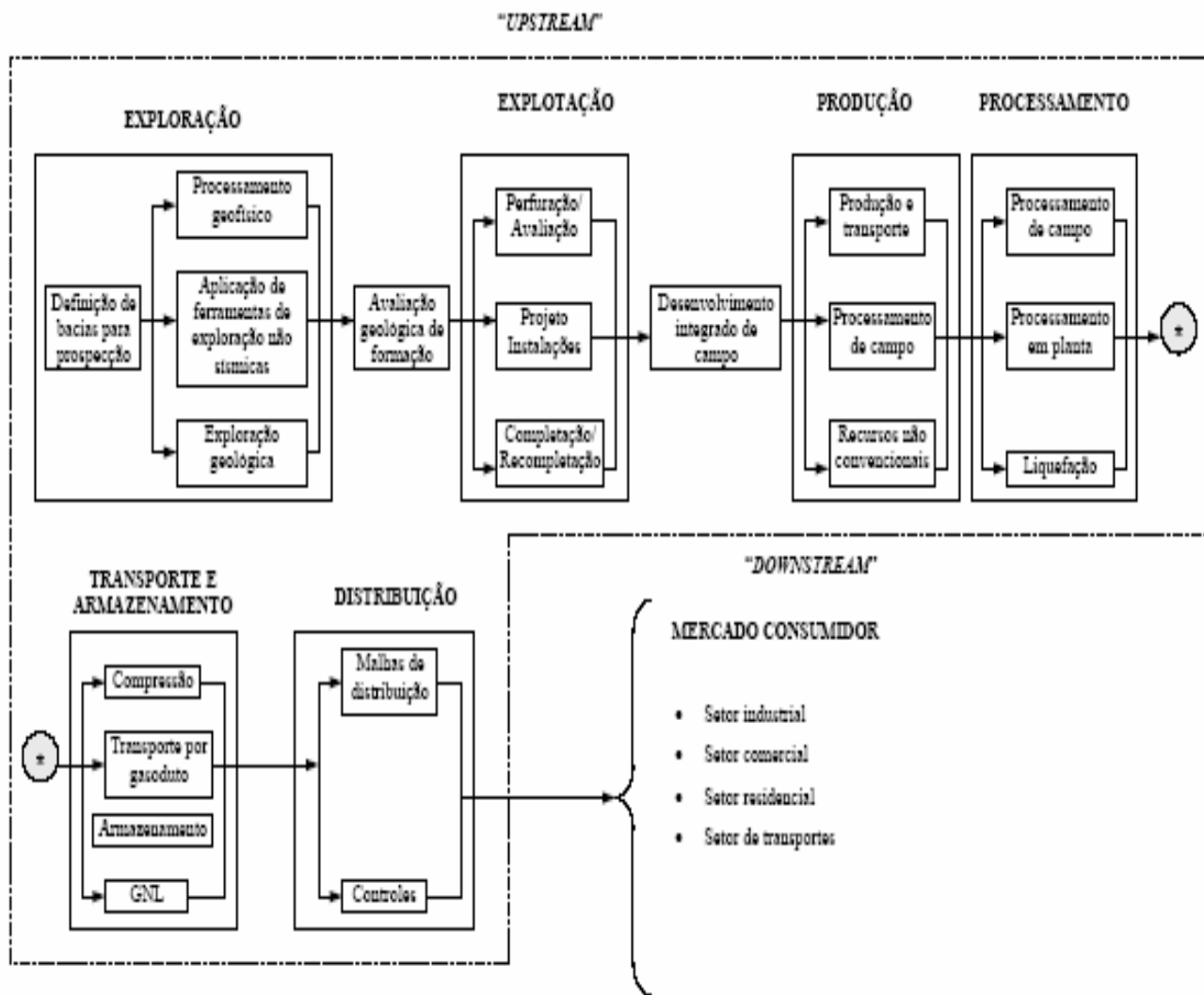


Figura 4: Estrutura da Cadeia de Gás Natural
 Fonte: CTGás, 2003

A exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e de gás natural são exercidos através dos contratos de concessão, precedidos de licitação, conforme Art. 23 da Lei 9.478/97. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo e gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade destes bens, depois de extraídos, com encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes, conforme Art. 26 da Lei supracitada.

A ANP atua no segmento "upstream" da indústria de gás natural e petróleo em tarefas que padronizam os contratos de concessão, regularizando as participações

governamentais, organizando e promovendo licitações, analisando e avaliando programas de exploração, produção e desenvolvimento.

3.6.2. Transporte

No que tange o transporte deste combustível, no Brasil o mesmo é feito através de gasodutos que variam em diâmetro e pressão a qual submetem o gás natural, já que ocorre uma perda de energia por atrito durante o percurso. Esta perda pode ser eliminada pela construção de estação de compressão para elevar a pressão e permitir a continuidade do fluxo do produto até o seu destino final. A construção da malha de transporte é a atividade mais onerosa da cadeia, correspondendo a cerca de 50% do custo total da cadeia de valor da indústria de gás natural.

Para que o transporte aconteça, existe o tramite jurídico da autorização, onde o próprio investidor realiza o planejamento e define as características técnico-físicas do empreendimento a serem aprovadas pela ANP.

Com o intuito de aumentar a competitividade no setor gasífero, o Art. 58 da Lei 9.478/97, estabeleceu o livre acesso a terceiros aos dutos de transportes, existentes ou em construção, objetivando viabilizar a abertura e implantar um ambiente competitivo em todos os elos da cadeia de gás natural.

Ao final do ano de 2003, o Brasil tinha uma malha instalada de gasodutos de 7.640 km, com 80 dutos. Esta malha de dutos foi subdividida em dutos de transporte e dutos de transferência. Os dutos de transporte caracterizam cerca de 70% da infra-estrutura instalada, totalizando 5.407 km de extensão, enquanto os dutos de transferência correspondem a 2.233 km de alcance. (ANP, 2004).

Os dutos de transferência referem-se à movimentação do gás natural do percurso considerado de interesse específico e de uso exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades. No entanto, devido a carência de informações, alguns dutos classificados como gasodutos de transferência, destinam-se ao transporte de gás natural até os *city gates* (regiões de medição de vazão e redução de pressão). Mesmo sendo admitida a reclassificação de acordo com a Lei nº. 9.478/97, Art. 59, dos dutos de transferência para dutos de transporte, caso seja solicitado o livre acesso, esta classificação equivocada altera a alocação eficiente dos custos e na medida em que parte dos custos de transporte

(classificados como transferência) são incorporados na parcela relativa ao preço da *commodity* nacional.

3.6.3. Distribuição

Conforme a Constituição Federal de 1988 em seu Art. 25 § 2º institui o monopólio da exploração dos serviços de gás canalizado aos Estados, seja através de uma estatal ou mediante concessão. A Lei 9.478/97, art. 6 § XXII auferir exclusividade dos Estados na comercialização do gás canalizado junto aos usuários finais.

O cenário atual de serviço de gás canalizado é realizado por empresas privadas e mistas, sob o regime de concessão. (Tabela 4). A Gaspetro mantém a maior parte de sua percentagem em todos os Estados, seguido por associação com o poder Público e empresas de menor porte.

Tabela 4: Distribuidoras de Gás Canalizado no Brasil

Unidade da Federação	Companhia
Alagoas	ALGÁS
Bahia	BAHIAGÁS
Ceará	CEGÁS
Distrito Federal	CEBGAS
Espírito Santo	BR/ES
Goiás	GOIASGÁS
Maranhão	GASMAR
Mato Grosso do Sul	MSGÁS
Minas Gerais	CASMIG
Paraíba	PBGÁS
Paraná	COMPAGAS
Pernambuco	COPERGÁS
Piauí	GASPISA
Rio de Janeiro	CEG
Rio de Janeiro	CEG RIO
Rio Grande do Norte	POTIGÁS
Rio Grande do Sul	SULGÁS
Rondônia	RONGÁS
Santa Catarina	SCGÁS
São Paulo	COMGÁS
São Paulo	GÁS BRASILIANO
São Paulo	GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL
Sergipe	SERGAS

Fonte: Tabela realizada com auxílio Gasnet, 2006

As atividades de distribuição tem o seu início nas estações de medição de vazão e redução de pressão (city gates) instaladas nas interconexões entre os gasodutos de transporte e os de distribuição. Nesta etapa existe a possibilidade de competição interenergética, permitindo aos consumidores a escolha da fonte mais adequada as suas necessidades, sejam por questões de preços, tecnológicas ou de eficiência.

A figura 5 mostra o posicionamento das malhas de gasoduto existentes no Brasil.



Figura 5: Gasodutos no Brasil
Fonte: ANP, 2005.

Na Região Nordeste, até o ano de 1998, era formada por três gasodutos (Guamaré-Pecém, Guamaré-Cabo e Pilar-Cabo), totalizando a extensão de 1.486 km, responsável pelo abastecimento de toda a região nordeste, exceto a Bahia. A Região Sudeste é composta por oito redes transmissoras, responsáveis pelo abastecimento dos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, com uma extensão de 1.278 km. O Espírito Santo ainda não se encontra conectado, no entanto já existe a previsão de construção do gasoduto Cabiúnas-Vitória, com 325 km de extensão.

A região Nordeste fornece gás natural para atendimento ao consumo é feito por seis unidades de processamento: Lubnor (CE) que processa gás vindo das Bacias Sedimentares de dos Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte; as Guamaré I e II aproveitam as reservas de gás de campos terrestres e marítimos do Estado do Rio Grande do Norte e disponibilizam a sua produção em prol deste Estado; Atalaia (SE) e Carmópolis (SE) processam gás natural produzido em Carmópolis e no Estado do Alagoas, fornecendo gás aos consumidores do Estado do Sergipe; Candeias e Catu, localizadas na Bahia, fornecem gás para o consumo baiano. Associadas processam 12,3 milhões de m³/dia, correspondendo a 41,7% da capacidade brasileira.

No Sudeste do Brasil, as unidades de processamento são quatro: Lagoa Parada, que fornece combustível para a região de Aracruz e da Grande Vitória; Cabiúnas (localizada em Macaé - RJ), esta unidade processadora tem uma unidade de processamento de condensado e uma unidade de refrigeração deste energético, que tem como principal objetivo tratar grande parte do Gás Natural vindo da Bacia de Campos; a Refinaria Duque de Caxias (REDUC), processa o restante do gás produzido na Bacia de Campos e atende a demanda de consumidores nos Estados de São Paulo e Minas Gerais; a Refinaria Presidente Bernandes Cubatão (RPBC), localizada em Cubatão – SP processa o gás produzido na plataforma de Merluza, que atende os mercados da Baixada Santista e da Grande São Paulo. Juntas estas unidades produzem 11 milhões de m³/dia, representando 36,2% da capacidade brasileira.

Na região Norte do País encontram-se a Urucu I e II (AM), cuja produção destina-se a demanda interna da Petrobrás na região produtora em detrimento a falta de investimentos e infra-estrutura para escoamento da produção até as áreas de consumo. Juntas totalizam 6,7 milhões de m³/dia.

Para completar a produção nacional, viabilizou-se a importação do gás natural da Bolívia e da Argentina.

3.6.3.1. Importação e o Gasoduto Bolívia-Brasil

O Regime político vigente para a importação do gás natural é a autorização. De acordo com o Art. 60 da Lei 9.478/97, regulamentado pela Portaria ANP nº. 43 de 15 de abril de 1998, qualquer empresa ou consórcio situado em território nacional pode ser autorizado pela ANP a importar ou exportar gás natural.

A partir do ano de 1999 iniciaram-se as importações com a entrada do Gasoduto Bolívia-Brasil. No ano de 2000 entraram em operação os dois primeiros trechos do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, iniciou-se a importação de gás natural da Argentina, integrando duas importantes reservas da América do Sul ao mercado brasileiro.

O gráfico 04 caracteriza a evolução das importações por país de origem. Ao final de 2003, havia autorização para importação de 69 milhões de m³/dia (ANP, 2005), no entanto, neste mesmo ano, apenas 24% deste volume foi efetivamente importado (ANP, 2004).

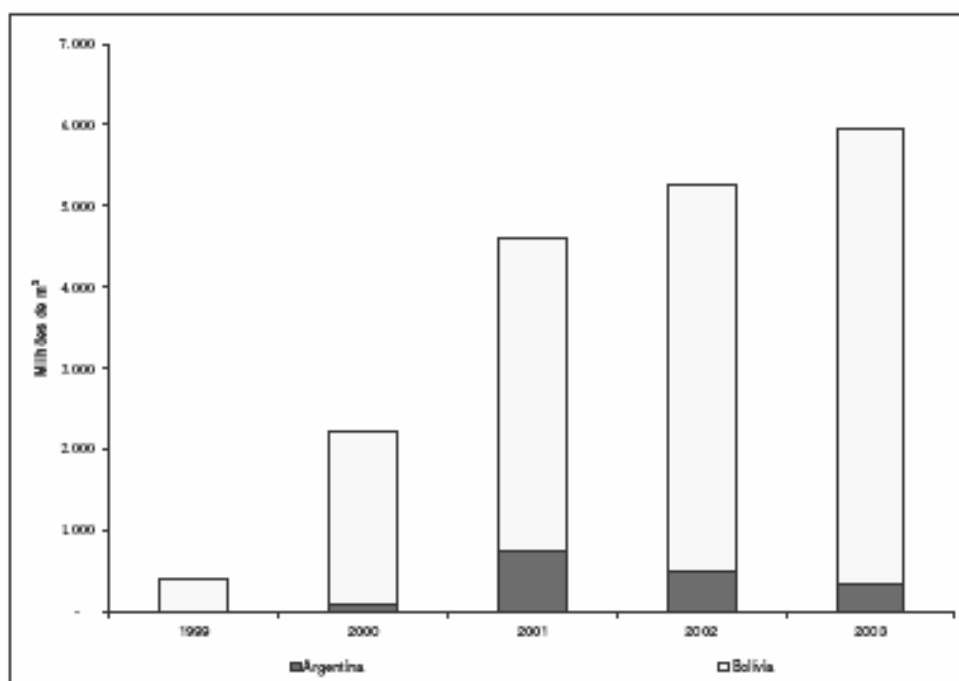


Gráfico 4: Evolução das Importações de Gás Natural por País de Origem
Fonte: ANP, (2004a)

O gasoduto Brasil-Bolívia foi um importante passo para o campo industrial brasileiro, gerando um aumento da oferta de gás natural no país. Operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S/A - TBG, este gasoduto tem 2.593 km de extensão em território nacional e 557 km na Bolívia, conforme ilustra a *Figura 4*, e um custo total aproximado de US\$ 2 bilhões. A rede de dutos atravessa os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul e beneficia indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais.



Figura 6: Gasoduto Bolívia x Brasil
Fonte: GASBOL, 2005.

O empreendimento foi construído em duas etapas. O Trecho Norte que começa no Rio Grande, na Bolívia, chega ao Brasil pela cidade de Corumbá (Mato Grosso) e se estende até Campinas, em São Paulo, foi inaugurado em fevereiro de 1999 e entrou em operação em junho do mesmo ano. O Trecho Sul foi concluído em março de 2000, ligando São Paulo até Canoas, no Rio Grande do Sul.

No que diz respeito ao gasoduto Bolívia-Brasil, a necessidade de amortização dos elevados investimentos ocasionados pela sua construção e a baixa velocidade de um mercado de gás residencial/industrial, tornam os projetos de geração termelétricos um possível elemento viabilizador do fluxo de receitas necessário ao empreendimento.

Petrobrás investiu US\$ 1,5 bilhão na Bolívia desde 1996 (sendo que os maiores investimentos ocorreram de 1997, ano de início das obras do gasoduto, a 1999, e 2001/2002, reduzindo-se de 2003 a 2005 já em resposta à instabilidade política) e opera 46% das reservas de gás do país. O Brasil contratou até 30 milhões de metros cúbicos de gás. A dependência do gás boliviano em São Paulo é de 91%, em Minas Gerais, 50% e em Mato Grosso do Norte e do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, 100%.

O Brasil consome, hoje, 40 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Desses, cerca de 20 milhões vêm da Bolívia. Poucos sabem que o contrato é "take-or-pay", significando que se paga inclusive pelo que não é importado. No quadro abaixo se identifica como é usado o gás natural em (m³/dia).

Tabela 5: Utilização do gás natural em m³/dia

Local	(m³/dia)
Indústrias	23,3 milhões
Geração de energia elétrica	10,2 milhões
Uso veicular	5,3 milhões
Residências	0,6 milhão
Comércio	0,5 milhão
Outros usos	0,7 milhão

Fonte: GASENERGIA, 2006

Cabe ressaltar que não é só o empreendimento Bolívia-Brasil que faz parte da infraestrutura de transporte no País. Existem dois projetos em operação. O primeiro é o Gasoduto Lateral-Cuiabá, que transporta gás natural argentino e/ou boliviano até a Usina Termelétrica de Cuiabá, com uma capacidade de transporte de 2,8 milhões de m³/dia.

Há ainda um outro projeto em execução, o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre que trás o gás natural proveniente da Argentina e, temporariamente, da Bolívia.

3.7. Os aspectos ambientais da utilização do gás natural.

O gás natural quando relacionado ao meio ambiente apresenta características marcantes que o distinguem dos demais combustíveis existentes. Trata-se de um produto com menor teor de agentes poluentes. Em sua queima, emite uma quantidade menor de material particulado, pouquíssimo SO₂ e menos CO₂, hidrocarbonetos e óxido de nitrogênio, o que o torna isento da produção de fuligem e cinza. É um combustível mais limpo e ecologicamente correto.

Por tratar-se de um gás leve, se dispersa na atmosfera mais rapidamente e, em caso de vazamentos, não necessita de indução mecânica. Em substituição aos demais combustíveis fósseis, o gás natural provoca redução na emissão de gás carbônico (cerca de 30% a menos que o óleo combustível e 41% menos que os combustíveis fósseis sólidos como o carvão). (BERMANN, 2002).

Ao ser comparado com outras fontes renováveis de energia, a exemplo da energia nuclear e a hidrelétrica, o gás natural apresenta resultado inferior em emissões gasosas que conduzem ao efeito estufa. Não possui o risco de emissão radioativa de alta periculosidade como a energia nuclear, nem provoca grandes impactos ambientais advindos dos alagamentos de áreas e deslocamento de populações frente às construções de hidrelétricas.

Sua operação pode ser comparada ao da energia elétrica. O gás natural pode se aproximar do usuário final de energia elétrica queimando etapas intermediárias para a transformação de energia, isto por obter sua queima praticamente isenta de poluentes. Esta transposição de etapas permite ganhos de eficiência e racionalidade no uso do gás natural.

Uma característica importante do gás natural é que a sua queima não provoca a deposição de impurezas nas superfícies de troca térmica, evitando a corrosão e prolongando a vida útil dos equipamentos. Além disso, o sistema de canalização utilizado para suprimento primário do gás poupa o espaço destinado à estocagem de combustíveis líquidos ou sólidos no local de consumo.

A capacidade do gás natural de reduzir emissões indesejáveis é tão grande que segundo o Instituto de Energia de São Paulo, a cidade de Cubatão, no litoral paulista, só está conseguindo se tornar habitável em função de que 90% das numerosas indústrias ali instaladas fizeram a conversão para o gás natural, abandonando o uso de óleos pesados de refinaria (REVISTA ENGENHARIA, 2000).

Esta oportunidade vem se tornando cada vez mais real, pois, com a intensificação das pressões ambientais, foi elaborado o Protocolo de Kyoto, em 1997, onde os países signatários comprometeram-se a reduzir suas emissões em pelo menos 5,2% dos índices de 1990, no período de 2008 a 2012 (MCT, 2000).

No entanto, os países desenvolvidos têm sérias dificuldades em reduzir suas emissões de CO₂ devido ao elevado custo envolvido. Segundo o Banco Mundial, os custos de redução das emissões nos países desenvolvidos foram avaliados em US\$ 580,00 por tonelada de carbono no Japão, enquanto que nos EUA atingiriam US\$ 180,00 e na Comunidade Européia este custo seria de US\$ 270,00 por tonelada de carbono (MCT, 2000).

Esses altos custos, bem como as dificuldades de se reduzir tão bruscamente as emissões de CO₂ nos grandes centros produtivos gerou a criação de uma fórmula alternativa: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Portanto, os países desenvolvidos podem optar por financiar ações desta ordem nos países em

desenvolvimento, adquirindo, em troca, créditos de carbono, evitando que sua competitividade seja afetada pelos custos da adequação.

Diante desta oportunidade, foram criadas empresas que se concentram em identificar investimentos em tecnologias limpas e que reduzam as emissões de gases de efeito estufa. Estes investimentos podem ser qualificados para obtenção de Certificados de Redução de Emissões (CRE) no contexto do MDL do Protocolo de Kyoto.

Em ECOINVEST (2002) é citado o exemplo de uma empresa consultora em projetos ambientais que descobriu um fabricante de cimento no Nordeste que estava interessado em trocar o combustível utilizado em seus fornos, passando de óleo combustível para gás natural. A produção anual de 560.000 toneladas de cimento gerava a emissão de 65.700 toneladas de carbono. Com a troca, esperava-se uma redução nas emissões de 21.900 toneladas de carbono, ou seja, 33 %.

Para muitos países, o gás natural representa uma alternativa mais simples e imediata para a redução de sua dependência ao petróleo. No Brasil, esta possibilidade é promissora, já que a totalidade do gás brasileiro, juntamente com parcelas do gás venezuelano, boliviano e argentino existentes pode contribuir para reduzir significativamente as pressões de consumo de petróleo da economia brasileira.

Tabela 6: Aspectos Ambientais

Combustível	Atividade	Material particulado (kg/t)	SO ₂ (kg/t)	NO _x (kg/t)	HC (kg/t)	CO (kg/t)
Derivados de petróleo	Industrial e Comercial	3,00	4,0	7,50	0,40	0,55
Gás natural	Centrais de geração elétrica	0,29-0,34	1,0	3,6-11,5	0,02-0,06	0,32
	Industrial e Comercial	0,34	1,0	3,60	0,06	0,32
Carvão	Centrais de geração elétrica	16,25-20,00	3,8	7,5-9,0	0,15-0,50	0,5-1,0
	Industrial e Comercial	16,25	3,8	7,50	0,50	1,00

Fonte: “Gás Natural: Estratégias para uma energia nova no Brasil”. Santos *et al*, 2002.

O gás natural apresenta danos negativos na emissão de poluentes, principalmente ao tratar-se do Efeito Estufa. O gráfico 5 caracteriza a composição dos gases que trazem malefício ao ambiente.



Gráfico 5: Gases de Efeito Estufa
 Fonte: EUROGÁS, 2005.

Com o desenvolvimento da legislação ambiental mundial, a queima de gás natural nas plataformas tornou-se cada vez mais rigorosa. Encontrar um destino para o gás natural tornou-se uma necessidade para as empresas exploradoras de petróleo. Desta maneira, para que tal combustível chegue aos consumidores, torna-se necessário o desenvolvimento em infra-estrutura que promova o seu beneficiamento, bem como o seu transporte.

As termelétricas a gás natural causam menos impacto no local de instalação, proporcionando uma melhor preservação para com o meio ambiente. As principais características das termelétricas a gás natural são:

- Uso controlado a água para ciclo térmico;
- Redução da potência original da termelétrica com gás natural;
- Área ocupada pela usina termelétrica com gás natural.

Como qualquer fonte de energia existente no Brasil e no mundo, a termelétrica a gás natural também tem seus efeitos negativos, existe a poluição atmosférica que esta termelétrica vem a causar (embora em menores proporções que uma termelétrica a lenha ou a carvão), a natureza do combustível (renovável ou não), o impacto do sistema de transmissão e o impacto dos gasodutos.

Uma termelétrica a gás natural traz os seguintes impactos:

- **Emissões de CO₂**: após a implantação de todas as térmicas, serão gerados 31.616 mW de potência elétrica. Trabalharão com 80% de sua capacidade, totalizando 7.000 horas por ano e produzindo 221,3 GWh de energia

elétrica. O parâmetro internacional de emissões carbônicas estabelece a quantidade de 453 g de CO₂ por kWh produzido, desta forma é possível prever que no final deste período estarão sendo lançados na atmosfera 100,3 milhões de toneladas de CO₂, repercutindo seriamente no efeito estufa;

- **Emissões de Outros Poluentes:** tendo em vista a produção acima citada, prevê-se que serão despejados na atmosfera cerca de 50.900 toneladas diárias de NO_x (óxido de nitro). Os hidrocarbonetos resultantes da queima incompleta causam irritação nos olhos, no nariz, na pele e no trato respiratório;
- **Consumo de Água:** existe o consumo excessivo de água por parte das térmicas, mesmo que muitas já funcionam em ciclo combinado (geração simultânea de energia e calor), desperdiçando menores volumes de água.

Nos países industrializados, a geração de energia elétrica ocorria principalmente por termelétricas alimentadas por carvão ou óleo diesel. Ao inserir o gás natural no lugar destas fontes, reduz-se a quantidade de emissões, tornando a matriz energética mais limpa. Já no Brasil, cuja produção elétrica é essencialmente hidrelétrica, o efeito é inverso. Ao utilizar o gás natural para substituir a água de nossos rios, fonte renovável e gratuita, a quantidade de gases tóxicos emanados ao ambiente aumenta.

3.8. O Gás Natural na Geração de Eletricidade

Da década de 80 em diante, os termos de geração elétrica mundial começa a se transformar nos países com potencial hidrelétrico inexistente. A geração elétrica destas nações dependia de centrais nucleares ou termelétricas, complementadas ainda por unidades de geração a gás natural para atender as demandas de pico. Assim sendo, as unidades de geração a gás natural passaram a exercer um papel cada vez mais importante.

Grandes centrais elétricas alimentadas por gás natural começaram a ser construídas, visando principalmente a adaptação do setor elétrico as regulamentações ambientais.

No caso do Brasil, grande parte de nossa capacidade de geração depende fundamentalmente de água das chuvas e da força da gravidade que produzem uma energia barata, renovável e não poluente.

Atualmente existe um incremento do uso da geração termelétrica alimentada por gás natural no Brasil. Esta estratégia, efetivada a partir da década passada é fruto de uma série de decisões questionáveis, que podem comprometer a forma do uso do gás natural em nosso país.

3.8.1. A Termoeletricidade

A termoeletricidade foi inserida na matriz energética nacional de forma secundária a partir da década de 70. Como já foi citado anteriormente, o fato de existir recursos naturais abundantes e por obter custos relativos inferiores, a opção hidrelétrica sempre foi preponderante. Além de necessitar de equipamentos mais sofisticados e de aquisição mais onerosa, as termelétricas utilizavam basicamente como combustíveis o carvão, o gás natural e o óleo diesel.

O carvão e o gás natural eram pouco explorados no território nacional, além de apresentarem pequena quantidade de jazidas conhecidas. No entanto o óleo diesel era influenciado pelo preço instável do petróleo no mercado internacional, representando elevados riscos financeiros aos países dependentes.

Por este motivo as termelétricas tiveram o papel de complementação no desenvolvimento do parque elétrico nacional, permitindo a operação das hidrelétricas de forma mais arrojada, sendo acionadas somente em períodos secos para possibilitar a recarga das reservas hídricas.

Este íterim passou a mudar a partir de meados da década de 90 com o processo de privatização do setor elétrico, perante a necessidade de expandir a oferta de energia e enfrentar a morosidade dos investidores estrangeiros receosos em adquirir as geradoras elétricas.

Nesta mesma época, o mercado de gás natural difundia-se no mundo e a principal dificuldade em utilizá-lo na América do Sul se dava pela inexistência de um mercado sólido, capaz de justificar a exploração das reservas existentes.

Diante desta perspectiva, o capital privado demonstrou total apoio, tendo em vista que as hidrelétricas exigiam de recursos vultosos, com um retorno de capital mais lento. As térmicas proporcionam um retorno mais rápido, embora de maior custo, pois o combustível é comprado e as despesas são repassadas ao consumidor.

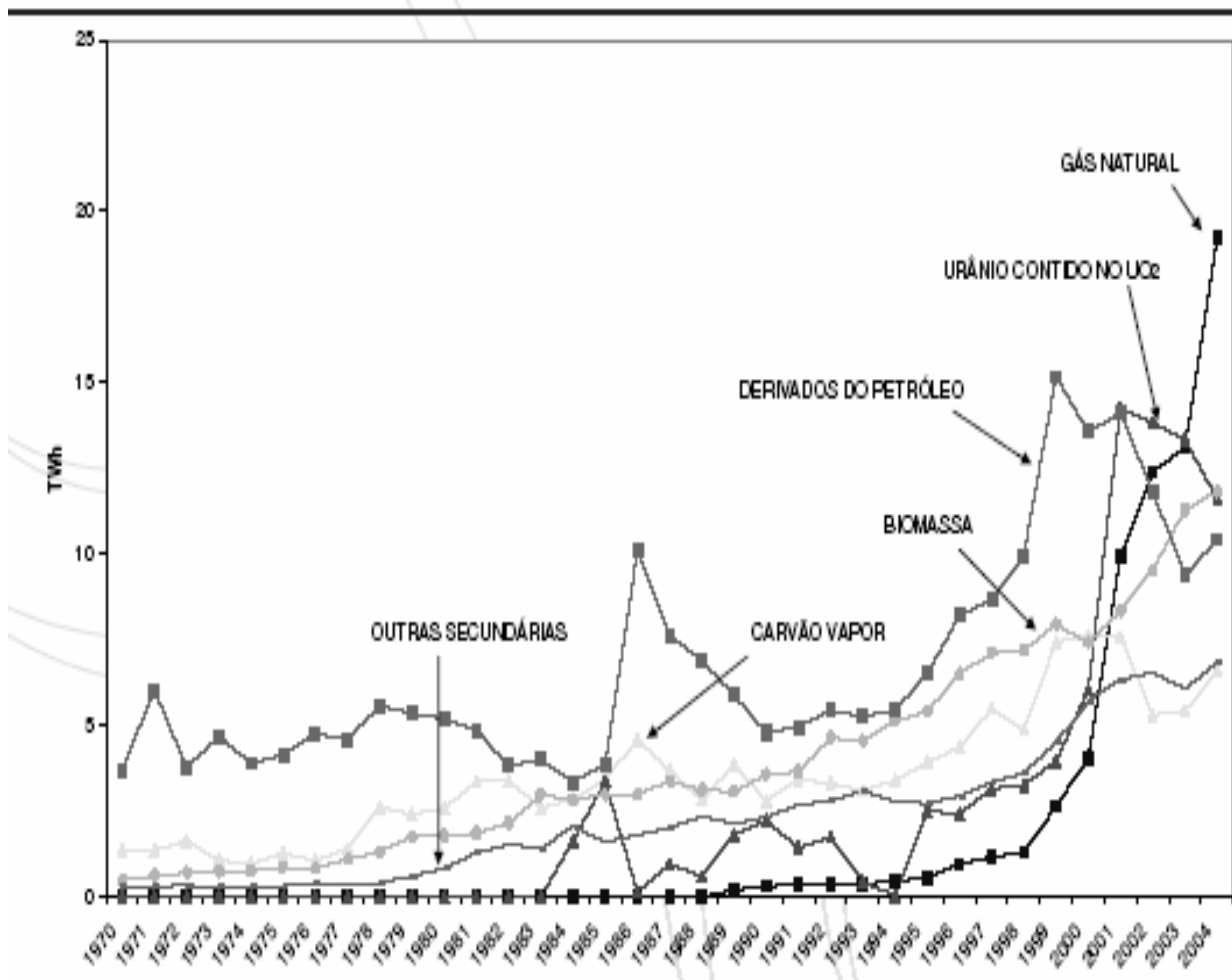


Gráfico 6: Geração Termoeletrica
 Fonte: EPE, 2006

A crise de racionamento que assustou o país transformou a termoeletricidade em um agente capaz de solucionar o problema de escassez de energia.

Atualmente o Brasil possui 21 termoeletricas a gás natural em funcionamento, a tabela 7 sinaliza quem são estas empresas e onde elas estão localizadas.

Tabela 7: Usinas Térmicas em Funcionamento no Brasil

Usina Termelétrica	Potência Outorgada (MW)	Proprietário	Município - Estado
Ibirité	226,00	Petróleo Brasileiro S/A	Ibirité - MG
Juiz de Fora	110,00	Usina Termelétrica Juiz de Fora	Juiz de Fora - MG
Norte Fluminense	868,93	Usina Termelétrica Norte Fluminense S/A	Macaé - RJ
Uruguaiana	639,90	AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda.	Uruguaiana - RS
Cuiabá	529,20	Empresa Produtora de Energia	Cuiabá - MT
Modular de Campo Grande (William Arjona)	206,35	Tractebel Energia S/A	Campo Grande - MS
Santa Cruz	1.000,00	Furnas Centrais Elétricas S/A	Rio de Janeiro - RJ
Termobahia (Fase I)	185,89	Termobahia Ltda.	S. Francisco do Conde - BA
Araucária	484,50	PIE	Araucária - PR
TermoRio	1.162,80	TermoRio S/A	Duque de Caxias - RJ
Camaçari	346,80	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Dias D'Ávila - BA
Campos (Roberto Silveira)	114,15	Furnas Centrais Elétricas S/A	Campos dos Goytacazes - RJ
Eletrobolt	385,90	Sociedade Fluminense de Energia Ltda.	Seropédica - RJ
Três Lagoas	465,80	Petróleo Brasileiro S/A	Três Lagoas - MS
Macaé Merchant	922,62	El Paso Rio Claro Ltda.	Macaé - RJ
Termopernambuco	532,76	Termopernambuco S/A	Ipojuca - PE
Canoas	563,47	Petróleo Brasileiro S/A	Canoas - RS
Nova Piratininga	386,08	Petróleo Brasileiro S/A	São Paulo - SP
Camaçari (Fases I e II)	151,20	FAFEN Energia S/A	Camaçari - BA
Fortaleza	346,63	Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A	Caucaia - CE
Termo Ceará	312,00	Termo Ceará Ltda.	Caucaia - CE
TOTAL	9.940,98		

Fonte: Gasnet, 2006

As usinas térmicas de gás natural requerem operação de forma homogênea para que os investimentos de infra-estrutura, transporte e distribuição se viabilizem, apontando receitas regulares e contínuas. O mesmo não ocorre no setor hídrico, este apresenta características sazonais, relevantes no custo da eletricidade gerada (Soares *et al*, 2002). Diante da busca pelo menor custo operacional na geração de eletricidade, a hidroeletricidade tem custo de geração inferior ao das térmicas. Motivo este que gera a incerteza perante a entrada de novos investidores.

3.8.2. Gás Natural e a Cogeração

A cogeração pode ser definida como a produção combinada de energia elétrica, através da produção de energia mecânica e de energia térmica (produção de calor ou frio), a partir de uma única fonte de combustível. (SANTOS, 2002)

Pode ser obtida através de ciclos de vapor simples (com turbinas a gás) ou em ciclos com motores térmicos. No ciclo de vapor simples, as empresas que possuem caldeiras para a geração de vapor podem mantê-las em funcionamento quando o vapor não estiver sendo utilizado e direcioná-lo para turbinas apropriadas que gerarão eletricidade. Dependendo das condições específicas, essa eletricidade poderá ser utilizada pela própria empresa (autoprodução) ou vendida para a companhia elétrica.

Nas unidades que trabalham com turbinas a gás e operam em ciclo combinado, também podem ser utilizadas em sistemas de cogeração. Neste caso, a energia térmica cogorada será obtida através de recuperadores de calor (geradores de vapor ou caldeiras), permitindo a obtenção de eficiências globais.

Os ganhos de eficiência advindos da cogeração são significativos. Ao se produzir vapor (ou água quente) e energia elétrica a partir do mesmo combustível, é possível operar a planta com cerca de 80 a 85% de eficiência. Centrais elétricas convencionais operam com apenas 30 a 40% de eficiência, enquanto sistemas com ciclo combinado operam com 50 a 55% (SANTOS, 2002).

Turbinas a gás de pequeno porte podem ser utilizadas por alguns consumidores industriais, comerciais e até em grandes residências. Motores a gás com capacidades inferiores a 5 mW podem gerar eletricidade, sendo que o calor poderá ser utilizado no aquecimento de piscinas, lavanderias, aquecimento central ou até sistemas de ar condicionado.

O consumo regular de gás natural em centrais de co-geração cujo perfil de demanda de energia seja praticamente uniforme e regular atende plenamente a demanda característica desejável para a viabilização econômica de um mercado gasífero em formação, que se pauta em tecnologias com elevado fator de utilização. De certo modo, a central de co-geração é capaz de garantir um consumo de base razoavelmente regular de gás natural durante o ano todo, independente da disponibilidade de energia secundária das hidrelétricas nos períodos úmidos do ano. Para o usuário final, a instalação destas unidades exerce maior confiabilidade de fornecimento de energia para o mesmo. (SZKLO, 2001).

Ampliar o mercado da cogeração é interessante para o país, pois é possível ancorar o desenvolvimento da indústria do gás, garantindo as demandas necessárias. Desta forma, serão geradas receitas para a construção das infra-estruturas e para aquisição e desenvolvimento de novas tecnologias, retroalimentando o sistema energético em busca de eficiência e racionalidade.

3.9. Aspectos Econômicos da Utilização do Gás Natural

A indústria do gás natural é caracterizada pela pesquisa, prospecção do gás até a entrega ao seu consumidor final, envolvendo segmentos como: exploração e produção, processamento, transporte, distribuição, entre outros.

Diferente da indústria do petróleo, a indústria do gás natural encontra-se fragmentada devido à dificuldade em transportar um produto em estado gasoso, o gás depende fundamentalmente dos gasodutos. Esta indústria está condicionada a exploração mineral e ao desenvolvimento de infra-estrutura para o seu transporte e a sua distribuição, aumentando os riscos associados ao seu desenvolvimento.

A maior especificidade do setor de gás natural está relacionada ao custo de transporte e de distribuição. O gás natural apresenta um volume 1000 vezes maior que o do petróleo, necessitando de uma ampla estrutura de transporte para que seu consumo seja viabilizado. (ALMEIDA E BICALHO, 2000).

Por tratar-se de um bem de utilidade pública, o Estado deve assegurar o acesso e deve dar suprimento, reduzindo as falhas de mercado (através de empresas estatais) ou por meio de regulação econômica.

De acordo com Austvik (2006), o principal argumento para a intervenção pública no transporte e na distribuição do gás natural encontra-se na perda de eficiência econômica gerada pela maximização do lucro de monopólio. Intervindo no funcionamento dos mercados. Os governos buscarão reduzir as falhas, a ineficiência operacional e possibilidades de comportamentos oportunistas por parte da firma monopolista, a indústria de gás natural é caracterizada pela presença de fortes barreiras a entrada e a saída, por tratar-se de um mercado com elevado custo de transporte e de distribuição, custos estes que caracterizam 50% do investimento total.

Todo este arcabouço criado frente à expansão da participação do gás natural na matriz energética brasileira resultou em cálculos que, até o ano de 2010, este combustível de origem fóssil seria responsável por 12% da energia primária do País.

A regulação vigente atualmente no País negligencia as características da indústria de gás natural, especialmente no que diz respeito às redes. Ao tratar das atividades de transporte, a mesma não possui instrumentos para assegurar o investimento. Existe também o problema da regulação de preços e de distribuição do gás canalizado, que foge da alçada da ANP (Agência Nacional do Petróleo).

A crise de desabastecimento de energia que ocorreu no ano de 2001, teve impactos mais visíveis nos mercados brasileiros de eletricidade e de gás natural. Mesmo adotando medidas estratégicas e emergenciais como foi o caso do Programa Prioritário de Termelétricidade 2000/2003, que se tratava de impulsionar investimentos através de medidas de redução de riscos nestas plantas por investidores privados.

No entanto, a partir de 2001, apesar de o setor manter-se a taxa de crescimento de 17% a.a (média entre 2001 e 2003), constata-se um arrefecimento no mercado de gás natural. Isto tem conseqüência devido à desvalorização cambial e na elevação do preço do petróleo em 2000. O baixo desempenho da atividade econômica aliada à redução da demanda de eletricidade e o conseqüente redimensionamento da penetração do gás na geração termelétrica após o racionamento reduzem a expansão do consumo.

No foco destes problemas, há a inconsistência entre a estratégia adotada para a formação do mercado de gás natural e as características inerentes pelo mesmo para sua viabilização econômica.

Para que exista a formação do mercado energético a gás natural com viabilidade econômica, torna-se necessário num primeiro momento, estruturar o consumo final baseado em tecnologias naturais com elevado fator de utilização, capazes de gerar receitas contínuas ao investidor.

A viabilidade entre a economia e a tecnologia por parte da oferta a demanda final são fatores relevantes ao mercado de gás natural, bem como as barreiras de ordem técnica, econômica e institucional deste setor, que atuam impedindo ou dando pouco incentivo a formação deste mercado no Brasil.

Para que exista viabilidade econômica no setor gasífero é necessário que o setor tenha uma demanda regular e contínua. No que tange o ponto de vista econômico, as tarifas para o gás natural devem operar de forma competitiva em relação às demais fontes energéticas, permitindo ao ofertante remunerar os seus investimentos.

O preço é formado através do rateio dos investimentos sobre os volumes transportados, caracterizando uma relação de proporcionalidade inversa entre o volume de gás contratado e o custo unitário do gás natural ofertado, onde, num ambiente competitivo, se sobressaem os preços dos energéticos substitutos. A restrição competitiva é decorrente da inexistência de mercados cativos para o consumo de gás natural, ao contrário do que ocorre com as demais fontes energéticas.

4. GÁS NATURAL: RELAÇÃO BOLÍVIA-BRASIL

4.1. Primeiras Negociações

A principal fonte de renda da economia boliviana é a extração, produção e exportação do gás natural. Depois de romper o contrato de fornecimento de gás para a Argentina, auto-suficiente no suprimento de gás natural, o Brasil aparece como o principal mercado consumidor para o gás boliviano.

O projeto para a colaboração energética entre Brasil e Bolívia já existia no papel desde a década de 30, mas começou a tornar-se realidade em 1992, quando a Petrobrás assumiu a responsabilidade de viabilizar o gasoduto.

O gasoduto Bolívia-Brasil, tem seu marco inicial na *Carta de Intenções sobre o Processo de Integração Energética entre Bolívia e Brasil* de novembro de 1991, assinada entre a Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) com participação do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia.

O Contrato de Compra e Venda entre Petrobras e YPFB foi assinado em 17/02/93, entrando em vigor desde então. No entanto, devido a problemas de viabilidade financeira, diversos aditivos a contrato inicial foram assinados, prorrogando prazos e o volume negociado (a princípio de aquisição de 8 milhões de m³/dia).

No mês de agosto do ano de 1996 (último aditivo) o acordo de compra e venda entre YPFB e a Petrobrás descreve que a YPFB se compromete a vender e a Petrobras a comprar quantidades crescentes de gás, iniciando com 8 milhões de m³/dia e atingindo 16 milhões de m³/dia no oitavo ano e, permanecendo nesse patamar até o vigésimo ano.

A construção e a operação do gasoduto foram realizadas pelas empresas: Gás Transboliviano S.A. – GTB (situada no lado boliviano) e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A – TBG, onde ambas tem como sócios a Petrobras, através de sua subsidiária Gaspetro - Petrobrás Gás S.A.

A decisão em investir no Gasoduto Bolívia-Brasil foi polêmica por tratar-se de um País com instabilidade política sucedida por governos militares e também pela questão cambial.

4.2. A Nacionalização das Reservas Bolivianas

No dia primeiro de maio de 2006, Presidente da Bolívia Evo Morales decretou a nacionalização das suas reservas de petróleo e de gás natural, a fim de transformar o Estado, representado pela empresa YPFB, no detentor da produção, transporte, refinamento, distribuição, comercialização e industrialização dos hidrocarbonetos em todo o país.

O decreto de nacionalização estabelece que as companhias estrangeiras repartam os lucros derivados do petróleo. As empresas petrolíferas se beneficiaram com 82% dos lucros entre 1996 e 2005, quando uma nova lei redefiniu os valores de 50% para cada uma das partes.

Tal medida além de afetar diretamente a Petrobrás, Repsol YPF (Espanha e Argentina), British Gas e British Petroleum (Reino Unido), Total (França), Dong Wong (Coréia) e Canadian Energyentre, muda todo o cenário frente à exploração e importação destes ativos da Bolívia, uma vez que a Petrobras já injetou, US\$ 1,5 bilhão na Bolívia, além de US\$ 2 bilhões para trazer o gás ao Brasil. Ela explora os dois principais campos de gás do país e tem duas refinarias. É a maior empresa na Bolívia e responde por 15% do PIB do país.

O fato de nacionalizar a produção do gás natural surpreende pelo fato da Bolívia não dispor de recursos humanos, financeiros e tecnológicos para gerir a produção da prospecção, refino e distribuição de petróleo e gás natural. O gás não é um produto estocável, necessita de um processo contínuo, da extração ao transporte, não permite interrupções e acúmulos de produção.

O gasoduto Bolívia-Brasil demanda cerca de 54% do gás natural consumido no Brasil, e é ele que transporta quase 90% do gás produzido na Bolívia. Uma interrupção na condução do gás pelo gasoduto representaria perda imediata dessa fonte de energia, com conseqüências desastrosas para ambos.

As ações de Morales reforçam o quadro de dificuldades da integração energética sul-americana. O Brasil, percebendo que não pode depender do gás natural de um único fornecedor, está buscando alternativas, inclusive por meio de investimentos na construção de unidades que recebam GNL. A Petrobras, por seu turno, descobriu gás natural na Bacia de Santos, suficiente, talvez, para substituir o gás boliviano. (Valor Econômico, 2006).

Embora as questões citadas sejam verídicas, esta manobra de Morales causou temor para os investidores brasileiros tanto para o aumento de preços para os consumidores finais, quanto para a falta de abastecimento do produto.

4.3. As Repercussões da Nacionalização da Bolívia para o Brasil

A nacionalização do gás natural boliviano massificou a importância em aumentar os investimentos nacionais, tendo em vista o valor que este combustível tem na economia brasileira atualmente.

Dados do site Gasnet mostram que em dezembro de 2005, dos 35,4 milhões de metros cúbicos/dia consumidos nos Estados interligados à rede conectada ao Gasbol, 50,59% foram destinados à indústria (de alimentos, vidros, cerâmicas e fertilizantes, dentre outras), 12,96% a veículos automotivos e 29,34% para a geração de energia elétrica.

A Petrobrás retomou a construção da Gasene (Gasoduto Sudeste-Nordeste) que deverá ser concluído em 2008 e do gasoduto Urucu-Manaus, totalizando em toda a cadeia de gás e energia um investimento que deve somar US\$ 22,1 bilhões de investimento no período de 2007 a 2011.

O Brasil atualmente paga US\$ 4 por milhão de BTUs⁴ do gás boliviano, mas o governo boliviano quer elevar esse preço para US\$ 7,50.

A crise do gás boliviano, a curto prazo pode provocar aumento dos preços da energia no Brasil em todos os setores, uma vez que o quadro de dependência do gás na matriz energética aumenta devido à paralisação dos investimentos em energia hidrelétrica, sinalizando uma dependência maior por usinas termelétricas movidas a gás.

A Bacia de Santos poderá tornar o Brasil auto-suficiente na produção de gás, mas isto acontecerá somente a partir de 2010, onde a sua produção tornar-se-á equivalente ao que hoje é transportado da Bolívia, cerca de 30 milhões de m³/dia.

Frente à crise Bolívia-Brasil, é necessário de imediato rever o quadro regulatório para o mercado do gás. Somente através de investimento, não só por parte da Petrobrás, o Brasil terá chance de alcançar em prazo razoável sua auto-suficiência em gás natural.

⁴ BTU: British Thermal Unit (medida de energia), cada BTU equivale a 26,8 m³ de gás natural.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho procurou analisar a fonte de energia de gás natural sem impor uma condição preferencial de sua utilização. Buscou-se o levantamento de informações técnicas que pudessem qualificar a sua utilização, bem como justificar investimentos no que diz respeito à exploração e transporte.

É corrente a afirmação que gás no subsolo não tem preço, pois não tem valor. Este só apresenta algum significado econômico quando pode ser entregue na porta do cliente. Neste sentido, com as novas descobertas de reservas de gás natural no território nacional deve-se estar mais uma vez atento as regras e ao planejamento do processo de exploração e distribuição. O Estado deve dar condições para a viabilização de políticas de integração da indústria energética.

A existência de reservas abundantes de gás natural, o investimento maciço em infra-estrutura energética e tecnologia avançada impulsionam o desenvolvimento econômico. Por isso, a ampliação da utilização de gás natural, juntamente com utilização adequada de energia hidroelétrica e de outras fontes de recursos renováveis, deverá gerar benefícios macroeconômicos em eficiência energética e benefícios ambientais pela racionalidade no consumo e redução de poluentes.

Sobre a atual relação com a Bolívia, a dependência de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul tornam ainda mais importante a atuação do governo nacional no que diz respeito aos acordos e ao investimento de cerca de 3,5 bilhões de dólares nesta empreitada. Muitas indústrias foram convencidas a usar gás natural no Brasil. Isso sempre requer modificações de alto custo. Por isso, o retrocesso traria ainda mais prejuízos.

Devem-se buscar soluções para a viabilização de uma política energética em conjunto com os países da América do Sul, suas indústrias, consumidores, instituições de pesquisa de forma que as decisões não sejam unilaterais. Os benefícios ambientais e a eficiência energética, neste caso, seriam maiores que os dados atuais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E.L.F; BICALHO, R.G. **Evolução das tecnologias de transporte e reestruturação da indústria do gás natural**. Rio de Janeiro: Grupo de Energia – IE/UFRJ, 2005.

AMBIENTE BRASIL. **Gás Natural**. Disponível em:
<[http:// www.ambientebrasil.com.br](http://www.ambientebrasil.com.br)>. Acesso em 05 de fevereiro de 2006

ANP. Disponível em: < [http:// www.anp.org.br](http://www.anp.org.br)>. Acesso em maio de 2006.

ANP. **Anuário Estatístico de Petróleo e Gás Natural**. Superintendência de Estudos Estratégicos. Rio de Janeiro: ANP, 2004.

AUSTIVIK, O.G. **Economics of natural gas transportation**. Disponível em:
<[http:// www.kaldor.no/energy](http://www.kaldor.no/energy)>. Acesso em janeiro de 2006.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – **Notas preliminares**. 2006. Disponível em:
<[http:// www.ben.org.br](http://www.ben.org.br)>. Acesso em 05 de maio de 2006.

BRANDÃO. J.A.S.L; GUARDADO, L.R. (1998). **A exploração de Petróleo no Brasil**. In: Schlumberger (org.). Searching for oil and gas in land of giants, Argentina, Schlumberger

BENJAMIN, C. (2000). **O porquê do apagão**. Disponível em:
<[http:// www.ambicenter.com.br/energia002.htm](http://www.ambicenter.com.br/energia002.htm)> . Acesso em 23 de maio de 2005.

BERMANN, C. **Energia no Brasil. Para quê? Para quem?** Crise e alternativas para um país sustentável. 2ª ed. São Paulo: Livraria da Física, 2002.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da Republica Federativa do Brasil**: promulgada em 05 de outubro de 1988. 22ª edição. São Paulo: Editora Saraiva 1999.

CECCHI, José Cesário (Coord). **Indústria Brasileira de Gás Natural**: regulação atual e desafios futuros. Rio de Janeiro: ANP, 2001.

CENTRO DE MEMÓRIA DE ELETRICIDADE NO BRASIL. **Energia Elétrica no Brasil**. Breve Histórico 1880-2001. Rio de Janeiro. 2001.

CERVO, Amado; BERVIAN, Pedro L. **A Metodologia Científica**. São Paulo: Makron Books, 1996.

CITANDI, Roque. **A importância do gás natural em São Paulo**. Folha de São Paulo, São Paulo, 1º de abril de 1998. Disponível em:
<<http://www.citandi.com.br/artigos/fsp880401.htm>>. Acesso em 20 de abril de 2006.

COMPET. **Usos do gás natural em empresas**. Disponível em: <http://www.compet.gov.br/comofazer/comofazer_int.php>. Acesso em 09 de março de 2006.

CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, Brasília, 1988.

COSTA, H.H.L.M. **A regulação da indústria do gás natural no Brasil**: fatos e desafios. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

DIAS, D; RODRIGUES, A.P. **Petróleo, livre mercado e demandas sociais**. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994.

ECOINVEST. Disponível em: <<http://www.ecoinv.com>> Acesso em 23/04/06.

EDMONDS, Jae; REILLY, John M. **Global Energy Assessing the Future**. New York-USA: Oxford University Press, 1985. Cap. 1-5. p. 3-64. Apud (Alexandre Stanford da Silva - Tese apresentada ao curso de doutorado do programa de pós-graduação em economia da Universidade Federal de Pernambuco) O uso dos recursos energéticos, água e energia solar: implicações econômicas e decisão através de modelos dinâmicos. Recife, 01 de outubro de 1999.

EMBRAPA. Disponível em: <<http://www.cnmp.embrapa.br>>. Acesso em 02/03/06.

EPE. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 14/03/06.

EUROGÁS. Disponível em <<http://www.eurogas.com.br>>. Acesso em novembro de 2005.

FOLHA ONLINE. **Lei boliviana pode minar investimento de U\$ 1,5 bi da Petrobrás.** Disponível em : <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u77764.shtml>>. Acesso em 24/05/06.

FORTUNATO, Luiz Alberto Machado. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica.** Niterói: Universidade Fluminense, EDUFF, 1990. 232p

GASENERGIA. Disponível em <<http://www.gasenergia.com.br>>. Acesso em 23/03/06.

GASNET. Disponível em <<http://www.gasnet.com.br>> Acesso em 30/03/06.

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

GIL, Antonio Carlos. **Métodos e técnicas de pesquisa social.** São Paulo: Atlas, 1999.

GOLDEMBERG, José. **“Energia e desenvolvimento”** in Estudos Avançados, nº12 (33), Instituto de Estudos Avançados, USP, São Paulo, Maio/Agosto 1998.

GOLDEMBERG, José. **Energia no Brasil.** Rio de Janeiro: LTC, 1979.

INEE. Disponível em:
http://www.inee.org.br/eficiencia_o_que_eh.asp?Cat=eficiencia#o_que_eh . Acesso em 21/05/06.

KAEHLER, José Wagner Maciel. Comentários relativos a proposta da ANEEL para modificação do manual para elaboração do regulamento anual de combate ao desperdício de energia elétrica das concessionárias. ANEEL, 2000.

LEITE, Antônio Dias. **A Energia do Brasil.** Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

MCT (2000). Ministério da Ciência e Tecnologia. **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e as Oportunidades Brasileiras.** Disponível em:
<<http://www.mct.gov.br/CEE/revista/>. > Acesso em: 13 de maio de 2006.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – 2005. Disponível em:
<<http://www.mme.org.br>>. Acesso em 08 de março de 2006.

MOUTINHO, Edmilson - **Curso: Introdução ao Petróleo e Gás Natural**, ministrado pelo Prof. Edmilson Moutinho dos Santos, dentro do Programa de Pós-Graduação do Instituto de Eletrotécnica e Energia - PIPGE - IEE/USP - 1º semestre - 2001.

NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta. **Energia: Conceitos e Fundamentos**. Conservação de Energia eficiência energética de instalações e equipamentos. 2ª edição. Editora da EFEI, Itajubá, 2001 vários autores.

PINHEIRO, A.C. **A Experiência Brasileira de Privatização: O que vem a seguir?** Rio de Janeiro: BNDES, 2000. 35 pg. (texto para discussão, nº. 87).

PORTAL GASENERGIA. **Sobre o gás natural**. Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br>>. Acesso em 05 de fevereiro 2006.

RAUEN, José Fabio. **Elementos de iniciação a pesquisa**. Rio do Sul: Nova Era, 1999.

REVISTA ENGENHARIA (2000). **A malha logística do Gás Natural**. São Paulo. Editora Técnica Ltda. Edição n.538/2000.

RIBEIRO FILHO, Ary Pinto. **Prováveis características estratégicas básicas da indústria de energia elétrica no novo cenário institucional: o caso do sistema interligado do norte-nordeste brasileiro**. Tese (Mestrado em Administração). Recife: UFPE, 1997.

RODRIGUES, A.P; DIAS, D. **Gás natural**. Instituto Liberal e Séries Políticas Alternativas. Rio de Janeiro, 1995.

SANTANA, E. A & GOMES, A.A.C. "Reestruturação das indústrias de rede: Uma avaliação do setor elétrico brasileiro". 1999. In BORESTEIN, C.R.(org), **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**, 1ª Edição, Capítulo 4, Porto Alegre, Editora Sagra Luzzato.

SANTOS, Afonso Henrique Moreira *et al.* **Conservação de energia: eficiência energética de instalações de equipamentos**. Itajubá: FUPAI, 2001.

-----**Gás Natural: estratégias para uma energia nova no país**. Itajubá: FUPAI, 2001

SANTOS, Antonio Raimundo. **Metodologia Científica**: a construção do conhecimento. Rio de Janeiro: Editora DPSA, 1999.

SANTOS, E. M. **Gás natural** – estratégias para uma energia nova no Brasil. 1ª ed. Rio de Janeiro. Editora Annablume, 2002.

SANTOS, R.T. (2001). **Coordenação de Investimentos e Políticas de Introdução da Concorrência na Indústria de Gás Natural**: elementos para análise de casos no Brasil. Dissertação de Mestrado em Economia, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 152 pg. Seminário plantando o futuro: reflorestamento produtivo, consorciado e includente. Sistemas Integrados Alimentos e Energia. Fundação Brasileira de Desenvolvimento Sustentável, 25/04/06.

SANTOS, Silvio Coelho dos; REIS, Maria José. **Memória de setor elétrico na Região Sul**. Florianópolis: Ed. da UFSC, 2002. 239p

SIGNOR, Regis. **Análises Regressão concessionárias de energia elétrica frente as variáveis arquitetônicas para identificação de condomínios climatizados em 14 capitais brasileiras**. 314 fls, dissertação de mestrado engenharia civil. UFSC, 1999.

SILVA FILHO, Alvim Borges da. Universidade Federal de Santa Catarina. **Derivativos financeiros como instrumento para gestão de riscos no setor de energia elétrica**. Florianópolis, 2001. 107 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção.

SZKLO, Alexandre Salem. **A Polifonia da reforma do setor energético**. Ciência hoje (BU). São Paulo: SBPC p. 18-26 v. 33, n. 197, (set. 2003), p. 18-26.

TERRA. A Crise Energética. Disponível em: < //http: www.informes.org.br/notas/propostascrise.doc. Acesso em: 06/04/06

THEIS, Ivo Marcos. **Crescimento econômico e demanda de energia no Brasil**. Florianópolis. Ed. da UFSC; Blumenau: FURB, 1996.

VALOR ECONÔMICO. Disponível em <http://: www.valoronline.com.br. Acesso em 28/07/06.