

**DISPONIBILIDADE DE
ENERGIA TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL NA
REGIÃO CENTRO-OESTE**

Eduardo Mirko Valenzuela Turdera

**DISPONIBILIDADE DE
ENERGIA TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL NA
REGIÃO CENTRO-OESTE**

Editora UFGD
DOURADOS-MS, 2009

Universidade Federal da Grande Dourados

Reitor: Damião Duque de Farias

Vice-Reitor: Wedson Desidério Fernandes

COED

Coordenador Editorial da UFGD: Edvaldo Cesar Moretti

Técnico de Apoio: Givaldo Ramos da Silva Filho

Conselho Editorial da UFGD

Adáuto de Oliveira Souza

Edvaldo Cesar Moretti

Lisandra Pereira Lamoso

Reinaldo dos Santos

Rita de Cássia Pacheco Limberti

Wedson Desidério Fernandes

Fábio Edir dos Santos Costa

Capa

Editora da UFGD

Arte: Willy Cortes Hemgler

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central – UFGD

333.8233

T929d

Turdera, Eduardo Mirko Valenzuela

Disponibilidade de energia termelétrica a gás natural na Região Centro-Oeste. / Eduardo Mirko Valenzuela Turdera. – Dourados, MS : UFGD, 2009. 132 p.

ISBN 978-85-61228-47-7

1. Gás natural. 2. Gás natural – Centro Oeste. 3. Política energética – Mato Grosso do Sul. 4. Gás natural – Energia termelétrica. I. Título.

Direitos reservados à
Editora da Universidade Federal da Grande Dourados
Rua João Rosa Goes, 1761
Vila Progresso – Caixa Postal 322
CEP – 79825-070 Dourados-MS
Fone: (67) 3411-3622
editora@ufgd.edu.br
www.ufgd.edu.br

SUMÁRIO

Parte 1

O SETOR ENERGÉTICO	13
1.1 Antecedentes e preâmbulos.....	13
1.2 Contexto	14

Parte 2

O GÁS NATURAL NO CENÁRIO ENERGÉTICO

DO CONE SUL	23
2.1 A indústria de gás natural no mundo.....	24
2.1.1 Suprimento e disponibilidade	28
2.1.2 Reservas e recursos no Cone Sul	29
2.1.3 Produção de gás natural no continente	32
2.1.4 Demanda de gás natural no Cone Sul	33
2.2 Infra-estrutura e mercados de gás natural.....	34
2.2.1 Malha de gasodutos de interligação nos países do Cone Sul	34
2.2.2 A opção pelo gás natural	38
2.2.3 Panorama dos mercados de gás natural nos países do Cone Sul	39
2.2.4 Demanda de gás natural no Brasil.....	42
2.3 A geração termelétrica no cenário energético brasileiro.....	45
2.3.1 O parque termelétrico no Brasil.....	45
2.3.2 Geração de energia elétrica a partir de gás natural	47
2.4 Políticas governamentais para a indústria de gás natural.....	51

Parte 3

TECNOLOGIAS PARA A GERAÇÃO TERMELÉTRICA	57
3.1 Tecnologias para a geração de termelétricidade	58
3.1.1 Usinas termelétricas a Ciclo Combinado e Ciclo Simples	58
3.1.2 Cogeração.....	60
3.1.3 Geração Distribuída	69
3.1.4 Características técnico-econômicas de centrais termelétricas	72
3.2 Emissões de gases poluentes provenientes da combustão de gás natural em usinas termelétricas.....	78

Parte 4

O PERFIL ENERGÉTICO DA REGIÃO CENTRO-OESTE...85

4.1 Consumo de derivados de petróleo e gás natural no Centro-Oeste.....	86
4.2 Capacidade instalada e potencial de geração de energia elétrica.....	91
4.3 Perfil da demanda de energia elétrica no Mato Grosso do Sul	96

Parte 5

ASPECTOS REGULATÓRIOS E AMBIENTAIS NO USO FINAL DO GÁS NATURAL

5.1 Aspectos regulatórios.....	105
5.1.1 Regulação da indústria brasileira de energia elétrica	107
5.1.2 Regulação na distribuição de gás natural no Brasil.....	111
5.2 Regulamentação Ambiental para o Gás Natural	117

Parte 6

CONCLUSÕES E DESTAQUES	121
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	127
ACESSOS À INTERNET.....	130

Parte 1

O setor energético

O SETOR ENERGÉTICO

O objetivo do presente estudo é obter um mapeamento do suprimento de gás natural, dos gasodutos existentes e da potencialidade de geração termelétrica no Centro-Oeste. Tudo isso implica em uma análise e avaliações energéticas, econômicas e políticas da indústria de gás natural dos mercados nacionais e internacionais.

Com base em informações de caráter estatístico, analisa-se o mercado de gás natural do cone sul da América do Sul, identificando-se o perfil do setor energético dos principais países do bloco. Insere-se ainda no trabalho uma discussão sobre o estado-da-arte das tecnologias de centrais termelétricas. Dentro do mesmo assunto, faz-se uma descrição da operação das usinas a ciclo combinado que estão sendo instaladas no Brasil e que devem operar na região Centro-Oeste. Tendo como fundamento essa informação técnica, elabora-se uma análise energética e econômica sobre a geração termelétrica na região Centro-Oeste. A região pode chegar a ter várias termelétricas a gás natural no decorrer dos próximos cinco anos.

Com a criação de órgãos reguladores para o setor energético e a abertura de seu mercado para empresas de capital privado, muitas mudanças têm acontecido no mercado de energia. Devido à recente experiência no Brasil, do Estado exercer o papel de regulador, tem-se constatado sérias dificuldades em relação ao posicionamento das agências reguladoras no que tange ao mercado. A súbita abertura do mercado e as oscilações entre Estado intervencionista e Estado regulador, aliado ao fato de haver um mercado de gás natural ainda imaturo, dificultam o entrosamento dinâmico dos agentes reguladores com a economia de mercado. Este livro, neste ponto, visa mostrar a problemática da geração termelétrica com base no gás natural e sua relação com a questão ambiental, focalizando a singularidade da região Centro-Oeste, e em especial, do Mato Grosso do Sul.

1.1 Antecedentes e preâmbulos

A Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul (UEMS) executou vários projetos no âmbito da REDEGAS,¹ dentre eles, a pesquisa denominada Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Gasoduto Dou-

¹ A Redegas é uma rede de parceria entre universidades e a Petrobrás com o objetivo de divulgar tecnologias relacionadas com o gás natural mediante diversos projetos de interesse comum.

rados-Campo Grande, realizada sob a coordenação dos pesquisadores do CInAM (antigo Gaslab). A AAE é uma ferramenta de gestão para o desenvolvimento que visa fornecer elementos para a tomada de decisão sobre a política de conservação ambiental em estreita relação com as políticas de desenvolvimento socioeconômicas. Ela permite integrar as considerações ambientais desde o início dos processos de planejamento para que informações sobre as implicações ambientais de ações propostas possam vir a apoiar as decisões juntamente aos fatores econômicos, sociais e culturais (COMAR et.al. 2006).

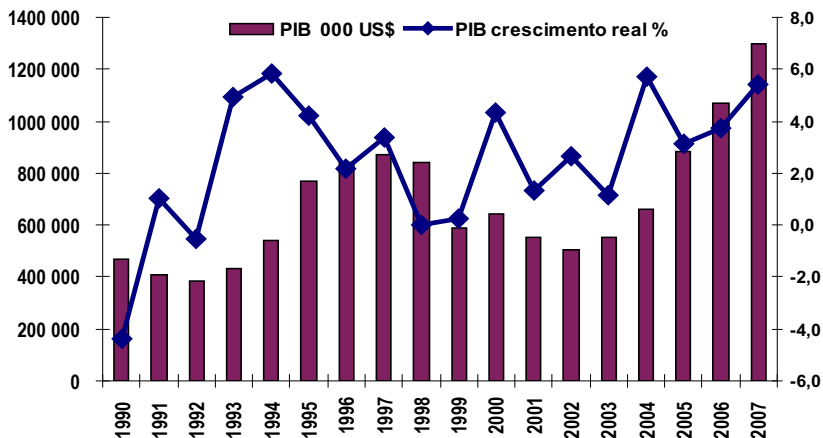
No caso específico do Gasoduto Campo Grande-Dourados, a aplicação da metodologia AAE focalizou os seguintes aspectos: (i) definir o melhor trajeto para o gasoduto; (ii) propor alternativas de localização para a usina térmica de Dourados; (iii) avaliar os efeitos cumulativos e sinérgicos antrópicos no meio socioambiental; (iv) estudar a dinâmica regional de desenvolvimento; (v) apoiar planos de desenvolvimento para a cidade de Dourados, hospedeira da UTE. Contudo, a avaliação ambiental estratégica para o gás natural (AAE) ficaria incompleta sem uma avaliação econômica, energética e reguladora mais acurada do mercado na região Centro-Oeste, em especial no estado de Mato Grosso do Sul. Esta análise, portanto, vem subsidiar e fornecer aspectos referentes para discussões nas autarquias e universidades que queiram conhecer mais sobre a situação energética do estado de Mato Grosso do Sul. Essas discussões sobre a política energética e os rumos que pode tomar o estado na busca de alternativas energéticas que de um lado garantam a oferta de energia e, por outro, agridam o menos possível o capital natural propiciando minimamente equidade social mediante o acesso aos serviços energéticos a preços atrativos.

1.2 Contexto

O Brasil, com um PIB beirando os US\$ 1.380 (2007) bilhões de dólares, está entre as quinze maiores economias do mundo (Figura 1). Observando a curva de evolução do PIB, constatam-se as oscilações econômicas que têm ocorrido nos últimos vinte e sete anos. O câmbio de um-por-um do real em relação ao dólar norte-americano no período 1994-1999 dava a impressão do que o PIB tinha chegado ao patamar de US\$ 800 bilhões em 1997; a desvalorização posterior do real e a retração econômica vivenciada entre 2000 e 2003 demonstram que os números verdadeiros do PIB situavam-se na faixa dos US\$ 500 a 600 bilhões. No entanto, com uma política econômica responsável e equilibrada no que tange à participação do poder público e da iniciativa privada, o PIB vem

crescendo de forma consistente desde 2004 e já ultrapassou a barreira do trilhão (US\$ 1,6 em 2008). O ambiente econômico internacional favorável tem sido, sem dúvida nenhuma, um fator importante para este período de crescimento sustentado da economia brasileira.

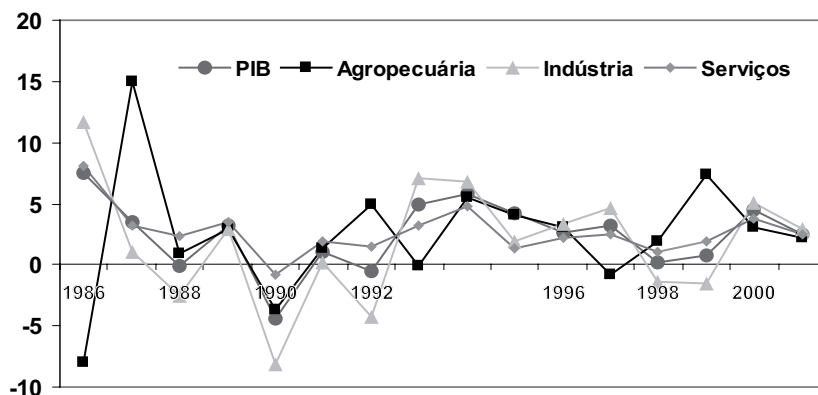
Figura 1: Evolução do PIB em dólares e em %.



Fonte: Adaptado de BC, 2008.

Um setor extremamente sensível às oscilações da economia é o industrial, que nos períodos de auge mostra sempre expansão vertiginosa, mas, em períodos de retração econômica seu desempenho torna-se negativo imediatamente. Isso é claramente verificado na figura 2. Observa-se, em períodos de crescimento econômico do PIB, que o setor industrial é o que mais se destaca; já quando ocorre queda do PIB, é o primeiro a oscilar negativamente e de forma incisiva. Por outro lado, o setor agropecuário tem um comportamento mais volátil, uma vez que depende de variáveis alheias à economia, como o clima e o fornecimento de créditos do governo federal. Finalmente, o setor de serviços é o mais estável de todos, e com a abertura de mercado a tendência é se expandir mais ainda.

Figura 2: Brasil – Variação do PIB e do PIB por setor (%).



Fonte: Elaborado em base a dados do IBGE

Com uma população de cerca de 180 milhões de habitantes, o mercado interno brasileiro é mundialmente um dos mais atrativos, apesar dos solavancos que a economia passa de tempos em tempos. A renda per capita no Brasil é hoje de US\$ 6.675, embora seja um indicador questionável quanto ao verdadeiro nível de vida das pessoas e a real distribuição de renda dá uma idéia do poder de compra da população. No entanto, uma grande parcela da população virtualmente sobrevive com US\$ 1,0 por dia. De forma geral, as pessoas situadas da classe média para cima (40% da população) detêm padrões de consumo atrativos para boa parte das companhias de todos os setores da economia tornam-se assim, alvo para venda dos seus produtos.

O consumo de energia por habitante no Brasil, de 25,33 Btu/hab, pode ser considerado como um índice que atesta um baixo consumo de energia em relação ao total da população. Por outro lado, o consumo de energia para gerar um dólar do PIB, conhecido como intensidade de energia, coloca o Brasil na faixa dos 5.854 Btu/US\$, relativamente baixo quando considerado com a média mundial. A intensidade energética é um índice que atesta quão eficiente está sendo a utilização de energia para gerar um dólar, pois altos valores de intensidade energética indicariam gasto excessivo de energia para movimentar a economia. Mudanças nos índices de intensidade energética são decorrentes de diversos fatores tais como, mudanças no *mix* industrial, preços de energia, custos de capital, taxas domésticas e internacionais, demanda do consumidor e ciclos de produção. No entanto, é interessante ressaltar que esta relação, de alguma

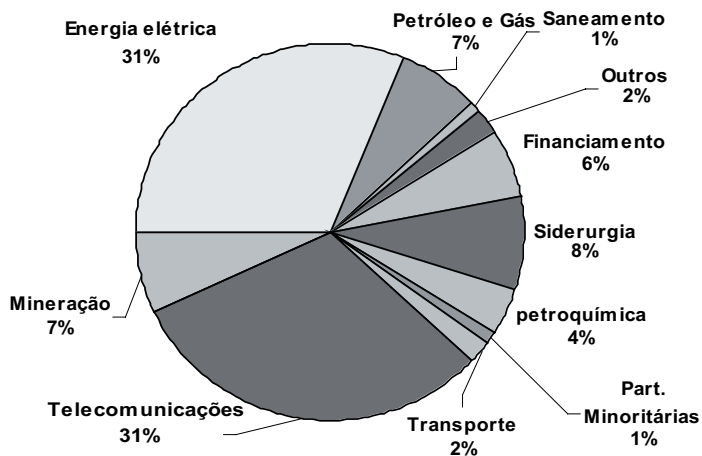
forma, mede a eficiência quanto ao uso da energia para gerar riqueza (Intensidade energética = Consumo de Energia / Produto Interno Bruto).

A razão pela qual a intensidade energética deve ser analisada com maior detalhe é devido às mudanças tecnológicas que ocorrem e a variação do PIB num determinado período. O consumo de energia industrial é influenciado pela eficiência nos processos tecnológico de conversão energética e por mudanças na estrutura da economia. Finalmente, o consumo de energia no setor de transformação pode ser influenciado pela escolha da tecnologia de transformação que, por sua vez, é influenciado pelos custos e disponibilidade de energia primária (GELLER, 2003). A intensidade energética em séries temporais de longo prazo para diversos países não é constante, mas muda com o tempo, refletindo os efeitos combinados de mudanças na estrutura do produto econômico incluído no PIB, assim como, mudanças na combinação das fontes de energia e na eficiência do seu uso (GOLDEMBERG E VILLANUEVA, 2003).

Como consequência da falta de recursos hídricos nas bacias e as restrições quanto ao suprimento de energia elétrica, a economia do país passou por um processo de desaceleração do ano 2001 até 2003. Essa anomalia está sendo superada e, para compensar as perdas dos anos de recessão, especialistas acreditam que o Brasil deveria ter um crescimento de 4,5% do PIB, no mínimo, nos próximos cinco anos.

O montante de capital recebido pelo Brasil desde que foi implementado o programa de privatização está na casa dos 85,0 bilhões de dólares. Desse total, 57 bilhões são provenientes de privatizações federais e 28 bilhões das privatizações estaduais (BNDES, 2001). Por setores, as telecomunicações e o setor elétrico foram os que arrecadaram maior capital, seguido do setor de petróleo e de gás e mineração (Figura 3). Esses setores têm a característica de serem de capital intensivo e de operar próximos a um regime de oligopólio.

Figura 3: Destino dos principais investimentos de capital privado



Fonte:BNDES,2006

O plano de privatização de ativos do setor elétrico teve como premissa básica a dificuldade financeira do Estado em continuar investindo em companhias do setor energético, as quais requerem constante injeção de capitais. Independente da postura ideológica do Consenso de Washington e das diretrizes do FMI ou do Banco Mundial, constatou-se que, o modelo centralizador do Estado como principal agente investidor, vigente desde a segunda guerra mundial até finais da década de 80 tinha entrado em colapso. As responsabilidades sociais dos governos deveriam priorizar objetivos do âmbito socioeconômico, tais como em educação, em saúde e em parte da infra-estrutura, deixando ao capital privado o investimento nos outros setores, dentre eles o setor energético.

Contudo, o modelo da privatização de ativos do Estado aplicado em vários países da América do Sul tem se mostrado pouco gratificante pelos impactos sociais que provocou. Menciona-se dentre eles, a elevação das tarifas dos serviços de telefonia e energia elétrica, a diminuição e o não cumprimento dos investimentos previstos no momento da concessão e operação das empresas, a falta de concorrência em serviços claramente caracterizados com monopólios e o conluio do poder regulador na ineficiente fiscalização dos serviços à população².

² Segundo o PROCON, no Brasil as empresas de telefonia são as campeãs em reclamações por parte dos usuários pelo ineficaz serviço prestado e a cobrança abusiva de tarifas e ligações, muitas vezes inexistentes (JN, 10/06).

O Brasil implantou o modelo de privatização em 1990, consolidando-o em 1995 no governo de Fernando Henrique Cardoso. Não se pode negar que havia a urgência de investimentos no setor energético e a falta de condições e recursos do governo para fazê-los. Apesar das privatizações terem alcançado um razoável sucesso na indústria de gás e petróleo por outro lado, há uma insatisfação popular em função de alguns aspectos que não foram bem desenvolvidos no setor elétrico. O período crítico no suprimento de energia elétrica pelo qual atravessou o país entre 2001-2002, sepultou os tímidos resultados positivos do modelo de privatização na indústria de energia elétrica.

As causas da crise no setor de energia elétrica estiveram fundamentadas nos seguintes pontos: (i) quando começou a venda das companhias do setor elétrico ainda não existia um órgão regulador, assim, muitas normas reguladoras foram feitas *a posteriori*; (ii) muitos dos compromissos assumidos pelas companhias privatizadas têm sido descumpridos; (iii) as tarifas não refletem de forma equitativa para os consumidores, pois são altas no setor residencial e extremamente baixas para as indústrias de grande porte e energo-intensivas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) mostrou falta de planejamento no tratamento da disponibilidade de recursos hídricos das bacias hidrográficas, onde se encontram as usinas hidrelétricas, negligenciando a coordenação das reservas de água nas barragens, junto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A administração Fernando Henrique Cardoso não consolidou completamente o processo de privatização, ficando assim na pior das situações, ou seja a indústria de energia elétrica não foi totalmente privatizada e por outro lado, o governo impediu às empresas estatais garantirem o atendimento ao constante crescimento da demanda³.

Esse quadro incerto no setor energético trouxe repercussões nas indústrias de petróleo e gás natural, com maior ênfase nesta última. Previa-se inicialmente a entrada de quarenta e nove termelétricas, do Programa Prioritário Termelétrico (PPT), do qual estimava-se uma demanda de gás natural de 135 milhões de metros cúbicos para todas as termelétricas em operação. Atualmente apenas 29 térmicas (equivalente a 9380 MW) foram implantadas. Dessas, 16 operam a gás natural (5080 MW), e no estado de Mato Grosso do Sul apenas duas foram efetivadas e operam de forma inconstante. Experiências passadas mostraram quão importantes são a previsão da oferta de energia e o planejamento do setor energético, de tal forma a garantir o fornecimento, sua eventual carência

3 Sauer et. al (2003) elencam diversos fatores do porquê de o Modelo de Privatização ter sido pouco vantajoso para o Brasil, além de sugerir mudanças conceituais para recuperar o dinamismo do setor.

comprometerá, com certeza, o atual ritmo de crescimento da economia brasileira. A discussão sobre energia é sempre um tema atual, pois, sua disponibilidade e segurança no fornecimento fazem parte de uma estratégia governamental de longo prazo. Nesse contexto, analisar-se-ão as perspectivas de produção e distribuição de gás natural no Cone Sul e a geração térmica no Centro-Oeste.

Parte 2

O gás natural no cenário energético do Cone Sul

O GÁS NATURAL NO CENÁRIO ENERGÉTICO DO CONE SUL

Após longas décadas em que o gás natural foi minimizado e tratado como subproduto do petróleo, surge agora a oportunidade de ter sua real colocação como fonte energética de grande valor e com grande potencial de utilização em quase todos os setores da atividade econômica.

A tendência de uso amplo e irrestrito do gás natural começou inicialmente nos Estados Unidos, país que detém o maior consumo deste produto desde o início da década de 20. Porém, o empurrão definitivo para sua expansão e comercialização internacional em grande escala foi dado na década de 60 na Europa Ocidental. A construção de gasodutos e grandes terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) em países da Europa Ocidental para receber o gás natural, vindo majoritariamente do Norte da África e da Rússia, possibilitou a implantação de um segundo mercado de gás natural mundial.

Questões ambientais estão cada vez mais presentes em projetos energéticos e têm sido fator definitivo na adoção do gás natural nos países industrializados da Organização de Países para o Desenvolvimento Econômico (OCDE). Obviamente, a descoberta de grandes reservas de gás natural no Mar do Norte e a construção do gasoduto que transporta gás natural desde a Rússia (Sibéria) até vários países da Europa Ocidental, consolidou a inclinação pelo seu uso maciço nesse continente na substituição de outras fontes energéticas mais poluentes como o carvão.

Países do Extremo Oriente como Japão, Coreia do Sul, Taiwan e Cingapura também aderiram à nova onda de expansão do uso de gás natural. A descoberta de reservas de porte significativo na Indonésia e o transporte em forma de GNL desde países do Golfo Pérsico, têm propiciado seu fornecimento para a região Ásia-Pacífico.

Os Estados Unidos, desde 1982, retomaram a utilização do gás natural, após um marcante declínio que começou na década de sessenta, como consequência de uma draconiana regulação vigente no mercado. A nova política para desregular a indústria começou a ser implementada no início dos anos noventa e tem motivado uma injeção de grandes investimentos no setor com a retomada do consumo e a exploração de jazidas marginais, agora economicamente viáveis pelo incremento no preço do gás natural. Estados Unidos vêm investindo de forma crescente na gera-

ção de energia termelétrica, em especial, usinas de ciclo combinado, tanto a carvão, matéria prima abundante nesse país, como a gás natural. Esse aumento na construção de térmicas ocasionou uma enorme procura por equipamentos dessa tecnologia entre 1998 e 2003. No mesmo período, outros países da Europa, Ásia e América do Sul também ampliaram seu parque termelétrico construindo usinas térmicas a gás natural aumentando mais ainda a procura por turbinas a gás e vapor.

Mundialmente, as reservas de gás natural encontram-se menos concentradas que as de petróleo. Contudo, a Rússia e os países do Golfo Pérsico detêm em torno de 70% das reservas conhecidas. Nas últimas duas décadas registrou-se um crescente aumento das reservas em todo o mundo, com exceção dos Estados Unidos, cujas jazidas dão sinais de estarem em fase de esgotamento, como previu Hubert cinquenta anos atrás mediante a análise da Curva da Campana.

2.1 A indústria de gás natural no mundo

O gás natural somente tem valor econômico quando existe produção, transporte e consumo, conhecido como a cadeia de valor do gás natural. O excedente econômico é atribuível à cadeia energética de valor como um todo, ou seja, o conjunto integrado: produção (*upstream*) e, transporte e desenvolvimento das atividades de mercado (*downstream*). Cada uma das partes é necessária para formar um potencial excedente de ingressos, porém nenhuma delas *per se* é capaz de gerar excedente econômico.

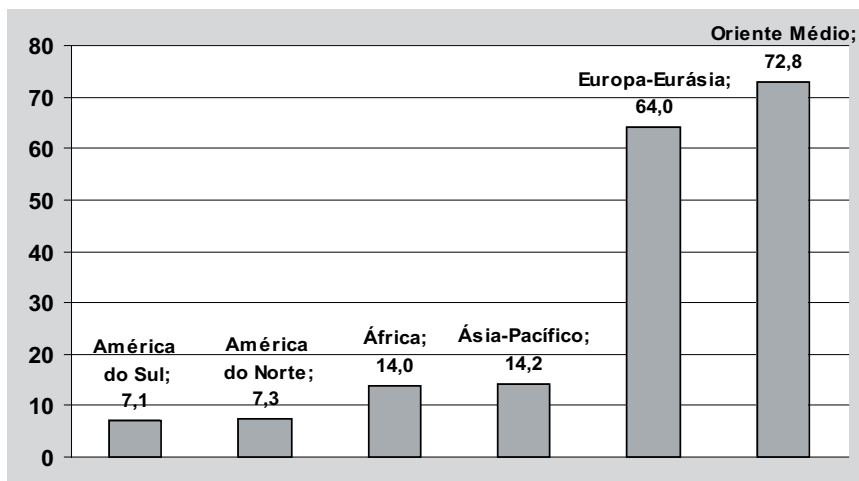
Em 2008, foram consumidas 11.295×10^6 tep (tonelada equivalente de petróleo) de todas as formas de energia (BP STATISTICAL 2008), excluindo a biomassa. O gás natural participava com 23,5 % da demanda de energia, tornando-se o terceiro produto energético em importância, logo atrás do petróleo (36,4%) e do carvão (27,8%).

Algumas características intrínsecas da comercialização do gás natural são: (i) o mercado do gás natural, ao contrario do petróleo que é global, encontra-se confinado à regiões específicas, regionais ou nacionais, que têm perfis particulares e cuja dinâmica é exclusiva para cada uma; (ii) não existe conexão ou uniformidade de ações entre os mercados gasíferos; (iii) soluções peculiares para um mercado não são válidas para outro; (iv) observa-se também que em regiões com comércio internacional consolidado, grandes transações quase sempre têm forte ingerência da política governamental.

A Federação Russa possui a maior reserva do planeta com 44.650 trilhões de metros cúbicos. Esse país é o principal responsável para que a

região de Europa-Eurásia detenha 33,5% de todas as reservas de gás natural globais, que são estimadas em 59,4 trilhões de m³ (Tmc). No Oriente Médio se encontram 41,3% das reservas, África e Ásia-Pacífico detêm 8,2% cada uma. Tanto América do Norte quanto América do Sul são as regiões menos favorecidas no que tange ao volume das reservas, possuindo cada uma 4,2% do total, ou em valores absolutos, quase oito trilhões de m³ (BP Statistical, 2008) (Figura 4).

Figura 4: Reservas mundiais provadas de gás natural (Tmc)



Fonte: Elaborado a partir de BP Statistical Energy, 2008.

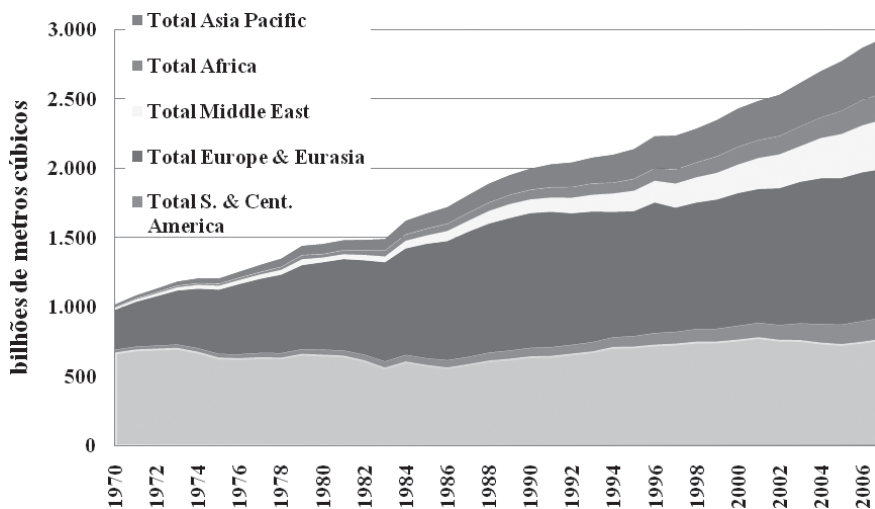
O gás natural apresenta sérias restrições no que diz respeito a sua comercialização. A onerosa infra-estrutura para escoá-lo limita sua comercialização em localidades onde não existe um gasoduto, muito embora hoje já existam soluções pontuais como o transporte criogênico e o gás comprimido transportado em caminhões. Os custos de transporte de gás natural variam conforme a distância e a tecnologia utilizada. Os gasodutos são economicamente mais viáveis em distâncias de 2000 a 4000 km. Dependendo do tamanho do gasoduto e do volume de gás transportado, acima dessas distâncias a tecnologia da criogenia torna-se atrativa, sem contar que, no comércio interoceânico, é a única alternativa. O Gás Natural Liquefeito (GNL) tem preços registrados em contratos, que vão desde US\$ 2,00/MMBtu até US\$ 12,54/MMBtu; já para os gasodutos esse preço pode variar de US\$ 0,40/MMBtu até US\$ 10,0/MMBtu (US-EIA Report, 2005).

Na indústria de gás natural, os contratos de compra/venda são cruciais para o desenvolvimento do mercado, uma vez que o preço em *city gate* é um fator chave para que o produto energético ganhe competitividade perante seus concorrentes e clientela entre os consumidores finais. A formação do preço do gás natural é uma questão complexa que foge ao escopo de análise do presente livro, uma vez que aspectos de caráter econômico, geográfico, contratual e energético são considerados na sua formação.

Em muitos mercados, o gás natural costuma ser armazenado com o objetivo de desempenhar um papel importante na relação oferta-demanda durante épocas de alto consumo ou de escassez. Os locais nos quais é armazenado o gás natural são: cavernas de sal, minas, aquíferos, cavernas de rocha dura, reservatórios esgotados. Os setores pelos quais o gás é mais utilizado mundialmente são: o industrial, com 44% do consumo; transporte, com 4,8%, e outros, com 51,2%, onde está incluída a geração termelétrica, a cogeração, o aquecimento de espaços, etc.

A Rússia hoje é o maior produtor de gás natural do mundo, com 607 bilhões de metros cúbicos em 2007, produção que faz da Europa-Eurásia a maior região produtora de gás natural (Figura 5). Os países da Europa Ocidental e os Estados Unidos importam boa parte do gás que consomem, visto que suas reservas e produção são insuficientes para atender o mercado interno. No caso da Rússia, esta não só é auto-suficiente, mas também, exporta 25% da sua produção para países de Europa Ocidental e Oriental. Vários países da África e do Oriente Médio exportam grande parte de sua produção para o mercado europeu, embora o consumo interno tivesse um aumento significativo nos últimos anos. Na região Ásia-Pacífico, há uma clara distinção entre países exportadores (Indonésia, Malásia, Brunei) e importadores natos (Japão, Coreia, Taiwan e Cingapura). Os três últimos conhecidos como Novos Países Industrializados (NICs em inglês) atendem sua demanda de energia importando combustíveis fósseis e localmente gerando boa parte da energia elétrica por usinas nucleares.

Figura 5: Produção de gás natural (10⁹ mc)



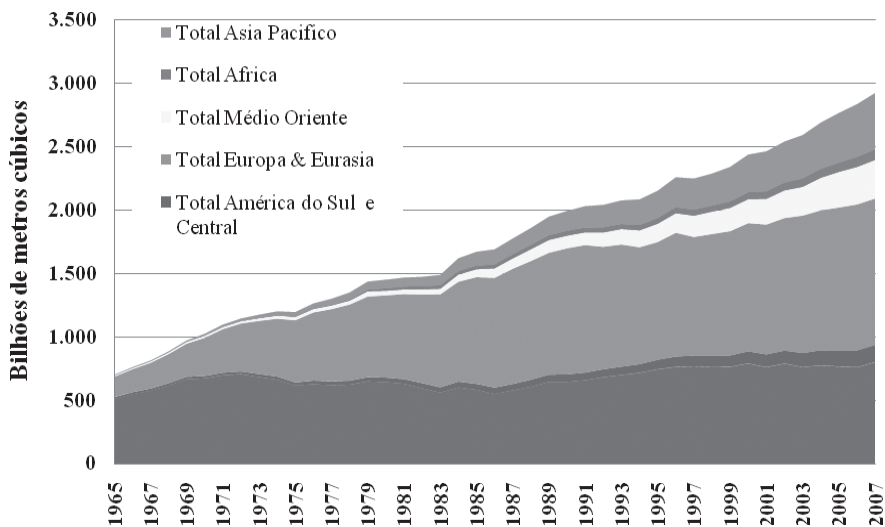
Fonte: Elaborado a partir de BP Statistical Energy, 2008.

A indústria de gás natural mundial, entre 1980 e 2003, tem apresentado taxas de consumo que vão desde 0,83% na América do Norte; 1,93% na Europa Oriental e ex-União Soviética; 2,84% na Europa Ocidental; 5,32% na América Central e do Sul; 5,76% na África; 7,86% na Ásia e Oceania; e 8,98% no Oriente Médio. No entanto, vale a pena ressaltar a brusca queda na demanda de gás natural em países que formavam a União Soviética e outros da Europa Oriental após ruir o regime comunista. Nesses países, a retração do setor industrial e a diminuição da renda per capita junto ao corte de subsídios no fornecimento do gás natural aos consumidores residenciais foram os principais fatores para a diminuição da demanda de gás natural, no entanto, desde 1999 vem se observando uma gradual recuperação do seu consumo, paralelamente à recuperação da economia. No mundo, regiões com a demanda reprimida vêm apresentando taxas de consumo acima de 5%, a maioria delas em países com mercados de gás natural em pleno desenvolvimento e localizadas, preferencialmente, na Ásia, e em menor grau na América Latina e África.

A figura 6 evidencia como o consumo de gás natural está crescendo em regiões fora dos mercados tradicionalmente conhecidos até 1980. Essa tendência deverá acentuar-se nos próximos vinte anos. Países responsáveis por essa crescente demanda serão principalmente Brasil, China, Índia, Turquia, Tailândia e Irã, todos eles com grandes populações e uma parte significativa dela sem acesso a energia elétrica ou outros tipos de

combustíveis, fato que produzirá um forte crescimento de demanda de energia, seja de derivados de hidrocarbonetos (petróleo, gás natural e carvão), bem como de energia elétrica e bicombustíveis.

Figura 6: Consumo de gás natural por região (10⁹ mc).



Fonte: BP Statistical Energy, 2008.

2.1.1 Suprimento e disponibilidade

A cadeia do gás natural (GN) é formada por três partes: exploração/ produção, transporte e distribuição. Depois de extraído, o GN é transportado via gasodutos ou tanques criogênicos até os centros de consumo. A possibilidade de vazamento de gás devido à ruptura do duto é remota e, se ocorrer, este é detectado rapidamente, acionando o sistema de segurança do gasoduto. A distribuição de gás natural ocorre de qualquer ponto do gasoduto, ao contrário do que ocorre com todos os demais energéticos, através de ramificações. No entanto, deve-se proceder a uma adaptação especial e a uma medição nesse local para contabilizar o fluxo de GN. A distribuição, na prática, começa na estação receptora dos grandes dutos, chamada de *city gate*, até os consumidores finais (BANKS, 2003). A tecnologia envolvida na distribuição de GN é conhecida há quase um século, não sofrendo modificações de concepção básica até hoje.

O gás natural não possui, *per se*, um mercado cativo e sua competitividade perante os outros produtos energéticos concorrentes é dificilmente

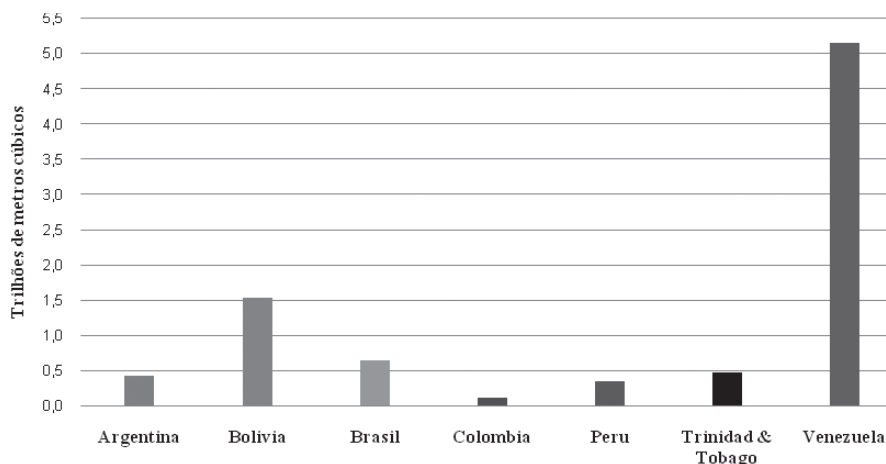
alcançada quando a conjuntura de preços é adversa (devido aos contratos estarem indexados às variações cambiais e cotações internacionais de derivados do petróleo), e a regulamentação ambiental de combustíveis, estes mais poluentes, está ainda incompleta. Este último fator conduz à pouca predisposição dos usuários industriais e comerciais em adotar o gás natural, mesmo conhecendo seus benefícios ambientais e técnicos no aumento da produtividade decorrente de sua utilização.

2.1.2 Reservas e recursos no Cone Sul

No Cone Sul, o aumento significativo das reservas de gás natural está propiciando o surgimento de um sistema de gasodutos conectando todos os países da região. Esta rede vem crescendo paulatinamente e provavelmente dará maior segurança e confiabilidade no suprimento de gás aos grandes centros consumidores. A figura 7 mostra o tamanho das reservas de gás no continente sul-americano; pode-se deduzir que, embora o continente possua reservas discretas em relação às reservas dos outros continentes, elas não são um empecilho para a expansão desta indústria na região, uma vez que o mercado regional ainda é discreto.

A Bolívia, principal fornecedora do Brasil, tem reservas contabilizadas de gás natural da ordem de 1.450 bilhões de m^3 , suficientes para abastecer o mercado brasileiro por no mínimo 50 anos, caso se utilize a capacidade plena do Gasbol, que é de 30 milhões de m^3/dia^{-1} . O Brasil pode dispor de 657 bilhões de m^3 de gás natural se contabilizadas as reservas da Bacia de Santos recentemente descobertas e por serem certificadas; hoje, efetivamente, tem 316 bilhões. A Argentina detém reservas de gás natural de 745 bilhões de m^3 , as estimativas de aumentá-las são marginais e dependem de uma mudança na política energética do governo central. O congelamento de tarifas propiciou um crescimento da demanda significativo, porém desincentivou o investimento na exploração e as reservas caíram para 660 bilhões m^3 em 2207.

Figura 7: Reservas de gás natural na América do Sul (Tmc).



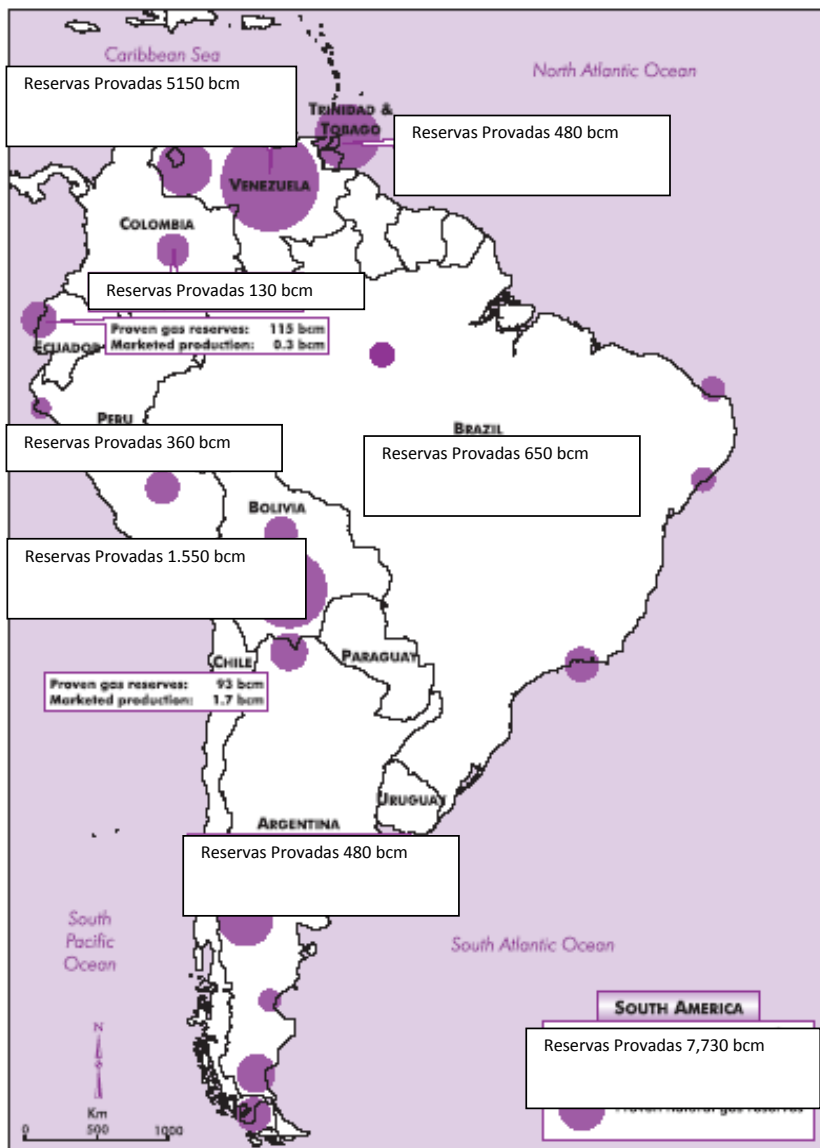
Fonte: BP Statistical Review, 2008

A Venezuela, detentora de 66% das reservas de gás natural do continente (5,5 trilhões de m³), quinto maior produtor de petróleo do mundo e com grande potencial hidrelétrico. Esse país destina a maior parte de sua produção ao abastecimento de grandes consumidores industriais como siderurgias e refinarias. A Venezuela tem apresentado constante retração de seu PIB, com ênfase acentuada desde o governo Chaves. As posições de confronto do presidente desse país em relação à oligarquia local, aos EUA em particular e, ao modelo capitalista, vêm modelando uma postura nacionalista embora questionável para uma parte dos cidadãos venezuelanos. Apesar da bonança energética no país devido aos altos preços do barril de petróleo, a renda proveniente da comercialização do petróleo não se traduz em bem-estar e benefícios para a população e nem um desenvolvimento científico-tecnológico relevante, pois a ausência de uma política integrando o setor industrial, energético e agropecuário é evidente na Venezuela. A eventual alta de preço do barril de petróleo, nos últimos anos, tem amenizado os exorbitantes gastos do governo, mas sabe-se que essa situação pode mudar a qualquer momento se o preço baixar. Além do mais, como não se observam mudanças ou estratégias palpáveis do governo Chaves no sentido de tornar menos vulnerável e dependente a economia venezuelana da volatilidade do preço do petróleo, a situação da Venezuela tende a continuar inalterada.

Cabe destacar a participação de Trinidad & Tobago no aumento das suas reservas de gás natural e, conseqüentemente, na produção de gás natural nos últimos 30 anos. Em 1970 produzia 1,8 bilhões m³, já em 2007

a produção deste país atingiu o volume de 39 bilhões de m³ equivalente a 106 milhões de m³d⁻¹, apenas menor que a Argentina. Dessa forma, Trinidad & Tobago tornou-se um *player* importante no mercado mundial de gás natural liquefeito GNL, uma vez que mais de 70% de sua produção é exportada (Figura 8).

Figura 8: Localização das Reservas de GN na América do Sul



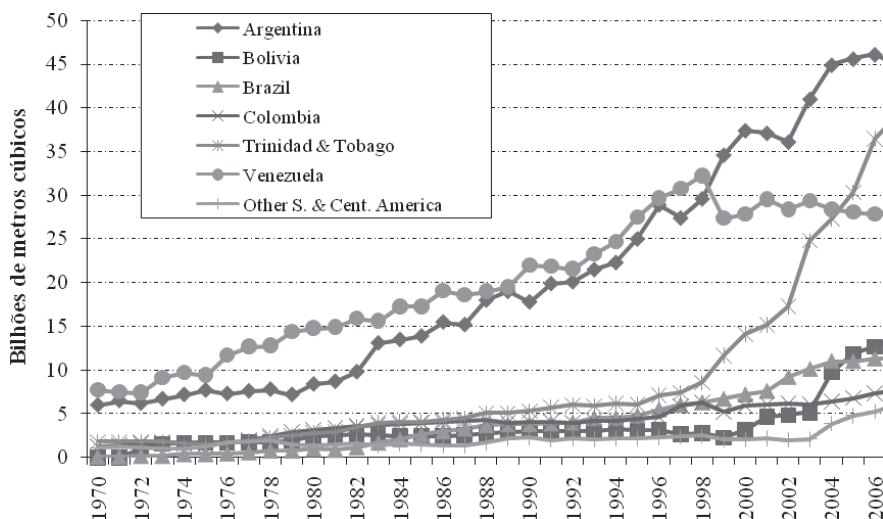
Fonte: IEA, 2003

2.1.3 Produção de gás natural no continente

A figura 9 mostra o comportamento da produção de gás nos países da América do Sul, a qual vem crescendo de forma acelerada desde 1996. A Argentina é o país com mais longa tradição na utilização do gás natural e sua produção data de 1940, em 2007, produziu em média 123 MM m³/dia destinados ao consumo doméstico e à exportação, 12% ao Chile, mas observa-se queda na produção de gás natural na Argentina nos 2000 a 2002. Na Bolívia a produção teve um período de estagnação entre 2001 e 2003. A produção de gás no Chile vem caindo desde o início da década de 1990, suas reservas de porte pequeno e o custo alto da produção são as razões para essa queda. Por outro lado, recentes descobertas de reservas de gás natural na bacia de Santos colocam o Brasil numa situação menos preocupante quanto à garantia de suprimento no futuro. A produção do Brasil foi de aproximadamente 31 MM m³/dia; quase 80% dela provêm da bacia de Campos e somente dois terços do total são comercializados de fato.

A Bolívia vem aumentando sua produção gás natural em função do acordo feito com o Brasil e exportou para esse país, em 2007, 37 MM m³/dia. Na Bolívia a política gasífera tem privilegiado as exportações: nas décadas de 70 e 80 para a Argentina, e a partir de 1999 para o Brasil, existem planos de ampliar para mercados de gás natural do México, da Costa Oeste dos Estados Unidos e talvez do Chile e do Sudeste Asiático. No entanto, na nova Lei de Hidrocarbonetos elaborada pelo governo de Evo Morales, a ênfase é priorizar a industrialização do gás natural e outorgar-lhe maior valor agregado para exportar. No entanto essa meta já está comprometida pela falta de capital para investimento da empresa de petróleo local e pelo desinteresse de investir das empresas internacionais perante um cenário incerto onde não há segurança jurídica e uma clara postura intervencionista do governo central.

Figura 9: Produção de GN no Cone Sul.



Fonte: Elaborado de EIA, BP Statistical, 2008.

2.1.4 Demanda de gás natural no Cone Sul

A despeito da queda que se observa na produção, o mercado chileno de gás natural vem crescendo a taxas altas e de forma notável. A construção de três gasodutos ligando a Argentina com o Chile permite que esse aumento de consumo de gás venha sendo atendido, cogitando-se, inclusive, construir mais gasodutos, um deles proveniente da Bolívia.

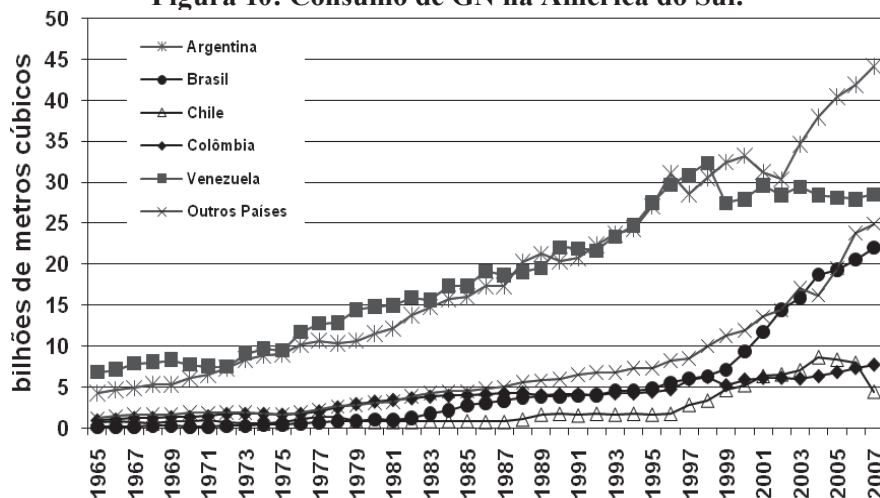
O caso do mercado argentino é sintomático da aguda crise que atravessou o país de 1999 até 2002. A queda na demanda de gás natural foi significativa entre 1999 e 2003. Nesse período de contração da demanda, a produção de gás nas jazidas argentinas manteve-se linear, porque o mercado chileno absorveu o diferencial negativo do consumo na Argentina. Desde 2004 tem se observado um aumento na demanda de gás natural, chegando a 122 milhões de m³/dia em 2007, embora não esteja havendo uma contrapartida no lado da oferta, pois, devido ao congelamento das tarifas do gás, os produtores se sentem pouco motivados para investir, levando a um impasse na oferta/demanda de gás natural e cuja solução econômica vem sendo tratada de forma política e demagógica pelo governo argentino.

O Brasil também mostra evolução na demanda de gás pois as importações do gás boliviano vêm crescendo desde 1999, disponibilizando maior volume desse energético para os principais centros industriais do

país. Assim, apesar da tímida produção de gás no país, a demanda se manteve crescente (Figura 10).

A demanda doméstica de gás natural na Bolívia é de 2 MM m³/dia - extremamente pequena para todo o potencial de reservas de gás que possui, conseqüentemente, o crescimento do consumo de gás é imperceptível. Caso cheguem a se concretizar os projetos de industrializar o gás natural, mediante tecnologias como o *Gas-to-Liquid* (GTL), direcionada para converter combustíveis sintéticos e construir plantas gás-químicas e obter derivados do gás, a demanda doméstica crescerá significativamente.

Figura 10: Consumo de GN na América do Sul.



Fonte: Elaboração própria a partir de BP Statistical 2008

2.2 Infra-estrutura e mercados de gás natural

Nesta subseção serão discutidos dois componentes importantes da cadeia de valor do gás natural: a infra-estrutura existente e pretendida para seu escoamento e o perfil dos mercados de gás natural da América do Sul.

2.2.1 Malha de gasodutos de interligação nos países do Cone Sul

América do Sul é um continente extenso com quase 20 milhões de m² e cuja maior densidade populacional se encontra no litoral e os maiores centros urbanos se encontram nessa parte. Por outro lado, grande parte dos recursos e as fontes de energia se encontram na parte continental ou em regiões pouco habitadas ou de difícil acesso. Construir uma

infra-estrutura necessária para levar petróleo, gás natural e energia elétrica significa pesados investimentos dadas as grandes distâncias existentes entre os centros de consumo e as fontes de produção, motivo pelo qual a infra-estrutura inter-continental deve ser ampliada. Os investimentos para tornar tangível essa infra-estrutura deverão vir de empresas nacionais ou transnacionais de grande porte, contudo, os incentivos para esse vultoso dispêndio de capital precisam ser costurados em um apanhado de políticas regulatórias industriais, tecnológicas e energéticas.

A complementação energética entre os países da América do Sul também é incipiente e precária. Contudo, entre os países do Cone Sul tem havido um avanço significativo nos últimos anos, o gás natural tem se tornado um vetor que está propiciando a integração energética pragmática, principalmente na indústria de gás natural. Apesar da percepção de que o fortalecimento da integração energética seja crucial para o desenvolvimento dos países da região, esta ainda não foi implementada como um projeto continental pelos governos. Entre as principais restrições para se tornar exequível estão a instabilidade econômica presente de tempos em tempos e as estruturas regulatórias incompletas que não estabelecem condições para satisfazer interesses do capital. Embora exista a potencial ameaça de racionamento de energia elétrica ou de gás natural em vários países e da importância de construir e fortalecer a infra-estrutura energética, ações governamentais não conseguirão ser efetivas se as transnacionais de energia atuantes na região não sentirem que há condições para atrativos retornos do capital investido na região.

Conforme dados da Comissão Econômica para América Latina (CEPAL, 2006), na América do Sul já foram investidos US\$ 6,1 bilhões em gasodutos de integração que estão em operação; em gasodutos em construção se tem investimento de US\$ 1,165 bilhão; e, há cerca de US\$ 8,4 bilhões previstos para gasodutos em estudo. No entanto, apesar desse montante de investimentos percebe-se que uma coesa integração entre os países da região ainda está longe de ocorrer, pelo menos nos moldes da Europa. Isso implica que deverá passar algum tempo antes que os governos comecem a enxergar a importância da integração energética e quanto ela é fator chave para o desenvolvimento do continente.

O mapa da figura 11 mostra que a Bolívia está se tornando o centro nevrálgico na distribuição do gás natural do continente. Este fato se dá tanto pela sua localização geográfica como pelas reservas existentes no seu território. Existem projetos para escoar o gás boliviano ao Oceano Pacífico, à Argentina e ampliar gasodutos para o Brasil. Na parte norte do continente a Colômbia importa da Venezuela gás natural e a tendência é ampliar esse comércio. Na parte Sul, há quatro gasodutos ligando Argen-

tina e Chile, a restrição imposta pela Argentina à exportação de gás para o Chile deve abalar futuros empreendimentos entre esses países. O último gasoduto internacional construído foi o que liga a Argentina ao Uruguai. A previsão é que, partindo de Montevidéu, se construa um outro duto ligando Porto Alegre, o que daria uma posição privilegiada a esta cidade em termos de suprimento de gás natural.

A pífia efetivação do programa PPT⁴, lançado no ano 2000 pelo governo FHC, com as térmicas servindo de âncora para o gás natural, obrigou o governo Lula a elaboração de uma nova estratégia de consumo para o gás importado da Bolívia e para as significativas reservas descobertas deste combustível na Bacia de Santos. A indefinição sobre onde será instalada a nova refinaria, a surpreendente elevação do barril de petróleo, que superou a barreira dos US\$ 145,0 em julho de 2008, e seus impactos na fixação do preço dos combustíveis devem contribuir para que o setor gasífero ainda seja olhado com muita reserva pelos agentes do mercado.

4 O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) previa uma capacidade instalada de 20.974 MW em usinas térmicas e um consumo estimado de 89,6 MM m³/dia.

Figura 11: Infra-estrutura de gasodutos na América do Sul (2002)



Fonte IEA, 2002

O governo do presidente Lula junto à Petrobrás tem lançado o Plano de Massificação do Uso de Gás Natural. Segundo dados apresentados pela Petrobrás, a empresa pretende investir US\$ 3,9 bilhões no período

do 2004-2010 para ampliar ou construir novos gasodutos de transporte. Os investimentos serão nos seguintes projetos: Malha Nordeste, Malha Sudeste, Gasodutos Urucu-Manaus (725 km), Campinas-Rio (453 km), Lorena-Poços de Caldas, (163 km) Urucu-Porto Velho (550 km), ligação Sudeste e Nordeste - GASENE (1.215 km), ampliação do Gasbel e o projeto de Gasoduto Virtual Gemini.

O objetivo é outorgar confiabilidade no suprimento de gás (GASENE, com início de operação em 2009), antecipar a criação de mercados em regiões sem infra-estrutura ou transportar o gás natural para localidades distantes das fontes de produção ou da atual rede de gasodutos. Por conta disso, os investimentos pretendidos em infra-estrutura são elevados visto que o Brasil é um país continental e as distâncias até os centros de consumo são grandes. O Brasil, através do Ministério de Minas e Energia do governo do Partido dos Trabalhadores (PT) vem ajustando anomalias de caráter regulador e normativo para posteriormente definir como será a dinâmica da integração com os países vizinhos.

2.2.2 A opção pelo gás natural

O gás natural vem ganhando cada vez mais espaço no mercado energético mundial, em função de várias razões, entre elas:

- Surpreendente crescimento das reservas;
- Combustível fóssil que menos polui;
- Amplo uso nos segmentos industriais e comerciais;
- Consolidação de mercados de gás natural;
- Tecnologias novas com melhor desempenho e eficiência;
- Crescentes pressões ambientais;
- Alto preço do petróleo;
- Monetizar reservas de gás;
- Ampliar mercado de trabalho para profissionais da área;
- Carência de fontes de energia para atender demanda em grande escala;
- Diversificação da matriz energética.

Como se pode observar são várias as razões pelas quais o gás natural tem sido escolhido, neste início do século XXI. Esse energético poderá substituir parcialmente vários derivados do petróleo e inclusive o consumo de energia elétrica em alguns equipamentos de uso-final.

2.2.3 Panorama dos mercados de gás natural nos países do Cone Sul

No panorama atual dos mercados de combustíveis do Cone Sul, como em qualquer indústria de capital intensivo, há uma clara e seleta presença de grandes companhias da área de petróleo e gás natural⁵. Estas têm adotado a filosofia de “companhias de energia” visando uma participação acionária, de preferência, em todos os segmentos da cadeia de gás natural com o objetivo de proporcionar maior valor agregado ao produto final e ampliar a sua participação nos lucros.

Embora a economia de mercado pregue a quebra de monopólios na cadeia de gás natural na busca de uma eficiência na prestação dos serviços ao consumidor final, entende-se isso por preços mais justos pagos pelo suprimento de gás ou energia elétrica e, liberdade de escolha do consumidor. Na prática, o que se tem visto é uma tendência de consolidação de grandes grupos capitalistas na indústria de energia dominando o mercado, inibindo de forma sutil qualquer possível concorrência. Além do mais, desde 2000 tem havido uma acentuada queda do volume de investimentos estrangeiros diretos no Cone Sul e no setor energético e esse impacto tem sido significativo (CEPAL, 2004).

Analisando particularmente os principais mercados, constata-se que a Argentina é o país que tem o mercado de gás natural mais consolidado e maduro dentre os países do Cone Sul e do continente Sul-americano como um todo. A indústria argentina de gás natural tem um histórico de quase quarenta anos. A utilização desse combustível fóssil alcança todos os segmentos (industrial, residencial, comercial e de geração de energia elétrica). A produção de gás natural na Argentina cresceu a uma taxa média de 4,5% até 1999, nesse ano começou o declínio na produção devido à aguda crise econômica que viveu esse país durante quatro anos. Em 2004, como consequência do congelamento das tarifas de gás natural a Argentina vem atravessando uma restrição energética, pois os produtores diminuíram a produção dos poços de gás passando de 99 poços explorados para apenas 44 em abril de 2004. Como o gás natural fornece mais de 45% das necessidades energéticas do país, a sua retração na oferta incide em todos os setores da economia. De qualquer forma, a produção é alta, chegando aos 100 MM de m³/dia, dos quais, por contrato, estava exportando 17,0 MM para o Chile. Após evidenciada crise energética, parte desse volume tem sido cortado, o que provocou sérios problemas econômicos e energéticos ao Chile pela falta do gás e problemas contratuais e diplomáticos à Argentina.

5 As principais são: Petrobrás (Brasil), Repsol-YPF (Espanha), Totalfinaelf (França), British Gas (Grã Bretanha), Pluspetrol (Argentina), Gás Natural (Espanha),

O delicado momento de falta de energia que a Argentina vem atravessando quanto à oferta de energia é semelhante ao que atravessou o Brasil no período 2001-2002. Embora esse país disponha de reservas de gás natural, acima de 700 bilhões de metros cúbicos, as restrições no fornecimento podem comprometer o crescimento do PIB argentino para os próximos anos, o qual registrou 8% em 2007. Além disso, a Argentina detém no gás natural um dos pilares da oferta de energia. Aproximadamente 43% das necessidades energéticas são supridas pelo gás natural, uma das participações mais altas do mundo.

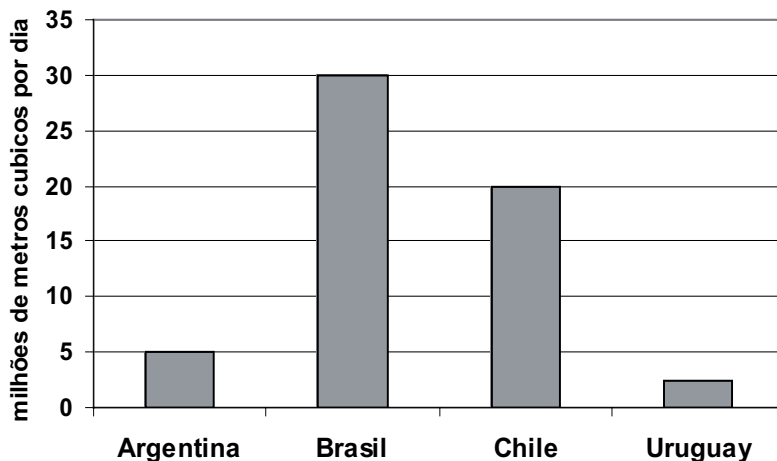
A causa do atual impasse no setor energético se deve a uma junção de fatores, porém os mais importantes são: a não aprovação, por parte do Poder Judiciário, de um aumento nas tarifas de gás natural no varejo e, sobretudo, o não cumprimento das empresas produtoras e transportadoras das metas de investimento fixadas nos contratos de concessão. Perante a crítica situação, o governo argentino definiu, em meados de 2004, algumas medidas para enfrentar a crise, entre as mais importantes se destaca um plano para investir US\$ 3,7 bilhões nos próximos cinco anos nas redes de transporte e distribuição, a criação de uma mega-empresa estatal – ENARSA – com participação do Estado em 53% das ações. Esta nova empresa teria a tarefa de recompor os níveis de reserva, produção e suprimento de gás natural, além de acompanhar as necessidades de infra-estrutura no transporte de gás natural e eletricidade. Paralelamente, para amenizar a falta de gás natural, eletricidade e petróleo no período de maior consumo (inverno), o governo argentino já está importando 4,0 MM de m³/dia da Bolívia e, eventualmente, deve importar energia elétrica do Brasil através do Rio Grande do Sul.

A crítica situação energética da Argentina reflete-se também no Chile, pois, este país importa cerca de 17,0 MM m³/dia de gás natural destinados à geração de energia elétrica e a planta gás-química localizada no extremo sul do país. A falta de gás natural para esses consumidores finais compromete o fornecimento de eletricidade em várias cidades e também as exportações de butano e etano da planta industrial no extremo austral do país. Além do mais, a Argentina exige revisão das tarifas nos contratos de gás com o Chile, argumentando que eles são negativos aos interesses da nação.

Em relação à Bolívia, este país produz cerca de 38,0 MM m³/dia, exporta para o Brasil através do Gasbol a maior parte dessa produção e, segundo informes da TBG, o volume importado em média foi de 30 MM m³/dia (2007). O mercado doméstico boliviano consome algo 2,0 MM m³/dia, considerando esse nível de produção, a relação Reservas/Produção – R/P – é de 250 anos. Em outras palavras, a quantidade de reservas de gás

na Bolívia é grande o suficiente para atender o Brasil com o Gasbol operando a plena capacidade. Existe a possibilidade de exportar para outros países do continente, como México e Estados Unidos e inclusive extra-continente, principalmente China e Japão.

Figura 12: Importações de gás natural via gasoduto na América do Sul (2007).



Fonte: BP Statistical, 2007

Embora, a Bolívia tenha um excedente de gás natural, esta não se vê favorecida economicamente. Nesse país as vastas reservas de gás natural (1,5 trilhões de metros cúbicos ou 48 Trilhões de pés cúbicos, segundo a empresa estatal YPFB) tornaram-se motivo de discórdia entre os próprios cidadãos do país. Há um setor da população com uma posição coerente de que o momento é propício para exportar e ganhar mercados sem descartar a possibilidade de industrializar localmente o gás natural e assim, outorgar-lhe valor agregado para atender a demanda doméstica e a de exportação. Por outro lado, existe uma facção crescente da população que, desconhecendo a dinâmica da indústria de gás natural, recusa qualquer possibilidade de exportar sem antes atender o minúsculo e pouco atrativo mercado doméstico. Diversos projetos estão sendo cogitados na Bolívia para exportar o gás: via gasoduto para Argentina ou Chile e via GNL para EUA/México. No médio e longo prazo os alvos serão os mercados do Sudeste Asiático, o que dependeria da construção de um terminal no Pacífico onde seria instalada a planta de liquefação de gás natural para ser posteriormente transportado em

barcos criogênicos via tecnologia GNL.⁶ As hesitações na escolha desse porto e as questões ainda não resolvidas de soberania entre Bolívia e Chile, podem comprometer a viabilidade desse projeto, uma vez que em um mundo globalizado como o atual, existem fornecedores de gás natural ávidos por novos mercados e capazes de chegar antes a esses mercados carentes de gás e com preço competitivo ou, no mínimo, adquirindo vantagens no pioneirismo do fornecimento de gás. A questão de o que fazer com o gás natural é muito delicada e a nova Lei dos Combustíveis Fósseis (*Ley de Hidrocarburos*) não garante investimentos na exploração, para as companhias em função da falta de segurança jurídica e, para a empresa nacional por não possuir capital necessário para os vultosos investimentos. Esta nova Lei cria receios sobre mudanças no marco regulatório e, a definição das novas regras de jogo gera incertezas nos *players* da indústria de gás natural que operam no país. A nova Lei inclui o fortalecimento da empresa estatal YPF, atendendo um anseio da população, o que possibilitaria ao governo uma participação mais ativa nos destinos do gás natural e poderia refletir numa dinâmica econômica pujante para o país caso o manejo fosse feito por pessoal capacitado e competente.

2.2.4 Demanda de gás natural no Brasil

O Brasil, mesmo em épocas de recessão econômica, tem mostrado que o consumo de energia elétrica é sempre crescente, salvo claro, em períodos de racionamento forçados como o que aconteceu em 2001-2002. As regiões de maior consumo de energia têm sido sempre o Sudeste e o Sul, mas, a região Nordeste, que concentra 25% da população do país e não possui nenhum recurso energético de relevância, vem despontando como um mercado que cresce a altas taxas. O Nordeste hoje importa grande parte de suas necessidades de energia elétrica do Norte, e de derivados de petróleo do Sudeste. O crescimento da economia na região do Nordeste, na última década foi significativo, e em alguns estados acima da média nacional. Isso se traduz em consumo de energia ascendente, obrigando a importações interestaduais e internacionais de energia.

Depois que o PPT foi quase descartado pelo governo LULA, nos moldes que foi estruturado pelo governo anterior, o objetivo agora é direcionar o uso do gás natural para os segmentos industrial, comercial e de transporte. Uma vez que estes segmentos aderem ao gás natural, tem um comportamento mais previsível e constante do que as térmicas. Os

⁶ GNL – Gás Natural Liquefeito, tecnologia mediante a qual o gás é submetido a uma pressão de 600 at. e congelado a -160° C.

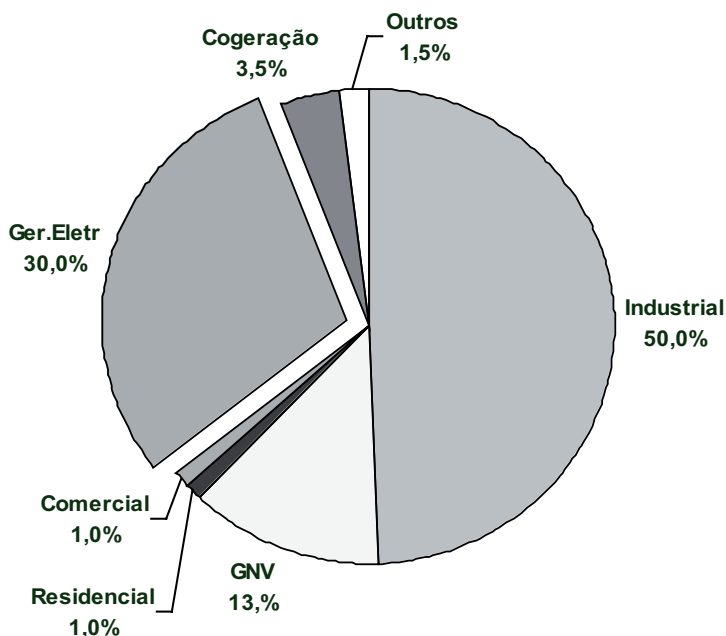
projetos denominados Gasene, Gasoduto Virtual e Malhas são a tentativa de ancorar o gás nesses setores, e assim escoar a produção nacional e o gás importado.

O Brasil também atravessa uma fase de revisão dos modelos do setor energético, inicialmente para o setor elétrico e posteriormente para o setor de gás natural. O atual Governo, no início do seu mandato, ameaçou desativar as agências reguladoras, porém, percebendo o desgaste político que teria decidiu rever sua postura. Contudo, os sinais para os investidores sobre os rumos de setor energético ainda não estão claros, embora se observe uma melhoria no confuso quadro que estava imerso a indústria de eletricidade.

O gás natural está sendo utilizado em diversos setores econômicos. O segmento industrial tem sido historicamente o mais importante consumidor do produto. Com a chegada do gás importado da Bolívia, a ampliação da produção na Bacia de Santos e prováveis empreendimentos de GNL no Nordeste, a demanda de gás será ampliada para outros segmentos. Embora, a um ritmo muito mais lento do que previsto inicialmente com o Programa Prioritário Termelétrico (PPT). Por outro lado, os segmentos comercial, industrial e uso veicular do gás natural (GNV) propiciarão aumento significativo na demanda desse energético, além de outorgar um consumo constante, firme e independente da situação hidrológica.

Na atualidade, os gasodutos construídos para transportar gás natural proveniente de países vizinhos são: Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), cuja primeira etapa termina em Campinas tem uma capacidade de 30 MM m³dia⁻¹ e extensão de 1970 km, (o Gasbol finaliza em Porto Alegre e possui uma extensão de 1180 km sua capacidade é menor que o da primeira parte e o transporte variável); o gasoduto Lateral Cuiabá de 267 km tem capacidade para transportar 2,8 MM m³dia⁻¹ e, finalmente, o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, do qual apenas 25 km estão efetivamente construídos dos 627 km do projeto, deverá ter uma capacidade de 12 MM m³dia⁻¹

Figura 13: Consumo de gás natural por segmento



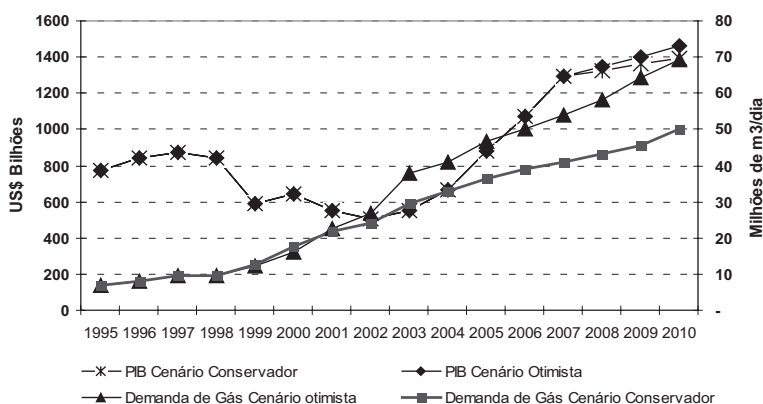
Fonte: Elaborado a partir do GASBRASIL 2005.

O consumo de gás natural no Brasil estava em 57,7 milhões de metros cúbicos por dia (m^3d^{-1}) em fevereiro de 2008. A região Sudeste consome 38,1 milhões m^3d^{-1} , seguida pelo Nordeste com 7,0 milhões m^3d^{-1} . O consumo de gás natural na produção de energia elétrica tem crescido significativamente desde 2003, e hoje é responsável por 30% da demanda. No entanto, ainda seria prematuro afirmar que o segmento de geração termelétrica manter-se-á nesse patamar, uma vez que o perfil de consumo de gás natural das térmicas muda no período de chuvas (Nov/Abril), ficando muitas delas sem despachar devido a abundância de água nas barragens hidrelétricas. O segmento de GNV tem se mantido constante, com uma participação de 13%, os segmentos residencial e comercial perfazem somente 2% do mercado e é pouco provável que sua participação na demanda de gás natural mude no curto e médio prazo (Figura 13).

A figura 14 mostra dois cenários para o consumo de gás natural, indexado ao crescimento do PIB. Dependendo do desempenho da economia, a demanda de gás natural poderá crescer até atingir 70 milhões de metros cúbicos por dia em 2010, com uma taxa de crescimento de 17,3%. O PIB nesse cenário pode chegar a US\$ 1.462 bilhões (2010), com uma

taxa média anual de crescimento de 3,87%, entre 2000 e 2010. Por outro lado, a demanda pode chegar a 49,4 milhões de metros cúbicos por dia em um cenário nacional conservador com taxas de crescimento anuais de 13%. O PIB, para um cenário conservador, pode atingir US\$ 1.390 bilhões em 2010 a uma taxa de crescimento anual de 2,57% nesta primeira década. Essa relação se dá porque com o crescimento da economia o gás natural tende a ganhar espaço no mercado, sobretudo, cativar consumidores do segmento industrial e comercial (shoppings, hotéis), que uma vez aderindo ao gás constituem uma demanda mais equilibrada e constante, garantindo fluxo comercial e físico do gás natural para os agentes da cadeia de valor do gás natural.

Figura 14: Crescimento do PIB e demanda de gás natural



Fonte: Elaborado a partir de BC, 2008, Gasbrasil 2003.

2.3 A geração termelétrica no cenário energético brasileiro

2.3.1 O parque termelétrico no Brasil

No Brasil, a maior parte das térmicas a gás natural está concentrada no Sudeste e na parte litorânea do país, onde se encontram as maiores aglomerações populacionais. As usinas vêm sendo construídas e operadas por grupos de companhias de energia, nacionais e estrangeiras de experiência no setor energético. Até março de 2004 a capacidade instalada das usinas termelétricas a gás natural somava 5.178,83 MW, classificadas conforme a tabela 1.

Até o primeiro semestre de 2004 estavam operando 128 usinas; quarenta e seis que não fazem parte do Plano Prioritário das Termelétricas (PPT) com potência total instalada de 993 MW; vinte e um do programa PPT, com potencia instalada equivalente a 5.135,3 MW; seis no regime de cogeração 108,8 MW; e, cinquenta e cinco emergenciais, com potencia de 2.035,6 MW, perfazendo um total de 8.272,7 MW de capacidade instalada em termelétricidade (incluem-se aqui usinas térmicas movidas a biomassa).

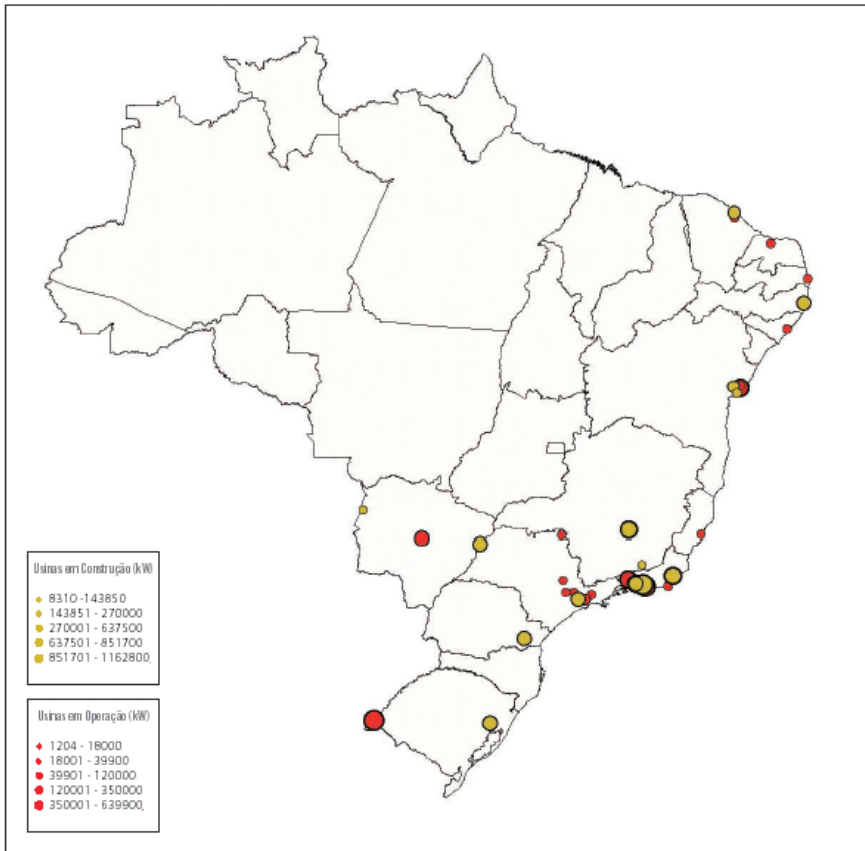
Tabela 1: Usinas termelétricas aprovadas pela ANEEL para o Brasil.

	Quantidade	Potência (MW) 2001	Potência (MW) 2002	Potência (MW) 2003	Potência (MW) 2004
Não fazem parte PPT	46	64,6	378,1	463,1	87,2
PPT	21	942,0	1508,3	987,6	1697,4
PPT com cogeração	6	9,8	35	64	-
Emergenciais	55	25,0	2004,6	-	6,0
Total	128	1.041,4	3926,0	1514,7	1790,6

Fonte SIESE /2004

Na região Centro-Oeste estão previstas a ampliação e operação das Usinas William Arjona de Campo Grande (80 MW + 94 MW), autorizada pela ANEEL; a operação da Usina de Três Lagoas (2x120 MW); e, a construção da Usina de Corumbá (88 MW), estas duas últimas com participação da Petrobrás (Figura 15). No Mato Grosso, a UTE de Cuiabá de propriedade da empresa Prisma (ex-Enron), está habilitada para operar em toda a sua capacidade instalada – 345 MW –, no entanto, o Operador Nacional do Sistema, órgão que coordena o gerenciamento e operação do sistema nacional de energia elétrica, não autoriza sua plena operação enquanto houver excedente de geração hidrelétrica.

Figura 15: Localização geográfica das usinas termelétricas no Brasil.



Fonte: BEN 2003.

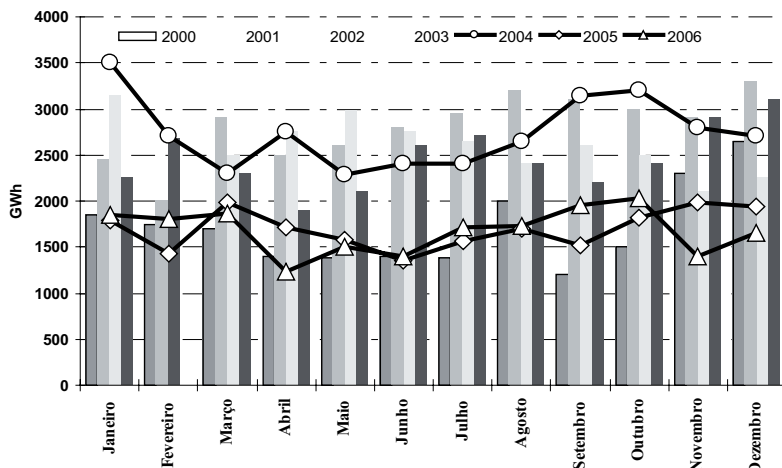
2.3.2 Geração de energia elétrica a partir de gás natural

Até o início dos anos 1990 o suprimento de energia elétrica vinha predominantemente da hidreletricidade (97% em 1990). Esse quadro não deve mudar no curto e médio prazo, em 2006 as termelétricas responderam por 8,7% da produção de eletricidade, e se constata abundância de água nos reservatórios. No tocante à capacidade instalada, todo o parque térmico incluindo usinas a gás natural, carvão e as duas nucleares de Angra dos Reis, está em torno de 20.000 MW o que representam 13 % do total.

A Figura 16 mostra o comportamento da produção de energia térmica de 2006 a 2007. Como consequência do racionamento de eletricidade decretado pelo governo FHC, o período 2001-2002 foi o que registrou a maior geração termelétrica já produzida no Brasil, e, coincide com a

época de baixo volume de água acumulado nas barragens hidrelétricas. O aumento de geração térmica ao final de 2003 se explica em função das unidades que tinham começado a ser implementadas em 2002 e entraram em operação. Porém, até fins de novembro de 2004 muitas delas estavam sem operar⁷, pois o ONS) órgão que decide e define a prioridade de geração, estima que as usinas hídricas estejam com folga, despachando quase 92% da geração, desestimulando a operação das térmicas no curto e médio prazo.

Figura 16: Produção mensal de energia termelétrica.



Fonte Elaboração própria a partir de dados do ONS e BEN 2003.

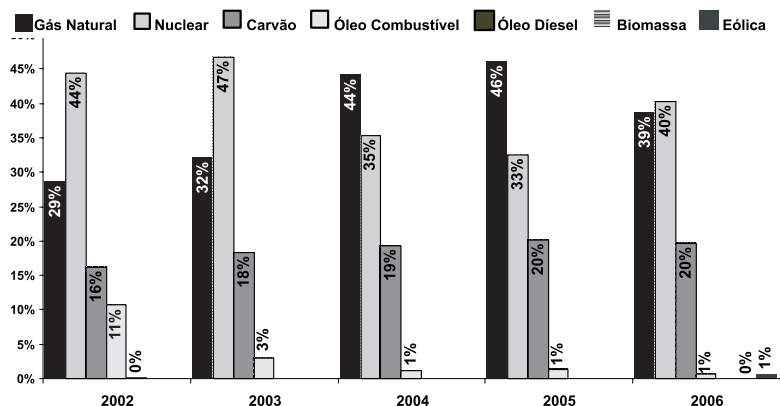
A produção de energia termelétrica convencional vem oscilando entre 2.500 e 3.000 GWh por mês, com uma média de 2.740 GWh e representou nos cinco últimos anos 8,0% da energia elétrica despachada pelo ONS. No entanto, nos últimos dois anos as térmicas têm sido menos requeridas que nos anos anteriores. Fatores como uma precipitação pluvial mais regular nas bacias, fato que disponibilizou maior quantidade de água para as hidrelétricas, e o gás natural direcionado preferencialmente para uso industrial, têm contribuído para essa queda (Figura 16). As térmicas são necessárias no sistema sob o conceito de complementaridade térmica. Isso significa que, tendo em vista o alto grau de volatilidade da variável estocástica, que é a afluência de água nas bacias hídricas (quanto, onde e quando chove) e sua grande variabilidade, dispor de usinas térmicas para cobrir períodos longos de ausência de água evitaria possíveis colapsos no

⁷ A Petrobrás pagou em 2003 US\$ 324 milhões para térmicas que sequer geraram energia elétrica; os contratos firmados durante a época do racionamento obrigam a fazer esse desembolso.

Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica (SANTOS, 2004). O ONS para manter a margem de segurança nos reservatórios entre 46% e 53% autoriza a operação das usinas térmicas para gerar termelétricidade, embora muitas vezes optar pela manutenção dessa margem seja onerosa para o país, tal qual ocorre desde dezembro de 2007, com um total gasto de R\$ 700 milhões (GASBRASIL, 2008).

A geração termelétrica em 2006 foi de 33.859 GWh vindo mais de 65% do Sudeste/Centro-Oeste, em torno de 30% do Sul e o resto do Nordeste (5%). A figura 17 apresenta a evolução anual da geração termelétrica no país, em percentual, desde 2002 a 2006. A região Nordeste é a mais carente em termos de geração de energia elétrica e também é a que menos possui térmicas, havendo um grande déficit no fornecimento de eletricidade. Tanto o governo quanto os investidores privados olham essa região como a que tem todas as características para receber térmicas a gás natural, contudo a restrição na infra-estrutura de transporte ainda deve ser preenchida, ou seja, construir gasodutos e portos que possam escoar o gás natural.

Figura 17: Participação dos combustíveis na energia termelétrica (%).



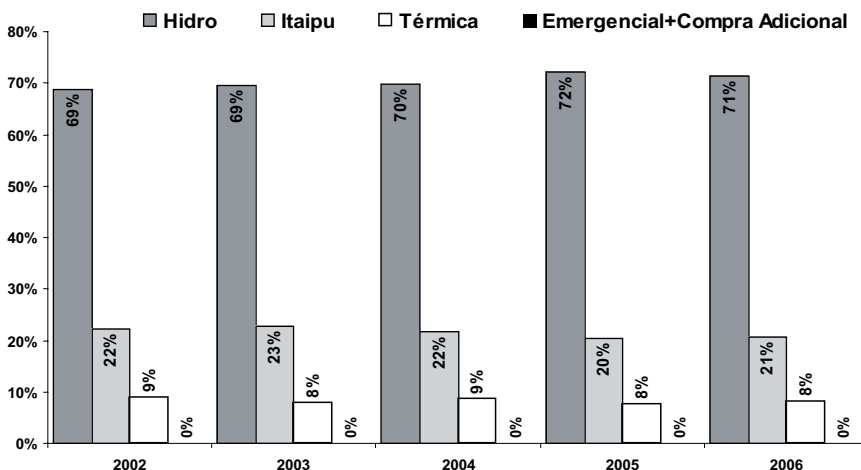
Fonte: ONS, Relatório 2007.

A produção de energia elétrica no Brasil em 2006 foi de 416.368 GWh, desse total 33.859 GWh (8,0%) foram gerados por usinas térmicas (gás natural, nucleares, diesel, etc.). Pelas colunas da figura 18 evidencia-se quão marginal é a contribuição das térmicas na produção de eletricidade. Esse perfil deve permanecer no Brasil ainda por várias décadas, pois, o potencial hidrelétrico estimado do país é de 258.420 MW e apenas 73.000 MW estão em exploração, ou seja, 28% do total. No en-

tanto, é válido ressaltar que boa parte desse potencial encontra-se na bacia do Amazonas. Por razões de impactos ambientais de grande magnitude no ecossistema da região a possibilidade de ser explorado todo o potencial hídrico do Amazonas é bastante remota.

A análise e operação de sistemas hidrotérmicos requer simulações computacionais de modelos que reflitam a otimização de alguma variável. As variáveis são maximizadas ou minimizadas segundo a definição do objetivo que se persegue. Maximizar a entrega ou produção de energia elétrica ou minimizar o custo de operação das usinas definindo as restrições nas quais o sistema e as usinas fornecem energia elétrica são, na maioria das vezes, alvos na estruturação da função objetivo dos modelos. Diversos trabalhos tem sido publicados abordando este assunto, com a inserção paulatina de geração térmica no Brasil, Pereira et al. (2002) investigaram as ineficiências de uma operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos e propuseram a criação de um mercado atacadista de água análogo ao mercado atacadista de energia. Este e outros trabalhos nessa linha vêm propondo soluções para despacho de carga eficiente, do ponto de vista técnico e econômico, do complexo sistema nacional interligado. Neste estudo não se pretende a utilização da modelagem como ferramenta para alcançar um gerenciamento ótimo das usinas do Centro-Oeste. No entanto, se sugere para a continuação e complementação desta pesquisa, a elaboração de um modelo que reflita a entrada das novas UTEs a gás natural e bagaço de cana.

Figura 18: Produção acumulada de energia por fonte.



Fonte: ONS, Relatório 2007.

2.4 Políticas governamentais para a indústria de gás natural

A penetração e expansão do gás natural deveriam estabelecer-se pautadas por uma política industrial e energética intimamente coesa. A ausência de uma cultura do gás na sociedade brasileira é uma barreira que será vencida apenas com políticas e programas coerentes e claros, de tal forma que os projetos de difusão do gás natural se tornem exequíveis.

O Brasil almeja alcançar 12% da matriz na demanda de energia com gás natural. Para tal, os governos têm elaborado diversos planos. O atual governo pretende substituir o programa PPT e lançar o Programa Massificação do Uso do Gás Natural, que inclui, dentre outros, o GA-SENE, Projeto Gasoduto Virtual Ampliação da Malha de Gasodutos das Regiões Sudeste e Nordeste.

A idéia central do programa é divulgar a utilização do gás natural entre os consumidores do setor industrial e comercial. O gás importado está cotado em dólares e seu ajuste trimestral, por questões contratuais, está indexado a uma cesta de combustíveis internacionais e como nos últimos quatro anos a elevação do barril de petróleo tem sido constante, o preço do gás natural também subiu. Dentre outras razões, esse fator contribuiu para o fracasso do PPT - concebido para o uso massivo do gás na geração termelétrica, servindo de âncora para a comercialização do gás importado da Bolívia. É válido ressaltar que o programa PPT não se concretizou na forma prevista não tanto pela ênfase de gerar termelétricidade e sim pela falta de coordenação e planejamento do sistema de energia elétrica como um todo. Não existindo uma política energética integrada com a industrial e de ciência e tecnologia, o resultado dificilmente será bem sucedido.

Sem dúvida, o preço do gás ainda está distante do ideal para uma maciça adoção por parte dos consumidores de todos os segmentos. O PPT foi mal sucedido e a meta inicialmente fixada foi abandonada. Adicionalmente, o preço do gás natural importado da Bolívia definido para as termelétricas gerou muita polêmica e não vingou por alguns motivos. Primeiro, porque ele se encontra indexado a uma cesta de combustíveis internacionais. Por sua vez, essa cesta ainda está sujeita a duas correções: uma trimestral, do preço desses combustíveis e, outra anual, do índice de inflação do dólar do preço na *commodity* como houve flutuação da moeda norte-americana, tornou-se caro usar o gás natural para gerar energia elétrica. Segundo, o custo de transporte, na modalidade tarifa postal (*stamp price*), pesa significativamente no preço final do gás cujo valor final é dado em dólares (US\$/MMBtu), chegando a ser portanto, o preço

do transporte um forte empecilho para a expansão mais incisiva do gás natural no mercado.

Os compromissos de compra do gás da Bolívia por parte da Petrobrás previam um gradual aumento do volume adquirido, pois era previsto que o consumo cresceria de forma ostensiva nas usinas térmicas. Contudo, o mercado não evoluiu como era previsto e atualmente o Brasil paga por volumes que não consome devido à cláusula *take-or-pay* de 70% incluída no contrato. Para que essa situação não continue assim o objetivo do governo é focalizar o consumo em segmentos mais confiáveis como o industrial e levar o gás para regiões carentes de qualquer fonte de energia e que, no entanto, tem uma grande demanda reprimida, como no Nordeste, no estado de Goiás e no Distrito Federal.

O Brasil possui o privilégio de ter uma das matrizes energéticas com maior participação de fontes de energia renováveis, uma vez que a hidreletricidade contribui quase com um terço do fornecimento de energia (exatamente 27% segundo as correções do BEN). Entretanto, será difícil sustentar essa participação futuramente, visto que novos aproveitamentos hidrelétricos de grande porte encontram-se, na maior parte das vezes, distantes dos grandes centros de consumo (centros de carga) e em locais onde haveria grande impacto ambiental se construídas (Amazonas). Conseqüentemente, a instalação de usinas térmicas a gás natural perto dos centros de consumo deve tornar-se tangível no médio e longo prazos. Com uma regulação adequada e regras transparentes quanto à definição do preço da energia elétrica, observando todos os cuidados pertinentes quanto a possíveis agressões ao meio ambiente e incorporando essas externalidades criadas na produção de eletricidade de qualquer tipo de fonte de energia ao custo de produção do kWh, as térmicas a gás têm chances de chegar de forma competitiva ao mercado. Adicionalmente, um sistema de energia elétrica que forneça suprimento combinando hidro e termoeletricidade outorgaria robustez ao sistema e confiabilidade no atendimento da demanda nos horários de ponta e inclusive na parte média da curva de carga.

Mesmo com a hidreletricidade prevalecendo, é preciso que o mercado funcione de forma competitiva, pois, a competição garante que preços de mercado convergem para custos marginais induzindo uma eficiente alocação e recursos (NEWBERRY, 1989). O fracasso nos mercados de energia elétrica se dá quando: i) a geração não é competitiva devido a gargalos na transmissão, não permitindo fluxo de potência e comercial, assim os consumidores não têm oportunidades para responder aos picos do preço; ii) a reestruturação do mercado é feita em tempos de insuficiente capacidade, o que leva a preços altos; iii) taxas congeladas

mascaram os preços marginais colocando abruptamente a necessidade por risco restrito; iv) incertezas regulatórias antes e durante a reestruturação desencorajam a construção de novas plantas.

O fato de a hidreletricidade ser predominante na produção de eletricidade levou ao domínio dessas tecnologias ao Brasil. A assimilação de usinas térmicas a gás natural que geram energia elétrica estão se tornando mais familiares para o setor energético brasileiro. O capítulo seguinte faz uma apresentação sucinta dos principais sistemas de geração termelétrica usados no mundo.

Parte 3

Tecnologias para a geração termelétrica

TECNOLOGIAS PARA A GERAÇÃO TERMELÉTRICA

A geração termelétrica é de longa data amplamente conhecida na produção de energia elétrica. As primeiras unidades de geração de eletricidade vêm do final do século XIX, e eram alimentadas por carvão mineral, matéria prima abundante na Europa e nos Estados Unidos. Até hoje, o suprimento de energia elétrica proveniente de térmicas a carvão é significativo em países industrializados. Apesar das pressões ambientais para minimizar a emissão de gases e de VOCs (compostos voláteis em suspensão) originados durante a queima do carvão, este tem se mantido competitivo pelo fato de ser uma fonte de energia barata que se reflete no custo do kWh gerado e no rápido retorno do capital investido (DOE, 2003).

A geração termelétrica é predominante na maior parte dos países. Em 2005, de 16.650,21 TWh de energia elétrica produzidos mundialmente, 39,1% eram provenientes de centrais a carvão mineral, 17,4% de gás natural e 7,9% de óleo combustível. Completavam essa produção a origem hídrica com 17,1%, a nuclear com 16,9% e, apenas 1,6% de fontes geotérmicas, solar, eólica, biomassa e queima de lixo (IEA, 2008).

É pertinente destacar que as UTE's tem uma resposta e operação muito mais complexa que as hidrelétricas, devido aos fluidos escoados a alta temperatura e pressão e as condições de trabalho extremas das matérias nas tubulações, superfícies de aquecimento, câmara de combustão, carcaça, cabeçotes, etc. Também deve considerar-se a influência da corrosão e erosão dos diferentes metais, a necessidade de complexos sistemas de controle e, recentemente, a obrigatoriedade de incluir sistemas de controle de poluição junto ao esforço constante de manter a eficiência e confiabilidade de sistema.

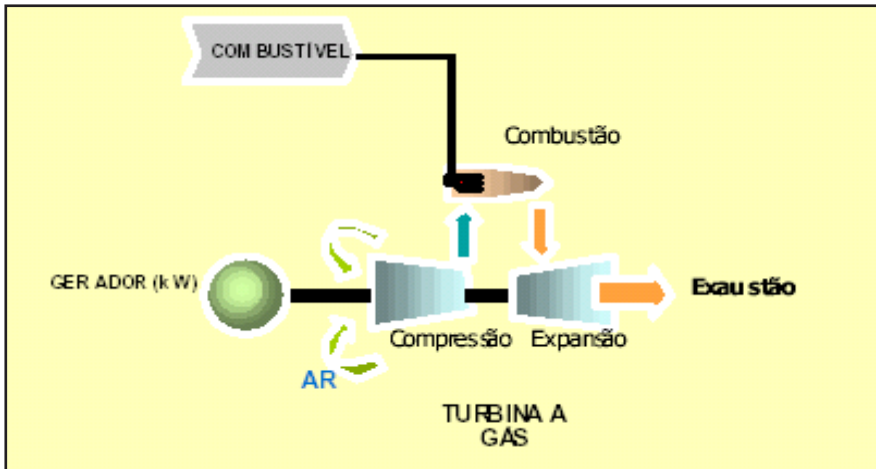
As centrais termelétricas são responsáveis pela emissão de gases de efeito estufa. Os motores a combustão, amplamente usados no setor de transporte, os fornos das indústrias assim como fogões e cozinhas também emitem CO₂. Entre as formas de amenizar as emissões de gases estufa, pesquisas no aprimoramento no controle dos processos de transformação têm resultado na melhoria da tecnologia. Desta forma, nos trinta anos recentes houve um significativo avanço nas tecnologias de geração de termelétricidade. Particularmente as tecnologias de Ciclo Combinado e de Cogeração mostram-se hoje atrativas economicamente e eficientes tecnicamente. Ademais, a fabricação de unidades de geração de pequena escala vem ajudando descentralizar a produção de eletricidade.

3.1 Tecnologias para a geração de termelétrica

3.1.1 Usinas termelétricas a Ciclo Combinado e Ciclo Simples

Turbinas a gás, também conhecidas como turbinas de ciclo Brayton, possuem um dos mais eficientes ciclos da conversão de combustíveis gasosos para potência mecânica ou elétrica. O uso de combustíveis líquidos destilados, geralmente o Diesel, é também comum onde o custo de construção de gasodutos é inviável economicamente. Turbinas a gás têm sido usadas no modo ciclo simples pela indústria de geração de energia elétrica para atender a demanda pico do sistema em que o gás natural e/ou combustíveis líquidos destilados são usados e, onde sua capacidade de partida e desligamento é essencial para atender as oscilações da demanda. Turbinas a gás são também usadas no modo ciclo simples na base da carga para a geração de potência mecânica ou elétrica nas indústrias de petróleo e gás, em que o GN e processos gasosos são usados como combustível. Combustíveis gasosos têm custos reduzidos de manutenção comparados com combustíveis líquidos, mas o custo de suprimento do gás natural somente se justifica operando na base de curva de carga. A eficiência do ciclo simples tem melhorado, turbinas a GN têm sido adaptadas para operar na base da curva de carga, especialmente módulos a ciclo combinado (Figura19).

Figura 19: Arranjo de UTE a Ciclo Simples (Ciclo Brayton)

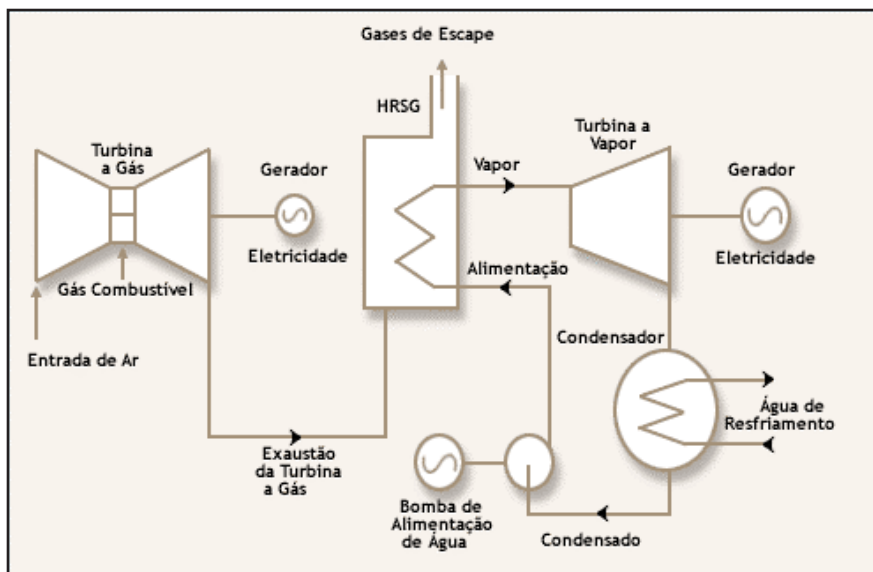


Fonte: Salomon,2003.

O conjunto turbina a GN, caldeira de recuperação dos gases de exaustão, turbina a vapor e geradores é chamado de ciclo combinado. Esse

tipo de usina está sendo instalado em todo o mundo e em número crescente, em locais onde há facilidades de entrega de GN e em quantidades substanciais. É também possível usar o vapor da caldeira de recuperação para propósitos de aquecimento. Assim, usinas a gás natural podem operar entregando não somente eletricidade como também calor, processo conhecido como cogeração. O princípio básico do ciclo combinado a GN é simples: a combustão do GN na turbina a gás produz não somente potência – a qual é convertida em energia elétrica por um gerador – mas também gases de exaustão quentes.

Figura 20: Arranjo de UTE a Ciclo Combinado (Ciclo Brayton + Rankine).



Fonte: Salomon, 2003

Sistemas de ciclo combinado queimam gás natural em uma turbina acoplada a um gerador para produzir energia elétrica (Figura 20). Os gases quentes de exaustão são usados para gerar vapor que produz eletricidade adicional através de uma turbina a vapor e um gerador convencional. A máxima eficiência é atingida somente durante a operação de carga plena. Uma usina termelétrica a ciclo combinado de base tem uma eficiência de 52% (Poder Calorífico Inferior). Para grandes plantas podem ser esperados acréscimos de eficiências típicas em até 55%, sendo que tecnologias mais avançadas atingem eficiências em torno de 60%, dependendo da turbina de gás desenvolvida (UNGER, HERZOG, 1998).

Uma vantagem significativa das unidades de ciclo combinado é que a capacidade da usina pode ser instalada em estágios deixando que as turbinas a gás sejam instaladas inicialmente (1 ou 2 anos), seguida mais tarde das caldeiras de recuperação de calor junto com as turbinas a vapor (3 anos). Dessa forma, cada unidade (ou bloco) a ciclo combinado pode ser instalado em três (ou mais) segmentos de capacidade igual. Arranjos modulares de unidades a ciclo combinado podem facilitar o despacho na geração porque cada turbina a gás pode ser operada independentemente (com ou sem as turbinas a vapor), se parte do bloco a ciclo combinado for para manutenção ou, se menos da capacidade total da unidade a ciclo combinado for requerido. O tamanho das unidades a ciclo combinado varia de 50 MW a quase 500 MW, existindo diversas seleções de possibilidades para diversas necessidades do sistema elétrico.

Sistemas de ciclo combinado queimam gás natural em uma turbina acoplada a um gerador para produzir energia elétrica. Os gases quentes de exaustão provenientes da turbina a gás são usados em forma de vapor que produz eletricidade adicional através de uma turbina a vapor e um gerador convencional.

Outro ponto favorável para as unidades a ciclo combinado é que o custo por quilowatt das turbinas a gás não parece incrementar significativamente para pequenas unidades. Este é o caso das unidades a vapor devido parcialmente ao alto custo dos trabalhos de obras civis necessários para usinas sem considerar o tamanho da unidade. Unidades a ciclo combinado podem ser instaladas em três anos enquanto uma unidade a vapor típica requer cinco anos e, uma vez comissionada não há geração de energia elétrica de uma unidade a vapor até completar a montagem de todos os blocos.

3.1.2 Cogeração

Prédios, edifícios comerciais e fábricas industriais em todo o mundo são os maiores consumidores de energia no final da ponta da cadeia do mercado de energia elétrica. Hoje, quase 60% da demanda de energia de um moderno edifício do tipo arranha-céus em um país de clima tropical provém do fornecimento de conforto térmico, ou seja, sistemas de refrigeração. Normalmente, as companhias distribuidoras de energia elétrica suprem eletricidade para caldeiras e *chillers* toda vez que é necessário atender demandas de aquecimento ou resfriamento dos usuários, respectivamente.

Usinas termelétricas são uma opção tecnológica crescente na produção de energia elétrica nos países em desenvolvimento, mas, pelo método convencional de geração e suprimento de energia elétrica, mais da metade da energia primária requerida pela usina é desperdiçada. A maior fonte de

perdas nos processos de conversão é o calor rejeitado nas imediações da água e do ar devido a restrições inerentes dos diferentes ciclos termodinâmicos empregados na geração de energia termelétrica. Além do mais, os consumidores estão longe dos pontos de geração, o que resulta em perdas adicionais em transmissão e distribuição na rede.

O conceito de cogeração é baseado no princípio de cascata térmica, o qual consiste na geração, termelétrica *in situ*, em que uma fração substancial do calor rejeitado é recuperada para satisfazer demandas de aquecimento ou resfriamento do consumidor final. Existe, portanto, uma considerável ênfase na eficiência global do ciclo.

Equipamentos de geração de calor e energia elétrica, ou comumente chamados de cogeração, são amplamente reconhecidos em todo o mundo como uma alternativa atrativa às opções convencionais de produção de energia elétrica e calor devido ao seu baixo capital de investimento, curto período de implementação, reduzido consumo de combustível e, conseqüentemente, associado à baixa poluição ambiental.

Embora o conceito de cogeração seja conhecido desde início do século XX, o mesmo se popularizou adquirindo renovado interesse apenas no final da década de 70 e início da década de 80. Os principais fatores que contribuíram para este fenômeno foram os dois choques de petróleo que levaram a uma espiral crescente o preço dos energéticos, em especial dos combustíveis fósseis. Ainda, a disponibilidade de sistemas de cogeração em pequena escala tornou o custo efetivo competitivo em relação às unidades convencionais de geração.

Uma variedade de medidas foi adotada por diversas autoridades nacionais para promover o crescimento da cogeração. Porém, como o preço dos energéticos começou a cair em meados de 80, muitos países perderam interesse na tecnologia, particularmente, aqueles que estavam com excedentes na capacidade de geração. A Holanda, por exemplo tem 34% da geração elétrica proveniente da cogeração enquanto que na França mal chega a 1,5%.

A principal razão que reavivou o interesse na cogeração foi o rápido crescimento da demanda de energia elétrica, restrições enfrentadas pelos governos para financiar a capacidade de geração elétrica adicional e, mais recentemente, limitações crescentes às emissões de gases poluentes decorrentes do uso de energéticos. A cogeração atualmente está sendo recomendada onde existem planos de expansão das companhias, desenvolvimento de novas indústrias, substituição de sistemas de geração de vapor ou, quando o custo da energia é alto e existe escopo para vender energia

Princípios da Cogeração

Cogeração é definida como a geração seqüencial de duas diferentes formas de uso da energia desde uma única fonte de energia primária, nominalmente a energia mecânica e a energia térmica. Energia mecânica pode ser utilizada tanto para girar um alternador que produz eletricidade ou colocar em funcionamento equipamentos como motores, compressores, bombas ou ventiladores integrando estes serviços. Energia térmica pode ser usada tanto para processos de aplicação direta ou para produzir indiretamente vapor, água quente, calor, ou direcionada para os *chillers* que processam ar frio (ASEAN, 2000).

A cogeração incorpora uma ampla faixa de tecnologias para aplicação em vários domínios da atividade econômica. A eficiência global da energia usada em um módulo de cogeração pode chegar até 80% ou acima em alguns casos (Figura 21, lado esquerdo). Uma típica pequena turbina na base de uma unidade de cogeração pode economizar quase 40% da energia primária quando comparada a uma usina convencional que queima combustível fóssil direto nas caldeiras. Além de economizar o combustível fóssil, a cogeração permite reduzir as emissões de gases estufa (particularmente, emissões de CO₂) por unidade de energia útil produzida. Na produção de energia sendo *in situ*, a carga na rede elétrica é reduzida e as perdas nas linhas de transmissão são amenizadas.

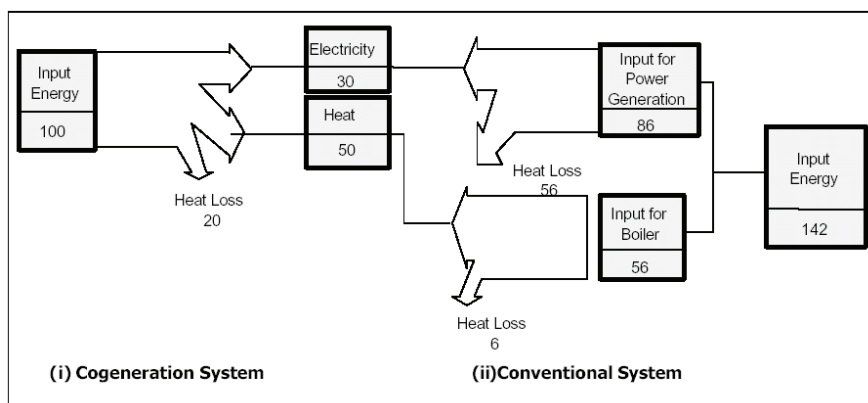
A cogeração, assim como toda tecnologia incorporada na geração distribuída, faz sentido tanto do ponto de vista macro como micro. Em nível macro, ela permite que uma parte da carga financeira da companhia distribuidora de energia local seja dividida com os cogeradores ou indústrias que sazonalmente podem dispor de excedente de energia elétrica. Fontes de energia caras são evitadas e energéticos importados são reduzidos. Em nível micro, a conta da energia global dos usuários é reduzida, particularmente, onde existe uma necessidade simultânea tanto de energia elétrica como energia térmica e, uma tarifa racional de energia é praticada no país. É interessante observar que para obter a mesma quantidade de unidades de calor e energia elétrica, é preciso 42 (quarenta e dois) unidades de energia a mais na entrada do sistema convencional (Figura 21).

Geração Elétrica e Cogeração

Nos países em desenvolvimento não é raro passar por situações de interrupções de fornecimento de eletricidade da rede, tanto devido à falhas técnicas como ao fato que a demanda dos consumidores em um

determinado período excede a capacidade de fornecimento do sistema. Edifícios comerciais e instalações industriais normalmente adotam geradores *stand-by* para atender a demanda de carga nessas eventualidades. Garantir a continuidade do serviço é essencial em algumas atividades para minimizar perdas na produção e fornecer conforto aos clientes. Os geradores *stand-by* têm uso limitado no ano, contudo, esses equipamentos requerem investimentos e custos em operação e manutenção enquanto não contribuem praticamente em nada para reduzir a conta da energia total do local.

Figura 21: Sistema de Cogeração vs. Sistema Convencional.



Fonte: ASEAN, 2003

Considerando que esses geradores têm o propósito de garantir energia elétrica de emergência para áreas prioritárias do local, na análise financeira se leva em conta ativos para sua viabilidade econômica. Por outro lado, esses geradores oferecem a possibilidade de continuar gerando energia elétrica para que o consumo mensal do local possa ser reduzido. Tais benefícios podem muito bem justificar a necessidade de altos investimentos, geralmente associado às turbinas que são estruturadas para operar continuamente e com alta eficiência.

Nas turbinas a gás ou motores a gás, um terço do combustível primário fornecido é convertido em energia elétrica, o resto é descartado como calor a temperaturas relativamente altas, entre 300°C e 500°C. No local, havendo requerimento de energia térmica de uma forma ou de outra, o calor desperdiçado pode ser recuperado para atender a quantidade e o nível requeridos de energia térmica. Por alguns períodos, o vapor pode ser necessário a baixa ou média pressão nos processos de aplicação. O calor recuperado dos gases de exaustão da primeira turbina ajuda a eco-

nomizar a energia primária que pode ser utilizada em equipamentos de conversão como caldeiras e secadores.

Um local ideal de cogeração deve ter as seguintes características:

- Requerimento confiável de energia elétrica;
- Padrões de demanda elétrica e térmica relativamente estáticos;
- Demanda de energia térmica maior que a demanda de energia elétrica;
- Longos períodos de operação durante o ano.

As aplicações típicas de cogeração podem ser em três distintas áreas:

- Cogeração nas companhias distribuidoras de energia elétrica – no fornecimento de sistemas de aquecimento ou refrigeração. Os equipamentos de cogeração podem ser alocados em centros industriais ou na cidade;
- Cogeração industrial – aplicável somente em dois tipos de indústrias, algumas requerem energia térmica a altas temperaturas (refinarias, plantas fertilizantes, indústrias de aço, cimento, cerâmica, e vidro) e outras a baixa temperatura (fábricas de papel e celulose, indústria têxtil, de alimentos e bebidas, moinhos);
- Cogeração comercial/institucional – especificamente aplicável para estabelecimentos que trabalham com expediente completo (24 horas), tais como hotéis, hospitais e campi universitários.

Opções Técnicas de cogeração – As tecnologias de cogeração que têm sido mais comercializadas incluem turbinas a vapor de extração/pressão; turbinas a gás com caldeira de recuperação de calor e motores.

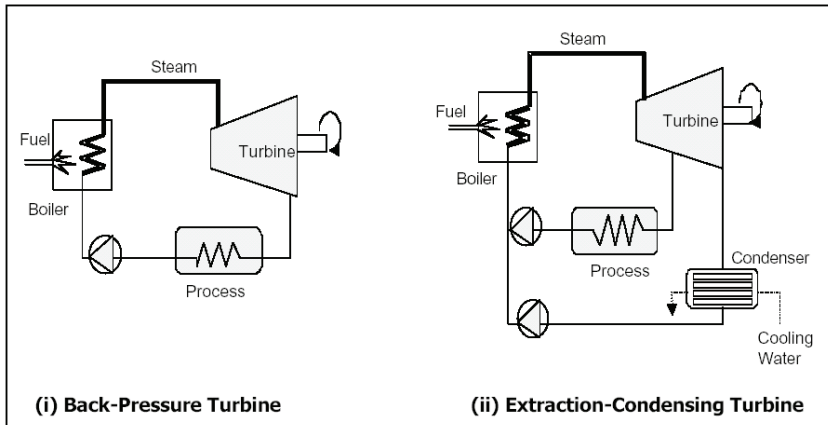
Sistemas de Cogeração de turbinas a vapor

Os dois tipos de turbinas mais usadas são a de pressão de reversa e a de condensação – extração (Figura 22). A escolha do tipo de turbina depende principalmente da quantidade de calor e energia elétrica, qualidade do calor e fatores econômicos. Os pontos de extração da turbina podem ser mais de um dependendo do nível da temperatura do calor requerido pelo processo.

Outra variação da turbina a vapor em um sistema de cogeração do ciclo *topping* é a turbina a pressão de extração reversa a qual pode ser utilizada onde as necessidades de energia térmica do consumidor final

são para dois níveis de temperatura diferentes. As turbinas a vapor são usualmente incorporadas em locais onde o calor rejeitado do processo é usado para gerar energia elétrica.

Figura 22: Turbinas de pressão reversa vs. Turbina de extração-condensação.



Fonte: ASEAN, 2003

A vantagem específica de usar turbinas a vapor em comparação com outro tipo de tecnologias é que a opção para seu uso tem uma ampla variedade de combustíveis, tanto convencionais como alternativos, tais como o carvão, gás natural, óleo combustível e biomassa. A eficiência na geração de eletricidade do ciclo pode ser sacrificada em função de otimizar o suprimento de calor. Nas plantas de cogeração a pressão reversa há a necessidade de grandes torres de resfriamento. Turbinas a vapor são majoritariamente usadas onde a demanda de eletricidade encontra-se entre 1 MW e 200 MW. Devido ao sistema de inércia, sua operação não é muito sustentável para locais com demanda de energia intermitente.

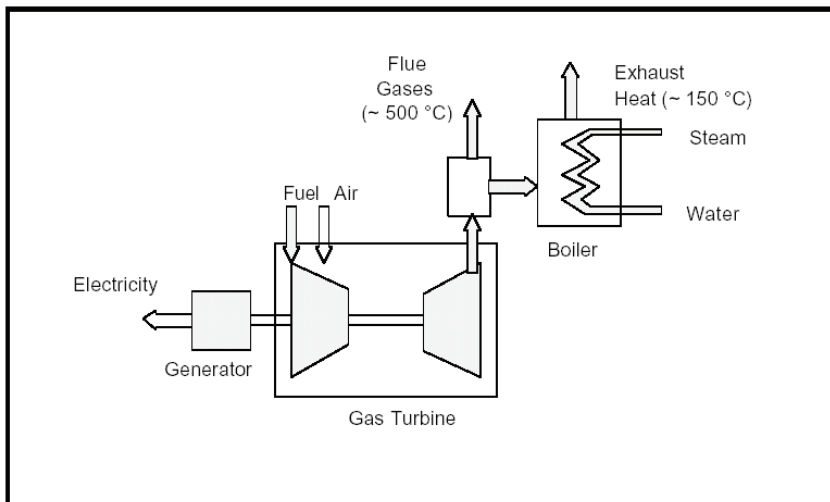
Sistemas de Cogeração com Turbinas a Gás Natural

Sistemas de cogeração de turbinas a vapor podem produzir toda ou parte do requerimento de energia do local, e a energia expulsa a altas temperaturas do exaustor pode ser recuperada para várias aplicações de aquecimento ou resfriamento. Embora o gás natural seja majoritariamente usado, outros tipos de combustíveis como derivados de petróleo conhecidos como *light fuel* ou diesel também são. A faixa típica das turbinas a gás varia desde uma fração de MW até 100 MW.

A cogeração com turbinas a gás natural tem provavelmente experimentado maior desenvolvimento em anos recentes devido à grande disponibilidade de gás, o rápido progresso na tecnologia, uma redução significativa dos custos de instalação e um melhor desempenho ambiental. Além do mais, o período de gestação para desenvolver um projeto é curto e o equipamento pode ser entregue por módulos. Turbinas a gás têm um tempo de partida curto e têm flexibilidade nas operações intermitentes, e embora tenham baixo calor para poder fazer uma eficiente conversão à energia elétrica, mais calor pode ser recuperado a altas temperaturas. Se a produção de calor é menor que a requerida pelo usuário é possível ter um aumento suplementar de gás natural para misturar combustível adicional ao gás de exaustão rico em oxigênio para impulsionar mais eficientemente a energia térmica (Figura 23).

Por outro lado, se mais potência é requerida no local, é possível adotar o ciclo combinado que é a combinação de turbinas a gás e turbinas a vapor. O vapor gerado do gás de exaustão proveniente da turbina a gás natural é passado para uma turbina a vapor de extração – condensação para gerar energia elétrica adicional. O vapor extraído da turbina a vapor fornece a energia térmica requerida.

Figura 23: Diagrama esquemático de cogeração com turbinas a gás.



Fonte: ASEAN, 2003

Sistemas de Cogeração de Motores Recíprocos

Também conhecidos como motores de combustão interna, esses sistemas de cogeração têm alta eficiência na geração de energia elétrica em comparação com outras máquinas móveis. Existem duas fontes para recuperar o calor: do gás de exaustão a altas temperaturas e com motores de sistema de resfriamento a baixa temperatura. O calor recuperado pode ser mais eficiente para sistemas pequenos. Tais sistemas são mais populares com equipamentos que demandam pouca energia, particularmente aqueles que têm uma necessidade de energia elétrica maior do que térmica e, onde a qualidade do calor requerida não é alta, por exemplo, as turbinas de baixa pressão.

Embora o óleo diesel tenha sido o combustível mais comumente utilizado no passado, os motores também podem operar com óleos pesados ou gás natural. Em áreas urbanas onde a rede de distribuição de gás natural está instalada, motores a gás estão tendo ampla aceitação devido a fácil manipulação do combustível e limpeza nas emissões do motor de exaustão.

Essas máquinas são ideais para operações intermitentes e seu desempenho não é sensível às mudanças na temperatura ambiente como as turbinas a gás. Apesar de o investimento inicial nessas máquinas ser baixo, os custos de operação e manutenção são elevados devido ao seu alto desgaste e forma de uso.

Classificação dos Sistemas de Cogeração

Sistemas de cogeração normalmente são classificados segundo a seqüência do uso da energia e ao esquema de operação adotado (ASEAN, 2003).

Um sistema de cogeração pode ser classificado na base da seqüência do uso da energia tanto como ciclo *topping* ou *bottoming*. No ciclo *topping*, o combustível fornecido é utilizado para produzir primeiro energia elétrica e logo depois energia térmica, sendo o bi-produto de um ciclo utilizado para atender processos quentes ou outro tipo de requerimentos térmicos. A cogeração no ciclo *topping* é amplamente usado em indústrias de papel e polpa, processos alimentícios, têxteis, distritos de aquecimento, hotéis, hospitais e universidades.

No ciclo *bottoming*, o combustível primário produz energia térmica a alta temperatura e o calor rejeitado do processo é usado para gerar energia elétrica através de uma caldeira de recuperação e uma turbina-gerador. Ciclos *bottoming* são passíveis de uso em processos de fabricação que requerem calor em alta temperatura nas fornalhas e *clinquers* o calor

rejeitado sai também a altas temperaturas. Áreas típicas de aplicação incluem: as indústrias de cimento, aço, cerâmica e petroquímica.

Atendendo a base da carga de energia elétrica

Nesta configuração, a usina de cogeração é dimensionada para atender a demanda de eletricidade mínima do local baseada na curva de demanda histórica. O resto das necessidades de energia elétrica é comprado da concessionária. Os requerimentos de energia térmica no local podem ser atendidos pelo sistema de cogeração sozinho ou por caldeiras adicionais. Se a energia térmica gerada excede as necessidades de demanda da planta e se a situação permite, o excedente térmico pode ser exportado a consumidores vizinhos.

Atendendo a base da carga da energia térmica

Aqui o sistema de cogeração é dimensionado para suprir os requerimentos mínimos de energia térmica. Caldeiras *stand-by* ou queimadores são operadas durante períodos nos quais a demanda de calor é maior. Os equipamentos instalados operam a plena carga o tempo todo. Se a demanda de eletricidade no local é menor que a produzida, o remanescente pode ser vendido para a rede, sempre e quando as leis permitam que o excesso de energia elétrica possa ser comercializado para a concessionária.

Atendendo a carga elétrica

Neste esquema de operação, a demanda de energia elétrica é totalmente independente da rede, todas os requerimentos de energia elétrica, incluindo as reservas necessárias durante paradas de manutenção, programadas ou não, são levadas em conta no dimensionamento do sistema. Se a demanda de energia térmica do local é muito maior que a gerada pelo sistema de cogeração, caldeiras auxiliares são usadas. Por outro lado, quando a demanda de energia térmica é baixa, parte da energia térmica é desperdiçada. Se existe alguma possibilidade, a energia térmica excedente pode ser exportada para equipamentos vizinhos.

Atendendo a carga térmica

O sistema de cogeração é esquematizado para atender a energia térmica requerente do local. Os primeiros equipamentos são operados seguindo a demanda térmica. Durante o período no qual a demanda de

eletricidade excede a capacidade de cogeração o déficit pode ser compensado pela compra de energia elétrica da rede. Similarmente, se a legislação permite, a eletricidade pode ser vendida para a concessionária.

3.1.3 Geração Distribuída

A geração de energia descentralizada ou Geração Distribuída (GD) sempre existiu. A novidade é que a geração de energia em pequena escala já está competindo com a geração centralizada e a distribuição de energia elétrica, sistema este que prevalece desde o final do século dezanove.

O setor elétrico está passando por uma importante transformação tecnológica na direção da redução do tamanho das fontes geradoras de energia elétrica. Uma verdadeira revolução iniciou-se na década de noventa com a adaptação das turbinas aeronáuticas para os sistemas de geração de ciclo combinado, que hoje fazem parte do Programa Prioritário das Termelétricas (PPT).

A situação brasileira é extremamente propícia para se estimular, imediatamente, a não apenas a geração elétrica – por meio de grupos geradores a gás natural para entrarem em horário de ponta –, mas também mediante a geração distribuída por meio de projetos de cogeração industrial e comercial.

Também poderia ser estimulada a geração térmica a gás natural para produção de frio e ar condicionado através de equipamentos de absorção ou motores a gás, aliviando a demanda por energia elétrica durante os períodos mais quentes. Assim, é possível nos dias de hoje gerar energia (eletricidade, frio, calor ou outra forma), no próprio local de sua utilização a custos menores que utilizar eletricidade a partir de um complexo sistema envolvendo geração remota, transmissão e distribuição.

As tecnologias para a geração distribuída estão disponíveis e são relativamente mais baratas quando comparadas aos sistemas de geração centralizados, dispensando investimentos em transmissão e distribuição. Podem ser implantadas em prazos curtos a partir de investimentos privados e/ou públicos. Os riscos são muitas vezes menores do que a geração centralizada.

Os custos de equipamentos de geração localizada sofreram reduções bastante significativas, em particular a geração por turbinas a gás e micro-turbinas, por conta de novos materiais, novas tecnologias e novas potências disponíveis.

No meio prazo, a GD será uma forma rápida, racional e econômica de enfrentar potencial racionamento de eletricidade no Brasil. A adoção da GD propiciaria economia de energia e de investimentos, confiabilida-

de no suprimento e maior garantia de fornecimento para aqueles que a adotarem. As maiores preocupações dos consumidores brasileiros de eletricidade são com a confiabilidade do sistema, com a qualidade da energia fornecida e com os preços que estão sendo praticados. Os consumidores ainda desconhecem alternativas de escolhas de outras fontes de energia confiáveis, duradouras e estáveis.

Nesse cenário, a geração distribuída aparece como uma das soluções mais rápidas, confiáveis e econômicas, para o atendimento das necessidades energéticas (quantidade e qualidade) de curto prazo. A geração localizada através das tecnologias de energia distribuída, principalmente baseada em gás natural, vem despertando grande interesse por parte de consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte. As vantagens que pode oferecer a GD estão se ampliando conforme as exigências por eletricidade vêm crescendo e as expansões da rede para atender a demanda não estão caminhando no mesmo passo.

O conceito da GD, quando aplicada técnica e economicamente de forma eficiente, deve trazer alívio à rede das companhias distribuidoras e de transmissão. As tecnologias que vem sendo aplicadas dentro do conceito da geração distribuída estão resumidas na tabela 2, levando em conta que os valores de custos se referem ao mercado norte-americano. As perdas no sistema de transmissão no Brasil vêm se aproximando dos 16% e no sistema de distribuição é por volta de 11% e isso representa um custo alto.

A tabela 2 fornece informações sobre parâmetros importantes das tecnologias que mais podem ser utilizadas na geração distribuída. Primeiro, quanto ao tamanho, as turbinas a gás natural mostram-se as que têm a maior gama de opções, variando desde 0,5 kW até 30.000 kW, as micro-turbinas tem a menor faixa de potência de equipamentos disponíveis no mercado. Em relação ao custo instalado, este varia significativamente conforme o local, os requerimentos de instalação, bem como o tamanho da unidade e a configuração, as turbinas parecem mostrar-se mais convenientes com custos que variam de US\$ 400,0-900,0/kW. Nesse aspecto, as células a combustível são as mais caras US\$ 4.000-5.000/kW. Por outro lado, a eficiência elétrica destas últimas pode chegar a 50%, já as micro-turbinas apresentam a menor eficiência com um valor máximo de 30%. A eficiência global das tecnologias é semelhante para todas e os custos de operação e manutenção também são muito parecidos, estando na faixa de US\$ 0,0019-0,020/kWh. A tecnologia que apresenta maiores índices de poluição de nitratos (NOx) é a dos motores a Diesel e, quanto as emissões de dióxido de carbono, os motores a gás natural apresentam os valores mais altos.

Tabela 2: Tecnologias de Geração Distribuída.

Tecnologia	Motor Diesel	Motor: GN	Micro-turbina	Turbina a Gás	Células Combustív
Tamanho (kW)	30-10.000	30-6.000	30-400	0.5 – 30.000	100-3.000
Custoinst. (US\$/kW)	600-1,000	700-1,200	1,200-1,700	400-900	4,000-5,000
Eficiência Elec. CI)	30-43%	30-42%	14-30%	21-40%	36-50%
Eficiência Global	~80-85%	~80-85%	~80-85%	~80-90%	~80-85%
O&MCust (US\$/kWh)	0.005 - 0.015	0.007-0.020	0.008-0.015	0.004-0.010	0.0019-0.0153
Emissões (gm/bhp-hr)	NO _x : 7-9 CO ₂ : 0.3-0.7	NO _x : 0.7-13 CO ₂ : 1-2	NO _x : 9-50ppm CO ₂ : 9-50ppm	NO _x : <9-50ppm CO ₂ : <15-50ppm	NO _x : <0.02 CO ₂ : <0.01

Fonte: US DOE, 2002.

No que tange à cidade de Dourados (segundo maior conglomerado urbano do Mato Grosso do Sul), foi feito um estudo, em relação à aceitação de GD ou se existe alguma perspectiva de sua implantação. O resultado da pesquisa forneceu os seguintes dados; o consumo de energia elétrica do setor industrial de Dourados em 2001 foi de 85.549 kWh, que representava 26% do consumo total, embora, o número de consumidores industriais não representam nem 1%.

Indústrias do ramo de alimentos são as mais significativas na cidade e desde o racionamento, a maioria delas optou por ter um grupo gerador a óleo diesel que é utilizado no horário de ponta, entre as 17:30 e 20:00 h, quando a energia elétrica é mais cara. Contudo, não há interesse das indústrias de tornar-se auto-suficientes na produção de eletricidade, uma vez que fora do horário de ponta as tarifas da distribuidora são convenientes. Além do mais, uma análise financeira entre a compra de energia elétrica *vis-à-vis* investir em equipamentos que atendam toda sua demanda nas 24 horas, mostrou que a última opção é muito mas onerosa.

Concluindo, já existe uma aplicação da geração distribuída de forma parcial por parte das indústrias do município de Dourados, porém se constata que a auto-suficiência no fornecimento de energia elétrica ainda não é atrativa economicamente (STELLA, , TURDERA , 2004).

3.1.4 Características técnico-econômicas de centrais termelétricas

A geração de energia elétrica por turbinas a gás tem melhorado significativamente desde seus primórdios de fabricação em meados do século passado. Para ter atingido eficiências de 60% em arranjos de ciclo combinado, melhorias feitas no *design* das turbinas para elevar a temperatura da queima sem danificá-las foram cruciais. A vantagem de suportar altas temperaturas nas calhetas do rotor (*inlet rotor*) é que eles aproximam os ciclos da turbina a gás aos ciclos termodinâmicos de Carnot. Contudo, queimas nas turbinas, além do limiar das temperaturas de seus componentes, ameaçam sua integridade e confiabilidade. Nos centros de pesquisa ações de pesquisa e desenvolvimento (P&D) direcionadas para este aspecto têm progredido em duas vertentes principais; melhoria dos materiais e avanços nos sistemas de resfriamento (UNGER, HERZOG, 1998).

Evolução no desenvolvimento de materiais em turbinas a gás frequentemente vem na forma de aço inoxidável alternativo ou ligas de materiais que tem melhorado a resistência ao calor. Diferentes partes da turbina usam variedades de ligas, incluindo quantidades diversas de cobalto, níquel e cromo. Nos compressores das turbinas os fabricantes usam diversas ligas de material e métodos de fabricação, mas, de uma forma geral, as pás da turbina são fabricadas de aço inoxidável devido a sua forte e fácil forma de trabalhar na máquina.

A introdução dos sistemas de resfriamento em turbinas a gás foi o mais importante avanço tecnológico no seu desenvolvimento desde fins da II Guerra Mundial. Esse avanço dos sistemas de resfriamento ajudou muito na penetração das turbinas nos mercados de geração de energia elétrica. Similar aos avanços nos materiais, o sistema de resfriamento nas turbinas permitiu que na produção de energia elétrica se pudessem inserir gases a altas temperaturas na superfície das pás. A operação de turbinas a gás em altas temperaturas possibilitou altas eficiências para que elas se tornem fontes mais confiáveis na geração de energia elétrica.

Amortecedores da turbina a gás estão frequentemente providos de exaustor e podem fazer um *by-pass* da caldeira de recuperação de calor permitindo que as turbinas a gás operam caso as unidades de vapor estejam em manutenção. Em *designs* iniciais suplementares que queimavam

óleo e gás foi também permitida a operação de turbinas a vapor quando as turbinas a gás estão paradas. Normalmente esta última facilidade não vem mais incorporada em *designs* recentes, porque adiciona mais custo de capital, complica o controle do sistema e reduz a eficiência.

O gás natural usado para gerar termelétricidade se justifica plenamente para unidades de alta eficiência, típicas das UTEs a ciclo combinado. No entanto, as usinas a ciclo combinado evidenciam sobremaneira o complexo funcionamento e dificuldades de operação do sistema, além de se agravar pelo fato de terem sido dimensionadas para operar em condições ISO (temperatura ambiente 25°, pressão atmosférica 101,32 kPa, e umidade relativa do ar 0,60) e serem extremamente sensíveis à variação ou estado das condições ambientais

Quando se evidencia a variação de uma das variáveis descritas anteriormente, constata-se queda na eficiência de operação do sistema. Assim, se a temperatura ambiente do ar aumenta, se reduz sua capacidade específica. Para garantir uma mesma vazão volumétrica se reduz a vazão mássica, provocando queda na potência da temperatura a gás e da quantidade de calor gerado na caldeira de recuperação. Como consequência disso, há uma diminuição da potência gerada pela usina a ciclo combinado quando a temperatura ambiente é elevada. A pressão atmosférica e a umidade relativa também ocasionam diminuição da potência na UTE a ciclo combinado. Porém, PONCE e LORA (2002) afirmam que das três variáveis, o aumento da temperatura ambiente é a que tem maior influência no desempenho da operação de uma UTE que se encontra em condições ambientais fora dos padrões de placa (projeto). Os especialistas ainda afirmam que se for inserir queima suplementar ocorre aumento da potência elétrica gerada, porém, diminui a eficiência no processo.

Turbinas a gás natural podem ser usadas em aplicações *topping* ou repotenciação paralela. Em aplicações *topping*, o gás exaurido da turbina é usado como ar na caldeira a combustão; na repotenciação em paralelo, este é usado para gerar vapor adicional. Novas usinas de ciclo combinado desse tipo podem atingir eficiências de no mínimo 46%.

Eficiências têm uma faixa ampla dependendo do *lay-out* e tamanho da instalação, variam de 40% até 56% (Poder Calorífico Inferior – PCI) para grandes usinas termelétricas a GN. A eficiência de operação de uma turbina a GN depende do modo de funcionamento, operando a plena carga fornecem alta eficiência, e esta vai caindo rapidamente conforme declina a produção de eletricidade. A eficiência do sistema está relacionada à temperatura de queima da câmara de combustão e a temperatura de entrada na turbina. Geralmente grandes turbinas se caracterizam por altas temperaturas e pressões e as oportunidades no mercado são mais influen-

ciadas por estas escalas. Para atingir temperaturas mais elevadas (acima de 1369°C), novos materiais (nas pás) e técnicas de resfriamento são necessários e estão sendo testados para diminuir a formação de NOx.

No design de uma turbina a gás a temperatura da queima, o fluxo de massa e a pressão (*stresses*) centrífuga são os fatores que limitam tanto a eficiência como o tamanho da unidade. Por exemplo, para cada acréscimo de 55° C na temperatura da queima ocorre um aumento de 10-13% na produção e, um acréscimo de 2-4% na eficiência. As áreas mais críticas na turbina a gás que determinam a eficiência e a vida do equipamento são aquelas que percorrem o gás quente, ou seja, a câmara de combustão e o primeiro estágio estacionário nos bocais. Os componentes nessas áreas representam apenas 2% do custo total da turbina, ainda que representem fatores de controle na limitação da produção e eficiência da turbina a gás. O processo de desenvolvimento de novos componentes toma tempo, pois cada mudança do material pode requerer anos de testes em laboratórios para garantir sua sustentabilidade em termos de força, fadiga, resistência à oxidação, resistência à corrosão, efeitos cíclicos térmicos, etc. (DOE, 2004).

Fabricantes usam diversos arranjos de combustores: por exemplo, a General Electric tem diversos combustores montados em anel ao redor da turbina; a Asea Brown Boveri às vezes tem um simples combustor acima da turbina; a Siemens tem dois combustores, um de cada lado da turbina. As turbinas a gás podem operar com gás natural, óleo combustível, óleo diesel e mesmo óleo cru residual se os equipamentos auxiliares são apropriadamente adaptados para esse combustível e instalados e operados de forma adequada.

Bocais da turbina e cubetas são moldados com super ligas e revestidos no vácuo com metais especiais (platino-cromo-alumínico) para resistir ao calor da corrosão que acontece nas altas temperaturas do primeiro estágio da turbina, particularmente se contaminantes tais como vanádio, sódio e potássio estão presentes. Uma pequena parte por milhão (ppm) desses contaminantes pode causar corrosão se os componentes não estiverem apropriadamente revestidos para as altas temperaturas da queima. Um apropriado revestimento dos bocais e o tratamento dos combustíveis podem minimizar o impacto dos contaminantes. Os fabricantes afirmam que os componentes percorridos pelo gás quente deverão ser substituídos após 30.000 a 40.000 horas de operação, esses componentes são, responsáveis pelos altos custos de manutenção das turbinas a gás (ASEAN, 2000).

Contínuas melhorias na temperatura da queima e na razão de compressão têm permitido que fabricantes possam aumentar o desempenho de operação em algumas turbinas a gás. Para aumentar a pressão final do compressor, estágios de compressor adicionais são agregados na monta-

gem do rotor do compressor para obter alta razão de compressão e assim dotar de adicional geração de potência na turbina. Relações de compressão típicas em turbinas industriais são de 16:1 e em aeroderivativas de 30:1. Compressores laminados de aço inoxidável e revestidos com níquel e cádmio resistem mais a sais e ácidos ambientais, os designs de compressores têm sido muito eficientes, em média têm 200.000 horas de vida, como comprovam alguns instalados já em 1950 e ainda em operação.

As turbinas a gás têm uma inerente desvantagem, quando reduzida a densidade do ar por causa da temperatura ambiente elevada ou por estarem alocadas em regiões altas causam uma significativa redução na eficiência e na produção de energia elétrica, pois o fluxo de massa através da turbina a gás é reduzido. A 28°C resulta numa redução de quase 25% da produção e em 10% na eficiência calórica (*heat rate*), da mesma forma, a uma elevação de 1.000 metros a produção de uma turbina a gás será 15% menor do que ao nível do mar. Turbinas a vapor e Diesel não são afetadas no mesmo grau pelas mudanças de temperatura ambiental nem de altitude.

O *heat rate* de uma planta de geração é a quantidade total de calor que entra no gerador de vapor dividido pela produção líquida de energia da planta em termos de kWh. Muitas vezes, o cálculo do *heat rate* (Btu/kWh) na planta é negligenciado, especialmente, quando os equipamentos da usina parecem funcionar satisfatoriamente. Ótimos valores de *heat rate* (6.639-6812 Btu/kWh para tecnologias de ciclo combinado avançadas) em uma unidade de geração típica podem ser descritos pela função curvilínea decrescente do nível de produção (kWh). A curva é derivada de especificações técnicas de entrada/saída da usina, as quais dependem de: tecnologia de combustão/geração térmica instalada, tipo e qualidade do combustível e, certas condições de operação como a temperatura e o controle de emissões. Valores ótimos de *heat rate* não são alcançados na operação da usina devido à manutenção inadequada, baixa qualidade do combustível, práticas de operações ineficientes em condições de operações adversas (ROBERTS; GOUDARZI, 2002).

Melhorando as práticas de operação e manutenção bem como a qualidade do combustível e a instalação de equipamentos de tecnologia refinada, pode se reduzir o *heat rate* marginal da usina. Contudo, a redução prática do *heat rate* dependerá na verdade das economias dos mercados competitivos. O atual estágio do mercado para as térmicas do Brasil pode incentivar os produtores de geração termelétrica, fazendo com que estes se sintam motivados a manter eficientes *heat rates*. Com uma concorrência acirrada no varejo da geração elétrica, *heat rates* eficientes podem ser o fator chave na determinação de custos variáveis e da lucratividade das

empresas. Usinas com baixo custo variável podem ser não somente lucrativas quando estão despachando, mas também podem despachar por mais horas e, conseqüentemente, obter mais receita.

Operação

Turbinas a gás de 150 MW são fabricadas basicamente por quatro grandes grupos: General Electric e seus licenciados; Asea Brown Boveriç Siemens; e, Westinghouse/Mitsubishi. Esses grupos estão também desenvolvendo, testando e/ou vendendo turbinas de quase 200 MW. Unidades a ciclo combinado são feitas de uma ou mais turbinas a gás, cada uma com um gerador de vapor arranjado para fornecer vapor à turbina a vapor, esta formatação denomina-se unidade ou bloco a ciclo combinado. Tamanhos típicos de blocos a ciclo combinado oferecidos pelos três maiores fabricantes (ABB, GE, Siemens) estão aproximadamente na faixa de 50 MW a 500 MW e os custos estão em torno de US\$ 600/kW.

O custo de uma usina termelétrica tipo chave em mão (*turnkey*), varia de caso para caso, mas os custos específicos estão numa faixa de US\$ 400-680/kW. A tabela 3 explicita uma típica distribuição de uma usina ciclo combinado *turnkey* de US\$ 600/kW, formada por duas turbinas a gás, dois recuperadores de calor que geram vapor (HSRG) e uma turbina a vapor.

**Tabela 3: Distribuição de custos de uma usina ciclo combinado de US\$ 600/kW.
(2 Turbinas a Gás + 2 Recuperadores de calor + Turbina Vapor)**

Turbinas a gás natural + Equipamentos auxiliares	26%
Recuperador de calor+dutos+equipamento auxiliar	17%
Turbina a vapor + gerador + dutos + condensador	21%
Equipamento elétrico + Transformador	12%
Engenharia civil	6%
Levantamento + Supervisão	18%

Fonte: ABB, 2003.

Eficiência e considerações operacionais de uma usina a GN

A turbina a gás é a principal componente que requer manutenção em unidades a ciclo combinado. Todos os fabricantes recomendam inspeções a intervalos específicos do percurso que faz o gás na turbina. Durante uma revisão, a condição de aeroderivativos pode requerer que o

motor completo ou no mínimo um dos seus componentes sejam enviados a centros de checagem, enquanto turbinas a gás industriais usualmente requerem somente parte das mudanças no local.

O sistema de controle das unidades a ciclo combinado é amplamente automatizado. Assim, uma partida é iniciada por um operador, as unidades aceleradas, sincronizadas e carregadas com monitoramento automático e ajustado das unidades em concordância com recentes programas. O número de operadores requerido em uma usina de ciclo combinado é, portanto, menor que em uma usina a vapor.

Barreiras técnicas

Embora a tecnologia de usinas termelétricas de ciclo combinado a gás natural seja amplamente usada em muitas partes do mundo, ainda enfrenta barreiras técnicas. As limitações que os materiais e o design do equipamento têm em suportar maiores temperaturas e, conseqüentemente, elevar a eficiência na operação. Para superar essas barreiras os fabricantes de sistemas de ciclo combinado e seus componentes estão focalizando os seguintes aspectos: Elevar a eficiência das turbinas, isto pode ser atingido através de (ASEAN, 2003):

- Desenvolvimentos que permitam sua operação a altas temperaturas, como por exemplo, melhorando o desempenho dos materiais existentes e desenvolvendo barreiras de revestimento térmicas, novos materiais e avançadas técnicas de resfriamento das pás;
- Melhoramento dos aspectos de design, como por exemplo, minimizar perdas aerodinâmicas.
- Contínuo trabalho direcionado a reduzir custos de capital e de operação das usinas;
- Redução das emissões, particularmente aquelas de NOx;
- Melhorando a eficiência na operação de carga parcial.

Pode-se afirmar que há um certo consenso de que um dos fatores que impedem mais a adesão dos consumidores pela opção dos sistemas de gás natural é o custo dos equipamentos. Este alto custo dos equipamentos é atribuído às tarifas de importação, que podem onerar em mais de 50%. Praticamente todos os equipamentos que compõem o sistema são importados, embora, iniciativas como a Redegas, que agrupava empresas universidades e companhias distribuidoras para o desenvolvimento de tecnologias, metodologias e pesquisas na área do gás natural, vem amenizando essa dependência da importação de equipamentos de

gás com o incentivo de projetos tecnológicos e metodológicos para o uso do gás natural.

3.2 Emissões de gases poluentes provenientes da combustão de gás natural em usinas termelétricas

A maior preocupação nos dias atuais em relação à qualidade do ar e a preservação ambiental está relacionada com as emissões de poluentes atmosféricos que podem classificar-se por sua origem em:

- Antropogênicas: são aquelas provocadas pela ação do homem (queima de combustíveis em algum equipamento ou de forma direta)
- Naturais: causadas por processos naturais, tais como erupções vulcânicas, processos microbiológicos, decomposição de matéria orgânica, etc.

Os poluentes gasosos ainda podem ser classificados em:

- Primários: são aqueles lançados diretamente na atmosfera, como resultado de processos industriais, gases de exaustão de motores a combustão interna, dentre eles mencionamos os óxidos de enxofre SO_x , óxidos de nitrogênio NO_x , dióxido de carbono CO_2 e particulados.
- Secundários: são produtos de reações fotoquímicas que ocorrem na atmosfera entre os poluentes primários. O ozônio, decorrente da reação dos óxidos de nitrogênio com hidrocarbonetos presentes na atmosfera é um claro exemplo.

Comprovadamente a geração de energia elétrica e o transporte constituem as atividades econômicas que contribuem com a maior quantidade de poluentes gasosos.. Em âmbito mundial, 35% das emissões de CO_2 provêm da indústria de energia elétrica. As caldeiras de fornos industriais, onde se incluem as termelétricas e as grandes indústrias consumidoras de gás natural, são responsáveis pela emissão de gases como o CO_2 , NO_x , CO, aldeídos, ácidos orgânicos, tri-tetra benzepireno. A tabela 4 mostra a relação de emissões de SO_2 , NO_x e CO lançados por dois derivados do petróleo e pelo gás natural, ambos combustíveis fósseis. A relação se dá

por unidade de massa em relação à unidade volume do energético e também levando-se em conta a tecnologia de combustão.

Tabela 4: Fatores de emissão de SO₂, NO_x, e CO para diferentes combustíveis fósseis.

Combustível e tecnologia de combustão	Unidades	SO ₂	NO _x	CO
Óleo combustível No 5 (queima convencional, frontal, em usina termelétrica)	kg/10 ³ L	18,84S	8,04	0,6
Óleo combustível No 5 (queima tangencial em usina termelétrica)	kg/10 ³ L	18,84S	5,04	0,6
Diesel (caldeiras industriais)	kg/10 ³ L	17,04S	2,4	0,6
Gás natural (caldeiras de grande capacidade, com queima frontal)	kg/10 ⁶ m ³	-	4480	1344
Gás natural (caldeiras de grande capacidade, com queima tangencial)	kg/10 ⁶ m ³	-	2720	384

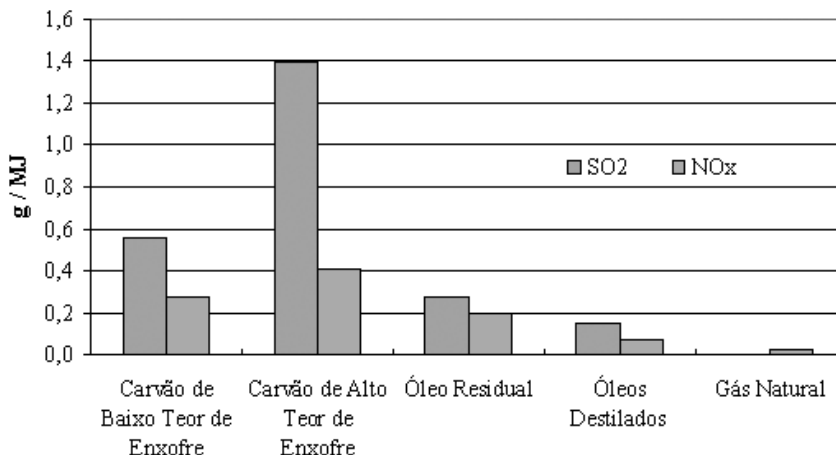
Fonte: Lora, 2001.

Como o gás natural é composto basicamente por metano, os principais produtos da combustão do gás são o dióxido de carbono e vapor de água, os mesmos componentes que se exala quando se respira. O carvão e o petróleo são compostos de moléculas mais complexas com alta relação de carbono, nitrogênio e enxofre. Isto significa que quando queimados, carvão e petróleo lançam elevados níveis de emissões que cumulativamente podem tornar-se perigosos, incluindo uma alta relação de emissões de carbono, óxidos de nitrogênio (NO_x) e dióxidos de enxofre (SO₂).

Petróleo e carvão também emitem partículas de cinza ao meio ambiente, substâncias que não queimam, mas, ficam flutuando na atmosfera e contribuindo com a poluição. Em contrapartida, a combustão do gás natural lança quantidades muito menores de dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio, virtualmente nada de cinza ou material particulado e baixos níveis de dióxido de carbono, monóxido de carbono e outros hidrocarbonetos reativos (Figura 24).

Os índices técnicos auferidos nas unidades termelétricas de recente fabricação têm mostrado que parâmetros como eficiência energética, relação de combustível usado para gerar um kWh (mais conhecido como *heat rate*, kJ/kWh), perdas de calor no equipamento e, principalmente, baixos teores na emissão de SO₂, NO_x e CO₂, contribuirão para que se cogite um amplo uso de gás no setor elétrico. No entanto, é válido advertir que os ganhos na relação custo/benefício são evidentes apenas em centrais termelétricas de porte médio e grande ou em grandes instalações industriais e comerciais (ROSSWALL, 1991).

Figura 24: Emissões de SO₂ e NO_x por tipo de combustível em gramas/MegaJoule.



Como ilustração desse fato, comparam-se dados técnicos de emissões atmosféricas anuais entre dois sistemas de geração, o convencional e o de cogeração, para uma usina termelétrica de 11 MW de potência, consumindo 9 toneladas de vapor por hora e operando a 70% de sua capacidade (Tabela 5). O sistema de cogeração de turbina a GN elimina virtualmente as emissões de SO₂, reduz as de NO_x em dez e as de CO₂ em 50%.

Tabela 5: Emissões Atmosféricas de uma Usina de Cogeração (Tons/Ano).

Tipo de Usina	Particulados	SO ₂	NO _x	CO ₂
Sistema Convencional vapor por queima de óleo + eletricidade por queima de carvão	90	1060	410	206.000
Sistemas de cogeração turbina a vapor-carvão	100	1.190	700	188.000
turbina a vapor-gás	10	70	70	107.000
turbina a gás natural	3	15	40	111.000

Fonte: Nelson Hay; American Gas Association; World Bank Papers, 1993.

Para demonstrar as vantagens de uma central termelétrica a gás natural, a tabela 6 apresenta variáveis econômicas e tecnológicas de uma usina de 470 MW que consome carvão, óleo combustível e GN. A planta

de ciclo combinado, que queima GN evita problemas de acumulação (500 ton. rejeitos sólidos por dia), elimina as emissões de SO₂ e reduz à metade as de CO₂.

Normalmente, as emissões de dióxido de carbono CO₂ – estão na faixa de 350-400 g/kWh. A entrada de elevadas quantidades de ar para a queima nas turbinas a gás resulta numa baixa concentração de CO₂ no gás de exaustão e uma alta relação de fluxo mássico por unidade de potência gerada (kg/MW), comparado com o valor de 1 kg/MW para uma unidade equivalente queimando carvão. Características dos gases expulsos por uma usina termelétrica de 470 MW são apresentados na tabela 6.

Tabela 6: Atividade de uma Central Termelétrica de 470 MW.

Combustível	Eficiência Energética %	Custo de Investimento US\$/kW	Combustível Usado Ton/MWh	Rejeitos Sólidos ton	Emissões SO₂ g/kWh	Emissões NOx g/kWh	Emissões CO₂ g/kWh
Carvão	38-42	1000-1300	3,650	590	1.0-4.0	1,5-2	800-900
Óleo	38-42	900-1100	2,250	1	1.0-2.0	1-1,5	650-750
Gás Natural	55-58	600-800	1,750	0	0.0-0,2	0,0-0,5	350-600

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

Fonte :Natural Gas in Developing Countries World Bank 1993; Bluestein, 2001.

Parte 4

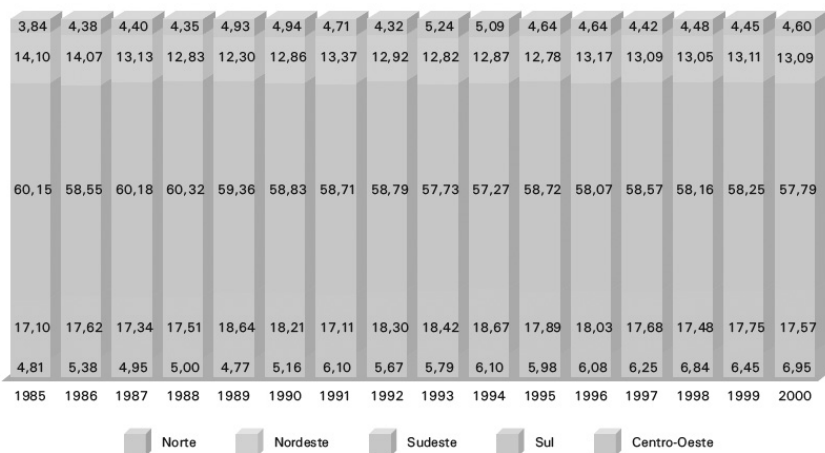
O perfil energético da região Centro-Oeste

O PERFIL ENERGÉTICO DA REGIÃO CENTRO-OESTE

Nesta parte descreve-se, inicialmente o perfil econômico dos estados do Centro-Oeste, Adicionalmente, se fornece o perfil de consumo de derivados de petróleo, gás natural e energia elétrica dos três estados mais o Distrito Federal para finalizar destaca-se a capacidade de geração termelétrica do estado de Mato Grosso do Sul.

Em 2005 o produto interno bruto – PIB – da região Centro-Oeste (Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso) era de R\$ 190.1 bilhões, o que representava 8,9% do PIB nacional. Apesar de ter um peso baixo no conjunto do PIB, houve uma significativa evolução se comparado com 1985, quando apenas participava com 4,61 % do PIB total. Quanto à população, na região residem 6,65% dos habitantes do Brasil. O Distrito Federal aparecia, em 2000, como o estado com maior PIB R\$ 80,5 bilhões e o estado de Mato Grosso do Sul o de menor, com R\$ 21.65 bilhões. No tocante à renda per capita o DF também aparece com o maior valor R\$ 34510/hab, e o estado de Goiás com o menor PIB/per capita R\$ 8.992/hab, ligeiramente menor ao de MS que é de R\$ 9.557/hab (IBGE,2007)

Figura 25: Participação das regiões no PIB do Brasil em %.

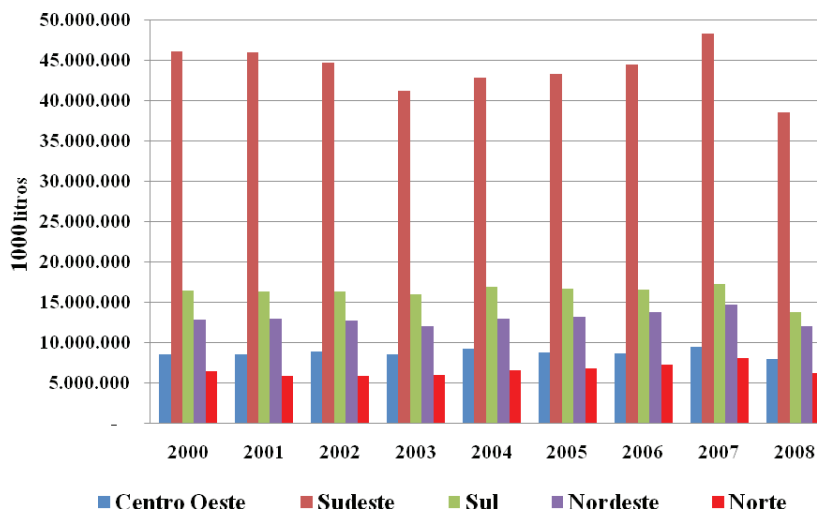


Fonte: IBGE, 2003.

4.1 Consumo de derivados de petróleo e gás natural no Centro-Oeste

A região Centro-Oeste consumia, em 2007, $9.422 \times 10^3 \text{ m}^3$ em forma de derivados de petróleo, um crescimento de 13,83% entre 2000 e 2007. O estado de Mato Grosso do Sul representava 22,7% ($1,4 \times 10^6 \text{ m}^3$) das vendas em 2002 e em 2007 tinha caído para 16% ($1,5 \times 10^6 \text{ m}^3$). A figura 26 mostra como tem sido o comportamento do consumo de combustíveis da região Centro-Oeste em relação às outras regiões nos últimos sete anos. Informes recentes da Petrobrás relatam que houve um crescimento de 8,7% no mercado de combustíveis em todo o país em 2007, as causas desse crescimento são essencialmente à diminuição da sonegação fiscal pela queda do imposto ICMS. Os estados da região Centro-Oeste representam, em média, 9,7% de todas as vendas de combustíveis no país. Os quatro gráficos seguintes mostram de forma detalhada qual foi o comportamento o consumo de derivados de petróleo, por estado na região Centro-Oeste.

Figura 26: O Centro-Oeste na venda de combustíveis em escala nacional.

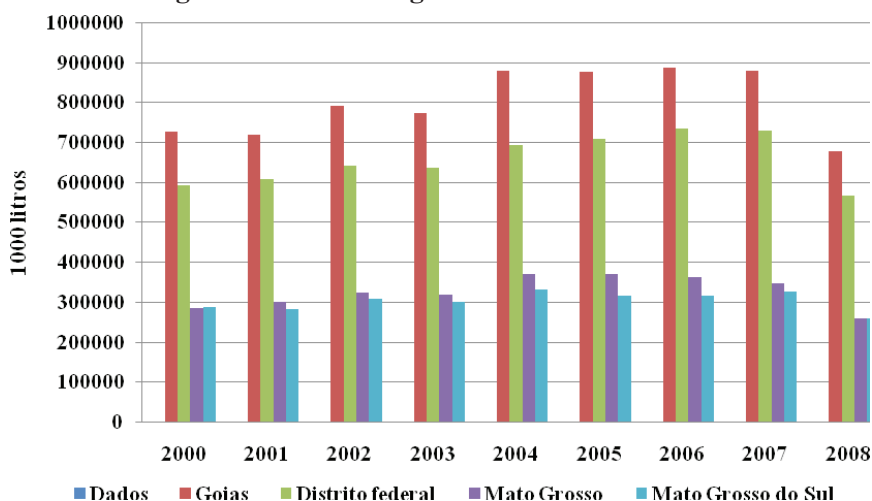


Fonte: Elaborado a partir de dados da ANP/Petrobrás 2008

Dados de 2008 são até setembro.

Nessa região foram consumidos⁸ 2,3 milhões de m³ de gasolina. No histórico de vendas de gasolina, observam-se ligeiras oscilações no consumo de gasolina nos quatro estados (Figura 27). A taxa média de crescimento do consumo de gasolina é de 2,7% e o pico de consumo foi registrado em 2004. Em geral, na região tem havido um crescimento discreto e inclusive decréscimos no volume de gasolina consumido. Prova disso é o estado de Mato Grosso cujo maior consumo foi alcançado em 1998 com 439 mil m³. O Distrito Federal lidera as vendas de gasolina, nesse período, por outro lado, embora o Mato Grosso do Sul detenha o menor consumo dos quatro estados sua taxa de crescimento (3,0%) está acima da média da região. Este fato é reflexo do aumento significativo do consumo de álcool hidratado na região.

Figura 27: Venda de gasolina no Centro-Oeste

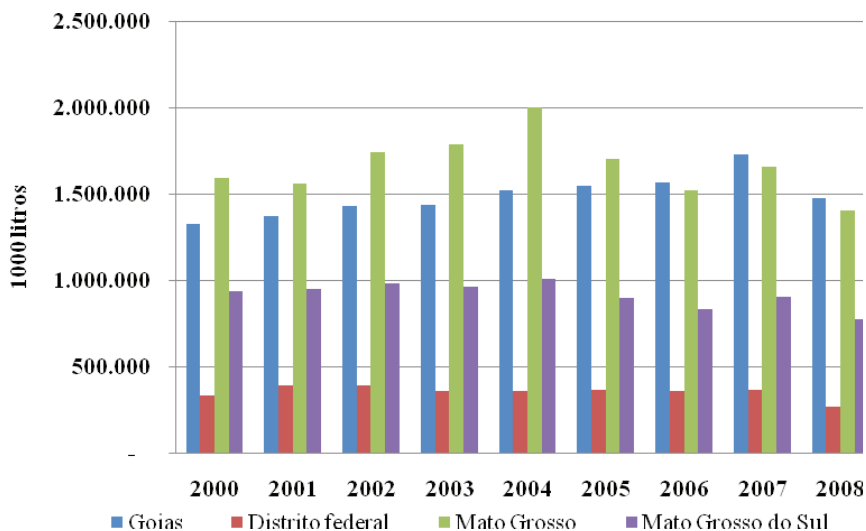


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP/Petrobrás 2008.

Além do mais, a elevação constante do preço da gasolina, acompanhando de alguma forma a alta do barril de petróleo no mercado internacional, leva a inferir que não haverá um aumento significativo no volume de venda de gasolina na região nos próximos anos, uma vez que carros a álcool e *flex fuel* vêm ganhando espaço no mercado.

⁸ Vendas de combustíveis são aquelas contabilizadas principalmente nos postos de gasolina. O consumo pode ser maior que as vendas porque provém também de outros fornecedores e muitas vezes de forma ilegal.

Figura 28: Vendas de óleo diesel no Centro-Oeste

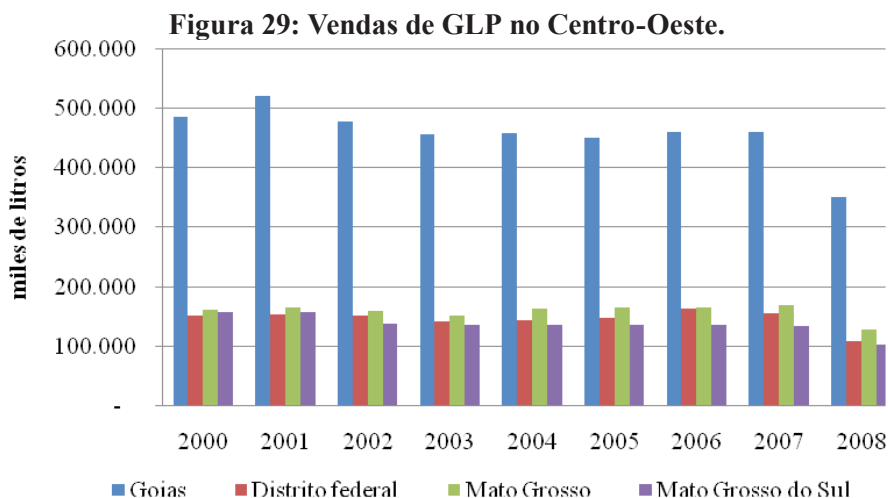


Fonte: Elaborada a partir de dados da ANP/Petrobrás 2008.

O consumo de óleo diesel de 3,6 bilhões de litros em 2007 (13,5% menor que em 2006) está em queda vertiginosa desde 2004 – demanda de 4,9 bilhões de litros -, em toda a região (figura 28). Por conta disso, os estados de Mato Grosso, Goiás e Mato Grosso do Sul, nessa ordem de consumo, tem mostrado decréscimos significativos nas vendas de óleo diesel. Dentre outros fatores que têm contribuído com a redução do consumo de óleo diesel, sem dúvida a principal razão no estado de Mato Grosso do Sul é de origem tributária. Como o setor de transportes é o setor que mais consome diesel os proprietários de caminhões optam por abastecer, seus veículos, preferencialmente, em estados vizinhos onde a carga tributaria sobre o litro de diesel é menor. A taxa média de crescimento anual no consumo de óleo diesel no Centro-Oeste nos sete anos recentes foi negativa (-2%).

O consumo de GLP ou também conhecido com gás de cozinha na região Centro-Oeste passou dos 954 mil metros cúbicos em 2000 para 920 mil m³ em 2007 o que significa uma queda de 3,61%. O consumo reflete, em alguma forma, a densidade da população, por isso, o estado de Goiás se destaca dos outros quatro estados. Contudo, existem outros fatores que pesam no volume de vendas do GLP e, mesmo que tenha uma penetração popular, o consumo vem se mantendo quase linear no estado de Mato Grosso e no Distrito Federal e, em queda nos estados de Goiás e Mato Grosso do Sul (figura 29). Dentre os fatores que incidem nas

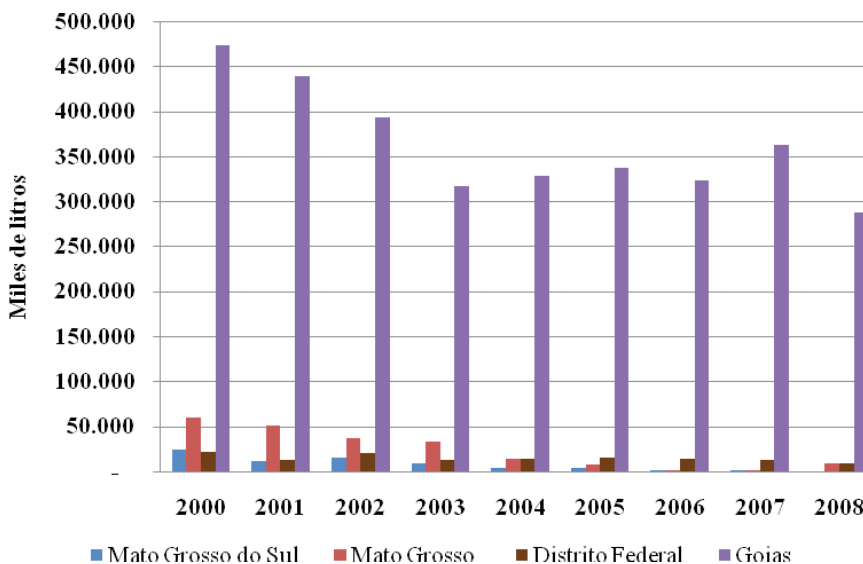
vendas, sem dúvida é o preço do GLP o que tem maior peso relativo. Atualmente, o valor de um botijão de 13 kg está beirando os R\$ 40,0 quando em 1994 o mesmo botijão era de R\$ 4,00.



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP/Petrobrás 2008.

O óleo combustível é um dos derivados de petróleo que tem diminuído drasticamente seu consumo no âmbito mundial. No Brasil também vem se registrando essa tendência desde 1996. Em 2007 as vendas de óleo combustível foram de $5,5 \times 10^9$ litros, um aumento de 7,7% em relação a 2006 mas, caíram 45% em relação ao ano 2000. A entrada do gás natural em regiões industriais está deslocando o uso do óleo combustível nesse segmento. Espera-se que conforme a malha de gás seja estendida para outras cidades e regiões do interior do Brasil o gás natural venha tomar com mais força mercados do óleo combustível. No Centro-Oeste, se constata que exceto Goiás, o consumo do óleo combustível, além de vir diminuindo, é quase marginal (Figura 30). A marcante diferença de consumo de óleo combustível entre Goiás e os outros estados pode ser explicada no fato de que esse estado é o mais industrializado do Centro-Oeste e não existindo rede de gás natural, a demanda por óleo combustível é significativa.

Figura 30: Venda de óleo combustível no Centro-Oeste



Fonte: Elaboração a partir de dados da ANP/Petrobrás 2008.

No Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Distrito Federal a taxa de crescimento do consumo de óleo combustível dos dez anos foi negativa, Goiás registra ainda uma média positiva de 7%, no entanto, desde 1999 vem ocorrendo uma queda na venda de óleo combustível. Direcionadores de caráter ambiental estão entre as principais razões para que o mercado de óleo combustível venha perdendo espaço em todo o mundo. Dessa forma, o gás natural, um combustível ecologicamente mais amigável que o óleo combustível, está ganhando espaço em regiões onde os parques industriais estão conectados a uma rede de gás natural.

As vendas de gás natural no Centro-Oeste ocorrem somente nos estados de Mato Grosso (MT) e Mato Grosso do Sul (MS), nos outros estados da região ainda não existem gasodutos que cheguem aos centros urbanos, conseqüentemente não há comercialização do gás. Os dados que se têm são de 2003, ano que se verificou no MS um aumento de 146,23% nas vendas de gás natural em relação ao ano anterior, já no MT houve uma queda de 8,55%. Essa tendência deve ser mantida em 2004, uma vez que no estado de Mato Grosso do Sul entrou em operação a UTE de Três Lagoas. A tabela 7 a seguir apresenta a evolução nas vendas de gás natural no Centro-Oeste.

Tabela 7: Vendas de Gás Natural (Milhões de m³).

Estado	2001	2002	2003	2004	2005
Mato Grosso do Sul	100	17	287	326	588
Mato Grosso	54	55	416	220	375

Fonte: ANP, 2004, Gasbrasil, 2005.

No estado de Mato Grosso todo o gás comprado estava destinado exclusivamente à Termelétrica de Cuiabá e ao consumo de GNV. No que diz respeito ao MS, dos 922,9 mil m³dia⁻¹ comercializados, a maior parte era destinado para a geração das UTEs William Arjona de Campo Grande e a de Três Lagoas na cidade do mesmo nome, contudo, é crescente o uso de gás natural veicular, principalmente na capital.

A expectativa sobre o gasoduto é que saia de Campo Grande passe por Goiás e chegue a Brasília. Este gasoduto propiciaria uma oportunidade ímpar para inserir o gás natural no setor industrial e de serviços nos estados de Goiás, Mato Grosso do Sul e o Distrito Federal. É fato que quando comece o desenvolvimento e comercialização das reservas de Bacia de Santos, as mesmas estarão dirigidas quase que exclusivamente para São Paulo, maior mercado de gás do país. Assim, no longo prazo poderá constatar-se um excedente deste energético no Gasbol. No qual seria absorvido pelo mercado ao longo do gasoduto Campo Grande-Brasília, portanto, sua construção é previsível.

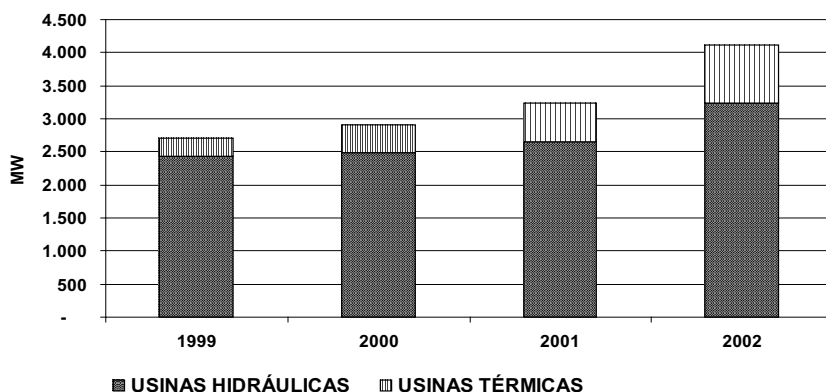
Por cláusulas contratuais, o estado de Mato Grosso do Sul tem direito a oito milhões de m³dia⁻¹ dos 30 milhões que escoam o Gasbol quando opera na capacidade plena. No entanto, hoje, o Mato Grosso do Sul mal consegue usufruir dois milhões dessa quota. Inclusive com todas as UTEs previstas operando no estado haveria folga para disponibilizar o gás para outros setores. Uma opção de conquistar mercados que não dispõem de duto físico é através do gasoduto virtual.

4.2 Capacidade instalada e potencial de geração de energia elétrica

A capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil em 2002 era de 75.803 MW, desse total, correspondiam à hidreletricidade 64.021 MW, ou 84,4% e as usinas térmicas detinham 15,6%. A região Centro-Oeste, em 2002, detinha 4.115 MW (5,4%) da capacidade total, desses, 3.229 MW em centrais hidrelétricas (78,4%). Desse total de geração hidrelétrica, 96% estão alocados no estado de Goiás. Em Mato

Grosso, que possui 727 MW e está prevista a entrada da usina hidrelétrica de Cana Brava 471,6 MW, no Mato Grosso do Sul e da hidrelétrica de Itiquira de 108 MW até 2006 (Figura 31).

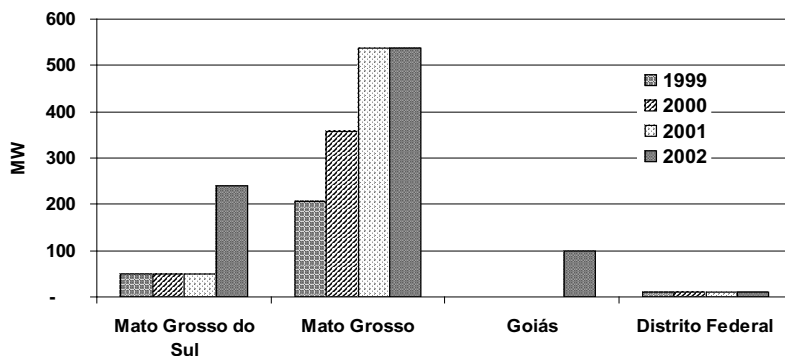
Figura 31: Centro-Oeste: Capacidade Nominal Instalada.



Fonte: Elaborada a partir de dados da SIESE/ONS 2004.

No que diz respeito às centrais termelétricas, existe uma capacidade instalada de 886 MW (21,6% do total da região), na região Centro-Oeste, onde o Mato Grosso destaca-se com 537 MW (60%) do total, a usina de Cuiabá, pertencente ao falido grupo de energia norte-americano Enron, entrou em operação quatro anos atrás, embora não esteja fornecendo com regularidade energia elétrica ao sistema (Figura 32).

Figura 32: Capacidade instalada em Usinas Térmicas.



Fonte: Adaptado de dados da SIESE/ONS 2004.

Entre 2001 e 2002 houve um crescimento de 9% de capacidade instalada em térmicas na região como um todo. Nos próximos anos, no estado de Mato Grosso do Sul conforme relatórios do Ministério de Minas e Energia se prevê a construção das seguintes térmicas a gás natural: UTE Klotz 243 MW, Klotz Corumbá 176 MW, UTE Termopantanal 241,3 MW e a UTE de Três Lagoas com 465,8, que no momento vem operando somente com 80 MW. Ainda deve somar-se a essas usinas de biomassa de Brasilândia (MS), Cooper Rib, Serranópolis, Goiás e Goianésia (GO), e a de Rio Claro (MT). A tabela 8 apresenta qual a consumo de cada combustível por ano e por estado na geração termelétrica em litros de óleo diesel e metros cúbicos de gás natural.

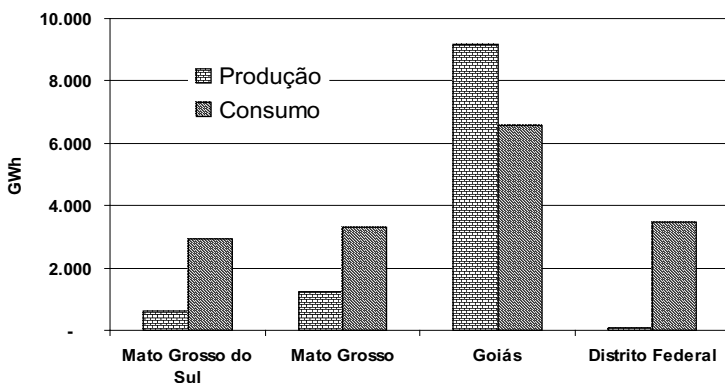
Tabela 8: Centro-Oeste: Consumo de combustíveis na Geração Térmica.

Combustível	2000	2001	2002	2001	2002
	Óleo	Diesel	10 ³ lt	GN	10 ³ m ³
Total Estados CO	67.221	72.236	56.070		
Mato Grosso do Sul	11.087	13.632	3.446	132.529	167.513
Mato Grosso	56.130	52.779	52.623		
Goiás	-	-	-		
Distrito Federal	4	5.825	1		

Fonte: Adaptado de SIESE/ONS 2004.

Em relação ao consumo de energia elétrica, a participação da região Centro-Oeste no total do consumo do país passou de 3,4 % no ano de 1983, para 5,6% em 2002, a baixa densidade demográfica, o pequeno parque industrial e as comunidades rurais dispersas não atendidas com o serviço de energia elétrica são as razões principais para essa estreita participação da demanda de energia elétrica ao nível nacional. Salvo o estado de Goiás, os outros três estados são importadores de energia elétrica, situação que pode reverter-se em um equilíbrio para o Mato Grosso do Sul e Mato Grosso caso os projetos de entrada de novas usinas térmicas se concretize (Figura 33).

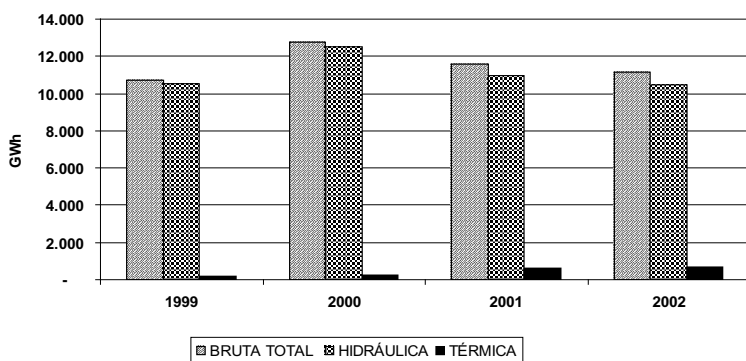
**Figura 33: Região Centro-Oeste:
Balança oferta-demanda de energia elétrica (2002).**



Fonte: Elaborada a partir de dados da SIESE/ONS 2004.

A geração hidrelétrica no Centro-Oeste respondia em 2002 por 94% (10.479 GWh) da produção de energia elétrica total (11.154 GWh) (Figura 34). A maior parte é proveniente do estado de Goiás 88% e do Mato Grosso com 10%. Em relação à geração termelétrica que foi de 676 GWh na região em 2002, o Mato Grosso do Sul participava com 75% do total gerado, Mato Grosso vem a seguir com 25%.

Figura 34: Região Centro-Oeste: Geração de energia elétrica.

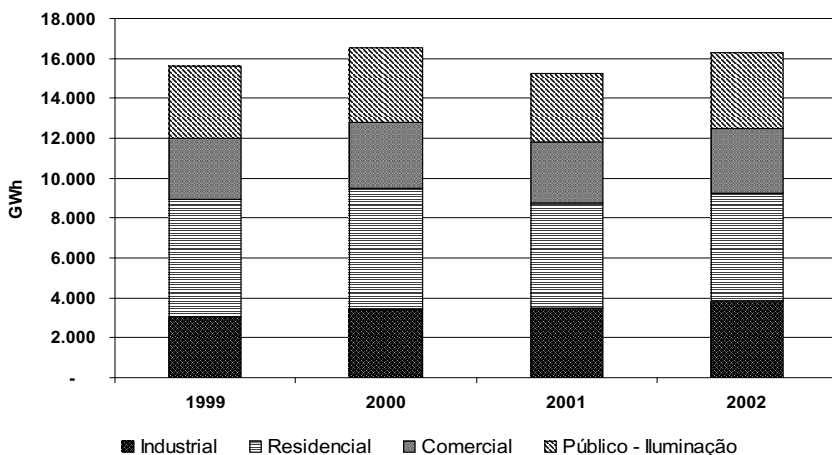


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da SIESE/ONS 2004.

Com relação ao consumo, por categoria, o setor residencial é o mais relevante, pois, consumiu em 2002, 5.353 GWh equivalente a 33% do total de energia elétrica consumida na região que chegou a 16.277 GWh. No Brasil, cuja demanda total em 2002 foi de 290.466 GWh, o setor industrial é o que mais consome energia elétrica com 44% da demanda. Na região Centro-Oeste, este setor detém 24% (3.867 GWh) de toda a demanda. O setor comercial demanda no Brasil e na região 16% e 20% (3.248 GWh), respectivamente. O setor rural junto ao de iluminação pública e das repartições públicas tem uma demanda maior no Centro-Oeste, 23% desta demanda. A média brasileira está em torno de 15% (44.924 GWh), a razão do setor ter mais peso se deve essencialmente ao fato de que o Centro-Oeste é uma região de elevada produção e desenvolvimento agropecuário, assim, a indústria agrícola mecanizada e atividades relacionadas com a pecuária puxam o consumo.

O consumo médio de energia elétrica por consumidor residencial no Centro-Oeste, em 2002, era de 1748 kWh. O Distrito Federal detinha o maior consumo com 2332 kWh por consumidor e o estado de Goiás apresentava um valor de 1406 kWh/consumidor, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso tinham 1.766 e 2063 kWh por consumidor, respectivamente (Figura 35).

Figura 35: Centro-Oeste: Consumo de energia elétrica por setor.



Fonte: Elaborada a partir de dados da SIESE/ONS 2004.

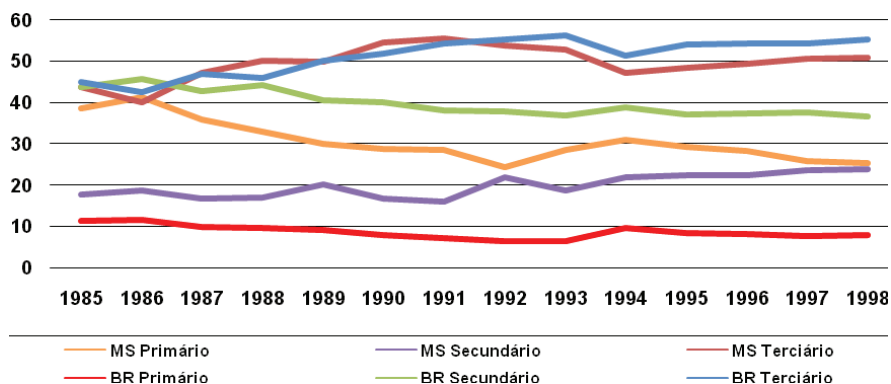
4.3 Perfil da demanda de energia elétrica no Mato Grosso do Sul

Mato Grosso do Sul (MS) é o terceiro estado em termos de Produto Interno Bruto (PIB) da região Centro-Oeste. Após um período de grande expansão na década de setenta, houve um crescimento discreto durante a década de oitenta. No gráfico observa-se que de fato ocorreu quase estagnação da economia nos anos oitenta. Porém, na última década, o estado registrou uma retomada na expansão da economia, e hoje o PIB chega quase aos US\$ 8,0 bilhões (valores de dólar constante no ano 2000), a taxa média anual de crescimento do PIB, no estado de Mato Grosso do Sul, nos últimos 30 anos tem sido de 8,84%.

O estado de Mato Grosso do Sul teve historicamente como principal motor de sua economia o setor agropecuário, contudo, nos últimos onze anos o perfil econômico do estado vem mudando. O setor industrial, em 1998 contribuiu com 25% da atividade econômica e o agropecuário com 26%, ou seja, praticamente equitativos. Quando comparado em nível nacional, há uma evidente diferença no que diz respeito ao setor agropecuário, pois no país este representava apenas 8%, e o setor industrial detinha 37% da atividade econômica. Cabe destacar, no entanto, que enquanto no Brasil esse setor vem mostrando queda, no estado de Mato Grosso do Sul houve um sensível crescimento. O setor de serviços tem tido comportamento similar tanto em nível nacional como estadual, a participação dele é quase semelhante, com 55% e 51%, respectivamente (figura 36).

É um fato que o estado carece de fontes de fornecimento de energia em grande escala. Os recursos hídricos para empreendimentos de grande porte têm sido praticamente esgotados, como no caso do Rio Paraná que faz divisa com o estado de São Paulo, ou precisariam de acordos binacionais, como no caso do Rio Paraguai, que compartilha com o Paraguai.

Figura 36: Participação em % dos três setores econômicos (BR e MS).



Fonte: Elaboração a partir de dados do IBGE 2004.

Fontes energéticas naturais como a biomassa proveniente da cana-de-açúcar ou a lenha são sazonais ou vem diminuindo, respectivamente. Em outros casos, são precárias ou instáveis como a eólica e, em relação à energia solar, sua aplicação ainda é restrita e seu uso localizado é mais apropriado para cargas baixas. Por conta disso, estas duas últimas não têm disponibilidade de fornecimento em grande escala⁹. Mato Grosso do Sul participa com apenas 3,8% da produção de álcool hidratado e 2,91% de álcool anidro. Em 2002 o Brasil produziu 110 mil barris/dia de álcool anidro e 79,4 mil de álcool hidratado (DIEESE, 2003).

Baseado nos relatórios técnicos da SIESE/Eletróbras (2003) se constata que o déficit em energia elétrica do estado foi de 2.284 GWh. Em outras palavras, 78% do consumo é importado de outras regiões do Brasil, embora, a entrada de novas UTEs a gás natural venha amenizando essa dependência desde 2001. O consumo de óleo Diesel que era de 11.087 litros em 2000, vem caindo notavelmente na geração, uma vez que o gás natural veio para substituí-lo. Em 2003 o volume de litros de óleo diesel destinados à produção de eletricidade tinha caído para 3.446. O histórico da produção e consumo de energia elétrica para o Mato Grosso do Sul fornece fator de carga anual baixo. A média do fator de carga anual do sistema (parque gerador) apontou para um valor abaixo de 0,30.

O consumo de energia elétrica no estado de Mato Grosso do Sul, em 2002, foi de 2.918 GWh e teve uma geração bruta total de 624 GWh, dos quais 118 GWh correspondem à geração de origem hídrica e 506

⁹ Conforme estudo recente realizado pela USP no Mato Grosso do Sul o setor que mais consome energia é o de transporte com 20,1%, seguido pelo industrial (14,1%), agropecuário (8,7%), energético (6,1%), residencial (6,1%) e comercial e público (3%), as perdas se contabilizam em 3,0%. O Estado atende 66,1% de suas necessidades energéticas o restante (33,9%) é importado.

GWh à térmica, sendo 495 GWh provenientes das usinas a gás natural. A capacidade instalada contabilizada em Junho de 2004 era de 66,22 MW em usinas hidrelétricas e de 421,27 MW em usinas térmicas perfazendo um total de 546,87 MW em todo o estado (SIESE, 2003)

Tabela 9: Oferta e demanda de energia elétrica no Mato Grosso do Sul.

Item	1998	1999	2000	2001	2002
Capacidade Nominal Instalada (MW)	51	96	96	96	394
Capacidade Hidrelétrica Nominal Instalada (MW)	37	47	47	47	155
Capacidade Termelétrica Nominal Instalada (MW)	14	49	49	49	239
Energia Disponível (GWh)	245	222	245	553	624
Geração Bruta Total (GWh)	236	222	245	553	624
Geração Bruta Térmica a Óleo Diesel (GWh)	9	14	33	20	11
Consumo de Óleo Diesel (10 ³ lt)	3520	4699	11087	13632	3446
Consumo Total de Energia Elétrica (GWh)	2636	2823	2962	2818	2918
Consumo Industrial de Energia Elétrica (GWh)	580	598	638	671	741
Consumo Residencial de Energia Elétrica (GWh)	941	994	1032	922	916
Consumo Comercial de Energia Elétrica (GWh)	492	530	531	545	551

Fonte: SIESE 2001-2003.

Na hipotética situação de que todos os empreendimentos termelétricos e hidrelétricos no Mato Grosso do Sul venham a se concretizar, mais ainda, que a grande maioria das UTEs a gás natural estejam operando com alto fator de capacidade, ou seja, a maior parte do tempo na base da curva de carga (regime permanente) e despachando carga quase o ano todo,¹⁰ o estado disporia de 860,57 MW de capacidade instalada. As usinas incluídas seriam de bagaço-de-cana (Capacidade Instalada 52,5 MW), gás natural (421,4 MW), óleo diesel (6,75 MW), carvão vegetal (1,40 MW) e hidrelétricas (378,52 MW). Calculando o consumo de gás natural das térmicas para dois cenários, considerando que em ambos a eficiência média é de 40% nas usinas, tem-se: para o primeiro cenário assume-se o fator de carga histórico, nesse contexto, a geração térmica poderia ser de 849 GWh, o que significa um consumo médio de 538,5 mil m³/dia. Para o outro cenário se estabelece que o fator de carga seria de 0,40 podendo disponibilizar 1476 GWh de geração termelétrica.¹¹

Levando em conta apenas as usinas térmicas a gás natural, a soma da capacidade instalada de todas as térmicas seria de 421,4 MW, novamente tomando como fator de carga 0,39. No entanto, analisando rigorosamente essa possibilidade existem inconvenientes de caráter técnico, regulatório

¹⁰ Toda usina térmica deve parar por motivo de manutenção, essas paradas são programadas pelo produtor proprietário da usina em função de disponibilidade sazonal de combustível (lenha) ou hidrologia favorável nas bacias fluviais (gás natural).

¹¹ Uma análise sobre o custo da confiabilidade, disponibilidade e de serviços complementares na manutenção do suprimento de energia (*ancillary costs*) para sistemas de geração térmica encontra-se em Prada (1999).

e contratual que impedem que o estado possa atender sua própria demanda e inclusive tornar-se exportador de energia elétrica. Primeiro, pelos contratos de compra de gás natural, que inserem a cláusula *take-or-pay* no patamar de 70%, o que significa consumir ou pagar o gás natural independente do seu uso, a maioria dessas térmicas teria que operar a maior parte do tempo ou, exclusivamente, na base da curva de carga da demanda de energia elétrica para compensar o preço do gás e o patamar mínimo da cláusula *take-or-pay*. Segundo, o excedente hídrico verificado nas bacias e acumulado nas barragens condiciona para que o uso das hidrelétricas seja preferencial, algo totalmente coerente técnica e economicamente. Este fato fez com que muitas térmicas a gás natural, autorizadas para operar e muitas já implantadas, são forçadas a não despachar carga, uma vez que os custos de geração são mais elevados que comprar energia elétrica importada proveniente de usinas hidrelétricas já amortizadas. Terceiro, a maioria das usinas de bagaço-de-cana que operam na modalidade de cogeração tem como objetivo atender a demanda térmica da usina sendo a energia elétrica um sub-produto coerente com a implementação de todo projeto de cogeração, por isso, os valores pequenos da capacidade instalada dessas unidades.

Tabela 10: UTE Potência, tipo de Combustível e Situação Operacional.

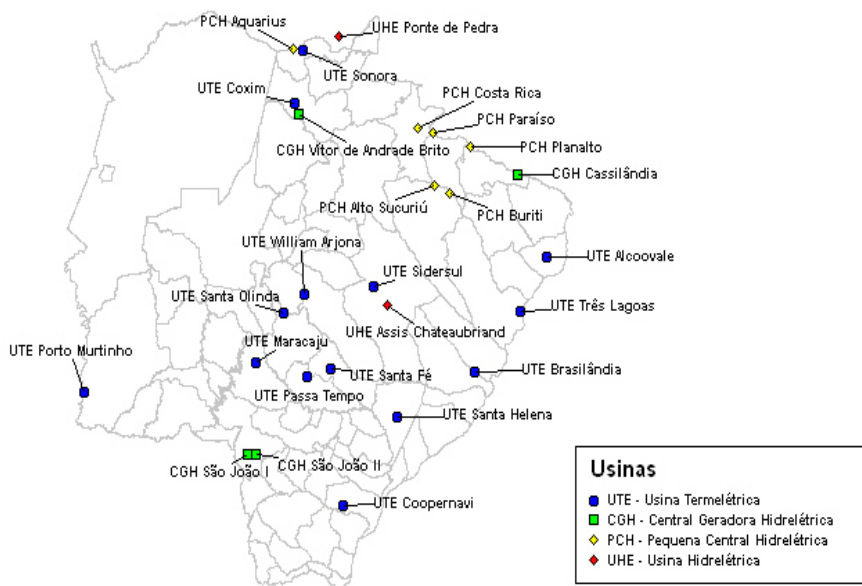
	USINA	MUNICÍPIO	POT-MW	COMBUSTIVEL	Situação Operacional
1	UTE Santa Fé	Nova Alvorada do Sul	3,25	Bagaço de Cana	Em operação
2	UTE Passa Tempo	Rio Brillhante	3,25	Bagaço de Cana	Em operação
3	UTE Maracaju	Maracaju	5,00	Bagaço de Cana	Em operação
4	CGH São João I	Ponta Porã	0,66	Água	Em reforma
5	CGH São João II	Ponta Porã	0,59	Água	Em reforma
6	PCH Costa Rica	Costa Rica	17,00	Água	Em operação
7	UTE Três Lagoas	Três Lagoas	245,70	Gás Canalizado	Em operação
8	UTE DEBRASA	Brasilândia	10,00	Bagaço de Cana	Em operação
9	UTE William Arjona	Campo Grande	175,57	Gás Canalizado	Em operação
10	UTE Porto Murtinho	Porto Murtinho	3,75	Óleo Diesel	Em operação
11	PCH Paraíso	Costa Rica	21,00	Água	Em operação
12	UTE Coxim	Coxim	3,00	Óleo Diesel	Em operação
13	UHE Assis Chateaubriand	Ribas do Rio Pardo	27,23	Água	Em operação
14	PCH Aquarius	Sonora	4,20	Água	Projeto
15	PCH Burity	Chapadão do Sul	30,00	Água	Projeto
16	UHE Ponte de Pedra	Sonora	176,10	Água	Construção
17	UTE Coopernavi	Naviraí	12,00	Bagaço de Cana	Em operação
18	UTE Santa Helena	Nova Andradina	3,20	Bagaço de Cana	Em operação
19	UTE Sidersul	Ribas do Rio Pardo	1,40	Carvão Vegetal	Em operação
20	PCH Planalto	Cassilândia	17,00	Água	Projeto
21	PCH Alto Sucuriú	Água Clara	29,00	Água	Projeto
22	PCH São Domingos	Rio Verde	48,00	Água	Construção
23	UTE Santa Olinda	Sidrolândia	5,75	Bagaço de Cana	Em operação
24	UTE Sonora	Sonora	4,40	Bagaço de Cana	Em operação
25	UTE Alcoolvale	Ap. do Taboado	2,40	Bagaço de Cana	Em operação
26	UTE Santa Fé	Nova Alvorada do Sul	3,25	Bagaço de Cana	Em operação
27	CGH Vítor Andrade Brito	Coxim	0,44	Água	Em operação
28	CGH Cassilândia	Cassilândia	0,55	Água	Em operação

Fonte: SIESE, 2004, MME 2004.

Convém ressaltar que as usinas de bagaço-de-cana operam de forma sazonal, entre março e outubro que corresponde ao período de corte de cana, dessa forma, seu funcionamento poderia ser complementar ao das hidrelétricas, porém, ainda não há evidências de transações de excedente de energia elétrica para a concessionária. Esta situação da geração termelétrica no estado de Mato Grosso do Sul poderia outorgar maior confiabilidade ao sistema elétrico, uma vez que a produção de energia elétrica das UTEs a gás natural mais a inserção de excedentes de energia elétrica a ser feito pelas usinas sucroalcooleiras poderiam diminuir a

dependência da importação de hidreletricidade que atualmente possui o estado de Mato Grosso do Sul (Figura 37).

Figura 37: Localização das usinas elétricas do Mato Grosso do Sul.



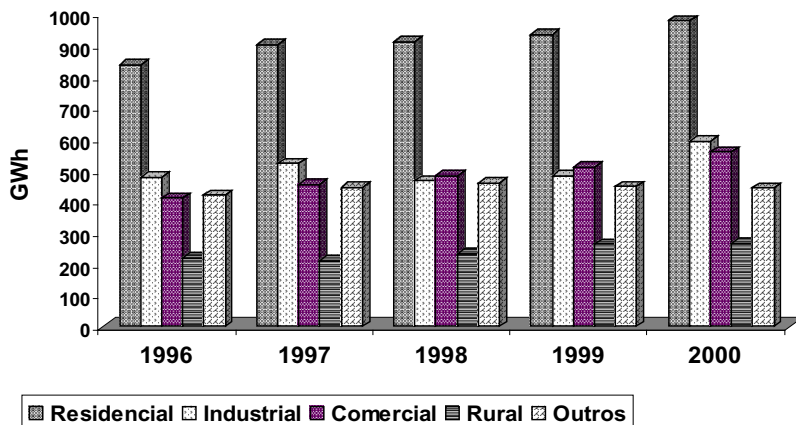
Fonte: AGEPAN, 2004.

O consumo de energia elétrica no estado tem o seguinte perfil: o setor residencial tem crescido a uma taxa média de 3,98% desde 1996, quando registrava uma demanda de 836,7 GWh, em 2002 a demanda foi de 916 GWh. Por outro lado, este setor é o que tem maior peso na demanda total de eletricidade no estado, 31,4% do total consumido. O setor industrial detém 25,4% do consumo de energia elétrica e passou de 477.3 GWh em 1996 para 551 GWh em 2002, registrando um crescimento médio de 6,27%. O setor comercial registra a maior taxa de crescimento nos últimos cinco anos 7,98%. A demanda nesse setor passou de 410.7 GWh em 1996 para 741 GWh em 2002, sua participação na demanda total é de 19%.

O setor rural tem a menor participação dos setores examinados, apenas 9% mas, vem registrando leve aumento na demanda de energia elétrica de 218,6 GWh (1996) para 266 GWh (2000). Finalmente, o setor de outros que inclui, principalmente, repartições públicas estaduais, federais e municipais, manteve uma demanda quase linear e o crescimento médio tem sido de 1,36%, com uma pequena queda em 2000 (442

GWh) em relação a 1999 (447,1 GWh). De forma geral, pode-se afirmar que o estado de Mato Grosso do Sul mantém um perfil típico de regiões onde a indústria é ainda incipiente devido a uma infra-estrutura precária. Por conta disso o setor residencial tem um peso significativo, contudo o dinamismo dos setores comercial e industrial nos últimos anos vem tornando-se evidente, refletindo esse crescimento no aumento da demanda de energia elétrica (Figura 38).

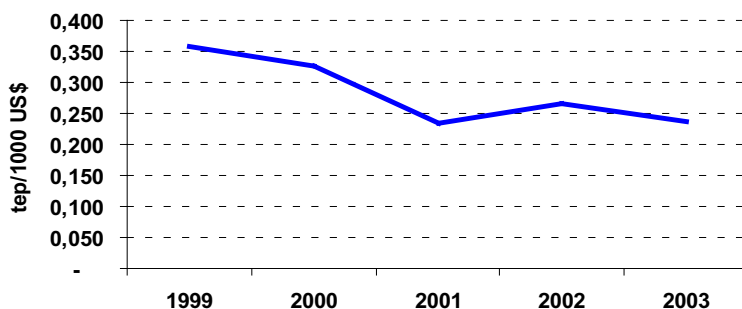
Figura 38: Consumo de energia elétrica no MS por segmento.



Fonte: Iplan 2002.

A intensidade energética, a relação entre a quantidade de energia produzida e o Produto Interno Bruto (PIB) num determinado período, está dada nas seguintes unidades tep/1.000 US\$; tep/R\$. O Brasil, segundo o BEN, tem registrado um valor médio de intensidade energética que oscila em 0,426 tep/1.000 US\$ desde 1987, em 2002 era de 0,439 tep/1000 US\$. Como a intensidade energética é a relação entre duas variáveis macroeconômicas, pois, ambas refletem o comportamento de consumo e desempenho da economia de um país, região, estado ou cidade, pode inferir-se que quando se verifica uma queda esta se deve a um aumento do PIB (denominador) ou houve melhoria das tecnologias empregadas no processo de produção e consumo de energia. Dispondo de dados históricos confiáveis sobre consumo de energia e PIB, é possível fazer projeções sobre o comportamento do consumo de energia conforme vários cenários de crescimento do PIB, mantendo constante a intensidade energética que poderia ser a média dos últimos dez anos.

Figura 40: Intensidade energética no Centro-Oeste.



Fonte: elaboração própria

Para o caso específico da região Centro-Oeste, a figura 40 evidencia o indicador da intensidade energética dos últimos cinco anos. O numerador é a soma do consumo de derivados de petróleo mais a demanda de energia elétrica, assim, o resultado mostrou valores menores que a média brasileira e com tendência de queda. Pode-se interpretar que houve crescimento do PIB da região (que de fato ocorreu), e como os gráficos de derivados de petróleo demonstram, na região também se verificou aumento do consumo de derivados de petróleo como um todo, conseqüentemente, conclui-se que se gastou menos energia para cada mil dólares gerados no Centro-Oeste. Contudo, isso não necessariamente significa que a região tenha dado um salto tecnológico significativo na sua estrutura econômica, o que contribuiu para esse cenário são os altos preços da soja no mercado internacional, favorecendo o crescimento do PIB, mas, que ao mesmo não se reflete de forma geral na população, visto que, a distribuição de renda ainda é desigual e concentrada. Quanto ao consumo de energia por habitante no ano 2000, a relação era de 0,705 tep/hab, menor que a média brasileira, no patamar de 1,02 tep/hab.

ASPECTOS REGULATÓRIOS E AMBIENTAIS NO USO FINAL DO GÁS NATURAL

Existem diversas formas de impulsionar o uso do gás natural. Tais estratégias podem ser elaboradas mediante a adoção de políticas reguladoras, essencialmente, orientadoras e fiscalizadoras do mercado, a inserção de mecanismos tributários que incentivem o uso final do gás natural; e, políticas ambientais que beneficiem energéticos menos poluidores em detrimento de outros, comprovadamente mais nocivos à saúde e ao meio ambiente.

Nesta seção serão apresentadas e analisadas as políticas e/ou mecanismos regulatórios, ambientais e tributários que, normalmente os governos (federal e estadual) estabelecem para o mercado de gás natural. As abordagens pretendem mostrar um embasamento teórico complementado com o aspecto legal (leis, editais, normas, etc.) que regem atualmente o mercado brasileiro de gás.

5.1 Aspectos regulatórios

A regulação pode ser um instrumento poderoso para implementar políticas públicas; definindo uma determinada política, a regulação reduz as incertezas dos resultados talvez mais que qualquer outro instrumento possa fazê-lo (GOLDEMBERG et.al. 1988). Existem três tipos de regulação de grande importância para a política energética: regulação econômica, regulação dirigida para reduzir externalidades e regulação do desempenho energético.

Regulação Econômica

A regulação econômica pode ser utilizada para determinar preços energéticos, para manter tendências competitivas em mercados energéticos nominalmente competitivos e, estruturar licenças e regras de operação para as companhias produtoras, transportadoras e distribuidoras de energia. Em economias de planejamento centralizado os preços são determinados pela administração governamental e não pelas forças de mercado. Similarmente, em muitas economias mistas alguns preços são fixados também

de forma administrativa, porque não existem condições competitivas para proteger grupos consumidores vulneráveis da carga dos preços altos. Uma forma eficaz de proteger esses grupos, segundo Goldenberg et. al. (1988) seria alocação de capital ou utilização de equipamentos energéticos mais eficientes para grupos pobres. Essa opção deveria ser aplicada antes de manter preços da energia mediante custos marginais baixos.

Concessões para as companhias definem a disponibilidade de atividades das companhias. Antes, essas concessões definiam as atividades, tais como providenciar fornecimento de energia em áreas identificadas. O foco na provisão de suprimento de energia, no passado, foi um resultado natural de uma preocupação dos planejadores com a oferta de energia. Agora estas concessões e regras de operação são abrangentes o suficiente para tornar a companhia regulada não somente provedora de energia mas também fornecedora de serviços ao consumidor – orientando-os no uso mais eficiente de energia – e criar incentivos para que as companhias executem esses serviços. Contudo, cuidados devem ser exercidos para garantir que a existência dessas “companhias de serviços de energia” reguladas não inibam o desenvolvimento de companhias de serviços de energia no setor privado não reguladas, onde as condições econômicas são tais que as companhias privadas possam exercer um papel útil na economia (GOLDENBERG et al., 1988).

A ampla faixa de regulações sobre poluição do ar, uso da terra, uso de material tóxico, etc. que tem avançado e evoluído bastante nos últimos 15 anos, em muitas partes do mundo indicam como custos externos sociais podem ser reduzidos através da regulação. Regulação também pode ser usada para limitar os custos externos relacionados com energia, nominalmente, chuva acida, mudanças climáticas associadas com a combustão de combustíveis fósseis; insegurança global associada com dependência do óleo do Golfo Pérsico, das economias de mercado industrializadas, deflorestação associada ao uso de biomassa não-renováveis.

Regulação para melhorar fluxo de informação

O desconhecimento sobre as oportunidades para melhorar a eficiência energética ou para usar fontes de energia alternativas é o maior obstáculo para tomadas de decisão racionais em compras relacionadas com energia. Portanto, regulações que servem para melhorar a informação podem ser medidas políticas muito efetivas. Informações como o desempenho dos carros que usam motores movidos a GNV ou álcool ou de índices de consumo de energia elétrica de eletrodomésticos, principalmente geladeiras, de fácil acesso ao consumidor podem servir muito

para melhorar a intensidade energética, beneficiando tanto ao consumidor quanto aos investidores (companhias públicas ou privadas). Assim posterga investimentos de infra-estrutura, geralmente de alto capital intensivo, para atender o constante crescimento da demanda.

Para uma ampla faixa de outras atividades de uso final de energia que caem dentro das atividades das companhias energéticas reguladas, o fluxo de informação pode ser melhorado para requerer que estas forneçam aos seus consumidores todas as informações pertinentes ao desempenho energético e custo efetivo de investimentos alternativos.

Regulação do desempenho energético

Como um instrumento de política pública, a regulação do desempenho energético tem a vantagem de reduzir as incertezas sobre o uso futuro da energia talvez melhor de que qualquer outra abordagem. Assim, essa regulação deve ser particularmente útil para planejadores de energia que gostariam de contar com melhorias de eficiência energética como uma fonte de “fornecimento de energia equivalente” (GOLDENBERG et al, 1988).

Em países como os Estados Unidos, Reino Unido e outros da Europa há fatos que constataam ações bem sucedidas da regulação do desempenho energético. Contudo, na prática tal regulação pode ser aplicada somente por um limitado conjunto de ações de atividades do uso de energia e às vezes o estímulo é considerado fraco para promover a inovação tecnológica.

5.1.1 Regulação da indústria brasileira de energia elétrica

A termelétrica é a principal fornecedora de energia elétrica na grande maioria dos países, assim uma estratégia de separação entre a indústria de gás natural e a de energia elétrica seria pouco conveniente na elaboração de políticas energéticas.

Conceitualmente, o fornecimento de energia elétrica passou a ser entendido como “serviço público”, uma vez que tem adquirido caráter de essencialidade máxima na sociedade atual. Entende-se como serviço público, certas atividades destinadas a satisfazer a coletividade em geral e o Estado assume que não convém relegá-las simplesmente ao setor privado. Assim, o Estado considera seu dever assumi-las como pertinente a si próprio (mesmo que sem exclusividade) e, em consequência, as colocam sob uma disciplina peculiar instaurada para resguardo dos interesses nelas encarnados, de tal forma a facilitar a viabilização, assim como defendê-

las não apenas contra terceiros ou contra as pessoas que ele próprio haja habilitado a prestá-las, mas também contra omissões ou desvirtuamentos em que o próprio Estado possa incorrer ao propósito delas.

A garantia do funcionamento do Estado e da realização dos fins consagrados constitucionalmente para a sociedade civil pressupõe o fornecimento de energia elétrica. Infere-se, portanto, que qualquer que seja o modelo esboçado para o setor elétrico, este deve garantir o acompanhamento da oferta em margens técnicas confiáveis, uma vez que este é indispensável ao crescimento econômico. Adicionalmente, o modelo deve amparar-se na Constituição Federal, que tem como fundamentos a soberania, a cidadania, a dignidade da pessoa humana, os valores sociais do trabalho e da livre iniciativa.

O Estado até final dos anos 80 detinha, em boa parte do mundo, uma presença avassaladora no setor energético, sendo que sua ação e participação são conhecidas como Estado Intervencionista, pois este intervinha diretamente na elaboração das políticas do setor. No final dos anos noventa foi implantado o Modelo de Mercado Aberto com presença marcante das Agências Reguladoras e vem sendo seriamente questionado. O atual papel de Estado Regulador¹² está sendo criticado não somente no Brasil e outros países em desenvolvimento, mas também em países desenvolvidos, como na Grã Bretanha, país do qual se tentou emular o Modelo de Mercado de Energia Elétrica para o Brasil. Pinguelli Rosa e D'Araujo (2003) relacionam uma série de argumentos e fatos constatados do porque o Modelo das Autarquias Especiais (Agências) atravessam um momento crítico. A aplicação do Modelo ficou aquém do esperado e o debate ideológico confronta o dilema entre o conceito de serviço público e seu controle e fiscalização pelo setor público e o de produção independente e seu controle pelas forças de mercado.

Dentre os vários impactos negativos decorrentes da implantação do Modelo de Mercado Aberto, Pinguelli et al (2003) identificam que os principais fatores tem sido: a evidência da constante elevação das tarifas entre 1995-2001, em especial, no setor residencial onde praticamente dobraram de valor real; o crescimento da capacidade instalada tem sido nesse período muito abaixo do crescimento da demanda. Essa falta de investimentos maciços na capacidade instalada deu como resultado o racionamento de energia elétrica entre 2001-2002 e a conseqüente contração da economia nos dois anos seguintes.

12 Para uma leitura mais detalhada sobre a transição do papel do Estado Intervencionista ao de Estado Regulador consultar Capítulo II de Desafios e Mudanças na Indústria de Gás Natural Tese de Doutorado Turdera (1997).

As características do Sistema Elétrico Brasileiro estão baseadas na grande disponibilidade de água nas bacias do território, conseqüentemente, predomina a geração hidrelétrica. SAUER et al. (2003) observam o seguinte: fornecimento energético é a principal questão no sistema brasileiro e o Modelo de Mercado geralmente é adaptado para funcionar e se adequar melhor a um sistema térmico. Essa diferença não foi levada em conta inicialmente, na formulação do mercado após a privatização de várias empresas e a criação da ANEEL. Hoje, o Ministério de Minas e Energia aprovou um novo Modelo considerando as particularidades da predominância hidrelétrica, do planejamento determinativo; da comercialização cooperativa; da expansão decidida de forma centralizada; e, dos preços regulados em todas as fases, embora definidos na licitação da usina.

A geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica no Brasil são serviços de competência da União, operados por empresas estatais ou delegadas a concessionárias privadas. Em 1992 as dívidas da indústria de energia elétrica atingiam a US\$ 6,0 bilhões e os Créditos de Cartas de Resultados a Compensar a US\$ 24,0 bilhões. Na época, a Eletrobrás era classificada como “inadimplente da União”. Decorrente desse quadro foi elaborada a Lei n. 8631/93 que introduziu a desequalização tarifária propondo que as tarifas de cada empresa estejam baseadas nos custos e na margem de retorno para permitir investimentos. Desta forma, o nível tarifário voltou a se referir os custos de serviço, para cobrir os serviços da dívida (MACIEL, 2001).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada mediante decreto N°. 2.335/98 e da Lei n. 9427/98 autorizou o exercício da atividade de agente comercializador. O trabalho de regulação e fiscalização cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De maneira geral, a Agência mantém diálogo com as agências reguladoras do setor nos estados e com os entes previstos como o Conselho Administrativo de Defesa Econômico – CADE, a Secretaria de Direito Econômico - SDE, com as entidades de energia elétrica e com os órgãos de defesa do meio ambiente.

Maciel (2001) identifica as principais atribuições e ações que implantou a ANEEL nos primeiros anos de funcionamento:

- Regulamentar procedimentos gerais para a exploração dos potenciais hidráulicos brasileiros. Desenvolver estudos de inventariado de rios e viabilidade técnica, econômica e ambiental para usinas de médio e grande porte e de projetos básicos de construção de pequenas centrais hidrelétricas;

- Realizar licitações para concessão de empreendimentos elétricos, prorrogar concessões e dar curso a processos de novas usinas e finalmente autorizar a construção de 230 usinas termelétricas. Adicionalmente, licitar novas linhas de transmissão;
- Atuar na consolidação das atividades do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) mediante a aprovação de seu manual de procedimentos de operação;
- Atuar na criação e regulamentação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente extinto pelo governo Lula;
- Aprimorar o trabalho de fiscalização desenvolvido nas concessionárias de distribuição, apurando não apenas os indicadores tradicionais da qualidade do fornecimento de energia elétrica, mas também indicadores individuais;
- Incentivar a formação dos Conselhos de Consumidores no âmbito das Concessionárias de distribuição de energia;
- Incentivar mediante cláusula contratual a implantação de programas voltados para a eficiência energética, medidas de combate ao desperdício de energia e ações relacionadas à Pesquisa e Desenvolvimento.

No intuito de evitar riscos de sobreposição de funções e de decisões contraditórias entre as agências, a ANEEL assinou acordos com as instituições componentes do sistema de defesa da concorrência, particularmente sobre os atos de concentração (MACIEL, 2001).

Acordo com o Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE) foi firmado um Termo que redunha esforços concentrados na análise da interface da ligação setorial e de defesa da concorrência, com vistas à eliminação de conflitos, padronização de empreendimentos e delimitação de competências legais.

Segundo a Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE) do Ministério da Fazenda – o Convênio celebrado entre as partes contempla ações de harmonização envolvendo estudos de legislação, delimitação de competências e estabelecimento de procedimentos articulados.

Após a criação da ANEEL já somam treze os estados que resolveram implementar agências reguladoras estaduais. Nas quais, geralmente, possuem convênios assinados com a ANEEL. A concepção da maioria delas obedece a propósitos diversos não se circunscrevendo exclusivamente à regulação do setor elétrico. Em Mato Grosso do Sul a ANEEL descentraliza parte de suas atividades à AGEPAN, nas áreas de geração e distribuição de energia elétrica.

No que tange estritamente ao modelo que regeu a indústria de energia elétrica, Sauer et al. (2003) expõem com bastante detalhe as falhas do Modelo aplicado na década de 90. O modelo de “competição plena” (*Pool Models*) foi o que prevaleceu logo após a privatização de várias empresas de energia elétrica, este modelo estabelece a constituição de um mercado atacadista (*pool*), de um mercado *spot* (*exchange*) e de um operador do sistema independente. Adicionalmente, este modelo requer intensa regulação, uma vez que o risco de imperfeições e abuso de poder de mercado é sempre presente. Problemas como fiscalização de custos tornam-se mais agudo, sem contar que programas de gerenciamento pelo lado da demanda e de eficiência energética tendem a ser prejudicados e, não há espaço para políticas sociais.

As críticas e reformulações ao modelo de competição plena foram muitas, em especial logo após as crises de energia elétrica na Califórnia e no Brasil. Inclusive o Banco Mundial, firme incentivador da adoção deste modelo em países em desenvolvimento, reconheceu as vulnerabilidades do setor. O atual modelo implementado pelo governo Lula se baseia no proposto por Sauer, Pinguelli, et al. (2003) O âmago conceitual do modelo consiste na superação das inconsistências do modelo de competição plena, ou seja, estabelecer a “competição pelo mercado” em lugar da “competição no mercado”. Isso, segundo os idealizadores, implica um pacote de financiamento mais favorável, o melhor projeto de engenharia, gerência de construção, operação e manutenção, em prol dos agentes e da sociedade. Inclui-se ainda neste novo modelo a retomada e aperfeiçoamento do planejamento energético seguido da licitação de novos empreendimentos e instalações e sobretudo, uma articulação mais profunda entre as agências reguladoras combinada com a descentralização das suas ações ao poder local. Finalmente, o modelo pretende reestruturar o caráter público do Operador Nacional do Sistema (ONS) de tal forma que o gerenciamento dos recursos seja destinado ao serviço público, cooperativo ou comunitário (SAUER et al., 2003).

5.1.2 Regulação na distribuição de gás natural no Brasil

Diferente da energia elétrica, o fornecimento de gás natural não ganhou o status de “serviço público” no Brasil, pois sua utilização maciça nos vários segmentos é de data recente e sua indisponibilidade no mercado não seria sentida da mesma forma que o serviço de energia elétrica. Contudo, acredita-se que este século seja o do gás natural, assim como o século XX foi do petróleo, pois, ele é tido como o energético da transição entre os combustíveis fósseis e os combustíveis alternativos renováveis.

Em termos institucionais, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) é a autarquia responsável pela regulação da indústria de gás natural. As atribuições da ANP quanto ao gás natural estão dispostos no art. 8º da Lei n. 9.478/97 e lhe conferem: proteger os consumidores quanto ao preço, qualidade e oferta de produtos; estabelecer blocos a serem licitados; autorizar o exercício das atividades de cadeia, excetuando-se a exploração e a distribuição; e, fiscalizar as atividades de cadeia.

A regulação das atividades de exploração e produção (E&P), seja na esfera federal ou estadual, cabe à ANP através da licitação de blocos; a atividade de processamento, com a construção de UPGNs não necessita de licitação, basta uma autorização concedida pela ANP; e os que desejam atuar no transporte devem seguir o mesmo procedimento. O setor de comercialização é livre, ausente de regulação por órgãos do Poder Público, entretanto, o segmento de distribuição é de competência exclusiva dos estados federados.

Para o Brasil, é consenso geral no mundo da indústria de gás natural que há uma carência de um marco regulatório específico, já que na Lei do Petróleo, as atribuições de competência da ANP e a identificação das atividades específicas da cadeia de produção não estão bem definidas. Ademais, a regulação econômica do setor gasífero não é de responsabilidade exclusiva da ANP, visto que a própria Constituição Federal em art.25, §2º atribui aos estados a exploração exclusiva dos serviços locais de gás canalizado. Portanto, é mister o reconhecimento dos limites de competência da ANP e das Agências Estaduais ou Secretarias Estaduais de Energia em matéria de gás natural.

Para os peritos em questões jurídicas a Constituição Federal tornou o gás natural uma fonte de conflitos e competências entre os diversos entes federativos. De fato, em regra as fontes energéticas ficam sob o total controle da União. A União detém a propriedade dos potenciais hidráulicos bem como do petróleo, uma vez que não só pertencem a ela as jazidas, mas também o poder de regular e explorar, direta ou indiretamente, todas as atividades referentes ao petróleo.

Porém, no que diz respeito ao gás natural a situação se complica. A União continua com a propriedade das jazidas de gás natural e com o poder de regular e explorar as atividades relativas ao gás natural. Entretanto, a Constituição Federal atribui aos estados a competência para explorar as atividades relacionadas ao serviço de gás canalizado. Dessa forma, para aqueles que não estão familiarizados com a indústria de gás, é difícil perceber as inúmeras questões que surgiram em decorrência dessa atribuição. Talvez o caso mais eloqüente dessa complexidade seja o caso das atribuições outorgadas pelo estado do Amazonas à Companhia de Gás

do Amazonas (CIGAS) sobre o exercício de uma gama de atividades que confundem se elas não estariam exagerando ou sobrepondo sua atuação.

FAVERET-CAVALCANTI (2002) explica que a Constituição Federal (art. 25, § 2º) estabelece que cabe “[...] aos Estados explorar diretamente ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado [...]”, acrescenta ainda que o termo “gás” significa competência sobre o serviço de distribuição local do gás natural, ou outras espécies de hidrocarbonetos gasosos. Nesse sentido, uma rede de distribuição de qualquer tipo de gás não constituído de hidrocarbonetos não estaria alcançada pela competência estadual.

Juristas entendem que o termo “serviços locais de gás canalizado” consiste, em linhas gerais, na distribuição de um combustível gasoso, ou seja, a Constituição vislumbrava, na época de sua elaboração, a comercialização de hidrocarbonetos gasosos a serem usados como combustível. Assim, no entendimento jurídico significa que a norma constitucional atribui aos estados a competência para o serviço de distribuição de energia e não de matéria prima. Portanto, estaria fora da competência estadual o fornecimento de gases como etano e propano, que embora hidrocarbonetos apresentados no estado gasoso, são utilizados pela indústria petroquímica e gás-química como matéria prima. Visto que é de competência estadual o gás canalizado entregue através de dutos e como a queima do gás destina-se para a geração de energia elétrica e ocorre na pessoa do usuário final é válido afirmar que o serviço de gás canalizado está na esfera do Estado (FAVERET-CAVALCANTI, 2002).

O serviço de gás canalizado pode englobar duas atividades que merecem ser distinguidas. A primeira é a venda de gás natural para o usuário final, a segunda é o seu transporte até o local em que o mesmo será consumido pelo usuário final. Os estados ou as suas concessionárias de serviço de gás natural canalizado, têm o direito de exigir que terceiros não transportem ou vendam gás aos consumidores finais localizados nos seus respectivos territórios. Contudo, o conceito de *third party access* ou acesso a terceiros veio a inovar a forma como devem ser distribuídos e transportados serviços em rede com o gás natural e a energia elétrica, este mecanismo regulador tem sido implementado nos Estados Unidos com grande sucesso e atualmente os países da Europa estão inserindo-o para alavancar as vendas de gás natural e aprimorar o atendimento ao usuário com preços mais competitivos e com liberdade de escolha. Este mecanismo de caráter regulatório é de fato impulsionador dos mercados de gás natural, mas, para seu pleno sucesso é preciso que exista uma malha bastante densa de dutos de gás, caso contrário sua aplicação é limitada e não traz os benefícios esperados.

Diversas publicações, estudos, leituras e análises das regulações vigentes nos Estados Unidos da América, e em países da Europa Ocidental, em especial Grã Bretanha (BARROS, 2004; MAJONE, 1996) apontam para que exista uma efetiva e real competição no mercado. O ente regulador deve incorporar mecanismos que obriguem às empresas a realizar uma discriminação e/ou separação contábil e jurídica (*unbundled sales* na terminologia anglo-saxônica) das empresas detentoras do transporte e distribuição de gás natural, ambos monopólios naturais. Estas medidas junto à implementação do acesso a terceiros (*third party access*), hipoteticamente, dariam condições reais para que se instale uma concorrência justa e equitativa no mercado.

A competitividade no mercado brasileiro ocorrerá quando junto aos mecanismos mencionados no parágrafo anterior, também exista uma farta e extensa malha de transporte de gasodutos em especial convergindo para o Sudeste (São Paulo). Este centro de consumo sendo atendido por diversas fontes de oferta (Bolívia, Argentina, Bacia de Campos, Bacia de Santos, GNL) propiciará que o preço do gás natural seja regido pelo *wee-head price* ou preço na boca-de-poço, como agora ocorre nos EUA para os grandes centros de consumo, por exemplo, Nova Inglaterra, Califórnia e Chicago na América do Norte, ou Buenos Aires no Cone Sul. Dessa forma, se cogita a possibilidade de São Paulo se tornar um fixador de preço antes que um tomador de preço, fato que ocorre atualmente.

Órgãos Reguladores Estaduais na região Centro-Oeste

No âmbito estadual e regional, o estado de Mato Grosso do Sul também aderiu e criou sua agência reguladora denominada Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos (AGEPAN). A legislação para sua criação teve a seguinte evolução:

1. Lei nº 2.363, de 19 de dezembro de 2001 – Cria a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul e o Conselho Estadual de Serviços Públicos, e dá outras providências.
2. Decreto nº 10.703, de 19 de março de 2002 – Aprova o Regulamento Interno do Conselho Estadual de Serviços Públicos, criado pela Lei n 2.363, de 19 de dezembro de 2001.
3. Decreto nº 10.704 – Dispõe sobre a competência e aprova a estrutura básica da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul, criada pela Lei n 2.363, de 19 de dezembro de 2001, e dá outras providências.

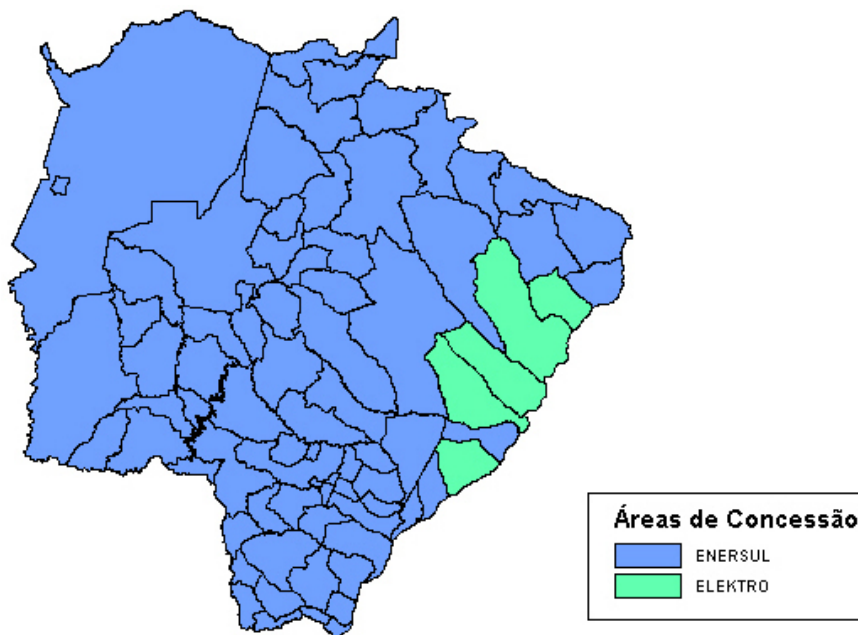
4. Deliberação nº 01, de 17 de abril de 2002 – Aprova o Regimento Interno da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul.
5. Lei nº 2.766, de 18 de dezembro de 2003 – Dispõe sobre a disciplina, a regulação, a fiscalização e o controle dos serviços públicos delegados do estado de Mato Grosso do Sul.
6. Portaria Nº 07, DE 24 DE SETEMBRO DE 2002 – Baixa o Código de Ética dos Servidores que integram o quadro da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul – AGEPAN e de seus Colaboradores. Portaria, AGEPAN nº 002, de 16 de março de 2004- Institui a Comissão de Auditoria Técnico-operacional e Econômico-financeira.
7. Portaria nº 028, de 16 de março de 2004 - Delega competência à Comissão de Auditoria Técnico-operacional e Econômico-financeira da AGEPAN para a aplicação de penalidades na fiscalização das empresas prestadoras de serviço público delegado sob a regulação e a fiscalização da AGEPAN e dá outras providências. Principais áreas de atuação da AGEPAN:

Aeroportos
Distribuição de Gás Natural Canalizado
Energia Elétrica
Infovias
Inspeção de Segurança Veicular
Irrigação
Mineração
Rodovias, Ferrovias e Dutovias
Saneamento Básico
Telecomunicações
Terminais de Cargas e de Passageiros
Terminais Hidroviários
Transporte Intermunicipal de Passageiros
Travessias Fluviais

Contudo, apesar desse leque de setores de serviço público sobre os quais a AGEPAN detém poder regulador, de fato, apenas duas são as áreas nos quais concentra a sua atuação: Energia Elétrica e Transporte Intermunicipal. Existem esboços regulatórios iniciais para atuação em mais três áreas: Saneamento, Distribuição de Gás Natural Canalizado e Telecomunicações. No entanto, dependem da assinatura de contratos com várias entidades municipais, estaduais e federais para que a atenção realmente aconteça.

No estado de Mato Grosso do Sul duas Concessionárias prestam o serviço de Distribuição de Energia Elétrica: a Empresa de Distribuição de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul – ENERSUL e a ELECTRO, companhia de São Paulo que atende cinco municípios do MS que fazem divisa com o estado de São Paulo (Figura 40); a AGEPAN fiscaliza e regula ambas empresas.

Figura 40: Áreas de concessão das empresas de distribuição de energia elétrica no estado de Mato Grosso do Sul.



Fonte: ANEEL, 2004.

Por sua vez, o estado de Mato Grosso também criou sua Agência Reguladora de Serviços Públicos (AGERMT) mediante Lei No. 66 do 22 de dezembro de 1999. A AGERMT exerce sua ação de ente regulador sobre as seguintes atividades:

- Saneamento Básico
- Rodovias, Ferrovias
- Portos e Hidrovias
- Irrigação
- Transporte intermunicipal de Passageiros

- Distribuição de Gás Natural Canalizado
- Energia Elétrica
- Telecomunicações
- Aeroportos

A mais nova agência reguladora do Centro-Oeste é a do estado de Goiás, criada sob Decreto No. 5940 de 27 de Abril de 2004, a Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos (AGR). A mesma tem a responsabilidade de exercer suas ações de praxe sob os seguintes setores:

- Telecomunicações
- Energia Elétrica
- Irrigação
- Distribuição de Gás Canalizado
- Recursos Hídricos
- Recursos Minerais
- Combustíveis e Lubrificantes
- Meio Ambiente

5.2 Regulamentação Ambiental para o Gás Natural

O gás natural na Europa e nos Estados Unidos é bem recepcionado pela sociedade, como um todo, porque vem substituir combustíveis fósseis muito mais poluentes. Dessa forma, se constata que o gás natural é considerado um combustível mais limpo em comparação com os que substitui, essencialmente carvão mineral e derivados de petróleo como óleo combustível e gasolina. Esta virada para o gás natural é decorrente da crescente pressão de governos e consumidores para o uso de energias mais limpas ou que causem menos impactos ambientais. No entanto, no Brasil, esta aceitação do ponto de vista ambiental, é muito mais relutante, haja vista, que na geração de energia elétrica predomina a hidreletricidade muito mais limpa por utilizar água como combustível. Contudo, alagamentos extensos das barragens também criam passivos ambientais. Assim, faz-se necessária uma avaliação *vis-à-vis* sobre os impactos ambientais entre projetos térmicos e hídricos.

Partindo da premissa de que o gás natural é um energético “mais limpo”, observa-se que a regulamentação ambiental é voltada, preferencialmente, para a implantação de novos sistemas e a elaboração do

licenciamento ambiental dos empreendimentos recentes tanto das plantas de produção, como para a instalação de gasodutos (BARROS, 2004).

Relaciona-se a seguir o conjunto de leis, resoluções, decretos, etc., que compõem a regulamentação ambiental brasileira para os empreendimentos relativos ao gás natural.

No âmbito federal se dispõe dos seguintes mecanismos jurídicos para a indústria de gás natural:

- Constituição Federal – Capítulo VI – do Meio Ambiente;
- Resolução CONAMA n.º 1/86 – Dispõe sobre os procedimentos relativos ao Estudo de Impacto Ambiental;
- Resolução CONAMA n.º 9/87 – Procedimentos para Audiências Públicas; e
- Resolução CONAMA n.º 237/97 – Dispõe sobre os procedimentos e critérios utilizados no licenciamento ambiental e no exercício da competência, bem como as atividades e empreendimentos sujeitos ao licenciamento ambiental

No Brasil, o estado de São Paulo é o que mais tem avançado na elaboração e o desenvolvimento de mecanismos de fiscalização e normas ambientais. O estágio preocupante em que se encontram os recursos hídricos do estado, a comprometedor qualidade do ar da cidade de São Paulo e de outros pólos industriais do estado têm propiciado a atuação mais incisiva e pró-ativa de universidades, órgãos públicos e sociedade civil organizada em relação às questões ambientais. Fruto dessa preocupação e do dinamismo dos agentes, o estado tem elaborado um arcabouço de leis para regulamentar as atividades de produção, exploração, transporte ou consumo de energia que criem passivos no meio ambiente. Os mecanismos jurídicos são:

- Constituição Estadual – Capítulo IV – Do Meio Ambiente, dos Recursos Naturais e do Saneamento – Seção I – Do Meio Ambiente;
- Decreto Estadual 43.505/98 – Autoriza o Secretário do Meio Ambiente a celebrar convênios com Municípios do Estado de São Paulo visando a fiscalização e licenciamento ambiental;
- Resolução SMA n.º 42/94 – Procedimento para análise de EIA e RIMA;
- Resolução SMA n.º 35/96 – Cria o Balcão único para licenciamento ambiental na Região Metropolitana de São Paulo;

- Resolução SMA n.º 11/98 – Dispõe sobre realização de reunião técnica informativa, aberta a participação do público, no procedimento para análise do Relatório Ambiental Preliminar e demais Estudos de Impacto Ambiental, conforme disposto na Resolução SMA 42 de 29/12/94;
- Portaria n.º 36/95 – Define os tipos de documentos emitidos pelo DPRN;
- Portaria DPRN n.º 17/98 – Estabelece a documentação inicial a ser entregue pelo interessado e novos procedimentos para processos de licenciamento no âmbito do DPRN; e
- Portaria CPRN n.º 4/99 – Estabelece prazo para a entrega do material de publicidade exigido no licenciamento ambiental através do RAP e EIA/RIMA e dá providências correlatas

As resoluções CONAMA 01/86 – que dispõe sobre os procedimentos relativos ao Estudo de Impacto Ambiental e CONAMA 237/97 – sobre os procedimentos e critérios utilizados no licenciamento ambiental e no exercício da competência, bem como as atividades e empreendimentos sujeitos a ele, balizam as atividades das plantas e gasodutos de gás natural, complementadas por Decretos e Resoluções específicas dos estados. Barros (2004) adiciona que além das análises e procedimentos mencionados nas documentações acima há análises específicas em que a solicitada, pôr exemplo, para a implantação de um gasoduto, uma Análise Preliminar de Perigos, Estudo de Análise de Riscos, contemplando os critérios e orientações estabelecidos no documento Termo de Referência para Elaboração de Estudos de Análise de Risco da CETESB, datado de 2000.

Na região Centro-Oeste, os governos Estaduais ainda não criaram mecanismos de regulação específicos, seja através de Secretarias de Meio Ambiente ou das Agências Reguladoras, para o setor de gás natural. No que diz respeito ao uso de gás natural também não existe uma estrutura reguladora concreta. A Agência Nacional de Petróleo – ANP – mediante agentes treinados fiscaliza a qualidade dos derivados de petróleo e o álcool vendido nos estados, limitando-se a esta regulação de caráter técnico. As normas editadas pela ANP sobre a manipulação de gás natural, características físico-químicas e entrega ou custódia do gás fazem parte das funções que cabe ao órgão regulador definir para o setor de gás. No entanto, não poderiam caracterizar-se como normas ou regulamentações ambientais, pois, estas almejam outra abordagem no seu arcabouço conceitual.

Para a questão ambiental, segundo AGOSTINHO et al (2004), toda lei, decreto ou resolução que envolva empreendimentos energéticos deve

pautar-se pelos princípios que regem o Direito Ambiental, o princípio da prevenção e o princípio da precaução destacam-se como os mais importantes, dos quais decorrem todos os demais. O princípio da prevenção reza que devem ser adotadas medidas efetivas para evitar o dano ambiental mesmo no caso de haver apenas um simples risco de danos graves e irreversíveis ao meio ambiente. O princípio da precaução, por sua vez, vai mais além e preconiza que a prevenção deve ocorrer não apenas em caso de certeza do risco do dano ambiental, mas, também, quando existe a dúvida científica do risco do dano ambiental. São estes dois princípios que fundamentam a exigibilidade do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e do próprio processo de licenciamento ambiental para as atividades potencialmente ou efetivamente causadoras de danos ambientais significativos, como é o caso das atividades da indústria do gás natural.

O Estudo de Impacto Ambiental é realizado por uma equipe multidisciplinar que faz avaliações técnicas e científicas sobre as consequências da implantação do empreendimento e os impactos que irá causar no meio ambiente do ponto de vista de diversas áreas como a da Biologia, Geografia, Economia, Sociologia, etc. Ao final, deverá ser apresentado um documento contendo os resultados dos estudos técnicos e científicos de avaliação de impacto ambiental denominado Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Este relatório deverá ser sempre divulgado e submetido à consulta pública e, em determinados casos, discutido em audiências públicas.

O Licenciamento Ambiental, por sua vez, consiste em um procedimento administrativo destinado a licenciar a instalação, ampliação, modificação e operação de atividades e empreendimentos que utilizam recursos naturais ou que sejam potencialmente danosas ao meio ambiente. Para o processo geral de Licenciamento Ambiental, no qual se inserem as atividades da indústria do gás natural que não sejam as de exploração, desenvolvimento e produção, é necessária a concessão de duas licenças preliminares antes de ser concedida a licença final, são elas: a Licença Prévia (LP), destinada à fase de planejamento da atividade, e, a Licença de Instalação (LI), que autoriza o início da implementação, de acordo com as especificações constantes do projeto executivo aprovado. A licença final autorizando o início das atividades denomina-se Licença de Operação (LO).

CONCLUSÕES E DESTAQUES

A economia brasileira está crescendo vigorosamente desde 2004, as exportações têm sido responsáveis pelo superávit na balança de pagamentos. Devido ao novo ambiente econômico internacional, os Estados Unidos, a maior economia do mundo, vem atravessando uma crítica situação, o mercado doméstico deverá ter maior participação no destino e assimilação de diversos bens. O ano de 2008 registrou um consumo de 392.764 GWh na rede do sistema elétrico da rede, 3,8% maior que no ano 2007. O setor industrial representa 45,8% do total de energia elétrica consumida, os setores residencial e comercial participaram com 24,1% e 15,8%, respectivamente, o restante 14,8% corresponde ao consumo de outros setores.

No caso do consumo de gás natural o setor industrial, também é o principal consumidor com 50% dos 51 milhões de m³/d demandados em fevereiro de 2008, com um aumento significativo (30%) de gás natural direcionado à geração de eletricidade. O estado de Mato Grosso do Sul tem aumentado sua parcela de utilização do gás natural e a empresa distribuidora do estado vem se esforçando para diversificar seu uso, sobretudo focando o setor industrial. No momento, o principal consumidor é o setor de geração termelétrica. É evidente que o aumento na demanda de energia elétrica e de gás natural no país está sendo propiciada por uma retomada do crescimento econômico, o qual se espera que seja sustentável e de longo prazo.

A globalização gerou uma dependência muito forte dos mercados externos criando um dilema para as economias nacionais, pois, ao mesmo tempo fortalece e fragiliza o crescimento econômico, dependendo da conjuntura econômica. A produção de energia elétrica deve acompanhar a demanda interna por energia e neste sentido, estima-se que muitas termelétricas deverão entrar em operação. Entretanto, se não forem superados alguns gargalos relacionados à infra-estrutura de transporte de energia elétrica e escoamento do gás natural, existe a possibilidade de que as usinas em construção não sejam suficientes para atender o mercado. O governo federal vem investindo, em forma paralela, na construção de linhas de transmissão, mas, dependendo da demanda e da distância até o centro de carga, a construção de gasodutos pode ser uma alternativa mais econômica. Esta última alternativa pode tornar-se altamente atrativa quando a produção de gás natural da Bacia de Santos entre na fase comercial.

Mudanças estruturais no setor de transporte também devem dar-se no campo da tecnologia com a introdução de tecnologias mais limpas e eficientes direcionadas à utilização do gás natural nos diferentes segmentos consumidores. As mudanças ainda deverão ocorrer na legislação ambiental e tributária, sempre e quando se opte por uma política de favorecer combustíveis menos poluentes que os derivados de petróleo ou de substituição plena da eletrotermia no setor industrial. O gás natural irá ganhar espaço em indústrias energo-intensivas de energia elétrica e naquelas onde ainda predomina o uso de óleo combustível, lenha ou outros energéticos mais poluidores que o gás natural.

A seguir se apontam questões críticas direcionadas para superar esses gargalos.

Pontos chaves:

a) Economia e de Mercado;

- A atração de investimentos estrangeiros diretos (IED) para o setor de serviços e infra-estrutura não é *per si* a solução aos crônicos problemas de carência de capital e de expansão econômica, tal qual mostram análises de diversos órgãos internacionais;
- Todos os governos do Brasil das últimas duas décadas têm optado por políticas econômicas cíclicas e de endividamento que tem comprometido seriamente a capacidade de investimento e expansão do setor energético;
- A atual política macroeconômica do governo visa, sobretudo, criar superávit primário, em detrimento de outros objetivos estruturais para incentivar o investimento interno e o crescimento econômico de forma paralela a um desenvolvimento econômico sustentável.
- Novos mecanismos reguladores para a indústria de gás natural e de energia elétrica precisam ter maior clareza e transparência quanto aos seus objetivos;
- Um mercado funciona apropriadamente quando compradores e vendedores são capazes de tomar decisões estando bem informados sobre alocação de riscos e, permite negociar custo mínimo;

- Tênuve integração de políticas energéticas com políticas industriais, de ciência e tecnologia, integração energética no Cone Sul e ambientais;
- Descobertas de volumosas reservas de gás natural no litoral de São Paulo estão obrigando a definir novas estratégias para propiciar demanda deste energético no mercado;
- Governo deve estar presente no mercado como facilitador do gás natural;
- Complementação energética intra-regional e internacional deve ser vista como um benefício para a oferta de energia elétrica e de gás natural no Cone Sul;
- Adequada formatação dos impostos sobre os combustíveis derivados de petróleo e o gás natural, além da inclusão de externalidades no preço final dos combustíveis poluentes, podem alavancar a demanda por gás natural no mercado;
- A região Norte do Brasil é a mais carente em fontes de energia e, no entanto a que detém a maior demanda reprimida, a inserção do gás natural seja por gasoduto ou por GNL aliviaria essa carência de oferta energética;
- Capacidade instalada do parque térmico no Brasil deve aumentar para outorgar confiabilidade ao sistema e diminuir a dependência da afluência hidráulica, variável estocástica de complexa previsão.
- A utilização de tecnologias sob o conceito de geração distribuída ainda não é economicamente atrativa para boa parte das indústrias por causa do elevado custo dos equipamentos importados;
- Existe uma clara tendência mundial de declínio das reservas e produção de petróleo, o gás natural deverá ocupar boa parte desse espaço e as energias renováveis tendem a ter uma presença cada vez mais significativa; e,

- O Centro-Oeste vem recebendo pesados investimentos para tornar-se uma região de vastas plantações de cana-de-açúcar e, conseqüentemente, fornecedor de etanol para o mercado doméstico e internacional. Tem-se, portanto, mais um agente de peso no tabuleiro complexo da oferta/demanda de energia.

b) Infra-estrutura, tecnológicas e ambientais;

- Incipiente infra-estrutura dutoviária no Brasil;
- Construção de novos gasodutos requer capital intensivo e vários anos para a sua finalização. Em um país continental como o Brasil esses investimentos e tempo são ainda mais vultuosos;
- Melhorias na tecnologia de transporte é o ponto chave para ampliar a malha de transporte do gás natural, no Brasil e no continente;
- Somente nos estados de Goiás e Mato Grosso estão sendo construídas hidrelétricas de pequeno e médio porte, uma vez que os rios existentes nesses estados permitem ainda esses empreendimentos;
- No estado de Mato Grosso do Sul aproveitamentos hidrelétricos seriam apenas para pequenas e micro-centrais hidrelétricas. Por conta disso, é inevitável que em médio e longo prazo termelétricas venham ocupar espaço relevante na oferta de energia elétrica para o estado;
- A capacidade instalada de usinas termelétricas no Centro-Oeste, e em especial no Mato Grosso do Sul, deve aumentar nos próximos anos;
- A capacidade instalada de usinas termelétricas no estado de Mato Grosso do Sul deve chegar a 483,05 MW dos quais 421,4 MW exclusivamente a gás natural;
- O melhor aproveitamento e o uso mais eficiente do gás natural na geração termelétrica ocorre quando a usina térmica é de ciclo combinado ou quando é utilizado sob o conceito da cogeração;

- Eficientes valores de *heat rate* podem ser fatores determinantes para que termelétricas possam vir a competir com hidrelétricas no mercado energético brasileiro;
- A aplicação do conceito de geração distribuída aliviará a sobrecarga nas linhas de transmissão e distribuíção e outorgará maior disponibilidade de energia elétrica para demandas localizadas;
- Diversificar o *mix* de combustíveis na geração é fator importante para ganhar competitividade e outorgar segurança ao sistema de fornecimento de eletricidade;
- Incorporar políticas de economia da energia a partir da abordagem do gerenciamento do lado da demanda é uma saída econômica e tecnicamente exequível e que deve ser implementada desde o âmbito federal;
- Agências reguladoras estaduais do Centro-Oeste carecem de quadros que conheçam a indústria de gás natural para regulá-la e fiscalizá-la;
- Leis, exigências e autorizações ambientais devem ser mais expeditas, pois atrasando projetos do setor energético, vislumbra-se um alerta sobre novo racionamento de energia elétrica no médio prazo;
- Propiciar sinergia entre questões regulatórias e atender necessidades energéticas deve ser a política dos governos centrais e estaduais para o novo milênio;
- As condições climáticas do Brasil, país tropical, incidem no desempenho das usinas termelétricas a gás natural, assim, pesquisas visando análise e monitoramento dos gases lançados por elas deve incrementar-se a fim de avaliar os possíveis impactos nestas latitudes sobre o meio ambiente;
- A metodologia conhecida como Avaliação Ambiental Estratégica tem sido adotada em boa parte dos países desenvolvidos e em muitos em desenvolvimento como uma ferramenta para mensurar impactos socioeconômicos e ambientais de políticas, programas e projetos de qualquer setor. Políticas e programas

do setor energético em escala nacional ou regional exigem avaliações ambientais e econômicas rigorosas, no estado de Mato Grosso do Sul está ocorrendo um fato inédito em termos energéticos que é a expansão em grandes proporções da cultura da cana-de-açúcar, por conta disso a adoção de um mecanismo de avaliação ambiental faz-se necessário;

- O gás natural no estado de Mato Grosso do Sul já é um energético importante na matriz estadual e dentro dos segmentos onde se vislumbra um crescimento sustentado no setor industrial e de veículos leves a tendência é se consolidar. Por outro lado, na geração termelétrica o uso de gás natural estará circunscrito às atuais usinas já em operação (W. Arjona e Três Lagoas) pois, sua utilização na geração de energia elétrica não é uma opção viável, do ponto de vista da eficiência energética e da expulsão de gases estufa e poluentes. Contudo, a termoeletricidade deverá ter presença significativa na produção de eletricidade do estado, mediante a bioeletricidade, antecipar-se a essa realidade mediante estudos, pesquisas, avaliações e adequada estrutura regulatória elaborada por órgãos públicos e centros de pesquisa pode trazer grandes benefícios à sociedade sul-mato-grossense; e, finalmente,
- No que diz respeito à bioenergia, está a jogar um papel fundamental na oferta de energia bem como na cadeia de produção do estado. Fatores de caráter ambiental, como a emissão de gases estufa e de caráter comercial, como a escalada do preço do barril de petróleo, estão propiciando a produção de biocombustíveis em âmbito mundial. O estado de Mato Grosso do Sul tem sido escolhido como um dos estados onde deverão estar operando, no curto e mediano prazo, em torno de vinte usinas sucro-alcooleiras, esse fato trará, sem dúvida, externalidades boas e más na estrutura político-econômica do estado. Caso predomine apenas a lógica do imediatismo que olha quantidade de área plantada e volume de etanol produzido sem fazer uma avaliação real dos impactos, corre-se o risco de, no longo prazo, reverterem todos os possíveis ganhos iniciais com a bioenergia por passivos ambientais e econômicos vultosos. Esta avaliação e outros referentes à cana-de-açúcar, devem ser abordados em outro estudo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGOSTINHO, M. A., **Responsabilidades da Indústria de Gás Natural pelos Danos Causados ao Meio Ambiente**, V Encontro de Profissionais do GN, GLP, GNV, Julho, 2004.

ASEAN ENERGY- **Overview of Cogeneration and its Status in Asia** – Report of Association of Southeast Asian Nations, 107, pp, 2000.

BANKS, F. **An introduction to the economics of natural gas**, OPEC Publications, 38 pp. 2003.

BARROS, M. A. T. **Regulamentação Ambiental para o Gás Natural**, V Encontro de Profissionais do GN, GLP, GNV, Julho, 2004.

BARROS, F., G SOUZA NETO, J. MEDEIROS & YANCO M. A. XAVIER **Poder Regulamentar no Direito Concorrencial em Matéria de Gás Natural: uma Abordagem dos Limites de Atuação do CADE, da ANP e das Agências Reguladoras Estaduais**. V Encontro de Profissionais de GN. GLP e GNV, São Paulo, 2004.

BLUESTEIN, J., **Environmental Benefits of Distributed Generation, Energy and Environmental Analysis**. Inc 200. BP Power, **The Cost of generating Electricity**, A studied carry out by BP Power for The Royal Academy of Engineering, 2004

CEPAL – **La inversión extranjera en América Latina y el Caribe**, Relatório Analítico Comisión Económica para América Latina y el Caribe – pp. 175 , 2003.

COMAR, V., M. V. TURDERA e F. E. S. COSTA, **Avaliação Ambiental Estratégica para o Gás Natural**, Editora Interciência Rio de Janeiro, 2006.

FAVERET CAVALCANTI J. R. P. **Limites da Competência Estadual em Matéria de Gás**. In Valois P. Org. **Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural**, Editora Lúmen- Júris, pg 161-170, Rio de Janeiro, 2002.

GELLER, H. S., **Revolução Energética: Políticas para um futuro sustentável**, Ed. Relume-Dumará, Rio de Janeiro, 2003.

- GOLDENBERG, J., T. JOHANSON, A. REDDY, R. WILLIAMS. **Energy for a Sustainable World**, Wiley Eastern Limited Ed. 1988.
- GOLDENBERG, J e L.D. VILLANUEVA, Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento, Editora USP, 2003
- HALL, C. **Quantifying Sustainable Development ; The Future of Tropical Economies** Ed. Academic Press, 758 pp, 2000.
- JONES. CH. J. JACOBS III, **Economical and Technical Considerations for Combined - Cycle Performance-Enhancement Options**, GE Power Syst Report, 37 pp. 2003.
- LERCHE, I., **A World-Wide Perspective of Gas in the 21st Century**, Energy Exploration & Exploitation, Vol 20 – No. 2 & 3, 2002.
- LORA, E. S. **Prevenção e Controle da Poluição nos Setores Energético, Industrial e de Transportes**. 2da. Edição, Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2002
- MACHADO, Paulo Affonso Leme. **Direito Ambiental Brasileiro**. Ed. Malheiros, São Paulo 2003.
- MACIEL C. S., **O Controle dos atos de concentração nos mercados de energia elétrica**, ANEEL, UNICAMP, NIPE, 2001.
- MAJONE, G. 1996, **Regulating Europe** editada. por Richardson, J. University of Essex European Public Policy.
- MASLAK, C. **Advanced Technology Combined Cycle**, GE Power Systems Report, pp. 21, 2002.
- MITCHEL, J.,K. MORITA, N. SELLEY & J. STERN. **The New Economy of Oil: Impacts on Business, Geopolitics and Society**. The Royal Institute of International Affairs, Energy and Environment programme, Earthscan, London, 2003.
- NEWBERRY, W. G., Handbook for Riggers, Calgary, Alberta, 1989.
- PEREIRA, M. V., R. KELMAN, P. LINO, L. BARROSO, M. FAMPA, **Operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos em ambiente de mercado**, XVI SNPTEE Seminário Nacional de Produção e transmissão de energia Elétrica, Campinas, Outubro, 6 pp. 2001.

PINGUELLI ROSA, L., A. D'ARAUJO **A nova estruturação do setor elétrico brasileiro** In **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**/ I. L. Sauer et. al. Ed. UFMS, Paz e Terra, 300 pp; 2003.

PONCE ARRIETA F., E. LORA **Operação das CTEs de Ciclo Combinado : a Influência das Condições Ambientais**, IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT , São Paulo, pp 9, 2002.

PRADA, J. F. **The value of reliability in power systems – Pricing Operating Reserves**, MSc Thesis, DEECS – TPP - MIT, pp. 80, 1999.

ROBERTS B, L. GUIDARZI, **Efficient heat rate benchmarks for coal-fired generating units.**, 4 pp. 2003.

ROSSWALL T. **Greenhouse gases & global change**, Environ. Science & Technology, Vol 25, No 4, pp. 567-569, 1991.

SALOMON, K. R., **Avaliação Quantitativa do Impacto Ambiental das Emissões Gasosas e do Uso de Água de Resfriamento em Instalações de Geração Termelétrica**. Dissertação de Mestrado apresentada na UNIFEI, pp. 214, 2003.

SANTOS, M F. de MELO, **A importância da complementaridade Térmica**, Artigo, site NOS www.ons.gov, pp. 4, 2004.

SAUER I. L. et al. Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, in **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**, Ed. UFMS, Paz e Terra, 300 pp. 2003.

SILVA, E. P. da (org), **Regulação energética e meio Ambiente: propostas para a Região Amazônica**, ANEEL, UNICAMP, NIPE, 2001.

STELLA, S., M. V. TURDERA **Novas Tecnologias para o suprimento de energia no Município de Dourados**, Relatório Interno, 32 pp. Resumo apresentado no I Encontro de Iniciação Científica da UEMS, julho, 2004.

UNGER D., H. HERZOG, **Comparative Study on Energy R&D Performance: Gas Turbine Case Study**, Energy Laboratory Report, MIT, pp. 65, 1998.

ACESSOS À INTERNET

ANP Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis: www.anp.gov.br

ABB Asean Brown Boveri: www.abb.com

BC: Banco Central: www.bc.gov.br

BEN, Balanço Energético Nacional, Ministério de Minas e Energia, www.mme.gov.br

British Petroleum – BP Statistical: www.bp.com

CEPAL, Comisión Económica para América Latina, www.eclac.org

DOE Department of Energy: www.energy.gov

DIEESE, Situação do setor sucroalcooleiro em 2003, Departamento Intersindical de

Estatística e Estudos Socioeconômicos. 22 pp., Goiânia, Agosto 2003

IBGE: www.ibge.org.br

IEA International Energy Agency: www.iea.org

IPLAN: www.ipplan.org.br

GASBRASIL: www.gasbrasil.com.br

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico: www.ons.org.br

SIESE: www.eletrabras.gov.br

WB World Bank: www.wb.org



TRIUNFAL
GRÁFICA & EDITORA

Diagramação, Impressão e Acabamento

Triunfal Gráfica e Editora

Rua José Vieira da Cunha e Silva, 920/930/940 - Assis/SP
CEP 19800-141 - Fone: (18) 3322-5775 - Fone/Fax: (18) 3324-3614
CNPJ 03.002.566/0001-40