



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia **2030**



2006 - 2007



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903
Brasília – DF
Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003
Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199
www.epe.gov.br

Catálogo na Fonte
Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília : MME : EPE, 2007.

12 v. : il.

Conteúdo: v. 1. Análise retrospectiva – v. 2. Projeções – v. 3. Geração hidrelétrica – v. 4. Geração termelétrica a partir de Petróleo e derivados – v. 5. Geração termelétrica a partir do gás natural – v. 6. Geração termelétrica a partir do carvão mineral – v. 7. Geração termonuclear – v. 8. Geração termelétrica a partir da biomassa – v. 9. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes – v. 10. Combustíveis líquidos – v. 11. Eficiência energética – v. 12. Transmissão.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Fonte alternativa de energia. 3. Plano Nacional de Energia Elétrica. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.

CDU 621.3(81)“2030” : 338.28

Plano Nacional de Energia

2030

Geração Termelétrica – Gás Natural

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Francisco Romário Wojcicki

Iran de Oliveira Pinto

Jarbas Raimundo de Aldano Matos

Paulo Altaur Pereira Costa

Departamento de Planejamento Energético

Diretor

Iran de Oliveira Pinto

Consultores

Albert Cordeiro Geber de Melo – CEPEL

Altino Ventura Filho – MME

Antônio Carlos Tatit Holtz – MME

Maria Elvira Piñeiro Maceira – CEPEL

Equipe Técnica

Adriano Jeronimo da Silva

Andrea Figueiredo

Artur Costa Steiner

Christiany Salgado Faria

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Flávia Xavier Cirilo de Sá

Gilberto Hollauer

João Antônio Moreira Patusco

John Denys Cadman

José Luiz Scavassa

Osmar Ferreira do Nascimento

Renato Augusto Faria de Araújo

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Vanessa Virgínio de Araújo

Equipe de Apoio

Gilda Maria Leite da Fonseca

Leonardo Rangel de Melo Filardi

Maria Soares Correia

Maurílio Amaro de Souza Filho

Coordenação Editorial

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa

Equipe Editorial

Alex Weiler Magalhães

Ana Klea Sobreira de Moraes

Carlos Teixeira da Silva

Daniele de Oliveira Bandeira

Eduardo Gregório

Paulo Alfredo Perissin

Rafael Santiago de Carvalho

Secretaria de Petróleo e Gás – SPG/MME

Secretário-Adjunto

Jão José de Nora Souto

Coordenação Geral

Departamento de Gás Natural

Georges Souto Rocha

Symone Christine de Santana Araújo

Departamento de Combustíveis Renováveis

Marlon Arraes Jardim Leal

Ricardo Borges Gomide

Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Clayton de Souza Pontes

Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo

Luiz Carlos Lisboa Theodoro

Manoel Rodrigues Parada Neto

Diretores

José Botelho Neto – DEPG

Cláudio Akio Ishihara – DCDP

Ricardo de Gusmão Dornelles – DCR

Assessor

Marco Antonio Martins Almeida – SPG

Apresentação

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030 tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas.

Ele é composto por uma série de estudos que buscam fornecer insumos para a formulação de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis. Estes estudos estão divididos em volumes cujo conjunto forma o PNE 2030.

O presente volume é parte integrante desse conjunto de estudos e é constituído de cinco notas técnicas referentes ao tema Gás Natural. Estas notas técnicas foram produzidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Na concepção do referido plano, bem como para os aperfeiçoamentos necessários e, sobretudo, para garantir os melhores resultados possíveis, um dos requisitos mais importantes foi a divulgação dos estudos prévios pelo MME através de seminários, assegurando a efetiva participação dos agentes setoriais e da sociedade, e oferecendo maior amplitude e enriquecimento ao processo de planejamento.

Assim, o MME realizou nove seminários para a apresentação dos resultados intermediários, à medida que os estudos do PNE 2030 iam sendo elaborados pela EPE. O primeiro seminário ocorreu em abril de 2006 e o último em novembro do mesmo ano.

O seminário de Gás Natural ocorreu no dia 13 de julho de 2006. As contribuições deste seminário foram enviadas para o MME e, quando pertinentes, foram incorporadas a este volume.

O presente volume está dividido em cinco Notas Técnicas listadas a seguir:

1. Gás natural: inventário dos recursos e reservas no Brasil;
2. Oferta de gás natural: estrutura de produção, transporte e distribuição de gás natural, logística e tecnologia;
3. Geração termelétrica a partir do gás natural: caracterização técnico-econômica;
4. Geração termelétrica a partir do gás natural: potencial de geração;
5. Geração termelétrica a partir do gás natural: avaliação dos impactos socioambientais.

A nota técnica “Gás natural: inventário dos recursos e reservas no Brasil” tem como objetivo analisar a disponibilidade atual e futura de fontes nacionais e importadas de gás natural, levando-se em consideração o panorama atual das reservas, produção e consumo de gás natural no mundo e no Brasil, assim como a produção estimada deste energético no país para os próximos anos.

A nota técnica “Oferta de gás natural: estrutura de produção, transporte e distribuição de gás natural, logística e tecnologia” analisa a disponibilidade de infra-estrutura logística de suprimento de gás natural no país, levando em conta a situação da infra-estrutura com implicações de oferta de gás natural para o Brasil.

A nota técnica “Geração termelétrica a partir do gás natural: caracterização técnico-econômica” visa apresentar um panorama das tecnologias de geração e, também, análises de sensibilidade quanto às tarifas de geração, de modo a compor um quadro inicial da competitividade deste tipo de geração.

A nota técnica “Geração termelétrica a partir do gás natural: potencial de geração” fornece insumos para a análise acerca do potencial de geração a gás natural no país, que visa reunir elementos de reflexão para inserção de plantas deste tipo no horizonte de longo prazo no Brasil.

Por fim, a nota técnica “Geração termelétrica a partir do gás natural: avaliação dos impactos socioambientais” objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de gás natural para a produção de energia elétrica.



SUMÁRIO GERAL

ESTUDOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS GÁS NATURAL: INVENTÁRIO DE RECURSOS E RESERVAS NO BRASIL.....	11
OFERTA DE GÁS NATURAL: ESTRUTURA DE PRODUÇÃO, TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL/LOGÍSTICA E TECNOLOGIA	37
GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO GÁS NATURAL: CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA.....	77
GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO GÁS NATURAL: POTENCIAL DE GERAÇÃO	105
GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO GÁS NATURAL: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS	141

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Amaro Olímpio Pereira Junior
Jeferson Borghetti Soares
Marina Elisabete Espinho Tavares
Bruno Musco Mendes (estagiário)
Filipe S.de Sousa.(estagiário)

ESTUDOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS GÁS NATURAL: INVENTÁRIO DE RECURSOS E RESERVAS NO BRASIL

SUMÁRIO

1.	Conceitos básicos empregados na definição de reservas de gás natural	13
2.	Panorama mundial das reservas, produção e consumo de gás natural.....	15
2.1.	As reservas de gás natural	15
2.2.	A produção de gás natural	20
2.3.	O consumo de gás natural.....	21
2.4.	Fluxos internacionais de gás natural.....	22
3.	Panorama brasileiro das reservas, produção e consumo de gás natural	27
3.1.	As reservas brasileiras de gás natural.....	27
3.2.	A produção brasileira de gás natural.....	30
3.3.	A demanda brasileira de gás natural	30
4.	Disponibilidade futura de gás natural no Brasil.....	31
5.	Considerações finais	33
6.	Referências bibliográficas.....	34

1. Conceitos básicos empregados na definição de reservas de gás natural

Algumas definições apresentadas a seguir serão úteis para o entendimento da exposição sobre a disponibilidade atual e futura de hidrocarbonetos (óleo, gás natural e LGN¹). Cumpre assinalar que estes conceitos são igualmente aplicáveis às reservas de petróleo e também estarão mencionados no volume correspondente a Petróleo e Derivados do PNE 2030.

A primeira dessas definições se refere à diferenciação entre recursos não descobertos e reservas. O termo recursos inclui tanto as reservas, que são volumes a produzir, contidos em campos descobertos, quanto o potencial, que se refere ao volume estimado recuperável a partir de jazidas não descobertas, inferidas geologicamente². A reserva se relaciona à quantidade remanescente na jazida, recuperável economicamente, com as condições tecnológicas disponíveis no momento de sua avaliação. Em termos financeiros, corresponde ao *break even point* do campo: trata-se do limite acima do qual os custos superam os ganhos econômicos advindos da exploração daquele campo. Trata-se, pois, de um conceito dinâmico no tempo, quando alterações de preços, de tecnologia, de perfil da demanda, bem como aspectos político-institucionais, acabam por influenciar continuamente a estimativa das reservas. Ademais, o próprio conceito de reserva se conecta à evolução do grau de conhecimento quanto à extensão dos recursos disponíveis³.

As reservas podem ser classificadas em provadas, prováveis e possíveis⁴, associado ao grau de conhecimento das propriedades do reservatório, conforme se descreve a seguir (SZKLO, 2005) e (ANP, 2000):

- **Provadas:** aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, estimam-se recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.
- **Prováveis:** aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas;
- **Possíveis:** aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

Em termos esquemáticos, a Figura 1 ilustra a diferença entre os vários conceitos de reservas anteriormente expostos.

1 Abreviação para líquidos de gás natural, correspondendo à fração condensável de voláteis presentes no gás natural extraído de reservatórios de gás associado ou de gás “úmido”. Estes líquidos de gás natural são compostos, basicamente, de etano, propano, butano e gasolina natural (C5) que, submetidos a processamento primário em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN’s), são separados da fração preponderante, normalmente composta por metano. Além de normalmente responderem por menor fração na composição volumétrica do gás natural “úmido”, os componentes dos LGN também apresentam maior valor agregado.

2 A estimativa inicial se utiliza de métodos indiretos, baseados na verificação de propriedades físicas das estruturas geológicas propícias à acumulação de hidrocarbonetos. Caso a análise destas propriedades sinalize a possibilidade de haver esta acumulação, prossegue-se com a etapa de perfuração exploratória para determinação da existência (ou não) destes hidrocarbonetos, bem como a estimativa da quantidade existente. Pela natureza da atividade de exploração e produção de petróleo, o conhecimento da extensão verdadeira da quantidade de hidrocarbonetos acumulada só ocorre mesmo, quando do abandono do campo.

3 Vale ressaltar que se privilegiou, nesta Nota Técnica, a discussão a respeito de reservas de gás natural.

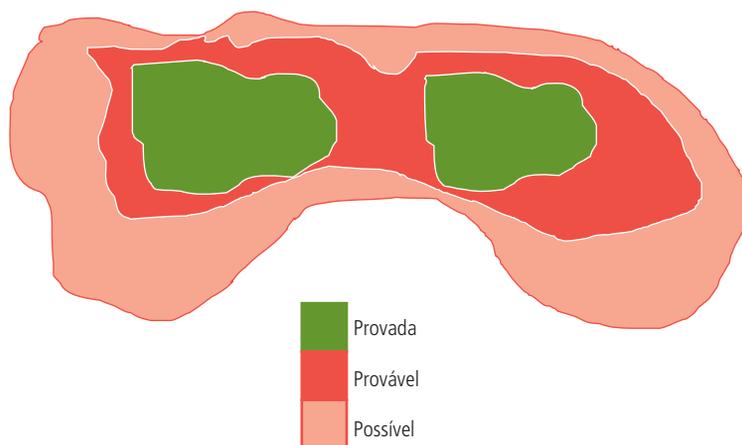
4 Vale ressaltar que esta classificação segue os critérios da Society of Petroleum Engineers – SPE, seguidos pela Agência Nacional do Petróleo, conforme verifica-se na Portaria ANP nº 9 de 2000. Existe ainda a definição de reservas da Security and Exchange Commission – SEC. Esta não considera a existência de reservas prováveis e possíveis e as reservas provadas são aquelas que a empresa comprova, por meio de testes de formação conclusivos, serem economicamente e legalmente passíveis de produção sob as condições operacionais e econômicas vigentes. A SEC solicita que exista algum tipo de evidência de que as reservas serão desenvolvidas, seja por meio de contratos de venda assinados, seja pelo compromisso de desenvolvimento da infra-estrutura de produção e transporte. A Consultoria Cambridge Energy Research Associates publicou um estudo em 2005 intitulado *In search of Reasonable Certainty: Oil and Gas Reserves Disclosures* que critica o método utilizado pela SEC para estimar as reservas, considerando-o ultrapassado, uma vez que o mesmo não considera diversos avanços tecnológicos e fontes não tradicionais de petróleo e gás natural.

Uma abordagem probabilística associa probabilidades aos parâmetros utilizados na estimativa do volume do reservatório, tais como a porosidade, permeabilidade, saturação, área de produção e parâmetros econômicos, entre outros. A partir da distribuição de probabilidade associada a cada parâmetro da utilização de métodos de simulação estatística (Monte Carlo ou outro), estima-se a distribuição das estimativas prováveis da extensão da jazida, plotando-se a distribuição de probabilidade de cada valor obtido na simulação. Uma ilustração do tipo de resultado obtido pode ser observada na Figura 2.

Costuma-se assumir os seguintes graus de certeza em relação aos volumes determinados:

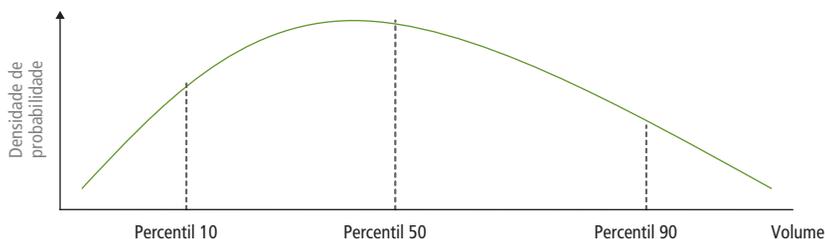
- Reservas provadas: 90% de certeza;
- Reservas prováveis: 50% de certeza;
- Reservas possíveis: apenas 10% de certeza em relação aos volumes determinados.

Figura 1 – Representação esquemática das classificações de reservas segundo a abordagem determinística



Fonte: SZKLO, 2005.

Figura 2 – Representação esquemática da distribuição de valores observados para estimativa de extensão de jazidas de petróleo e gás natural



Fonte: SZKLO, 2005.

No caso específico do gás natural, este pode ser classificado em duas categorias: associado e não associado. O gás associado é aquele que, no reservatório, se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Neste caso, normalmente privilegia-se a produção inicial do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão do reservatório. O gás não associado é aquele que está livre do óleo e da água no reservatório e a sua concentração é predominante na camada rochosa, permitindo a produção basicamente de gás natural.

Ao contrário do que acontecia em um passado não muito distante, a descoberta de gás em lugar de petróleo era recebida pelo explorador como um contratempo, mas hoje se perfura cada vez mais com o objetivo específico de descobrir gás.

Um campo de gás não associado necessita encontrar a sua remuneração no próprio gás produzido. No passado, o gás associado aparecia como um subproduto do campo de petróleo, sendo que a remuneração dos investimentos era realizada através da venda do óleo. O gás era re-injetado para aumentar a produção de petróleo e freqüentemente chegava ao consumidor final com preços subsidiados, facilitando a sua absorção pelo mercado. A sua produção somente se efetiva com a comprovação de um mercado que remunere todos os investimentos na cadeia de produção, transporte e distribuição.

2. Panorama mundial das reservas, produção e consumo de gás natural

■ 2.1. As reservas de gás natural

A seguir será feito um breve panorama das reservas provadas de gás natural disponíveis no mundo.

Até 1970, as reservas provadas de gás natural no mundo estavam concentradas em poucas regiões. A antiga União Soviética e a América do Norte concentravam 48,6% das reservas gasíferas globais. Essas eram também as duas principais zonas produtoras de gás natural do planeta. Parte importante e crescente do suprimento de gás da Europa provinha da África. Apenas a Argélia representava um ator importante, sendo que a maior parte da produção voltava-se para o mercado europeu. Fora dos principais mercados, somente o Irã despontava como uma província de peso, mas o país encontrava-se muito distante de qualquer mercado potencial e o aproveitamento desse gás era extremamente restrito. Em 1970, Ásia e América Latina apenas marginavam o mundo do gás. Nesta última região, apenas Argentina, México e Venezuela eram vistos como países com boas promessas de gás natural (DOS SANTOS et al, 2002).

No final do ano 2000, as reservas provadas de gás do mundo atingiram a marca de 160 trilhões de m³ (Figura 3) e, desde 1970, a maior parte do crescimento das reservas ocorreu em países menos desenvolvidos, especialmente nos países da antiga União Soviética e do Oriente Médio. Esta região, dona de reservas gasíferas gigantescas que nunca puderam ser aproveitadas devido às distâncias que a separam dos principais centros consumidores na Europa, Estados Unidos ou Ásia, surgiu como um pólo exportador gasífero do mundo, rivalizando com a supremacia da Rússia, principalmente por meio do desenvolvimento de cadeias de Gás Natural Liquefeito (GNL) para exportação (DOS SANTOS et al, 2002).

Por outro lado, África, Ásia e América Latina fizeram grandes progressos e chegaram mesmo a ultrapassar a América do Norte em quantidade de reservas provadas. Como se pode perceber na Figura 4, hoje existe uma grande concentração de reservas no Oriente Médio, na Europa e na Eurásia. Na última década, grandes descobertas no Oriente Médio tornaram esta região a mais representativa em reservas, posição antes ocupada pela Europa/Eurásia. No Oriente Médio as reservas de gás concentram-se no Irã (15,3%) e no Qatar (14,4%). Na região denominada “Europa & Eurásia”, as maiores reservas provadas se localizam na Rússia, com 27% do total mundial, seguida do Cazaquistão, aproximadamente 1,7% do total mundial (BP, 2006).

Na Ásia, a partir do desenvolvimento das primeiras cadeias de GNL visando ao transporte de gás da Indonésia e da Malásia para o Japão, Coréia do Sul e Taiwan observa-se um grande interesse em desenvolver uma indústria de gás natural asiática envolvendo vários países produtores e exportadores.

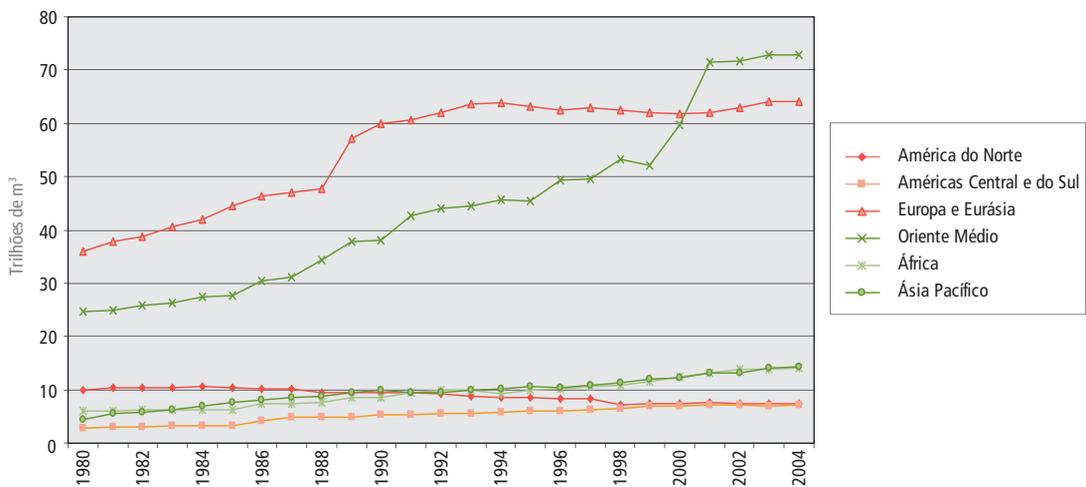
Na América do Sul, Venezuela, Bolívia e Argentina concentram a maior parte das reservas da região. A Argentina transformou-se em um grande produtor e consumidor de gás natural. Apesar de relativamente pequenas quando comparadas ao total mundial, as reservas de gás natural no Cone Sul (aproximadamente 1% do total mundial em 2004) sofreram incrementos significativos nos últimos anos, com destaque para Bolívia e Brasil. Já na Argentina, a taxa de crescimento das reservas ficou em -0,2% a.a. (BP, 2006). O Chile, muitas vezes, nem aparece nas estatísticas referentes às reservas de gás natural no mundo devido ao pequeno e decrescente volume de reservas provadas existentes no país. Os outros dois países do Cone Sul, Paraguai e Uruguai não contam com reservas do produto.

Na África, a detenção de reservas provadas mundiais de gás natural é reduzida, destacando-se países como Nigéria e Argélia, com 2,8% e 2,5%, respectivamente, do total mundial (BP, 2006).

A região da "Ásia-Pacífico" possui apenas 7,9% das reservas mundiais, concentradas na Austrália, na Indonésia e na Malásia (BP, 2006).

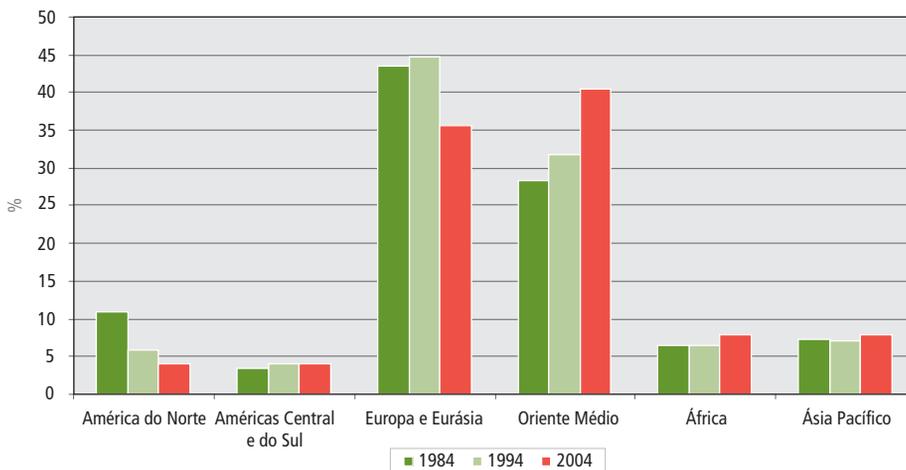
A região da América do Norte representa em torno de 7% das reservas provadas mundiais de gás natural, concentradas nos Estados Unidos.

Figura 3 – Evolução da distribuição geográfica das reservas provadas mundiais de gás natural



Fonte: BP, 2006.

Figura 4 – Evolução da participação percentual (%) de cada região nas reservas provadas mundiais de petróleo



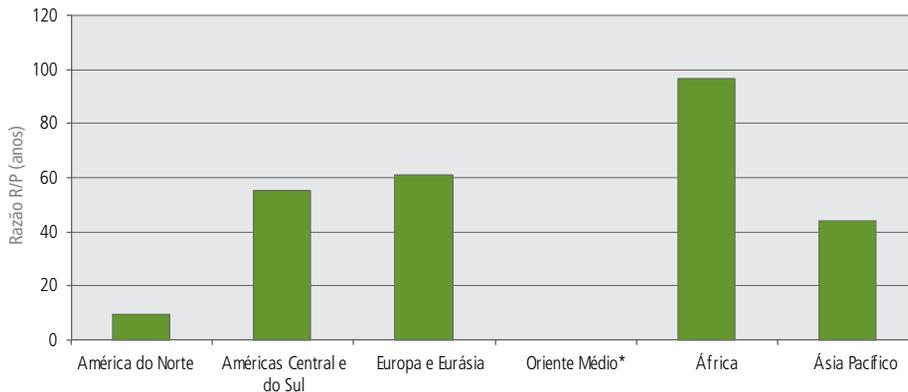
Fonte: BP, 2006.

As reservas atuais *offshore* representam aproximadamente 70 trilhões de m³ e aproximadamente 39% das reservas provadas mundiais. Esta proporção vem aumentando ao longo do tempo. Em 1995 as reservas *offshore* representavam 26% do total mundial. Aproximadamente dois terços das reservas *offshore* estão situadas no Oriente Médio, onde mais da metade delas estão situadas em dois campos gigantes: North Field (Qatar) e South Pars (Irã). A segunda região que concentra reservas de gás é Ásia/Pacífico (16% do total mundial) (SANIERE, 2006).

Um outro aspecto relevante se refere à longevidade das atuais reservas convencionais provadas mundiais de gás natural, cujo indicador principal é a razão R/P (reserva/produção), situada em torno 66,7 anos (BP, 2006)⁵. Este número indica que, mantida a atual relação entre reservas provadas e o ritmo de produção, as reservas atualmente disponíveis sustentariam a demanda mundial por gás natural durante um período de aproximadamente 70 anos, o que significa que o mundo ainda trabalha com folga em termos de suprimento de reservas. Cabe ressaltar que a razão R/P é dinâmica no tempo, dependendo do ritmo de novas descobertas, da evolução dos mecanismos de produção, da alteração dos preços da energia, como também do ritmo da demanda. Este último depende, essencialmente, das condições de crescimento econômico mundial e do perfil deste crescimento, isto é, sob que tecnologias e padrões de consumo se ancoram este crescimento. A Figura 5 apresenta a razão R/P para cada região analisada. No que tange ao ritmo de descobertas, desde 1980, as reservas provadas mundiais têm crescido a um ritmo de 3,2% a.a., de forma heterogênea entre as regiões, com o Oriente Médio apresentando uma taxa média de crescimento em torno de 5% a.a., para adição de novas reservas e a América do Norte apresentando um ritmo de -1,2% a.a.

⁵ Vale a pena ressaltar que as estimativas oriundas do Anuário Estatístico da British Petroleum são obtidas a partir de uma coletânea de fontes oficiais de dados primários e literatura técnica especializada, de modo não ser simples a correspondência entre as reservas provadas e o percentual de certeza quanto aos volumes de hidrocarbonetos determinados. Os dados de reservas de petróleo e gás não necessariamente atendem às definições da SEC ou da SPE, nem necessariamente representam a visão da BP das reservas provadas por país. Assim, as comparações entre reservas devem ser feitas de forma cuidadosa. Contudo, o valor destes dados permite identificar a ordem de grandeza relativa entre as várias reservas mundiais de gás natural.

Figura 5 – Razão R/P (anos) para diversas regiões em 2004



Nota: Apenas os dados de Omã (56 anos) e Síria (72 anos) estão disponíveis no Oriente Médio
 Fonte: BP, 2006.

O U.S. Geological Survey (USGS) periodicamente avalia a produção potencial de longo prazo de gás natural e petróleo. De acordo com as estimativas mais recentes, disponibilizadas na publicação *World Petroleum Assessment 2000*, um volume significativo de gás natural ainda deve ser descoberto. Um valor médio estimado para os recursos de gás natural ainda não descobertos é de 45,5 trilhões de m³, que é aproximadamente o dobro da demanda mundial acumulada para o período de 2002 a 2025. Deste total, aproximadamente 31,5 trilhões de m³ são recursos não recuperáveis usualmente localizados longe de qualquer infra-estrutura ou centro populacional o suficiente para tornar antieconômico o transporte por dutos. Mais da metade dos recursos de gás natural não descobertos serão provenientes da antiga União Soviética, do Oriente Médio e norte da África e aproximadamente 25% serão provenientes das Américas do Sul, Central e do Norte (EIA, 2006).

De acordo com estimativas, de 30 a 35% das reservas existentes de gás estão localizadas em acumulações muito pequenas tanto em terra quanto *offshore*, em regiões remotas, distantes de seus mercados potenciais (SANIERE, 2006). Existem algumas alternativas em discussão para aproveitamento e monetização desse gás natural de difícil recuperação:

- O uso de barcas para produção de GNL em campos remotos *offshore*;
- Conversão química de gás natural para derivados líquidos (*Gas to Liquids* –GTL), inclusive em barcas;
- Redução de custos de transporte por dutos, seja por via marítima ou terrestre; e
- Busca de novas soluções para transporte até os mercados consumidores, tais como navios metaneiros.

Com relação às plantas GTL, nenhum projeto alcançou a escala industrial. O custo unitário de investimento supera os US\$ 50.000/bpd, muito superior ao custo unitário de investimento de US\$ 10.000 a 15.000/bpd para uma refinaria. Os custos operacionais e de matéria-prima devem ser muito baixos para compensar os investimentos elevados: os custos de matéria-prima devem se situar entre 0 e 1 US\$/MMBTU. Adicionalmente, a tecnologia ainda precisa ser melhorada, especialmente com relação à eficiência de energia e ao desempenho do catalisador (MAISONNIER, 2006). As emissões totais de CO₂, considerando toda a cadeia, são, no mínimo, equivalentes às emissões geradas via refino de petróleo. Por outro lado, o óleo diesel produzido via planta GTL é de excelente qualidade sob o ponto de vista ambiental, pois, quando queimado, gera menor quantidade de poluentes.

Assim, os custos elevados praticamente restringem os projetos GTL a algumas regiões: Oriente Médio, Ásia e África, onde se localizam os países exportadores de GNL. Os projetos GTL não são vistos como concorrentes dos projetos GNL,

mas sim como complementares como forma de diversificação para o emprego do gás natural. O Qatar é líder em implantação de projetos GTL (vide Tabela 1), mas outros países também vêm considerando a opção, dentre eles citam-se Argélia, Indonésia, Irã e Austrália.

Diversos projetos de pesquisa relativos à tecnologia GTL estão sendo desenvolvidos nos Estados Unidos e na Europa, com o suporte das autoridades públicas (o Departamento de Energia e a Comunidade Européia, respectivamente). Grandes empresas de petróleo também investiram especificamente em pesquisa de tecnologia GTL, dentre elas destacam-se BP, ExxonMobil, ConocoPhillips e Statoil. Os operadores esperam que o custo de investimento se reduza para níveis abaixo de US\$ 20.000/bpd. Em decorrência dos avanços tecnológicos, os custos de investimento certamente reduzirão.

Tabela 1 – Projetos mais importantes de GTL no mundo

País	Empresa	Capacidade (barris/dia)	Investimento (bilhão US\$)	Data de início da operação
Qatar	Sasol	34.000	0,9	2006
Nigéria	Sasol Chevron/NNPC	34.000	1,7	2007
Qatar	Shell/QP	70.000	5	2009
Qatar	Sasol Chevron	130.000	ND	2010 (+)
Qatar	Exxon Mobil	154.000	7	2011
Qatar	ConocoPhillips	160.000	ND	2009 (+)
Qatar	Marathon Syntroleum	120.000	ND	(+)
Total		702.000		

Fonte: MAISONNIER, 2006.

Vale ressaltar que, além das reservas convencionais, existem ainda as denominadas “não convencionais”: metano associado a carvão, *tight gas sands*, *shale gas* e hidratos de metano. De acordo com as estimativas, estas reservas representam volumes substanciais ainda não desenvolvidos (Tabela 2).

Tabela 2 – Recursos de gás natural e produção mundial

Tipo de gás	Recursos (trilhões de m ³)	Produção (bilhões de m ³ /ano)
Convencional	180 (reservas)	2.587
Metano associado a carvão	100 a 260	~50
<i>Tight gas</i>	402 a 442 (no mínimo)	100 a 150
<i>Shale gas</i>	42 a 45 (no mínimo)	17
Hidratos	13.000 a 24.000	ND

Fonte: SANIERE, 2006.

Os Estados Unidos são os maiores produtores de metano associado a carvão e os que lideram o desenvolvimento de técnicas de produção. China, Rússia, Índia, Ucrânia, Polônia são também países produtores dessa fonte.

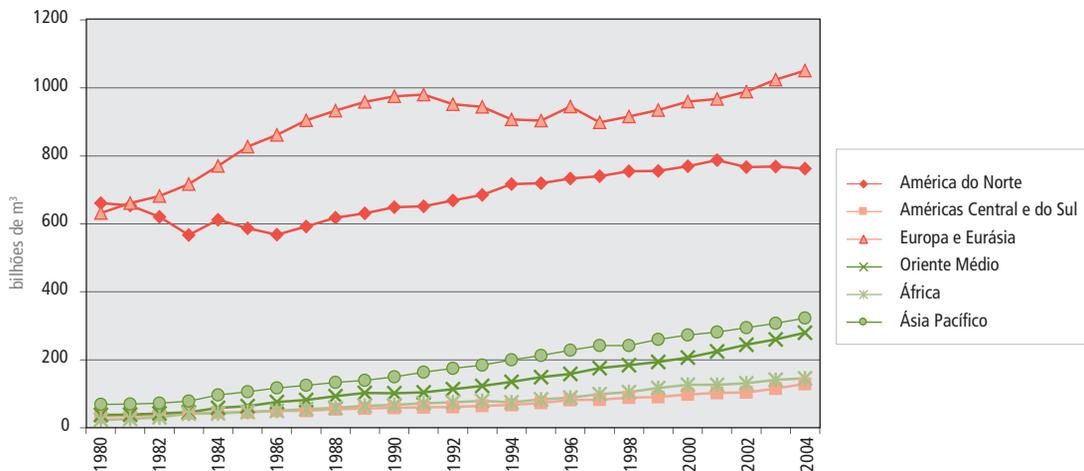
Tight sands são arenitos muito compactados e cimentados com porosidade muito baixa, podendo conter gás sob alta pressão. As reservas mundiais não foram quantificadas com precisão, mas os maiores produtores mundiais são os Estados Unidos e Canadá.

Os hidratos de gás são estruturas cristalinas compostas de moléculas de água organizadas de forma a aprisionar elevada concentração de moléculas de hidrocarbonetos que, na CNTP (Condições Normais de Temperatura e Pressão), são gasosos. Apesar da intensa pesquisa a respeito, o tamanho das acumulações de hidratos de gás é estimado teoricamente e não com base em medidas diretas, o que aumenta as incertezas a respeito das quantidades existentes. Adicionalmente, as técnicas de produção de gás a partir de hidratos ainda não estão desenvolvidas e atualmente não existem projetos em andamento que busquem o aproveitamento destes recursos em escala industrial.

2.2. A produção de gás natural

Com relação à produção de gás natural, observa-se que a maior parte concentra-se na região da Europa/Eurásia e da América do Norte e o total produzido em 2004 representa apenas 1,5% do total de reservas provadas no mundo (Figura 6). Aumentos significativos de produção deverão ocorrer no Oriente Médio, Ásia do Pacífico, países da antiga União Soviética e África. Tais regiões, com exceção da África, representarão a maior parte da produção *offshore* do mundo em 2030 (SANIERE, 2006). Programas de pesquisa estão em andamento para desenvolver técnicas de processamento para tais campos e um aproveitamento mais econômico para os mesmos.

Figura 6 – Evolução da produção mundial de gás natural por região



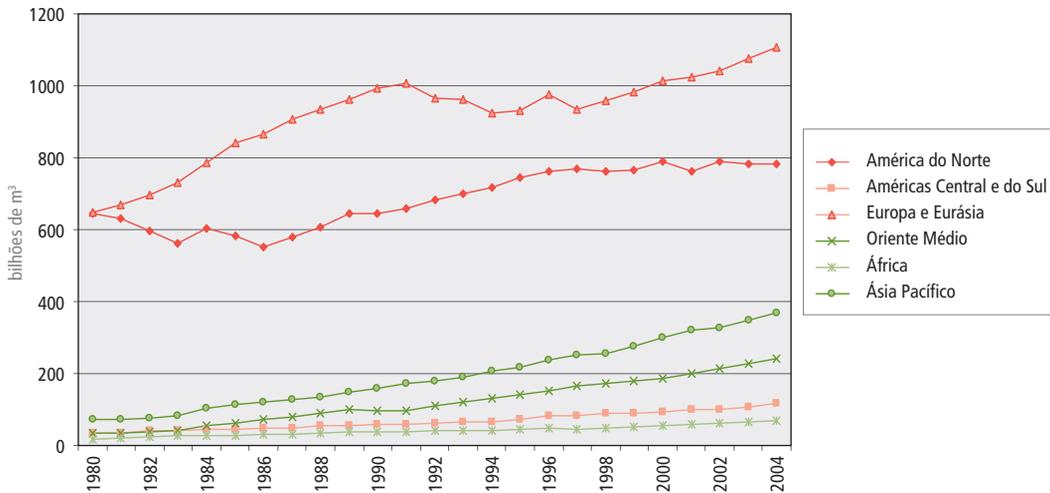
Fonte: BP, 2006.

Os Estados Unidos, um grande importador de gás natural, reconheceu a importância dos recursos “não convencionais de gás natural”. Em 1980, o governo americano ofereceu um crédito de impostos como incentivo ao desenvolvimento de tais recursos. A produção de “gás não convencional”, que representava 15% de toda a produção americana em 1990, agora representa 37% do total e pode representar em torno de 40% até 2025, de acordo com o Departamento de Energia norte-americano. A produção doméstica de gás pode aumentar em 14% entre 2005 e 2025. Isto será possível devido à produção em novas áreas, tais como Alasca e, particularmente à produção a partir de fontes não convencionais, que pode aumentar em 17%.

2.3. O consumo de gás natural

A demanda mundial de gás natural tem crescido a uma taxa média de 2,6%a.a. nos últimos 24 anos, sendo que as regiões em que a demanda apresenta uma taxa maior de crescimento são o Oriente Médio (8,36% a.a.) e a Ásia do Pacífico (7,11%a.a.). Na América do Norte e na Europa/Eurásia, mercados mais maduros, o consumo tem crescido a taxas menores que as verificadas nos países em desenvolvimento (Figura 7). Tais mercados representaram, em 2004, 70% da demanda mundial, e, em 1980, representaram 89%. Isto mostra o crescimento relativo dos demais mercados (BP, 2006).

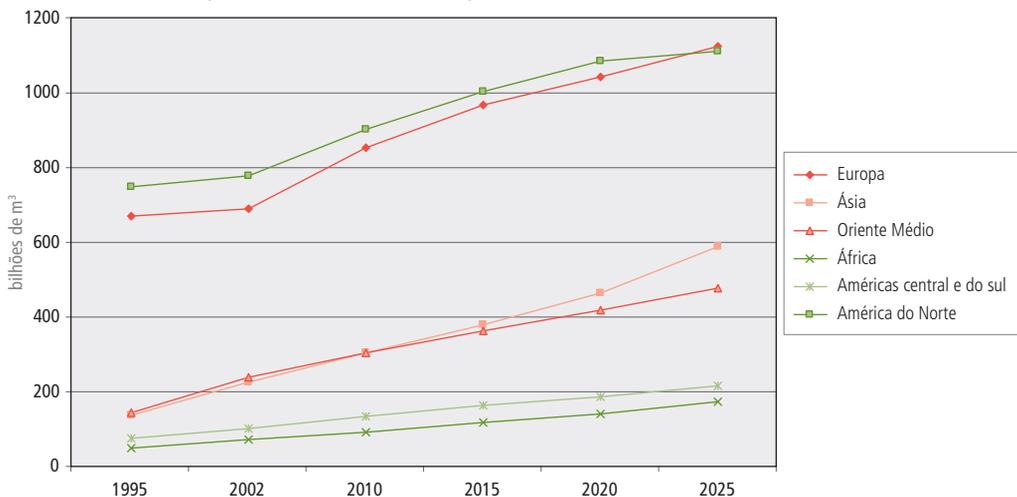
Figura 7 – Evolução da demanda de gás natural no mundo



Fonte: BP, 2006.

Segundo previsões do Departamento de Energia Norte-americano, a demanda de gás natural deverá crescer em todas as regiões do mundo entre 2002 e 2025, com destaque para a Ásia (taxa de crescimento de 4,1%a.a.), especialmente no período entre 2020 e 2025 e para a África (taxa de crescimento de 3,8% a.a.) neste período (vide Figura 8).

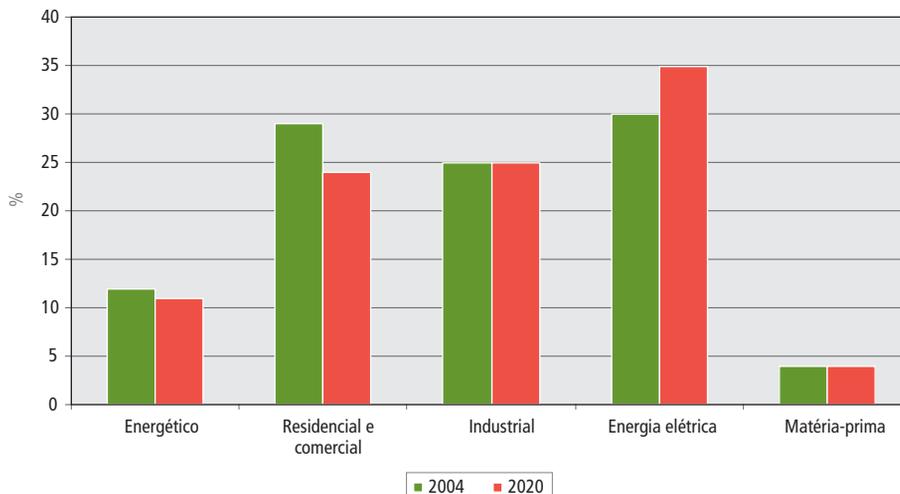
Figura 8 – Previsão da demanda de gás natural no mundo



Fonte: EIA, 2006.

Vale ressaltar que a demanda de gás natural deverá crescer principalmente para atender à geração de eletricidade até 2020 (vide Figura 9).

Figura 9 – Evolução da participação do gás natural na demanda por setor



Fonte: CHABRELIE, 2006.

■ 2.4. Fluxos internacionais de gás natural

As trocas internacionais de gás natural vêm crescendo nos últimos anos (Figura 10). As trocas por gasodutos (em torno de 502 bilhões de m³ em 2004) são muito mais importantes que aquelas sob a forma de GNL (em torno de 178 bilhões de m³ em 2004). As exportações da Rússia para a Europa Central e Ocidental alcançaram 148 bilhões de m³ em 2004, com destaque para a Alemanha e a Itália. A troca por meio de gasodutos entre Canadá e Estados Unidos também é dominante (em torno de 102 bilhões de m³ em 2004) assim como as exportações da Holanda (em torno de 49 bilhões de m³). O transporte por gasodutos submarinos da Argélia para a Itália e a Espanha vem complementando o deslocamento sob a forma de GNL existente há muitos anos entre esses países (BP, 2006).

Apesar do maior custo de transporte do gás natural sob a forma de GNL, ele prevalece onde não há outra alternativa, como no caso do abastecimento do Japão/Coréia do Sul a partir do Sudeste da Ásia, ou onde este sistema foi montado há muito tempo, quando o transporte por duto ainda não havia sido viabilizado. Vale destacar que houve uma forte redução dos custos de implantação das unidades de liquefação e regaseificação do GNL, bem como do seu transporte nos últimos anos: os custos de liquefação e transporte reduziram-se em até 40% nas duas últimas décadas, o preço de novos metaneiros caiu 50% durante a última década, e os custos de regaseificação tornaram-se 20% mais baixos. As exportações mais significativas são as da Indonésia e Malásia para Japão, Coréia do Sul e Taiwan.

Figura 10 – Fluxos de gás natural no mundo



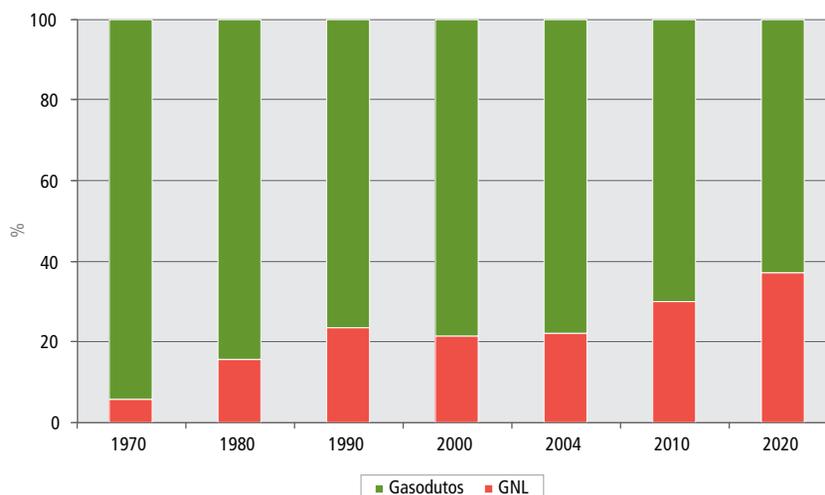
Fonte: CHABRELIE, 2006.

Identifica-se o crescimento da participação do GNL no comércio mundial de gás natural, a uma taxa de 7% a.a (vide Figura 11)⁶. Apesar das grandes capacidades de recepção de gás natural na costa leste dos Estados Unidos, existem outros empreendimentos em andamento no Canadá e no México. Na Europa as grandes reservas de gás natural estão concentradas no Reino Unido, na Holanda e na Noruega. Apesar de existirem várias plantas de regaseificação (Tabela 3) em construção, as quais importarão quantidades crescentes de gás natural da África e do Oriente Médio para a região, também existem projetos de gasodutos partindo da Argélia, Noruega, Rússia e Ásia Central para atender ao mercado europeu.

Devido à configuração geográfica do Sudeste Asiático, é provável que a comercialização de gás natural se consolide sob a forma de GNL. Porém existem projetos de gasodutos, que devem ser provenientes da Rússia, para diversificar o abastecimento da região.

⁶ As taxas de crescimento serão diferenciadas para os mercados a leste e a oeste de Suez: a taxa de crescimento da demanda de GNL a leste de Suez será de 4% a.a. até 2020, enquanto a oeste (Bacia do Atlântico) será de 10%a.a.

Figura 11 – Evolução da participação dos modais de transporte de gás natural no mundo



Fonte: CHABRELIE, 2006.

Tabela 3 – Capacidade de recebimento de GNL na Bacia do Atlântico (milhões de t/ano)

Região	Capacidade existente	Capacidade aprovada ou em construção	Planejada	Total
América do Norte	33,8	+172	+280	485,8
Europa	46,4	+42	+90	178,4
Total	80,2	+214	+370	664,2

Fonte: CHABRELIE, 2006.

O potencial de crescimento da demanda de GNL combinado com as descobertas de gás natural vem encorajando diversas empresas a investir em plantas de liquefação. A capacidade de liquefação de gás atual é de 176 milhões t/ano (238 bilhões de m³), distribuída por treze países. Muitos projetos de plantas estão em construção ou apenas planejados, somando uma capacidade adicional de 220 milhões de t/ano.

Enquanto os preços do gás natural estiverem elevados, os investimentos serão viabilizados. Estes representam em torno de US\$ 250 bilhões no período 2000-2030. Embora a indústria procure expandir o tamanho dos trens de liquefação, de forma a obter ganhos de escala, a grande quantidade de pedidos inflaciona os preços dos navios, aumentando os custos. Por exemplo, o preço de um navio GNL padrão (145.000 m³) é de aproximadamente US\$ 200 milhões atualmente, mas era de US\$ 155 milhões em 2002/03. Até o final desta década, a frota de navios de GNL será constituída de 320 navios, e era de 191 no final de 2005. Também existem outras restrições ao crescimento do número de navios: a disponibilidade de tripulação e o aumento do fluxo marítimo em algumas rotas, tais como a do Canal de Suez (CHABRELIE, 2006).

As reservas de gás natural da Rússia são as maiores do mundo, com uma longevidade estimada em 81,5 anos. Os três maiores campos gasíferos situados na Sibéria respondem atualmente por cerca de 70% da produção total da Gazprom, companhia estatal russa para exploração de gás natural no país, mas sua produção se encontra em declínio. Disto resulta um crescimento esperado da oferta de gás natural pela Gazprom para os próximos anos de 1,3% a.a. A rápida depleção dos campos gasíferos na Sibéria tem levado a Gazprom a estudar o aproveitamento de campos situados no Ártico, especialmente no Mar de Barents. Historicamente, as exportações russas de gás natural são direcionadas a países da Europa Ocidental, mas a partir de meados dos anos 80 a Rússia iniciou a diversificação das exportações para países componentes

da antiga URSS, além de Turquia, Japão e outros países asiáticos, através de projetos concretizados ou em andamento (EPE, 2006e).

O Irã tem como objetivo a exportação de gás natural para a Europa, tendo assinado um acordo para extensão dos gasodutos que vão até a Turquia para a costa nordeste da Grécia e, deste país, para a Bulgária e a Romênia. O fornecimento de gás natural inclui, ainda, países como a Itália e a Áustria, mas incertezas a respeito do programa nuclear iraniano contribuíram para arrefecer o interesse no projeto por parte do mercado consumidor europeu. Todos estes projetos passam pela extensão de gasodutos que cruzam o território da Turquia. Uma outra possível rota de exportação de gás iraniano para a Europa Ocidental utilizaria o território da Ucrânia. Existem, ainda, entendimentos para fornecimento de gás via gasodutos para Paquistão e Índia, ou GNL para Índia (EPE, 2006e).

Quanto às perspectivas de fornecimento de gás natural a países da região do Oceano Índico, o Irã assinou um memorando de entendimento para construção de gasodutos ligando o Irã ao Sudeste do Paquistão e à Índia. Entretanto, a viabilidade desta integração é sensível a disputas territoriais existentes entre Índia e Paquistão, no que se refere à região da Caxemira. Uma outra possibilidade aventada é o fornecimento de gás natural à Índia por meio de projetos de exportação de GNL⁷, alternativa de abastecimento na qual a China também se mostra interessada, na medida em que, em 2004, a SINOPEC assinou um contrato de 25 anos para fornecimento de GNL à China. Projetos de importação de gás natural pelo Irã também são considerados, tais como o aumento das atuais importações do Turcomenistão, além de importações do Azerbaijão. Esta oferta de gás natural se destina ao atendimento de áreas ao nordeste do Irã, bastante distantes dos campos de gás natural iranianos, situados no sul. A Figura 12 resume esquematicamente as possíveis configurações de fluxos de comércio de gás iraniano (EPE, 2006e).

Figura 12 – Possibilidades de exportação e importação de gás natural no Irã



Fonte: EPE, 2006e.

7 Em 2005, a Autoridade Indiana de Gás (GAIL) e o National Iranian Gas Export Corp. assinaram um acordo para fornecimento de 7,5 Mtpa de GNL por 30 anos, iniciando em 2009-2010. Entretanto, questões relacionadas ao preço de fornecimento ainda estão em pauta, para que este acordo possa ser concretizado (EPE, 2006).

A Bolívia conta com um volume apreciável de reservas de gás natural em relação aos seus mercados potenciais sul-americanos, apresentando uma razão R/P que se situa acima de 100 anos. A recente alteração na lei dos hidrocarbonetos, que criou um imposto adicional sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural, porém, tornou duvidoso o quadro a respeito do desenvolvimento do setor na Bolívia. Os primeiros sinais apontam perda de atratividade desta atividade no país, que depende muito das receitas geradas pela exportação de hidrocarbonetos. Assim, já se verifica a redução de investimentos em E&P e do nível de reservas provadas. Por fim, o futuro das exportações bolivianas de gás dependerá essencialmente dos movimentos nos potenciais mercados consumidores desse energético, bem como das estratégias de oferta de potenciais fornecedores, tais como o Peru.

Quanto à Argentina, é o maior mercado consumidor de gás natural da América do Sul, observando-se alto grau de penetração no setor industrial, de geração elétrica, residencial e transportes (GNV). O fato de suas reservas se situarem distantes do principal centro consumidor, Buenos Aires, conjugado à forte expansão do consumo observada nos anos recentes, induz à necessidade de novas expansões de logística. As iniciativas atualmente existentes são para aumento da produção nacional e da capacidade de transporte, e para aumento das importações de gás natural da Bolívia. As perspectivas de abastecimento interno na Argentina no curto prazo dependem do cenário de preços, seja de importação ou interno. A Bolívia, de um lado, negocia preços superiores, após o novo governo de Evo Morales, e os produtores internos, de outro, não investem devido à baixa rentabilidade dos projetos. Os níveis de preços baixos combinados com o crescimento da demanda pelo energético, além dos contratos de exportação com o Chile e o Brasil, levam a uma redução sistemática da relação R/P, em função dos baixos investimentos. Ademais, as relações comerciais entre países tendem a se deteriorar (EPE, 2006c).

Neste contexto, há uma oportunidade de aumentar a integração energética em virtude da complementaridade entre os países da região, em especial Argentina, Brasil, Chile, e Bolívia. Entretanto esta possibilidade está condicionada às convergências de preços entre os mercados, à convergência regulatória e à sinalização de cumprimento de contratos de suprimento entre os países. A Bolívia pode consolidar-se como principal fornecedora de gás para a região caso logre realizar estas sinalizações. Caso contrário, outras alternativas podem ser buscadas, inclusive o GNL importado. (EPE, 2006c).

No início de 2006, iniciaram-se grupos de trabalho entre Venezuela, Brasil e Argentina para estudos de viabilidade de um gasoduto chamado Bolivariano, que exportaria gás natural da Venezuela para Brasil e Argentina. Seria em torno de 150 milhões de m³/dia, sendo ¾ para atender ao mercado brasileiro e ¼ para atender ao mercado argentino. Estima-se um orçamento preliminar da ordem de US\$ 20 bilhões para este projeto.

Segundo dados do Anuário Estatístico da British Petroleum de 2005, as reservas provadas de gás natural da Venezuela totalizam 4,2 trilhões de m³, correspondendo a aproximadamente 60% do total da América do Sul e a 2,4% do total mundial, sendo a oitava maior reserva de gás natural do mundo. Quanto à longevidade destas reservas, a razão R/P das mesmas é superior a 100 anos e o volume destas reservas provadas de gás natural tem se mostrado crescente, o que pode ser resultado tanto de aumento do esforço exploratório quanto do deslocamento da fronteira econômica entre reservas e recursos motivados pela alta de preços internacionais de petróleo.

Quanto ao perfil das reservas de gás natural venezuelanas, a maior parcela ocorre de forma associada, sendo a localização predominante das jazidas de gás natural na região oriental do país. Neste contexto, uma parcela substancial da produção de gás natural na Venezuela se vincula ao ritmo de exploração de petróleo, o qual é condicionado ao grau de aderência da produção venezuelana às cotas de produção da OPEP, da qual o país é membro. A disponibilidade de reservas provadas de gás natural não associado, por sua vez, situa-se em torno de 10% do total de reservas de gás, sendo sua localização espacialmente distribuída na área territorial da Venezuela (EPE, 2006d).

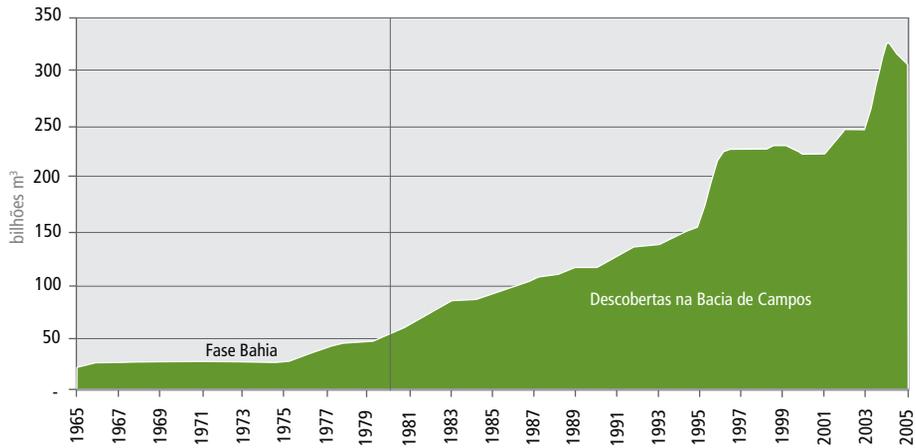
As reservas provadas de gás natural do Peru se situavam em cerca de 250 bilhões de m³, apresentado uma razão R/P superior a 100 anos. Em termos de reservas provadas, porém, o nível tem se mostrado estável nos últimos anos. Em termos de localização das reservas de gás natural peruanas, a grande maioria se localiza na selva amazônica. Importante notar que, dentre as reservas provadas, apenas 27% se encontram desenvolvidas. Refletindo o maior aporte de investimentos em reservas localizadas na selva, é exatamente nesta região que se localiza a maior parcela da produção peruana de gás natural, que respondeu por 66,7% do total de gás natural produzido naquele país em 2004. Em termos do tipo de gás natural produzido no Peru, no total, a produção de gás não associado correspondeu a 67,1% em 2004. Interessante notar que, nos campos produtores localizados na região de selva, 93,9% são de gás não associado, isto é, o grau de liberdade para produção é assaz relevante, diferentemente do que ocorre no caso de gás natural associado, cuja produção já se torna vinculada a programas de recuperação de óleo. As reservas de Camisea são exploradas por um consórcio internacional liderado pela Hunt Oil e a produção de gás natural é mantida abaixo do nível máximo permitido, uma vez que a demanda doméstica de gás ainda é pouco desenvolvida, além da ausência de projetos de infraestrutura de exportação deste gás natural. Como informação relevante, o projeto Camisea (que consiste na exploração de vários campos de gás localizados na Bacia de Ucayali, sudeste do Peru.) objetiva fornecer gás natural para consumidores industriais e plantas de geração elétrica em Lima. A Tractebel demonstrou interesse em investir na expansão de instalações para distribuir gás natural em outras partes do país. Quanto às iniciativas para exportação de GNL pelo Peru, o consórcio liderado pela Hunt Oil, denominado “Consórcio GNL Peru”, iniciou conversas com a ENAP, companhia petrolífera estatal chilena, no sentido de viabilizar um projeto de exportação de GNL para o Chile. Embora os dois países tenham fronteira terrestre, cita-se que o fornecimento de GNL poderia ser mais custo-efetivo do que o transporte via gasodutos, uma vez que os dois países teriam como cenário base a construção de instalações de GNL, independentemente desta parceria. Particularmente para o Chile, cuja demanda de gás é atendida pela produção argentina de gás natural, a integração com as reservas do Peru é uma solução que o deixa menos vulnerável ao fornecimento argentino, que já registrou interrupção no ano de 2005 (EIA, 2006d).

3. Panorama brasileiro das reservas, produção e consumo de gás natural

■ 3.1. As reservas brasileiras de gás natural

As reservas brasileiras de gás natural são bastante modestas e cresceram significativamente entre 1995 e 1997, e a partir de 2002 (Figura 13). Até este ano, cerca de 73% das reservas eram associadas a jazidas de petróleo, o que manteve a sua produção subordinada às condições de extração desse produto. Este fato foi um fator limitante da expansão do consumo de gás no Brasil, superado com o crescimento da produção de gás não associado.

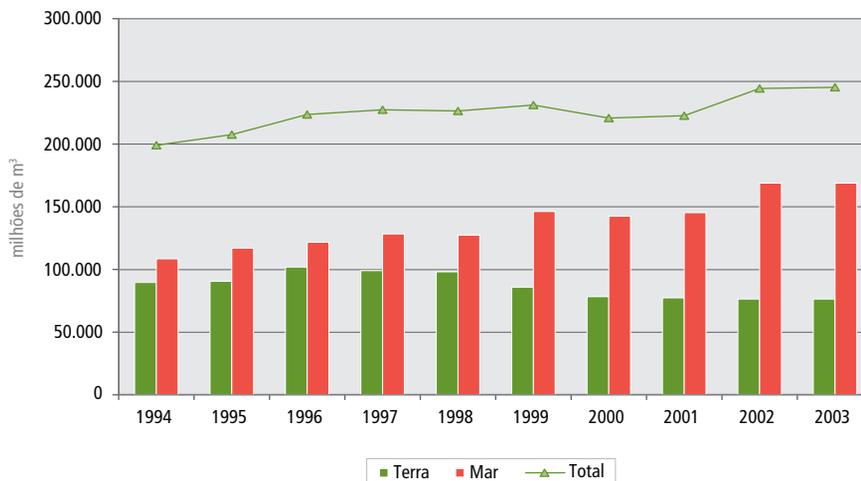
Figura 13 – Evolução das reservas de gás natural no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

Segundo dados mais recentes da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2005), de um total aproximado de 245 milhões de m³ de gás natural em 2004, 69% das reservas provadas nacionais deste energético se localizam no mar (campos *off shore*), e o restante se localiza em campos terrestres. Conforme se observa na Figura 14, houve o crescimento das reservas de gás natural *off shore* no Brasil e o decréscimo de reservas terrestres, de modo que as reservas totais pouco se modificaram entre 1994 e 2003.

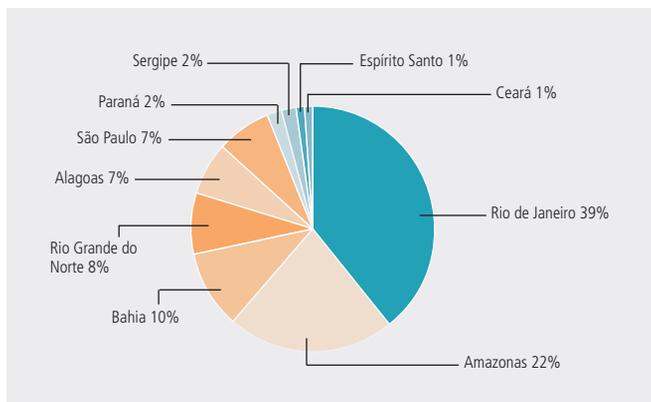
Figura 14 – Evolução das reservas provadas de gás natural no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

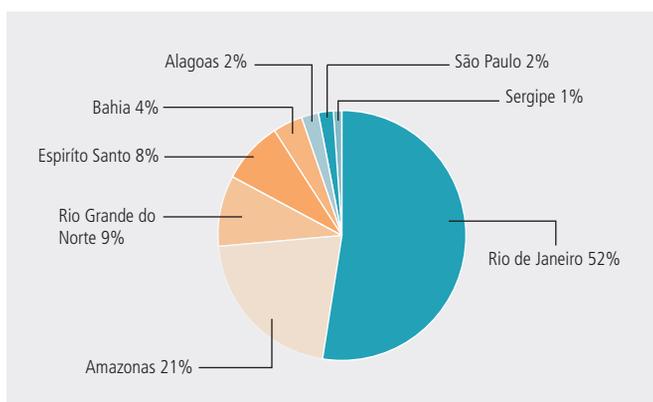
Com relação à participação regional, destaca-se o aumento da participação do Rio de Janeiro: passou de 39 para 52% entre 1994 e 2003, assim como o Espírito Santo, que passou de 1 para 8% (vide Figuras 15 e 16). A participação do Rio Grande do Norte e do Amazonas manteve-se praticamente constante enquanto a participação da Bahia declinou no mesmo período. Na verdade, tal comportamento reflete o aumento das reservas *offshore* e o declínio das reservas *onshore*, pois 70% das reservas em mar se concentram no Rio de Janeiro, 10% no Rio Grande do Norte e 10% no Espírito Santo.

Figura 15 – Participação (%) de cada estado nas reservas nacionais totais de gás natural – 1994



Fonte: ANP, 2006.

Figura 16 – Participação (%) de cada estado nas reservas nacionais totais de gás natural – 2003

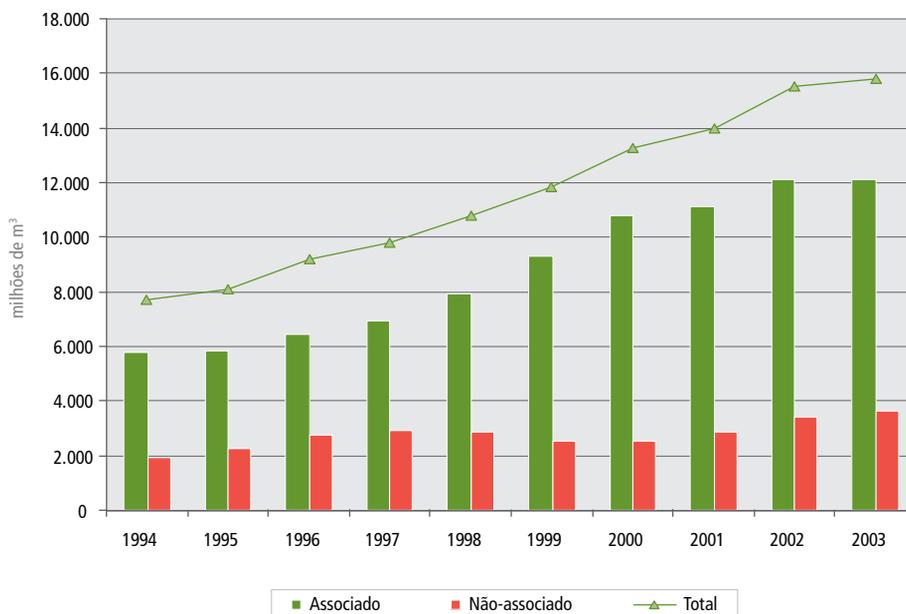


Fonte: ANP, 2006.

3.2. A produção brasileira de gás natural

Observa-se que, apesar de as reservas pouco terem se alterado nos últimos anos (entre 1994 e 2003), a produção de gás vem crescendo sistematicamente, principalmente a de gás associado (Figura 17), o que dificulta o aproveitamento deste energético.

Figura 17 – Evolução recente da produção de gás natural associado e não associado no Brasil



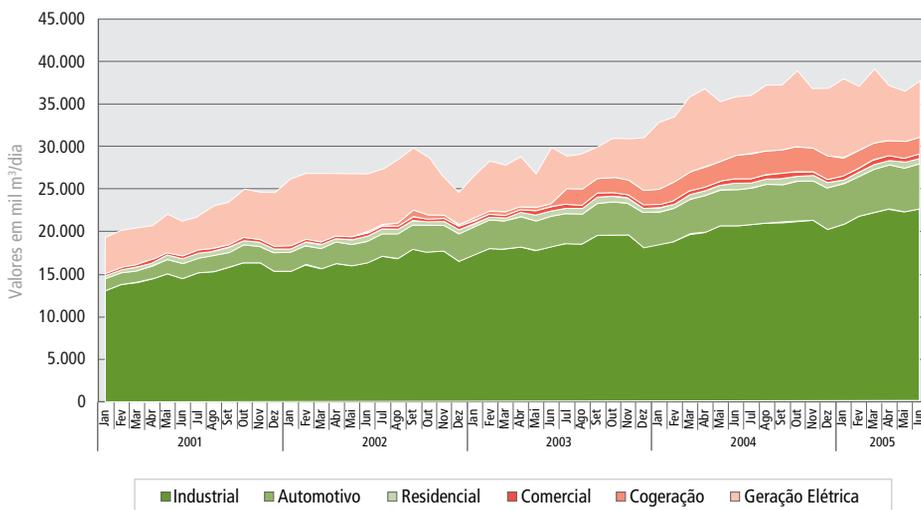
Fonte: ANP, 2006.

3.3. A demanda brasileira de gás natural

O caso brasileiro reflete o modelo presente na maior parte dos países desenvolvidos, onde o gás foi gradualmente abandonado durante a primeira metade do século XX, passando a ocupar uma posição muito restrita, muitas vezes desprezível, na matriz energética nacional. Somente após a crise energética dos anos 70 e, principalmente, ao longo dos anos 90, é que vários países menos industrializados, verificando a experiência das nações mais desenvolvidas, passaram a considerar o gás natural como uma fonte de energia privilegiada e estratégica que deve ser desenvolvida e utilizada.

O mercado de gás natural vem crescendo significativamente nos últimos anos no Brasil, sendo o segmento industrial o que representa a parcela mais significativa da demanda (Figura 18). A crise da eletricidade em 2001 acabou trazendo o tema do desenvolvimento da indústria do gás natural para o topo da agenda. O gás natural passou a ser encarado como o combustível mais competitivo para a produção de eletricidade, reduzindo a dependência da nação da geração hídrica.

Figura 18 – Evolução da demanda recente de gás natural no Brasil



Fonte: SIVIERI, 2005.

Segundo as previsões da EPE (2006b), a demanda⁸ de gás natural poderá atingir valores próximos de 130 milhões de m³ até 2015, ou seja, aproximadamente triplicar no período de 10 anos, no caso em que o preço do gás natural corresponde a 70% do preço do óleo combustível ATE (Alto Teor de Enxofre), sendo a demanda termelétrica correspondente a aproximadamente 60 milhões de m³/dia nesse mesmo ano.

4. Disponibilidade futura de gás natural no Brasil

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente, Bacia de Santos. Embora os estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos não permitem prever um cenário de baixos custos de desenvolvimento das reservas da Bacia de Santos.

Os principais investimentos em projetos de produção de gás natural não associado da Petrobras estão resumidos na Tabela 4.

8 Para a quantificação da demanda consideraram-se os seguintes segmentos: mercado atual industrial, considerando o mercado atendido, o reprimido e os consumidores dos projetos em implantação; expansões da rede de distribuição aprovadas no planejamento plurianual e nas metas estabelecidas pelos órgãos reguladores estaduais; mercado veicular atendido e em processo de implantação; projetos de cogeração em operação, em implantação e aprovados pela ANEEL; projetos de suprimento de gás por GNC ou GNL, atendidos, em implantação e projetos aprovados no planejamento plurianual; regiões alcançadas por novos gasodutos de transporte em implantação e aprovados pela ANP; crescimento vegetativo dos segmentos industrial, residencial e comercial, GNV; projetos de termelétricas a gás em operação, em implantação e projetos aprovados pela ANEEL.

Tabela 4 – Principais investimentos na produção de gás natural não associado da Petrobras

Local	Início da produção	Vazão inicial (mil m ³ /dia)	Investimento 2006-2010 (US\$ milhões)
Bacia do Solimões (AM)	2007	5.500	150
Manati (BA)	2006	6.000	160
Peroá (ES)	2005	3.500	220
ESS-138 + desenvolvimento completo ES	2008	2.000	450
Mexilhão/Cedro	2008	12.000	1.950
BS - 500	2010	18.000	2.450

Fonte: Petrobras, 2005.

Existe ainda o desenvolvimento da produção de gás natural associado dos campos de Gofinho (gás natural associado; 2,7 milhões de m³/dia) e do Parque das Baleias (gás natural associado; 2,5 milhões de m³/dia).

A Petrobras e seus parceiros deverão investir cerca de US\$ 18 bilhões, nos próximos 10 anos, em atividades de exploração e produção na Bacia de Santos. O Plano Diretor da Petrobras prevê um acréscimo de cerca de 12 milhões de m³/dia no fornecimento de gás ao mercado do Sudeste, já a partir do segundo semestre de 2008. Até o final de 2010, esse volume deverá elevar-se para, aproximadamente, 30 milhões de m³/dia, contribuindo significativamente para reduzir a dependência nacional do gás importado. A Bacia de Santos se estende pelo litoral sul do Estado do Rio de Janeiro, passando por toda a costa de São Paulo e do Paraná, e pela parte norte do litoral de Santa Catarina. A Petrobras e seus parceiros detêm 40.663 km² de concessões exploratórias nessa bacia. Cerca de 52% da área sob concessão localizam-se no Estado de São Paulo. O restante está situado nos estados do Rio de Janeiro (35%), Santa Catarina (7%) e Paraná (6%). A produção da Bacia de Santos contribuirá para a consolidação do mercado brasileiro de gás natural e contribuiu para a auto-suficiência no abastecimento de petróleo do país. O desenvolvimento da Bacia de Santos envolve cinco pólos de produção (PETROBRAS,2006):

Merluza – Localizado no Estado de São Paulo, a cerca de 200 Km de Santos, o pólo Merluza produz atualmente 1,2 milhão de m³/dia de gás e 1.600 barris por dia de condensado. Esse pólo tem potencial para atingir uma produção de 9 a 10 milhões de m³/dia de gás em 2010.

Mexilhão – Também localizado no Estado de São Paulo, a cerca de 140 Km do Terminal de São Sebastião, o pólo Mexilhão terá capacidade para produzir até 15 milhões de m³/dia de gás e 20 mil barris/dia de óleo e condensado. O principal projeto desse pólo, que inclui o campo de Mexilhão e a área de Cedro, produzirá de 8 a 9 milhões de m³/dia de gás a partir do segundo semestre de 2008. A capacidade total desse pólo deverá ser atingida no início da próxima década, com a entrada em produção de novas áreas localizadas no entorno e em horizontes mais profundos do campo de Mexilhão.

BS-500 – O desenvolvimento desse pólo, localizado no Estado do Rio de Janeiro, a cerca de 160 Km da capital, prevê a instalação de sistemas de produção de gás e óleo. Deverá produzir, no futuro, cerca de 20 milhões de m³/dia de gás e de 150 a 200 mil barris/dia de óleo.

Sul – Esse pólo está situado a cerca de 200 Km da costa dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina. O Plano Diretor da Bacia de Santos prevê, também, a implantação de novos projetos para o pólo Sul, estimando-se uma produção futura de cerca de 140 mil barris/dia de óleo e de 3 milhões de m³/dia de gás.

Centro – A fase atual do desenvolvimento desse pólo, que está situado a cerca de 250 Km da costa dos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, ainda é exploratória. A Petrobras aposta no grande potencial dessa área, também denominada de “cluster” da Bacia de Santos. Confirmadas as expectativas da área, uma das possibilidades de aproveitamento

da produção local será o envio do gás para a plataforma de Mexilhão e sua transferência para tratamento na planta a ser construída no litoral paulista.

5. Considerações finais

A disponibilidade de gás natural representa um ingrediente importante para a construção de uma indústria gasífera. O desenvolvimento de um setor gasífero completamente dependente de importações de gás natural não é uma decisão estratégica, salvo em situações especiais, concebíveis, por exemplo, em um quadro de forte cooperação e integração entre países vizinhos (caso de cooperação entre Estados Unidos e Canadá), ou de carência de qualquer recurso energético. A dependência completa do Japão em relação às caríssimas cadeias de GNL justifica-se dentro de um quadro muito particular, pois o país em questão é carente de qualquer recurso energético doméstico, apresentando elevado excedente de capital para investimentos capital intensivo e possui setor de consumo que pode absorver o gás importado mais caro.

A disponibilidade, no entanto, de reservas gasíferas, ainda que essencial, não é suficiente para viabilizar a construção de um setor de gás forte, sustentável e onde o aproveitamento das vantagens do gás natural seja maximizado. Não se pode analisar simplesmente a situação pelo lado da oferta. Capital e capacidade técnica para instalação de rede doméstica de gasodutos e sistemas de distribuição, bem como para a construção das estações de processamento, compressão, redução de pressão ou liquefação, que ampliem a zona de alcance do gás são igualmente impreteríveis para o seu avanço, que, por sua vez, depende da confiança dos agentes e principalmente dos consumidores finais.

As possibilidades de uso de gás natural são enormes, mas em nenhum dos seus mercados potenciais o gás natural reina indiscutivelmente. As indústrias devem estar habilitadas a empregar o gás em seus processos produtivos e a infraestrutura de distribuição nas cidades deve ser suficiente para materializar o uso do gás nas residências, nos estabelecimentos comerciais e no transporte.

O gás deve ser usado de forma diversificada e, preferencialmente, em seus usos diretos, em que as perdas energéticas são muito menores e os custos social e ambiental são minimizados. Apesar disso, o que se observa é que a produção de gás natural no mundo deverá crescer impulsionada especialmente pela demanda de eletricidade. China e Índia representarão uma parcela significativa no aumento na demanda e, para satisfazê-la, será necessário desenvolver campos existentes, produzir a partir de novas descobertas, explorar recursos não convencionais. O desenvolvimento de tecnologias de liquefação e regaseificação de gás natural (GNL) e de transporte de gás natural liquefeito tornam possível a movimentação de gás por longas distâncias. Entretanto, o número de portos para carregamento/ descarregamento de gás natural é limitado. Existe a necessidade da internacionalização e posicionamento dos agentes ao longo da cadeia de gás, mais rígida que a cadeia do petróleo, para que o mercado deste energético se torne um mercado mundial comparável ao de petróleo. Sendo assim, é provável que um mercado de gás natural globalizado se estabeleça apenas no médio ou no longo prazo.

A situação do Brasil, tanto em relação à produção quanto em relação à demanda, é muito embrionária. A comprovação de reservas internas, a disponibilidade de reservas em países vizinhos (Bolívia, Peru, Venezuela) e a tendência de formação de um mercado global de gás natural podem garantir uma oferta crescente, em linha com o potencial de crescimento do mercado. A expansão dos mercados é condição necessária para o desenvolvimento de reservas de gás, assim como investimentos em infra-estrutura. Por outro lado, o preço é um importante sinalizador para os agentes econômicos nas decisões de produção e consumo, devendo ser coerente com o custo de oportunidade do produtor e do consumidor. Assim ocorrerá uma expansão equilibrada da produção e do consumo.

6. Referências bibliográficas

- ABREU, P.L., MARTINEZ, J.A. “Gás Natural - o combustível do novo milênio”. Petrobras. Área de Gás e Energia. Plural Comunicação. 2003.
- ANP. “Boletim Mensal do Gás Natural”. Janeiro. 2006.
- ANP. “Anuário estatístico 2005”. Agência Nacional do Petróleo. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 10/03/2006.
- ANP. Portaria ANP nº 9, de 21/01/2000. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 13/04/2006.
- BP. “BP Statistical Review of World Energy”. British Petroleum. June 2005. Disponível em <<http://www.bp.com>>. Acesso em 10/03/2006.
- CHABRELIE, M. “The Gas Industry in the year 2020”. Institut Français du Pétrole”. Disponível em <<http://www.ifp.fr>>. Acesso em 15/03/2006.2006.
- DOS SANTOS, E.M., ZAMALLOA, G.C., VILLANUEVA, L.D., FAGÁ, M.T.W. Gás Natural – estratégias para uma energia nova no Brasil. 2002.
- EIA/DOE. “International Energy Outlook”. Energy Information Administration – Department of Energy, 2005.
- EIA/DOE. “Annual Energy Outlook 2006”. Energy Information Administration – Department of Energy, 2006.
- EPE. “Síntese dos Estudos Complementares da Matriz Energética Nacional 2023”. Empresa de Pesquisa Energética. Janeiro. 2006a.
- EPE. “Estudos específicos sobre o mercado de gás natural no Brasil. Relatório nº 02: Resultados do Cálculo da Projeção de Demanda de Gás Natural no Mercado Primário (2006-2015)”. Março de 2006b.
- EPE. “Boletim mensal de Análise da Conjuntura Energética”. Janeiro. 2006c.
- EPE. “Boletim mensal de Análise da Conjuntura Energética”. Fevereiro. 2006d.
- EPE. “Boletim mensal de Análise da Conjuntura Energética”. Março. 2006e.
- HALLOCK JR, John L.; THARAKAN, Pradeep J.; HALL, Charles, A.S.; JEFFERSON, Michael; WU, Wei. “Forecasting the Limits to the Availability and Diversity of Global Conventional Oil Supply”. Energy 29 .pp. 1673-1696. 2004.
- HUNTINGTON, H.G., “Natural Gas: a bridge or a chasm?”. Energy Modeling Forum. Stanford University. Washington DC. 2005.
- LAHERRERE, J. “Future of natural gas supply”. ASPO. Berlin. 25 de maio. 2004
- MAISONNIER, G.. “GTL: Prospects for development”. Panorama 2006. Institut Français du Pétrole. 2006.
- PETROBRAS. “Plano de Negócios 2006-2010”, Agosto de 2005.
- PETROBRAS. Disponível em <<http://www.gasenergia.com.br>>. Acesso em 31/03/2006.
- SANIERE, A. “Gas reserves, discoveries and production”. Panorama 2006. Institut Français du Pétrole. 2006.
- SCHAEFFER, R (Coordenador). “Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015”, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2004.
- SIVIERI, R. “Perspectivas de oferta e demanda de gás natural no Brasil”. Apresentação na Expo GNV 2005. 27 de outubro. 2005
- SZKLO, A. “Notas sobre conceitos de exploração e produção de petróleo”. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2005.
- THOMAS, J. E. “Fundamentos de Engenharia do Petróleo”. Editora Interciência. Rio de Janeiro. 2001.
- USGS. “Dados básicos”. U. S. Geological Survey. Disponível em <<http://www.usgs.gov>>. Acesso em 01/01/2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Jeferson Borghetti Soares

OFERTA DE GÁS NATURAL: ESTRUTURA DE PRODUÇÃO, TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL/LOGÍSTICA E TECNOLOGIA

SUMÁRIO

1. Introdução	39
2. Visão geral da cadeia de gás natural	39
3. Alternativas de monetização de reservas de gás natural	42
3.1. Transporte de gás natural por tubulações	42
3.2. Gasodutos virtuais.....	45
3.3. Liquefação do gás natural (GNL)	47
3.4. <i>Gas-to-Liquid</i> (GTL)	49
4. Competitividade entre modais de transporte de gás natural	50
5. Caracterização da infra-estrutura de oferta de gás natural	53
5.1. Perspectiva mundial do GNL.....	53
5.2. Perspectivas sul-americanas (exceto Brasil)	57
5.3. Brasil	64
6. Conclusões	72
7. Referências bibliográficas.....	75

1. Introdução

Este relatório aborda aspectos de disponibilidade de infra-estrutura de oferta de gás natural para o Brasil, buscando identificar a atual situação dos sistemas de transporte/distribuição de gás natural no país e das unidades de processamento de gás natural, avaliando aspectos tecnológicos e de custos relacionados a estas tecnologias.

Este documento inicia com uma visão geral da cadeia produtiva do gás natural, de modo a esclarecer os segmentos desta cadeia sobre os quais nos debruçaremos nesta nota técnica. Na seqüência, expõem-se aspectos tecnológicos relacionados às tecnologias disponíveis para monetizar reservas de gás natural. Esta abordagem difere ligeiramente da tradicional, uma vez que avaliamos, além das alternativas de transporte de gás natural sob pressão (gasodutos e carretas) e na forma liquefeita (GNL), também o processo de conversão química de gás natural em líquidos combustíveis, de maior valor agregado, através de processos conhecidos como GTL (*Gas-to-Liquid*). É importante ressaltar, porém, que esta caracterização tecnológica inicial visa tão somente situar as alternativas de suprimento disponíveis, não objetivando o tratamento exaustivo do assunto. Em seguida, é avaliada a disponibilidade de infra-estrutura de oferta de gás natural em termos globais e regionais (América do Sul), com foco mais específico no abastecimento do mercado brasileiro. Como o objetivo principal se destina a avaliar a existência de eventuais gargalos de logística associados ao aumento da oferta de gás natural no Brasil, o enfoque varia conforme a região do mundo considerada. Por conta disto, na esfera mundial avaliamos um panorama do mercado mundial de GNL, modal de oferta, que objetivamente pode representar fontes de suprimento deste energético para o Brasil. Por sua vez, o enfoque sobre a infra-estrutura de oferta de gás natural na América do Sul se preocupa com a malha de transporte de gás natural disponível em países com reservas gasíferas relevantes no continente, como a Venezuela, Bolívia e Argentina, objeto, inclusive, de dois boletins de análise de conjuntura energética produzidos pela EPE em 2006. Adicionalmente, a análise da infra-estrutura existente de transporte e distribuição de gás natural no Brasil considera tanto a estrutura de tubulações atualmente disponível quanto eventuais restrições de capacidade para processamento e distribuição de gás natural. Finalmente, à luz dos aspectos levantados, apresentam-se as conclusões acerca da infra-estrutura de oferta de gás natural no Brasil e no mundo e suas implicações para o planejamento energético de longo prazo desta fonte de energia.

2. Visão geral da cadeia de gás natural

A Figura 1 esquematiza os diversos elos da cadeia produtiva de gás natural desde sua obtenção e processamento até o momento de disponibilização ao consumidor final. Assim, identificam-se as seguintes etapas (Soares, 2004):

1. Exploração: envolvendo todo o conjunto de tarefas destinadas à determinação da existência ou não de reservas de gás natural, focando na probabilidade de ocorrência de petróleo e/ou gás natural em uma região com características geológicas propícias ao acúmulo destes hidrocarbonetos, através do emprego de métodos geológicos, potenciais e sísmicos (Thomas, 2001). As características deste elo da cadeia produtiva do gás natural são os elevados investimentos demandados, bem como o risco associado à atividade de prospecção (Silveira, 2000). É nesta etapa que se realizam os estudos de viabilidade técnica e comercial do desenvolvimento dos poços produtores;

2. Exploração: compreendendo o grupo de atividades relacionadas ao projeto das instalações necessárias à exploração comercial do poço, isto é, envolvendo as atividades de perfuração, completação¹ e recompletação dos poços;

3. Produção: envolvendo as atividades de obtenção do gás natural e seu processamento primário, para separação entre as frações gasosas e o óleo, no caso de campos de produção de gás associado;

4. Processamento: este elo da cadeia produtiva do gás natural engloba todas as atividades relacionadas ao tratamento do gás natural para remoção de impurezas, tais como o vapor d'água e compostos de enxofre, e frações mais pesadas de maior valor econômico, tais como gasolina e GLP;

5. Transporte e armazenamento: compreende a seqüência de operações destinadas ao deslocamento do gás natural processado (gás natural "seco") do ponto de produção ao ponto de consumo. Costuma-se dividir a atividade de transporte de gás em alta pressão e baixa pressão. Delimita-se a fronteira física deste elo da cadeia até o *city gate*, ou seja, no ponto de entrega do gás natural a alta pressão, para sua distribuição ao consumidor final, a cargo das companhias distribuidoras locais (CDL's). Em termos de alternativas tecnológicas tradicionais para esta etapa, estas envolvem gasodutos, liquefação de gás natural (GNL) e o gás natural comprimido (GNC), utilizando o modal rodoviário; e

6. Distribuição: a partir do *city gate*, onde é entregue gás natural a alta pressão, é feita a distribuição do gás canalizado aos consumidores finais, através da redução da pressão do gás aos níveis mais adequados ao consumo. Esta responsabilidade cabe às companhias distribuidoras locais de gás (CDL's) e, no caso do Brasil, é uma atividade concedida pelo estado, como estabelece a constituição federal brasileira em seu artigo 25.²

Este documento concentra-se nas etapas de 3 a 6, ou seja, desde a produção do gás natural até a atividade de distribuição pelas concessionárias do país.

1 Compreende o conjunto de atividades necessárias a equipar o poço para possibilitar a operação operacional segura e com minimização de riscos ambientais (Thomas, 2001).

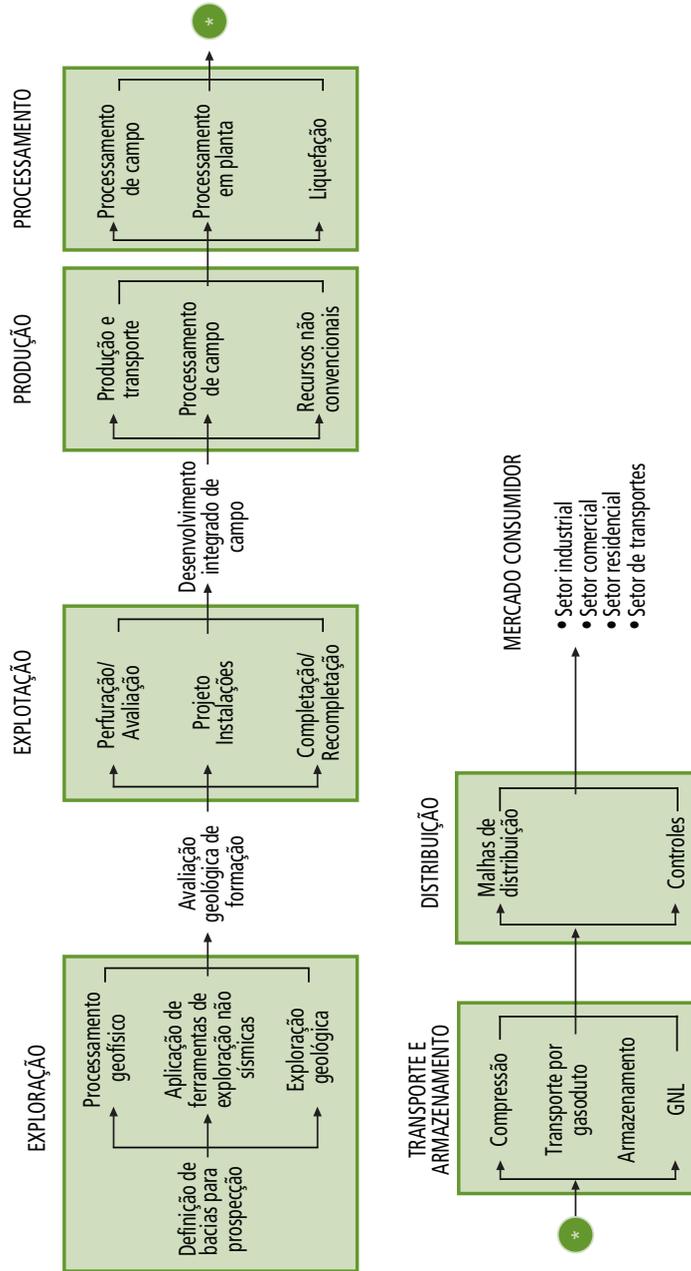
2 Este artigo encontra-se no capítulo III, referente aos estados da federação e especificamente para a atividade de distribuição do gás natural, o seguinte texto se aplica: "Art. 25. (...)

§ 1º - São reservadas aos Estados as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição.

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação." (Texto alterado pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/95).

(...)"

Figura 1 – Representação esquemática da cadeia produtiva da indústria de gás natural



Fonte: CTGás, 2003.

3. Alternativas de monetização de reservas de gás natural

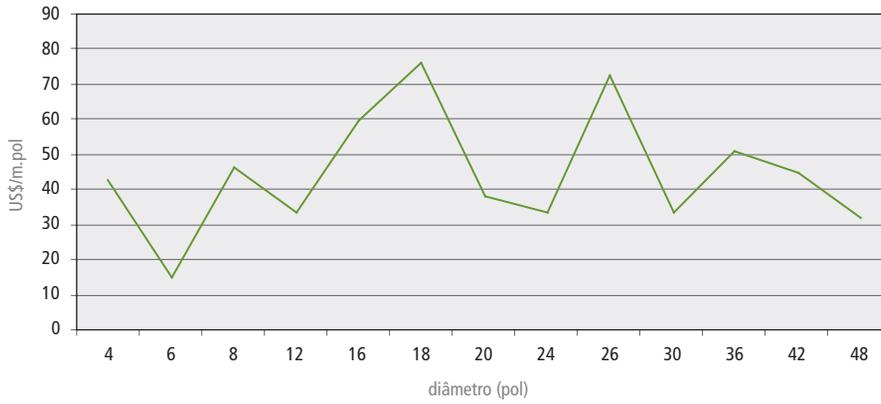
A monetização de recursos de gás natural (possibilitando-os se tornarem reservas) se dá através de tecnologias que permitam o escoamento da produção para os mercados consumidores. Isto tradicionalmente envolve o transporte do gás natural sem transformação ou, ainda, processos de conversão química do gás natural, como o GTL (*Gas-to-Liquid*). A tecnologia adotada para atendimento do mercado-alvo de gás natural é uma importante condicionante na determinação do preço final do gás natural ao consumidor. As seguintes alternativas tecnológicas de monetização serão aqui expostas: (i) transporte em dutos; (ii) liquefação de gás natural (GNL); e (iii) processos GTL.

■ 3.1. Transporte de gás natural por tubulações

O transporte através de gasodutos é o modal, mais difundido de escoamento de gás natural, sendo normalmente a alternativa mais econômica para o transporte de grandes volumes de gás em regime de fornecimento contínuo. Uma outra aplicação de gasodutos de transporte, embora não principal, envolve o seu uso como sistema de armazenamento de gás natural, pois as linhas de transporte retêm uma parcela do gás natural transportado. A economicidade de um gasoduto depende fortemente de fatores como o volume de oferta (que determina o diâmetro da tubulação), o número de estações de recompressão utilizadas e o tipo de terreno atravessado. Quanto aos custos operacionais, estes variam fortemente de acordo com o número de estações de recompressão e dos custos de mão-de-obra envolvidos, além do fator de utilização do gasoduto (Cornot-Gandolphet et al, 2003).

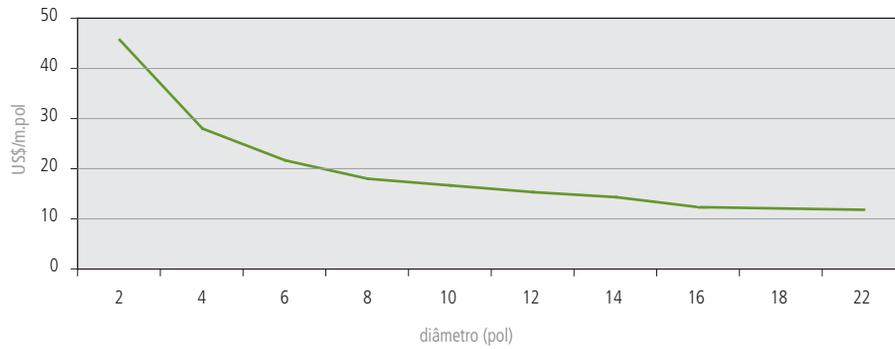
Usualmente, os custos unitários associados ao investimento em tubulações de transporte e distribuição de gás são referenciados a unidades como US\$/m.pol, podendo ser decompostos em três parcelas (Hafner & Nogaret, 1995): (i) Custo de material: correspondente ao aço (gasodutos de alta pressão) ou PEAD (gasodutos de baixa pressão) utilizados; (ii) Obras civis: compreendendo a preparação do terreno, obras para abertura de valas para assentamento das tubulações, acomodação das mesmas, soldagem, aterramento e recuperação do local; e (iii) Diversos: compoendo despesas complementares à instalação do gasoduto, compreendem custos com revestimento interior e exterior da tubulação, impostos incidentes sobre mão-de-obra, taxas públicas e outros. Em função das especificidades envolvidas em cada projeto, relacionadas ao traçado, o qual envolve travessia em diferentes tipos de terrenos (campos, pântano, rios, mares profundos etc.), estrutura tributária e custos locais de mão-de-obra, o custo específico de investimento é bastante variável por projeto. A título de ilustração, a Figura 2 exibe custos unitários de investimento em gasodutos localizados nos EUA em 2000, para uma faixa de diâmetro de tubulação entre 6 a 48 polegadas, envolvendo aproximadamente 115 projetos implantados nos EUA. Alencar (2000), entretanto, mostra um perfil mais bem comportado para os custos de investimento em tubulações de transporte (Figura 3). Pelo fato de o transporte por gasodutos ser mais simples do que o transporte via GNL, os ganhos devido à redução de custos tem sido menos intensos, o que não significa que aspectos como otimização no projeto e construção não tenham sido obtidos durante o período: de fato, registra-se a evolução da tecnologia gasodutos *offshore*, que nos últimos tempos contribui para viabilizar técnica e economicamente projetos antes não possíveis (Cornot-Gandolphet et al, 2003). Em termos prospectivos, porém, a maior promessa de redução de custos se refere ao emprego de tecnologias de transporte a alta pressão, para transporte a longa distância, devido a avanços em aços mais resistentes, obtendo-se ganhos simultâneos no transporte de maiores volume de gás e na redução das perdas de carga (Figura 4).

Figura 2 – Variação do custo unitário de investimento em tubulações de transporte de alta pressão para projetos implantados nos EUA em 2000



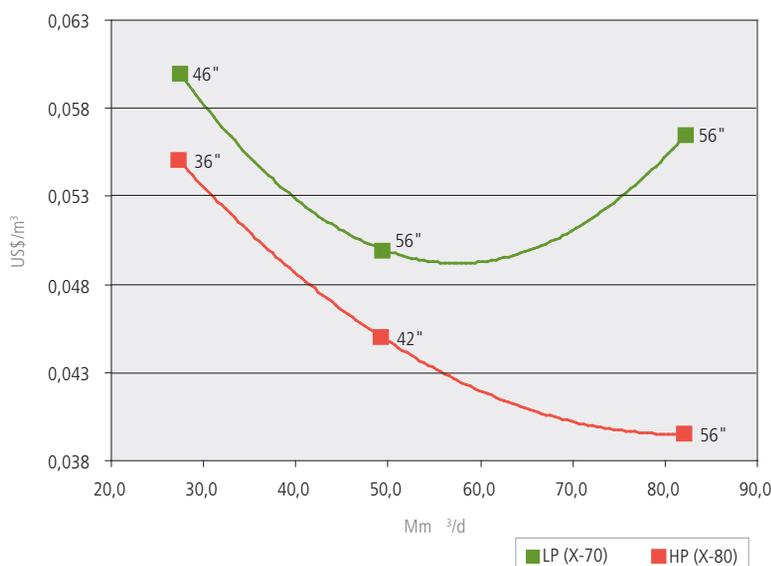
Fonte: True, 2000.

Figura 3 – Variação do custo unitário de investimento em tubulações de transporte de alta pressão para projetos implantados no Brasil



Fonte: Alencar, 2000.

Figura 4 – Custos de transporte de gás natural a longas distâncias por tipo nível de pressão de transporte

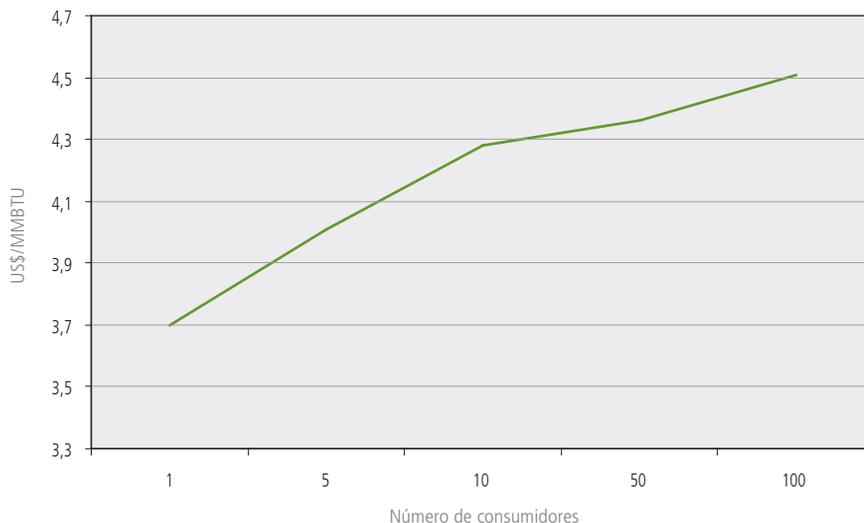


Fonte: IFP apud Cornot-Gandolphe et al, 2003.

As redes de distribuição de gás natural visam atender ao mercado consumidor final e são caracterizadas por uma rede mais capilarizada de tubulações. Como a pressão de utilização do gás natural nestas redes de distribuição é menor do que a utilizada nos gasodutos de transporte, ocorrem reduções sucessivas de pressão desde a *city gate*, passando por estações intermediárias de redução de pressão, a magnitude desta redução dependerá do tipo de uso e de usuário atendido. A competitividade destas instalações é fortemente dependente do grau de dispersão espacial dos consumidores de gás natural.

A partir de um exercício simplificado para uma demanda local total de 10 Mm³/dia, variou-se o número de consumidores e o impacto desta variável é ilustrado na Figura 5. Trata-se de um exercício cujo objetivo é ilustrar o impacto relativo do porte individual da demanda de gás natural sobre o custo de distribuição. Ademais, deve-se ressaltar que os valores apresentados consideram apenas a recuperação dos investimentos realizados sob condições específicas, não incluindo todos os termos que influenciam a tarifa final de distribuição. Por isto, estes valores não podem ser tomados por comparação com quaisquer tarifas atualmente praticadas no Brasil.

Figura 5 – Comportamento dos custos de transporte para uma demanda regional de 10 Mm³/dia em função do número de consumidores



Nota: Resultados assumem as seguintes hipóteses: 1- preço do gás natural no city gate: US\$ 2,6/MMBTU; 2- taxa de desconto: 15% a. a.; 3- vida útil do gasoduto: 20 anos; 4- extensão do ramal: 50 km; 5- pressão de entrada do gás no city gate: 35 kgf/cm²; 6- pressão de entrega do gás ao consumidor final: 10 kgf/cm²; e 7- custo anual de O&M: 3% do investimento total, conforme indicado em Hafner & Nogaret (1995).

Fonte: Soares, 2004.

■ 3.2. Gasodutos virtuais

Um projeto deste tipo normalmente envolve uma estação remota de distribuição de gás natural e utiliza carretas especiais para o transporte de pequenos volumes gás natural comprimido (GNC) ou liquefeito (GNL) entre uma localidade que possua um *city gate* ou uma unidade de liquefação do gás, até outro destino situado em um raio que varia entre 120 km a 150 km (no caso do GNC) a até 600 km (no caso do GNL)³, para que o transporte seja economicamente viável (Rodrigues, 2006).

No caso específico do gás natural comprimido, o mesmo é transportado à temperatura ambiente e pressão entre 200 e 250 bar em carretas com capacidade variando entre 5000 e 6000 m³ (Soriano, 2005). Neste caso, o processo se inicia com a retirada do gás a partir de um ponto de coleta, sendo o gás comprimido em uma estação de compressão até o enchimento da carreta de transporte, para então ser conduzido até o ponto de consumo, onde é realizada a transferência do gás para cilindros de estocagem.

A solução baseada em GNC é uma grande opção para o desenvolvimento de novos mercados, cujo público alvo seria preferencialmente consumidores de pequenos volumes, cujo atendimento através de gasodutos é inviável economicamente. Incluem-se nesta categoria, postos de GNV e pequenas indústrias que consomem GLP, diesel ou óleo combustível (Perrut, 2005).

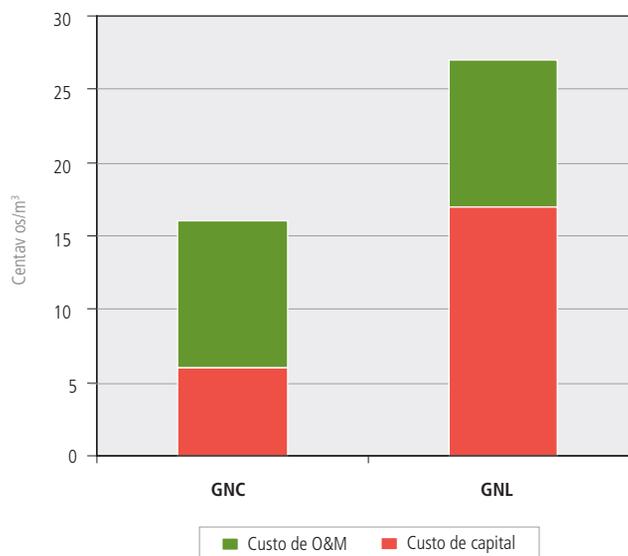
³ Este é o limite geográfico apontado no projeto Gemini, que aponta o raio de atuação em torno de 600 km, uma planta de liquefação localizada em Paulínia/SP (Soriano, 2005).

Este tipo de estratégia pode ser empregada em situações onde as distâncias de atendimento, a demanda total por gás e a sazonalidade da mesma não viabilizem economicamente o investimento em gasodutos. Assim, aponta-se como mote para adoção dos chamados “gasodutos virtuais” (Rodrigues, 2006):

- A antecipação da criação de mercados em localidades sem infra-estrutura de transporte e/ou distribuição de gás natural, permitindo interiorizar o uso do gás natural;
- Antecipação das receitas com a venda de gás natural;
- Redução do risco de mercado em projetos de ampliação da malha de transporte e/ou distribuição por gasodutos;
- Antecipação do retorno de investimentos em infra-estrutura; e
- Redução de importação de GLP cuja substituição de outra maneira seria inviável.

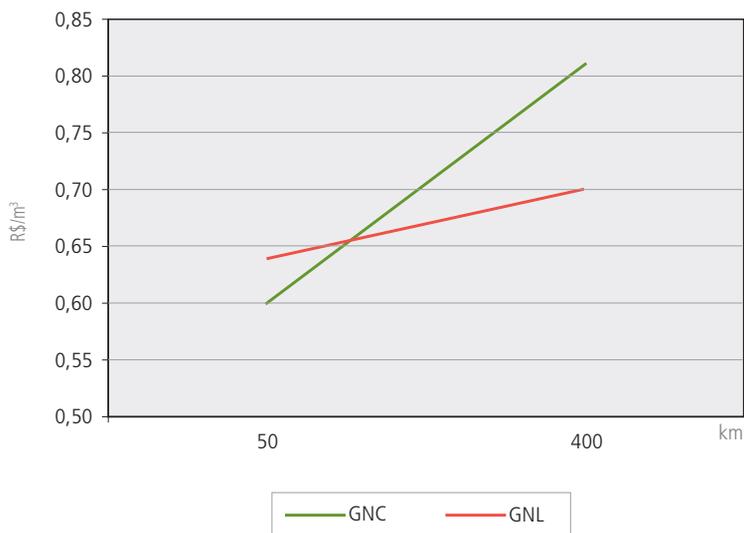
No que tange aos custos observados por esta alternativa, por sua vez, a Figura 6 e a Figura 7 realizam a comparação entre os custos de fornecimento de “gasodutos virtuais”, utilizando GNL e GNC. Como se pode observar, embora o transporte de GNL através de carretas se apresente mais capital intensivo do que o transporte via GNC, existe uma distância máxima a partir da qual a alternativa de suprimento a partir de GNL se torna mais competitiva do que o GNC. É sempre relevante ressaltar que os dados apresentados se referem a situações particulares e a determinação exata dos pontos em que ocorre esta constatação variará de projeto para projeto.

Figura 6 – Comparação do peso dos custos de capital e de O&M em projetos de oferta a partir de GNC e GNL



Fonte: Soriano, 2005.

Figura 7 – Comparação de competitividade de oferta de gás a partir de GNC e GNL em função da distância



Fonte: Perrut, 2005.

■ 3.3. Liquefação do gás natural (GNL)

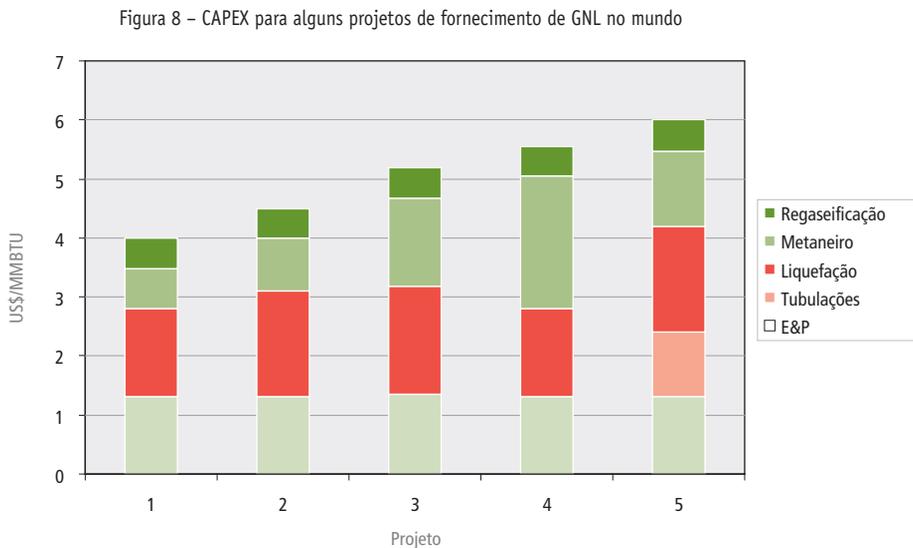
Este modal de transporte envolve a liquefação do gás natural a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, o que permite a redução em até 1/600 do volume inicial à temperatura ambiente. Em linhas gerais, esta forma de transporte é adotada em ocasiões onde o transporte por gasodutos encontra dificuldades na sua construção tais como: necessidade de travessias em oceanos e mares profundos, regiões montanhosas, restrições ambientais severas ao traçado do gasoduto, distâncias muito elevadas de transporte aos centros consumidores bem como mercados de pequena escala.

A viabilização da oferta de gás natural liquefeito demanda investimentos em estações de pressurização/despressurização do gás, além de navios especiais de transporte, os chamados navios metaneiros, sendo o gás acondicionado em reservatórios isolados termicamente, sem fornecimento de refrigeração durante a viagem. O transporte de GNL registra perdas variando entre 10-15% do gás durante o processo, mais elevadas do que as observadas no transporte de volume equivalente por gasoduto, que se situam entre 1-2%. As perdas de gás natural pelo transporte de GNL devem-se, essencialmente, a operações de transferência, consumo próprio da embarcação e utilização parcial do volume transportado para manutenção dos tanques à baixa temperatura, durante a viagem de volta (Gasnet, 2006). O desembarque da carga de gás natural se faz a partir de terminais de regaseificação, unidades situadas próximas aos centros de consumo e destinados a operações de conversão de GNL para o estado gasoso.

Nos últimos anos, a crescente redução de custos do transporte de GNL tem aumentado as oportunidades desta tecnologia como opção de oferta de gás em locais onde o transporte através de gasodutos não seria justificável economicamente ou tecnicamente. Contribui neste sentido, o desenvolvimento da tecnologia de construção de navios especiais e das técnicas de liquefação, que estão permitindo a ampliação da produção e utilização do GNL no mundo (Rethore, 1998).

Um projeto de exploração de jazidas gasíferas, cuja destinação é o comércio de gás natural liquefeito (GNL), envolve restrições bem maiores do que aquelas observadas para o escoamento através de gasodutos de transporte a alta

pressão. De fato, adita-se aí a necessidade de investimentos adicionais em unidades de liquefação, navios metaneiros e unidades de regaseificação, o que acabam por produzir um substancial impacto no porte do investimento demandado. A economicidade de projetos de GNL depende da convergência favorável de fatores tais como a qualidade e localização da jazida, distâncias envolvidas, a escala da produção e o mercado ao qual se destina o GNL. A Figura 8 ilustra diferentes valores para o CAPEX⁴ de alguns projetos de fornecimento de GNL no mundo.



Nota: A seguinte equivalência foi adotada: 1- Expansão do projeto Trinidad & Tobago – Costa Leste dos EUA; 2- Indonésia-Japão; 3- Nigéria – Costa Leste dos EUA; 4- Catar – Costa Leste dos EUA; 5- Bolívia – Costa Oeste dos EUA.

Fonte: Jensen, 2003.

Uma das funções do GNL é a possibilidade de modulação da oferta e demanda por gás natural, de forma a atender às variações sazonais e diárias da demanda, em espaços reduzidos, e, por esta razão, o uso de plantas de liquefação se constitui em possível estratégia para lidar convenientemente com momentos de desequilíbrio entre oferta e demanda de gás (Soares, 2004).

No que tange à economicidade desta alternativa, esta tem melhorado nos últimos anos, resultado de progressos na redução de custos, que pode ser observada na Tabela 1. Como se pode observar, as reduções de custos foram obtidas em diversas etapas da cadeia do GNL, como resumidas na Tabela 2.

4 Abreviação para “Capital Expenditures”.

Tabela 1 – Redução de custos na cadeia de GNL (US\$/MMBTU)¹

Etapa	Anos 90	2000
E&P ²	0,5-0,8	0,5-0,8
Liquefação	1,3-1,4	1,0-1,1
Transporte ³	1,2-1,3	0,9-1,0
Regaseificação	0,5-0,6	0,4-0,5
Total	3,5-4,1	2,8-3,4

Nota: 1 - Dados para um projeto de fornecimento de gás a partir Oriente Médio para a região da Ásia-Pacífico; 2- Custos de exploração e produção: inclui os custos envolvidos nas atividades de exploração, perfuração e desenvolvimento do campo de gás natural; 3- Ressalta-se que os custos de transporte dependem fortemente de fatores tais como as distâncias de transporte e a capacidade de armazenamento.

Fonte: TotalFinaElf, Gaz de France e Cedigaz apud Cornot-Gandolphe et al, 2003.

Tabela 2 – Perspectivas de redução de custos na cadeia de GNL (US\$/MMBTU)¹

Etapa	Tecnologia	Atuação
E&P ²	FLSO (<i>Floating Liquefaction Storage and Offloading</i>)	Minimização do custo de plataformas <i>offshore</i> e gasodutos marítimos. É possível estabelecer competição com projetos de GTL. ⁴
Liquefação	Aumento da escala dos trens de liquefação	Aproveitamento das economias de escala destas unidades, sendo estimada redução de cerca de 25% em relação às atuais unidades.
Transporte ³	Aumento do porte de navios metaneiros	Aproveitamento de economias de escala, sendo estimada uma redução de 10% em relação aos níveis atuais.
Regaseificação	Utilização de tecnologia de membrana	Elevação da segurança da unidade no caso de vazamento

Nota: 1 - Dados para um projeto de fornecimento de gás a partir Oriente Médio para a região da Ásia-Pacífico; 2- Custos de exploração e produção: inclui os custos envolvidos nas atividades de exploração, perfuração e desenvolvimento do campo de gás natural; 3- Ressalta-se que os custos de transporte dependem fortemente de fatores tais como as distâncias de transporte e a capacidade de armazenamento; 4-Sigla para o processo Gas-to-Liquid, visto adiante.

Fonte: IFP apud Cornot-Gandolphe et al, 2003.

■ 3.4. Gas-to-Liquid (GTL)

Os processos GTL baseiam-se na conversão do gás natural em derivados líquidos combustíveis a partir de processos químicos que envolvem reforma a vapor, oxidação parcial e a síntese de *Fischer-Tropsch* (IFP, 2006), obtendo como produtos, principalmente, nafta e óleo diesel. O processo GTL em si não é novo, porém, e seus primórdios datam da década de 20, com a obtenção de combustíveis líquidos a partir do carvão (processo CTL).

Atualmente, quatro plantas de GTL produzem comercialmente no mundo (Gasnet, 2006):

- Uma unidade em Bintulu (Malásia), pertencente à Shell MDS, construída em 1993 e produzindo 14.000 barris diários de parafinas, químicos e diesel a partir de gás natural; e
- Três localizadas na África do Sul, operando com cargas de carvão: (i) Sasol I, em Sasolburg, produzindo 5.600 barris diários de oleofinas; (ii) Sasol II/III, em Secunda, produzindo 124.000 barris diários de gasolina e oleofinas leves; e (iii) PetroSA, em Mossel Bay, produzindo 22.500 barris diários de gasolina e diesel.

No Brasil, a Petrobras opera, desde 2002, uma planta de produção de óleo diesel a GTL em escala piloto, localizada em São Mateus (PR). Entretanto, não existe definição de instalação de uma planta deste tipo em escala comercial no Brasil, muito embora, a partir de 2011, estima-se que a Petrobras disponha de uma tecnologia GTL desenvolvida pela companhia isoladamente ou por associação com outras empresas (Gasnet, 2006).

Em termos de competitividade econômica, a tecnologia GTL ainda se depara com custos de investimento superiores àqueles observados em refinarias convencionais (IFP, 2006): entre US\$ 25-35 mil/bpd contra US\$ 15 mil/bpd. Entretanto, segundo Aguiar (2004), quando comparada com uma refinaria moderna, onde o enxofre é eliminado do combustível, a tecnologia GTL pode se tornar competitiva. Estima-se que a construção de uma planta GTL no Brasil com capacidade mínima de produção de 15 mil bpd demandaria aproximadamente quatro anos para entrar em operação e custaria, no

mínimo, US\$ 350 milhões (CAPEX mínimo em torno de US\$ 23 mil/bpd). Apesar dos custos maiores, os produtos gerados a partir de plantas GTL possuem o atrativo ambiental, uma vez que produzem derivados isentos de materiais com enxofre, por exemplo. Exemplificando, o South West Research Institute realizou medições no óleo diesel refinado e comprovou que o produzido a partir de GTL reduz em 40% a emissão de hidrocarbonetos, 50% carbono, 30% os particulados e 98% os compostos de enxofre. Assim, os derivados líquidos provenientes de processos GTL podem se constituir uma solução direcionada a mercados com legislação ambiental mais rigorosa.

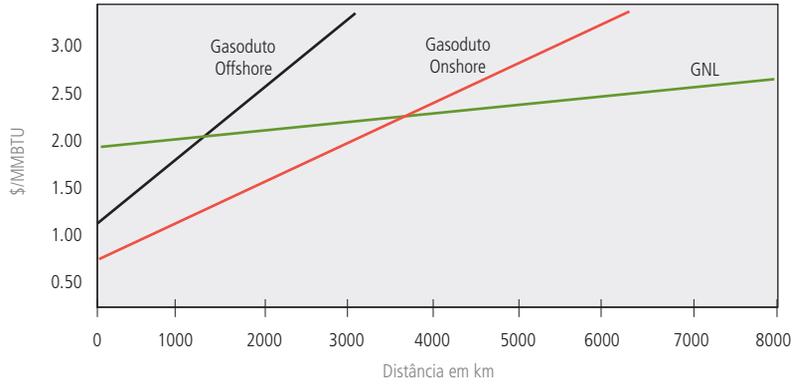
A tecnologia GTL é vista como uma possível solução para atender a um crescimento de demanda de gás natural em torno de 2,3% a.a. Embora exista a expectativa de um aumento considerável das reservas de gás natural, atualmente, cerca de 6,100 Tft³, grande parcela dessas reservas, aproximadamente 3,000 Tft³, encontram-se em locais remotos. Assim, esta tecnologia poderia representar uma fórmula eficaz para vencer as barreiras logísticas e econômicas nos projetos de produção de gás natural a partir destas reservas (IEA, 2004). Entretanto, deve-se destacar que se espera competição entre projetos de GTL e GNL cujo critério de decisão dependerá de parâmetros específicos por projeto. Estima-se que a demanda global de GTL situe-se em torno de 214 Bft³ em 2030 (IEA, *op. cit.*).

A predição das perspectivas da tecnologia GTL é difícil, contudo, de serem realizadas sem elevado grau de incerteza. Trata-se de uma tecnologia ainda em estágios primordiais em termos comerciais. Em termos comparativos, enquanto a monetização de uma reserva com produção anual de 6 Bft³ de gás natural apresentaria um CAPEX entre US\$ 1,0-1,2 milhões, uma unidade GTL a partir desta mesma reserva apresentaria um CAPEX entre US\$ 1,5-2,1 milhões. Finalmente, um custo estimado de produção de óleo diesel a partir destas plantas (com investimento entre US\$ 20-35 mil bpd e vida útil de 20 anos) custaria entre US\$ 16-28/bbl, implicando em um preço mínimo internacional de petróleo entre US\$ 14-23/bbl, para viabilizar o investimento remunerado a 10% a.a. (IFP, 2006).

4. Competitividade entre modais de transporte de gás natural

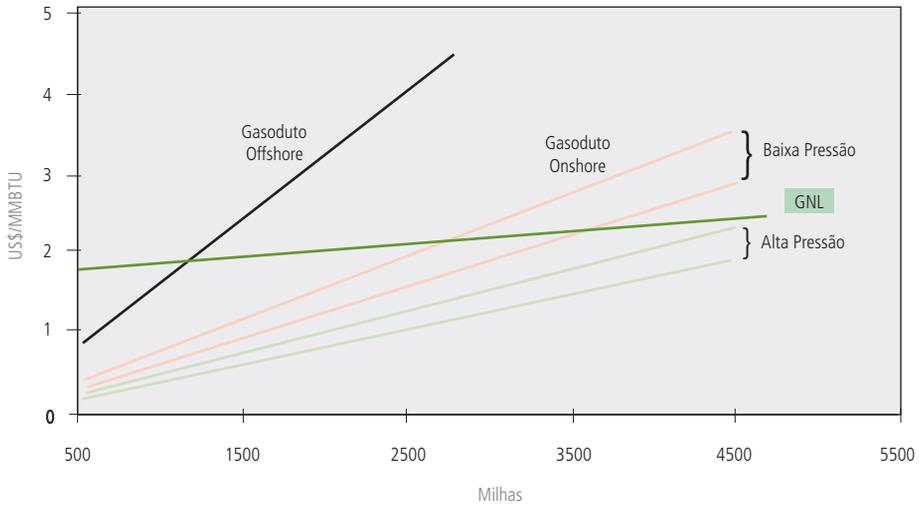
A economicidade de um projeto de oferta de gás natural, seja ele através de gasodutos de transporte, seja através de GNL, dependerá, fundamentalmente, dos volumes transportados e das distâncias envolvidas. Em trajetos menores, a opção por gasodutos tende a ser melhor, mas a medida em que a distância de transporte aumenta, o peso deste item se reduz e o GNL torna-se uma alternativa bastante viável. Em termos gerais, a redução de custos da tecnologia GNL tem sido mais intensa do que a observada em gasodutos. Entretanto, em projetos que antes só eram viáveis por GNL, agora podem ser a partir de gasodutos offshore (Carnot-Gandolphe et al, 2003). As curvas apresentadas nas Figuras 9, 10 e 11 ilustram a competitividade dos modais de transporte para uma mesma quantidade de gás transportado. No exemplo da Figura 10, o custo de transporte a partir de um gasoduto *offshore* apresenta custo sempre superior a um gasoduto *onshore*. A alternativa de GNL só passaria a ser viável economicamente, para este projeto específico, entre 2500 e 3500 milhas. Entretanto, a competitividade de gasodutos de transporte a distâncias maiores, neste caso, seria melhorada a partir da utilização de transporte a alta pressão.

Figura 9 – Custos de transporte de gás natural em função do modal e das distâncias de transporte envolvidas

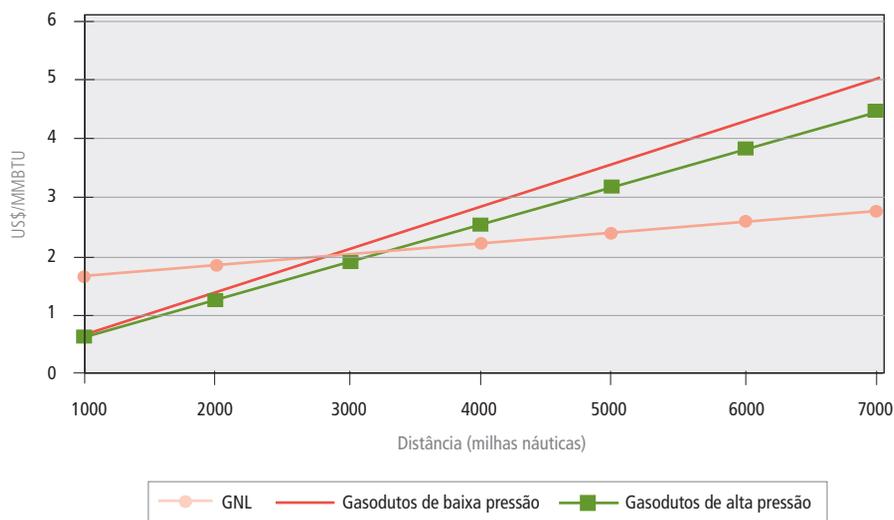


Fonte: Real, 2005.

Figura 10 – Competitividade entre gasodutos e GNL para transporte de grandes volumes de gás natural (82,2 Mm³/dia)



Fonte: IFP apud Cornot-Gandolphe et al, 2003.

Figura 11 – Competitividade entre gasodutos e GNL para transporte de 27,4 Mm³/dia a longas distâncias

Fonte: IFP apud Cornot-Gandolphe et al, 2003.

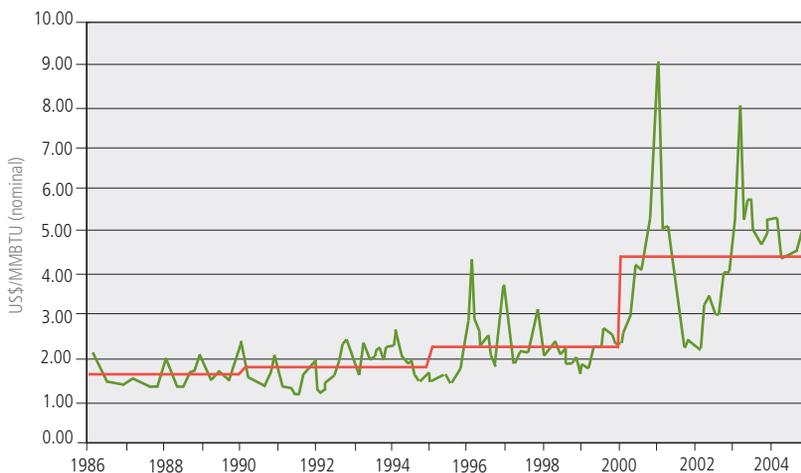
Especificamente no caso brasileiro, é interessante realizar a comparação entre os preços médios do gás natural por estado brasileiro com a média de preços internacionais do GNL. Como se pode observar da Tabela 3, o preço médio do gás natural, em 2004, em alguns estados da região Nordeste situa-se entre US\$ 2,56-2,87/MMBTU, o que é um patamar reduzido em relação ao preço do GNL observado nos mercados regionais do Pacífico, EUA e Europa.

Tabela 3 – Preços médios de referência do gás natural por unidade da federação

Unidade da federação	US\$/MMBTU				
	2000	2001	2002	2003	2004
Amazonas	2,00	1,88	1,79	2,78	2,58
Ceará	2,32	2,16	1,89	3,00	2,87
Rio Grande do Norte	2,28	2,22	1,95	3,04	2,81
Alagoas	2,05	1,98	1,72	2,70	2,56
Sergipe	2,17	2,02	1,77	2,85	2,67
Bahia	2,15	2,13	1,80	2,89	2,71
Espírito Santo	2,07	1,99	1,68	2,68	2,51
Rio de Janeiro	2,16	2,18	1,85	3,07	2,88
São Paulo	2,14	2,08	1,76	2,79	2,63
Paraná	2,25	2,47	1,95	2,67	2,74
Santa Catarina	2,25	2,47	-	-	-
Brasil - média	2,16	2,14	1,81	2,84	2,69

Fonte: ANP, 2005.

Figura 12 – Evolução recente dos preços do gás natural no “Henry Hub”



Fonte: CERA, 2004, apud Real, 2005.

Em termos de investimento em infra-estrutura, o Brasil não possui nenhuma unidade de regaseificação de gás natural construída e, estima-se que apenas uma unidade com capacidade de 30 Mm³/dia demandaria investimentos da ordem de US\$ 1,1 bilhões.⁵ Ademais, um projeto deste tipo exigiria uma reserva dedicada de aproximadamente 219 bilhões de m³, para um período de 20 anos. Considerando-se os investimentos totais na cadeia, incluindo a etapa de liquefação, transporte⁶ e regaseificação, seriam demandados algo em torno de US\$ 5 bilhões para um projeto deste porte.

Finalmente, quanto à tecnologia GTL, a comparação de seus custos faz mais sentido em relação ao mercado de nafta e óleo diesel, derivados com os quais seus produtos concorrem. Como já destacado, dados de IFP (2006) fornecem um custo aproximado de produção de óleo diesel a partir de plantas GTL entre US\$ 16-28/bbl, com investimento remunerado a 10% a.a.

5. Caracterização da infra-estrutura de oferta de gás natural

■ 5.1. Perspectiva mundial do GNL

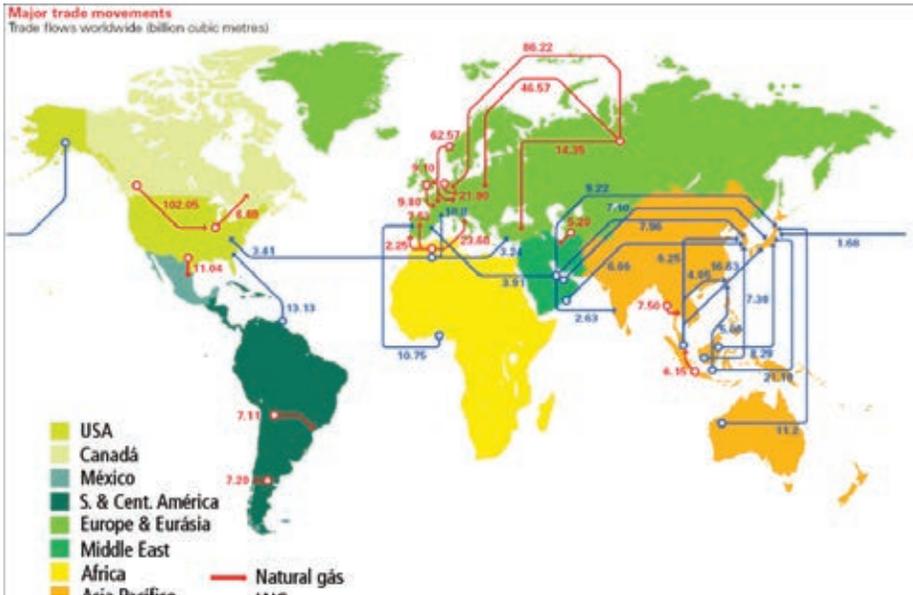
Em 2004, a comercialização de GNL respondeu por cerca de 26% do mercado total internacional de gás natural, sendo que apenas quatro países responderam por pouco mais de 62% do volume total de exportações mundiais do produto: Catar, Argélia, Indonésia e Malásia (BP, 2005). Neste mesmo ano, a região da Ásia-Pacífico absorveu cerca de 2/3 do volume total de GNL comercializado mundialmente, sendo o Japão responsável por 43,2% do consumo global, seguido da Coreia do Sul, com 16,8%. Os Estados Unidos são o terceiro maior consumidor global do produto, com 10,4% em 2004. Atualmente, destacam-se três grandes pólos atratores de consumo de GNL: Ásia-Pacífico, EUA e Europa Ocidental. A Figura 13 ilustra graficamente a intensidade dos fluxos internacionais deste produto.

⁵ Baseado em dados estimados em Gasnet (2006), para uma unidade de 7 mtpa.

⁶ Cabe destacar que o custo do transporte depende da distância envolvida, mas como aproximação de ordem de grandeza, esta parcela é assumida ser constante.

Em termos perspectivos, por sua vez, as projeções recentes da Agência Internacional de Energia (IEA) destacam maior taxa de crescimento dos volumes comercializados internacionalmente através do GNL, como se pode observar na Figura 14. A expectativa de intensificação das importações de GNL pelos EUA - cujo mercado de gás natural ainda é individualmente o maior do mundo, com 24% do total⁷ - e os projetos em estudo ou em construção no mundo explicam estas projeções (Figura 15). Estima-se que o consumo mundial de gás natural cresça a uma taxa média de 2,3% a.a., impulsionado principalmente pelo uso em geração elétrica, sendo mais vigoroso, em termos relativos, na África, América do Sul e Ásia (IEA, 2004). Também é relevante destacar que se espera que as reservas de gás natural situadas no Oriente Médio e nas repúblicas da ex-URSS devam prevalecer em 2030, e que cerca de 64% da produção mundial deverá originar de aproveitamentos *onshore*, contra os atuais 71%. A projeção é que, neste horizonte, o comércio inter-regional de GNL responda por 50% dos fluxos mundiais totais de gás natural, incluindo gasodutos e GNL.

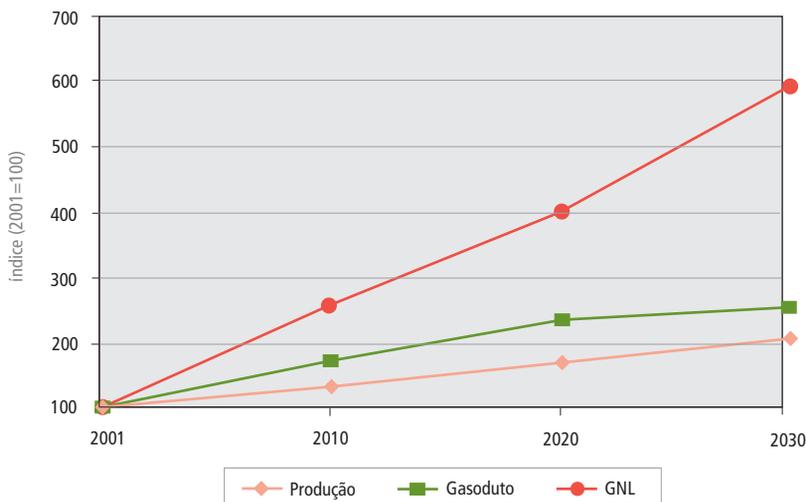
Figura 13 – Distribuição dos fluxos de comércio de gás natural por modal



Fonte: BP, 2005.

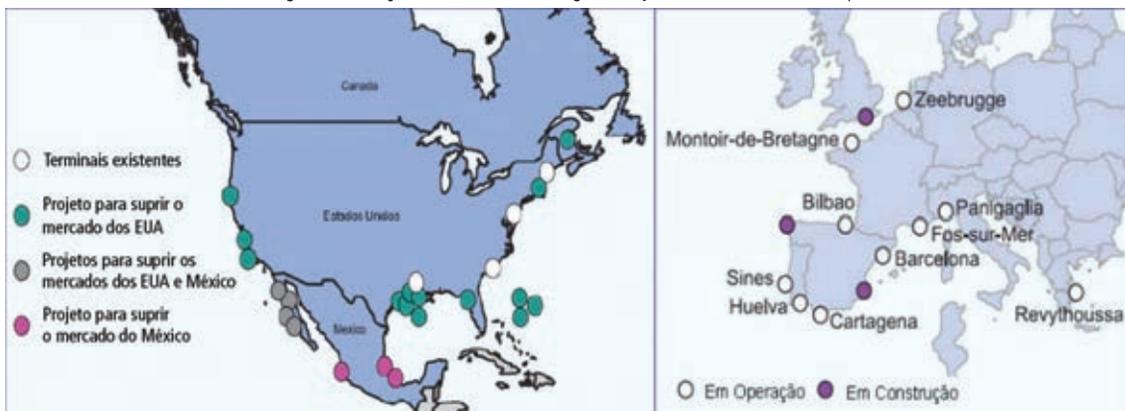
7 - Considerando o consumo de GNL e gás natural comercializado a partir de gasodutos.

Figura 14 – Perspectivas de aumento dos fluxos internacionais de comércio de gás natural



Fonte: IEA, 2004.

Figura 15 – Projetos de terminais de regaseificação de GNL nos EUA e Europa



Fonte: Real, 2005.

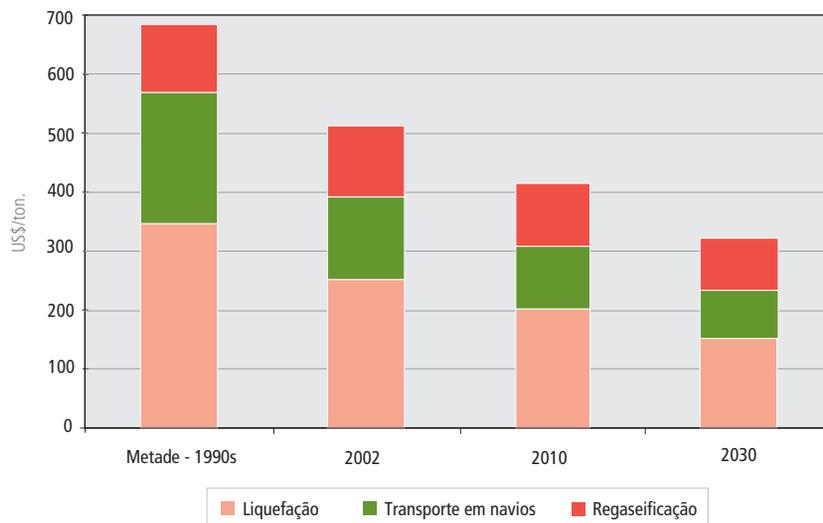
Em parte, resultado desses aspectos, a crescente elevação do preço do gás natural comercializado em gasodutos (Figura 16) mostra um movimento de convergência entre os preços internacionais praticados para o GNL e o gás natural consumido no mercado americano. Além disso, projetam-se custos de capital decrescentes para estas instalações (Figura 17), o que, certamente, incrementa sua competitividade frente a outros energéticos, mesmo com o gás natural transportado através de gasodutos. Assim, diante deste quadro perspectivo e, levando em conta a tendência de evolução dos preços regionais do GNL, o estabelecimento de um mercado global de GNL torna-se uma hipótese bastante plausível no horizonte de 30 anos.

Figura 16 – Evolução recente dos preços do gás natural em mercados-referência selecionados



Fonte: Elaborado a partir de BP, 2005.

Figura 17 – Projeção de queda de custo de investimento em facilidades de produção/regaseificação de gás natural



Fonte: IEA, 2004.

Quanto ao caso brasileiro, em 2004 o preço do gás natural boliviano na fronteira brasileira era de US\$ 2,20/MMBTU e, para o gás natural de origem nacional, o preço médio foi de US\$ 2,77/MMBTU. A estes valores devem-se somar, ainda, parcelas de transporte no território brasileiro e de distribuição. Esta última varia de acordo com a unidade da federação e, a título de ilustração, utilizamos como *proxy* a estrutura tarifária do órgão regulador do estado de São Paulo, o mais bem estruturado do país nesta área. Utilizando-se como exemplo, um consumidor de gás natural na faixa entre 50 mil e 300 mil m³/mês, a tarifa média do gás natural da COMGAS, por exemplo, situa-se em torno de US\$ 5,6/MMBTU. À medida que a faixa de consumo se eleva, a estrutura tarifária introduz quedas no custo unitário do gás natural, mas a sinalização de nível de tarifa já mostra que o GNL poderia vir a ser uma alternativa atraente no mercado brasileiro. Adita-se a perspectiva de aumento de preços do gás boliviano para o Brasil, em virtude dos recentes acontecimentos na Bolívia, que dependerá das negociações entre os governos do Brasil e da Bolívia. Assim, existe uma sinalização de que o GNL, sob uma perspectiva econômica, pode encontrar um espaço no suprimento de gás para o mercado brasileiro em determinadas regiões geográficas, porém, isto deverá ser melhor avaliado para casos específicos.

■ 5.2. Perspectivas sul-americanas (exceto Brasil)

A análise das perspectivas sul-americanas de infra-estrutura disponível para oferta de gás natural seleciona como critério países com volume de reservas com porte razoável para possíveis projetos de abastecimento de gás natural ao Brasil. Neste caso, selecionamos países como a Bolívia, Argentina e Venezuela, principalmente. Uma visão mais detalhada da situação da indústria de gás natural nestes países foi apresentada nos “boletins de análise e conjuntura energética”, referentes aos meses de janeiro e fevereiro de 2006. A seguir, realizamos uma breve análise dessa infra-estrutura por país, de modo a compor um panorama geral das possibilidades de oferta de gás natural para o Brasil.

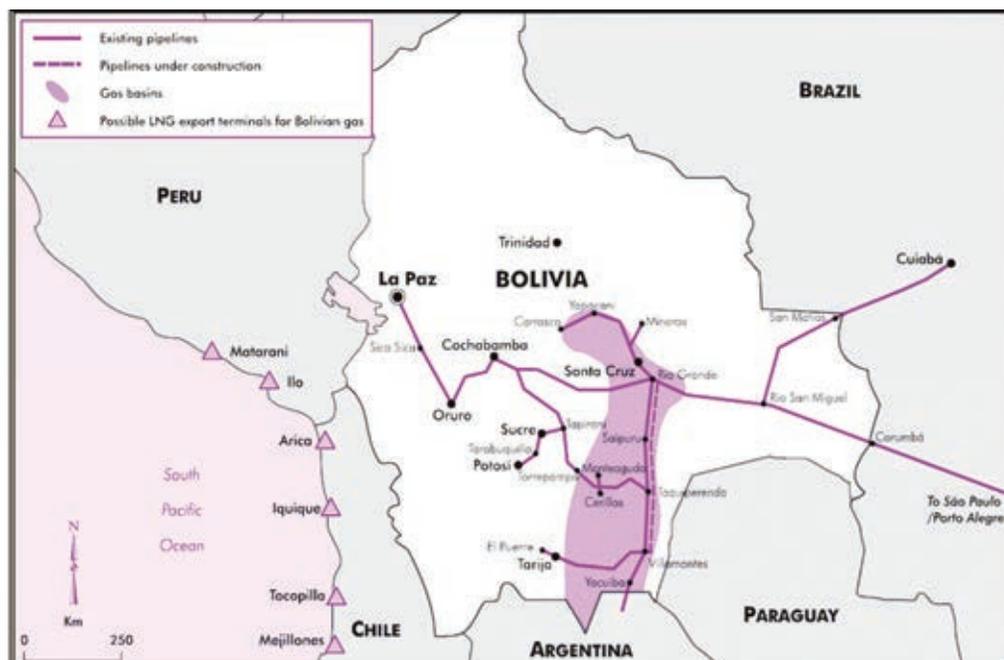
Embora não detalhado adiante, cumpre destacar aqui Trinidad & Tobago, único país atualmente exportador de GNL na América do Sul, cuja produção, em torno de 38,3 Mm³/dia, direcionou-se aos seguintes mercados (BP, 2005): (i) EUA: 93,9%; (ii) Porto Rico: 4,9%; e (iii) República Dominicana: 1,3%. Ademais, segundo EIA/DOE (2006), existem projetos de expansão de exportação de GNL deste país, que visam adicionar cerca de 20 Mm³/dia na capacidade exportadora de GNL de Trinidad & Tobago. Assim, estes projetos podem se constituir em uma possível fonte de suprimento a determinadas regiões do território brasileiro, especialmente aquelas distantes de gasodutos ou cuja interconexão tenha um tempo de maturação da malha de transporte.

Bolívia

Com a segunda maior reserva provada de gás natural da América do Sul - cerca de 890 Bm³ - a Bolívia apresenta localização geográfica privilegiada em relação aos principais mercados consumidores de gás natural no continente (Figura 18). Soma-se a esta atratividade, o fato de a razão R/P⁸ destas reservas ser superior a 100 anos (BP, 2005), embora tenha se mostrado declinante nos últimos anos (EIA/DOE, 2006).

8 Relação entre reservas provadas e produção, para um dado ano.

Figura 18 – Localização espacial das reservas de gás natural na Bolívia



Fonte: IEA, 2003.

A Figura 19 ilustra a rede de gasodutos existentes na Bolívia. Especificamente para o caso brasileiro, os gasodutos da Gas Oriente Boliviano e da Gas Transboliviano são as instalações responsáveis pelo transporte do produto ao Brasil. As instalações de transporte da Gas Transboliviano correspondem ao trecho inicial do gasoduto Bolívia-Brasil, o trecho de 360 km corresponde ao desvio lateral para abastecimento da cidade de Cuiabá/MT. Em termos de fator de capacidade das instalações de transporte de gás natural na Bolívia, utilizando-se dados de fator médio anual de utilização por gasoduto neste país em 2004, o nível de utilização dessas instalações situou-se em torno de 51%, ou seja, em média, 49% da capacidade instalada de transporte estão disponíveis para o escoamento de produção futura de gás natural. Em função disso, gargalos de infra-estrutura não se constituem fatores críticos para oferta de gás natural pela Bolívia, pelo menos no curto e médio prazos. Com relação aos gasodutos que escoam a produção para o mercado brasileiro, a situação é reportada na Tabela 4.

Figura 19 – Ilustração das redes de gasodutos bolivianos de transporte de gás natural

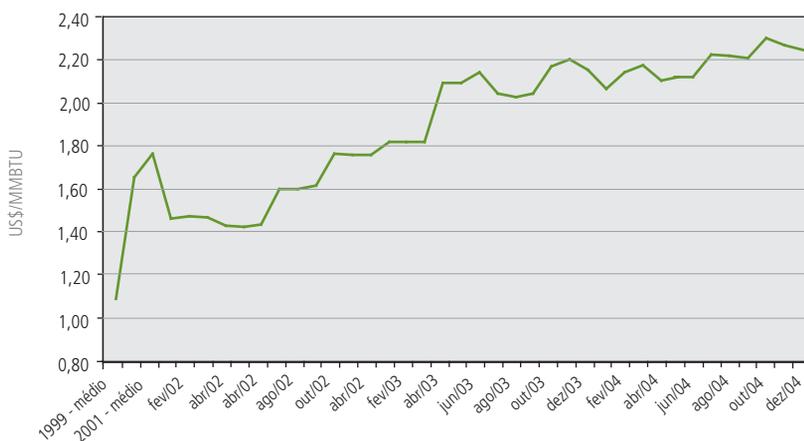


Tabela 4 - Características dos gasodutos de transporte de gás natural boliviano para o Brasil

Gasoduto	Capacidade de escoamento (Mm³/dia)	Fator de capacidade	Mercado abastecido
Rio Grande-Mutún	30,0	0,66	S/SE
Chiquitos-San Matias	2,8	0,38	Cuiabá/MT

No entanto, em termos recentes, o montante de investimentos na atividade tem se mostrado declinante (EPE, 2006a). Comparativamente ao período de 2004, os investimentos em exploração e produção registraram uma redução de 40%. Além da redução efetiva dos investimentos, o quadro institucional do setor de petróleo e gás natural na Bolívia ainda não permite concluir o encaminhamento futuro de projetos de expansão de infra-estrutura de exploração, produção e transporte de gás natural na Bolívia. Finalmente, os preços de exportação do gás natural boliviano ao Brasil têm elevado ao longo do tempo, como se pode observar na Figura 20. Estes valores se referem ao ano de 2004 e não incorporam impactos recentes do ambiente institucional boliviano sobre o preço do gás natural oriundo daquele país.

Figura 20 – Evolução dos preços de exportação de gás natural da Bolívia para o Brasil

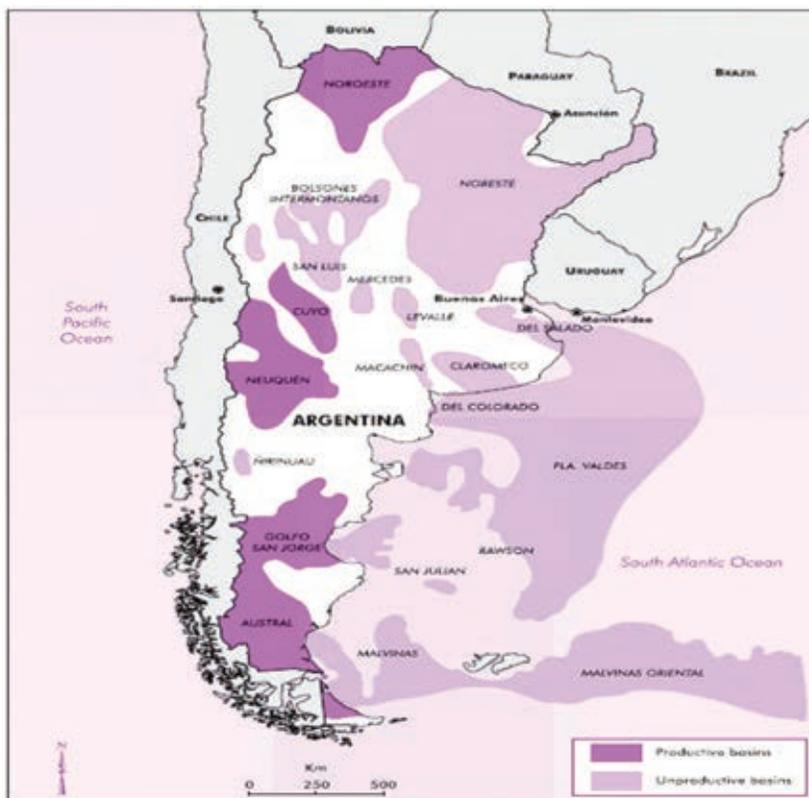


Fonte: Ministerio dos Hidrocarburos da Bolívia, 2006.

Argentina

Em 2004, as reservas provadas de gás natural da Argentina eram estimadas em 605 bilhões de m³ e uma razão R/P em torno de 13,5 (BP, 2005). A localização das principais reservas de gás natural na Argentina estão representadas na Figura 21, sendo que as reservas de Neuquén a Austral reúnem cerca de 80% das reservas provadas de gás natural na Argentina (IEA, 2003). O mercado de gás natural na Argentina é o mais desenvolvido da América do Sul e, em 2004, foi de aproximadamente 104 milhões de m³/dia (BP, 2005). Como tendência recente, observa-se o aumento sustentado da produção e consumo de gás natural neste país, mas a queda continuada da razão R/P (Figura 22).

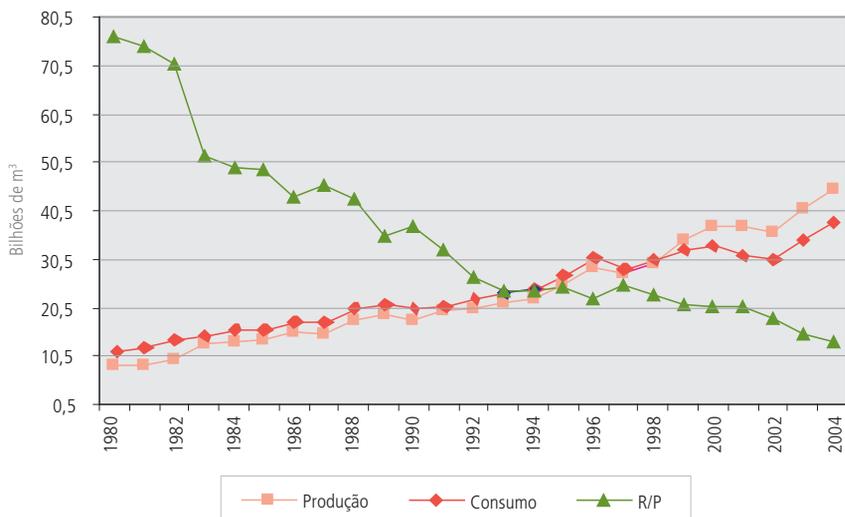
Figura 21 – Localização das principais bacias produtoras de gás natural na Argentina



Fonte: IEA, 2003.

Segundo IEA (2003), a Argentina dispõe de 14 bacias sedimentares ainda não exploradas, o que provavelmente lhe garante potencial adicional para novas descobertas de petróleo e gás natural. Entretanto, são requeridos investimentos adicionais tanto na exploração e produção como no transporte. Por exemplo, para possibilitar o escoamento da produção das bacias Austral e a do Golfo de San Jorge, que se situam em torno de 4.000 km ao sul de Buenos Aires, é necessário aumentar a capacidade do gasoduto San Martín, que já opera em pleno uso, com 22,3 milhões de m³/dia (EPE, 2006a).

Figura 22 – Evolução da produção, consumo e R/P de gás natural na Argentina

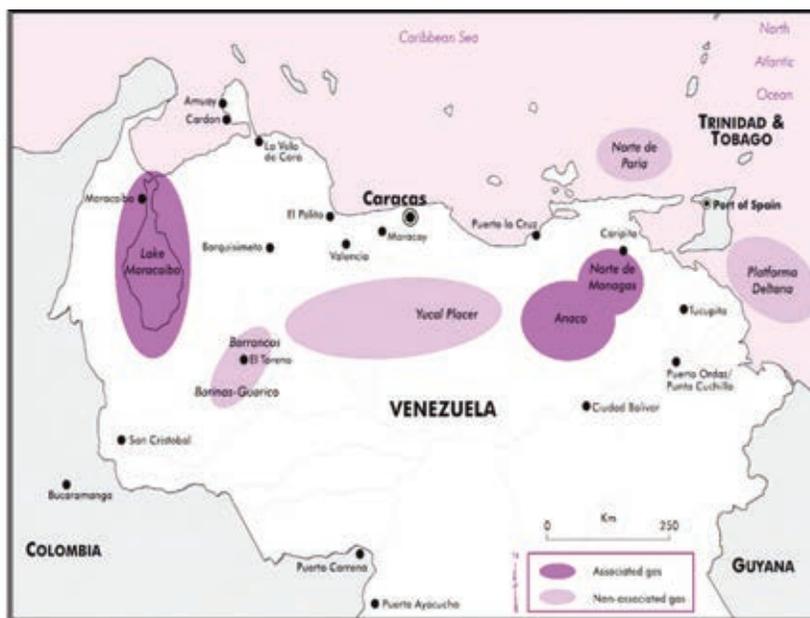


Fonte: BP, 2005.

Venezuela

Segundo dados de BP (2005), as reservas provadas de gás natural da Venezuela totalizam aproximadamente 4,2 trilhões de m³, ou, aproximadamente 60% do total da América do Sul e a 2,4% do total mundial. Quanto à longevidade destas reservas, a razão R/P das mesmas é superior a 100 anos e o volume destas reservas provadas de gás natural tem se mostrado crescente, resultado tanto de aumento do esforço exploratório quanto devido ao deslocamento da fronteira econômica entre reservas e recursos, motivado pela alta de preços internacionais de petróleo (EPE, 2006b). A maior parcela destas reservas ocorre de forma associada, com localização predominante na região oriental do país. A disponibilidade de reservas provadas de gás natural não associado, por sua vez, situa-se em torno de 10%, sendo sua localização espacialmente distribuída na área territorial da Venezuela (Figura 23).

Figura 23 – Distribuição espacial das reservas de gás natural na Venezuela



Fonte: IEA, 2003.

O fato de a maior parte das reservas de gás natural venezuelanas ocorrerem associadas ao petróleo, implica em certas limitações na produção do gás natural, pois esta se vincula ao programa de recuperação de óleo. No atual contexto, o maior consumidor de gás natural na Venezuela é a própria indústria do petróleo, com cerca de 1/3 da sua produção, predominantemente utilizada para reinjeção em poços de petróleo. Assim, em termos prospectivos, a extensão do aumento da oferta de gás natural da Venezuela depende de um *trade off* entre produção para consumo versus produção para reinjeção em campos de petróleo em face da importância da receita petrolífera para o PIB venezuelano e no financiamento do setor público venezuelano (EPE, 2006b).

No que tange à infra-estrutura para transporte de gás natural na Venezuela, basicamente, pode-se distinguir a existência de dois sistemas: um localizado na região Ocidental do país e outro na região Oriental (Figura 24), sendo que se encontram em curso projetos de interconexão entre estes dois subsistemas. Atualmente, a maior parte dos projetos em estudo/andamento na Venezuela tem a participação do Estado venezuelano, através da PDVSA GAS, filial da PDVSA para exploração de gás não associado, com concentração do setor privado nas atividades de exploração e produção de gás natural (EPE, 2006b).

Figura 24 – Infra-estrutura de transporte de gás natural na Venezuela em 2002



Fonte: IEA, 2003.

Finalmente, destaca-se que a perspectiva de projetos de GNL é de aproveitar as reservas venezuelanas de gás natural não associado, situadas na região de Norte Paria e Plataforma deltana. Esta seria uma das alternativas para monetização destas reservas, cuja dinâmica de desenvolvimento tem impacto sobre as possibilidades de se concretizar como alternativa, uma vez que se insere em um contexto competitivo com projetos de exportação de GNL como os de Trinidad & Tobago - que experimenta rápida expansão da capacidade - e da Nigéria. Uma outra alternativa envolve a construção de uma planta GTL com capacidade de produção de 10 mbpd de diesel de alta qualidade, que pode ser misturado ao diesel tradicional, melhorando a qualidade e quantidade das exportações do óleo (EPE, 2006b).

■ 5.3. Brasil

Segundo dados da ANP (2005), cerca de 77% das reservas brasileiras de gás natural se localiza em campos *offshore* e 23% em campos terrestres (campos *onshore*). A distribuição espacial destas reservas é apresentada na Figura 25. Em termos de reservas de gás natural *onshore*, destacam-se as reservas localizadas em Urucu (AM), região de difícil acesso no interior da floresta Amazônica. Praticamente todo o gás natural produzido nos campos de Urucu é reinjetado nos poços de produção de petróleo dadas estas dificuldades. Basicamente, projeta-se escoar esta produção através de dois gasodutos: um ligando Urucu a Porto Velho (RO) e outro ligando Coari (AM) a Manaus (AM), para atender à demanda de energia na região Norte do país.

Figura 25 – Ilustração da rede de transporte de gás natural no Brasil vis-à-vis a localização das reservas no país



Fonte: IEA, 2003.

Em termos de estrutura de produção local de gás natural no Brasil, prevalece a produção de gás natural associado ao petróleo, como se pode observar na Tabela 5.

Tabela 5 – Distribuição da produção de gás natural por gás associado e não associado no Brasil

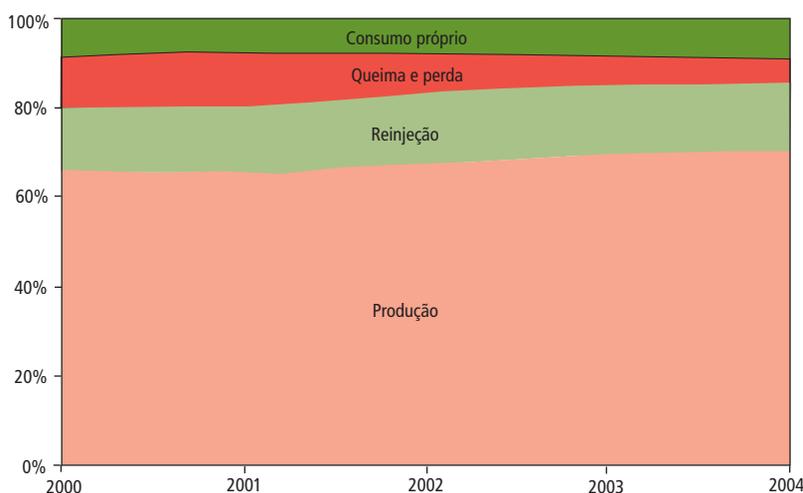
UF	Tipo	Produção (Mm³)	UF	Tipo	Produção (Mm³)	
AM	A	3.562	N/A	ES	A	1.430
	N/A	59				
CE	A	126	RJ	A	6.725	
	N/A	-				
RN	A	740	SP	A	383	
	N/A	625				
AL	A	409	PR	N/A	65	
	N/A	778				
Total		16.971	SE	A	420	
Subtotal	A	12.981	BA	A	826	
	N/A	3.990				

Nota: A: gás associado ao petróleo; N/A: gás não associado.

Fonte: ANP, 2005.

Em 2004, a oferta interna total de gás natural no Brasil foi de 68,7 Mm³/dia, sendo 46,5 Mm³/dia oriundos de produção nacional e 22,2 Mm³/dia de importações da Bolívia e da Argentina (ANP, 2005). Da produção doméstica, contudo, apenas 18,9 Mm³/dia se destinaram efetivamente ao consumo do mercado interno, uma vez que esta produção tem destinação a usos como reinjeção em poços de petróleo, consumo próprio em instalações de produção e queima/perdas deste gás natural. Os campos localizados na Bacia de Campos foram responsáveis por cerca de 40% da produção nacional total de gás natural em 2004 (incluindo gás associado e não associado), ou aproximadamente 19 Mm³/dia (ANP, 2005). Cabe lembrar, porém, que nem toda esta produção se destina ao consumo final, sendo parte destinada para fins de reinjeção nos poços produtores de petróleo, auto-consumo das plataformas ou, ainda, queimadas em *flares*. A distribuição destes usos é apresentada na Figura 26.

Figura 26 – Evolução recente da destinação da produção nacional de gás natural



Fonte: ANP, 2005.

A caracterização da infra-estrutura de disponibilização de gás natural no país implica em considerar os modais de transporte atualmente disponíveis no país envolvendo: gasodutos de transporte a grandes distâncias, linhas de distribuição de gás canalizado e unidades de processamento de gás natural. Objetiva-se, assim, caracterizar o estágio atual de desenvolvimento desta infra-estrutura no país, de forma a identificar as perspectivas de oferta de gás natural no Brasil.

Após a produção nos campos de gás, o mesmo é conhecido como “gás úmido”, contendo uma série de compostos tais como vapor d’água, compostos sulfurados e frações mais pesadas contendo C₄, C₅ e gasolina natural, com maior valor agregado, além de gases inertes, como o nitrogênio e o dióxido de carbono. Ocorre então, a separação de água, para adequar as propriedades de transporte do gás natural, dos compostos de enxofre, para evitar corrosão nas linhas, e de frações mais pesadas, com vistas à comercialização de frações de maior valor agregado, como GLP, por exemplo. A fração separada do gás natural, com maior teor de metano, é conhecida como gás natural “seco”, cuja especificação no território nacional é regulamentada pela portaria ANP nº 104/2002 (Tabela 6).

Tabela 6 – Especificação do gás natural de acordo com a portaria ANP nº 104/2002

Característica	Unidade	Limite			Método	
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste e Centro-Oeste	ASTM	ISO
Poder calorífico superior	kJ/m ³	34.500 a 38.400	35.000 a 42.000	-	D 3588	6976
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,67	-	-	-
Índice de Wobbe	kJ/m ³	40.500 a 45.500	46.500 a 52.500	-	-	6976
Metano - mínimo	% vol.	68,0	86,0	-	-	-
Etano - máximo	% vol.	12,0	10,0	-	-	-
Propano - máximo	% vol.	3,0	-	-	-	-
Butano e outros pesados - máximo	% vol.	1,5	-	-	D 1945	6974
Oxigênio - máximo	% vol.	0,8	0,5	-	-	-
Inertes (N ₂ + CO ₂) máximo	% vol.	18,0	5,0	4,0	-	-
Nitrogênio - máximo	% vol.	-	2,0	-	-	-
Enxofre total - máximo	mg/m ³	70	-	-	D 5504	6326-5
Gás sulfídrico - máximo	mg/m ³	10,0	15,0	-	D 5504	6326-3
Hidrocarbonatos líquidos	mg/m ³	Anotar	-	-	-	6570
Ponto de orvalho água a 1 atm - máximo	° C	- 39	- 39	- 45	D 5454	-

Fonte: ANP, 2006.

Na Tabela 7, pode-se visualizar a capacidade instalada total de processamento de gás natural no Brasil em 2004, correspondente a cerca de 46 Mm³/dia. Estas unidades englobam a seqüência de operações destinadas à remoção de impurezas contidas no gás natural (vapor d'água e compostos de enxofre) para melhoria das suas propriedades de transporte ao mercado consumidor e para proteção dos equipamentos, bem como para separar as frações mais pesadas de maior valor econômico, tais como gasolina e GLP. Origina-se, além destes produtos, o gás "seco", composto principalmente por metano e etano e correspondendo ao gás natural comercializado. Na Figura 27, pode-se observar a distribuição geográfica das UPGN's no país. Após o processamento nestas unidades, o escoamento da produção ocorre mediante a utilização de modais de transporte, como já destacado em itens anteriores desta nota técnica.

Tabela 7 – Capacidade instalada nominal de UPGN's no Brasil

UPGNs	Capacidade nominal ¹ (mil m ³ /d)
Atalaia (SE)	2.800
Cabiúnas (RJ)	620
Cabiúnas (RJ)	3.500
Cabiúnas (RJ)	4.500
Cabiúnas (RJ)	4.500
Candeias (BA)	1.980
Carmópolis (SE)	350
Catu (BA)	1.400
Guamaré I (RN)	2.000
Guamaré II (RN)	2.000
Lagoa Parda (ES)	400
Lagoa Parda (ES)	1.500
LUBNOR (CE)	350
Pilar (AL)	1.800
REDUC I (RJ)	2.500
REDUC II (RJ)	2.000
RPBC (SP)	2.400
Urucu I (AM)	600
Urucu II (AM)	6.000
Urucu III (AM)	3.000
UEG (PR)	2.000
Total	46.200

Nota: 1- Este dado se refere ao volume no estado gasoso.
Fonte: ANP, 2005.

Figura 27 – Localização de UPGN's no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

Gasodutos de transporte a alta pressão

Em termos de infra-estrutura de transporte de gás natural no país, merece destaque o trecho brasileiro do gasoduto Bolívia-Brasil, atualmente o maior projeto de importação de gás natural implantado no país, ligando as reservas de Rio Grande (Bolívia) a Porto Alegre (RS), passando em cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul), num total de 2.593 km de extensão de tubos de transporte no território brasileiro (TBG, 2006). Em termos de projetos de importação, também no Sul do país, além do gasoduto de suprimento de gás natural à termelétrica na cidade de Uruguiana (RS), deve-se destacar o projeto de extensão deste gasoduto até a cidade de Porto Alegre, totalizando 615 km de extensão, visando atender simultaneamente a dois objetivos: (1) fornecimento de insumo para geração de eletricidade no estado do Rio Grande do Sul, que importa quantidade substancial deste energético; e (2) servir de elemento de interligação entre as bacias gasíferas da Argentina, Brasil e Bolívia (BNDES, 2000). A Figura 28 apresenta o mapa dos gasodutos brasileiros de acordo com o estágio em que se encontram: operação, construção, projetados ou em estudo. A seguir também são apresentados parâmetros destes gasodutos, englobando a extensão e a capacidade de cada um destes gasodutos. Todos estes projetos consideram o transporte de gás natural através de gasodutos, e não explicitam projetos de GNL, embora seja aventada a possibilidade de construção de unidades de regaseificação de GNL no país, fato que ganha força à medida que as fontes externas de suprimento de gás natural mostram-se instáveis.

Figura 28 – Mapa de gasodutos brasileiros



Fonte: CTGÁS, 2006.

Tabela 8 – Gasodutos em operação no país

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (Mm ³ /dia)
Guamaré-Pecém (GASFOR)	383	0,80
Guamaré-Cabo (Nordestão I)	424	0,85
Alagoas-Pernambuco (GASALP)	204	2,00
Atalaia-Catu (GASEB)	203	1,10
Gasoduto da Bahia	32	1,00
Santiago-Camaçari	32	1,80
Candeias-Camaçari	37	0,60
Aratu-Camaçari	20	0,70
Lagoa Parda-Vitória	100	1,00
Urucu-Coari	280	4,00
Cabiúnas-REDUC	183	4,00
REDUC-ESVOL (GASVOL)	95,2	4,00
REDUC-REGAP (GASBEL BH)	357	2,00
ESVOL-São Paulo	325,7	4,00

Fonte: CTGÁS, 2006.

Tabela 9 – Gasodutos em construção no país

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (Mm ³ /dia)
Juruá-Urucu	150	n.d.
Urucu-Porto Velho	550	2,0-3,0
Coari-Manaus	420	5,5
Uruguaiana-Porto Alegre	605	4,1
Campinas-Rio de Janeiro	448	8,6
Nordestão II	554,3	n.d.

Fonte: CTGÁS, 2006.

Tabela 10 – Gasodutos projetados no país

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (Mm ³ /dia)
Sudeste-Nordeste (GASENE)	1.200	20,0

Fonte: CTGÁS, 2006.

Tabela 11 – Gasodutos em estudo no país

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (Mm ³ /dia)
São Carlos-Belo Horizonte	550	7,5
Gasoduto da Unificação Nacional (GASUN)	5.100	30,0
Venezuela-Brasil	n.d.	n.d.
Peru-Brasil	n.d.	n.d.

Fonte: CTGÁS, 2006.

Rede de distribuição de gás natural

A distribuição é a etapa final do sistema de fornecimento de gás natural ao consumidor para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial. Nesta fase, o gás deve atender a padrões rígidos de especificação, sendo, praticamente, isento de contaminantes, para não ocasionar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima. De acordo com o artigo 25 da Constituição Federal, compete aos estados, em regime de exclusividade, diretamente ou através de concessões, a atividade de distribuição de gás canalizado aos usuários finais.

Atualmente, o país registra a existência de 25 distribuidoras estaduais de gás canalizado (Figura 29), registrando uma extensão total, até 2003, de 8.987 km (Portal Gás e Energia, 2004). A região Sudeste respondia por 75% da extensão total desta malha de distribuição e transporte e, individualmente, o estado de São Paulo detinha, no mínimo, 3.550 km (40% do total nacional), devido à indisponibilidade de informações de uma das distribuidoras localizadas naquele estado, acerca de sua área de concessão. Ainda, é relevante citar que, de 4.908 municípios cobertos pela área de concessão destas concessionárias, apenas 237 deles (4,8% do total) apresentam algum grau de acesso à rede de distribuição de gás canalizado, isso expõe o tamanho do desafio em expandir o consumo do gás natural no país. Alguns indicadores relativos à distribuição de gás canalizado no Brasil são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Perfil regionalizado de distribuição de gás canalizado no Brasil, segundo indicadores propostos

Parâmetro	S	SE	CO	NE	N
Grau de cobertura da CDL1 (%)	3,5%	8,6%	0,6%	3,0%	0,0%
Extensão da rede (km)	1.181	6.678	58	1.070	0
Volume de gás distribuído (mil m ³ /dia)	3,77	20,53	0,61	6,65	0,00
Total de clientes	1.181	6.678	58	1.070	0
Transporte médio de gás (mil m ³ /dia/km)	3,19	3,07	10,44	6,21	n.a.

Nota: Refere-se ao percentual de municípios com algum grau de atendimento em relação ao número total de municípios contidos na área de concessão da companhia distribuidora local (CDL).

Fonte: Elaborado a partir de Portal Gás e Energia, 2004.

Figura 29 - Mapa das concessionárias de gás natural no Brasil



Fonte: ABEGAS, 2006.

6. Conclusões

Esta nota técnica ensejou levantar aspectos de infra-estrutura e logística de gás natural no Brasil, com uma reflexão adicional acerca da infra-estrutura disponível em termos regionais (América do Sul) e mundiais para disponibilização de gás natural no Brasil.

Observam-se, simultaneamente, projeções de contínuo crescimento do consumo de gás natural na matriz energética nacional e a existência de grandes reservas desse gás em regiões que registram recentes tensões políticas. Isto coloca a análise de suprimento não apenas sob um ponto de vista econômico (onde normalmente, a competitividade de gasodutos é avaliada frente a variações de distância de suprimento), como também sob uma ótica estratégica.

Num contexto de maior demanda global, redução dos custos de investimentos em produção/regaseificação de GNL e competição entre os agentes, a queda de preços reforça a competitividade do gás natural em relação ao gás transportado em gasodutos. Por esta razão, uma breve avaliação das perspectivas do GNL foram contempladas na esfera mundial. Como se pôde perceber, as perspectivas de crescimento deste mercado são intensas no horizonte até 2030, e a competitividade econômica desta alternativa de suprimento pode vir a se constituir em algo relevante neste período.

Na esfera sul-americana, por sua vez, a tendência é que a infra-estrutura de oferta de gás a partir de países vizinhos ocorra majoritariamente através de gasodutos, exceção feita ao caso de Trinidad & Tobago, que poderia vir a ser uma fonte de suprimento de GNL para o país. Em todo o caso, existe certo grau de incerteza sobre a viabilização destes investimentos, justificado, entre outros fatores, por recentes tensões políticas nos países produtores, necessidade de constru-

ção de infra-estrutura para transporte de gás natural importado para o Brasil e incerteza sobre o balanço oferta-demanda de gás natural no país.

No caso específico da infra-estrutura brasileira de transporte e distribuição de gás natural, pode-se apontar que:

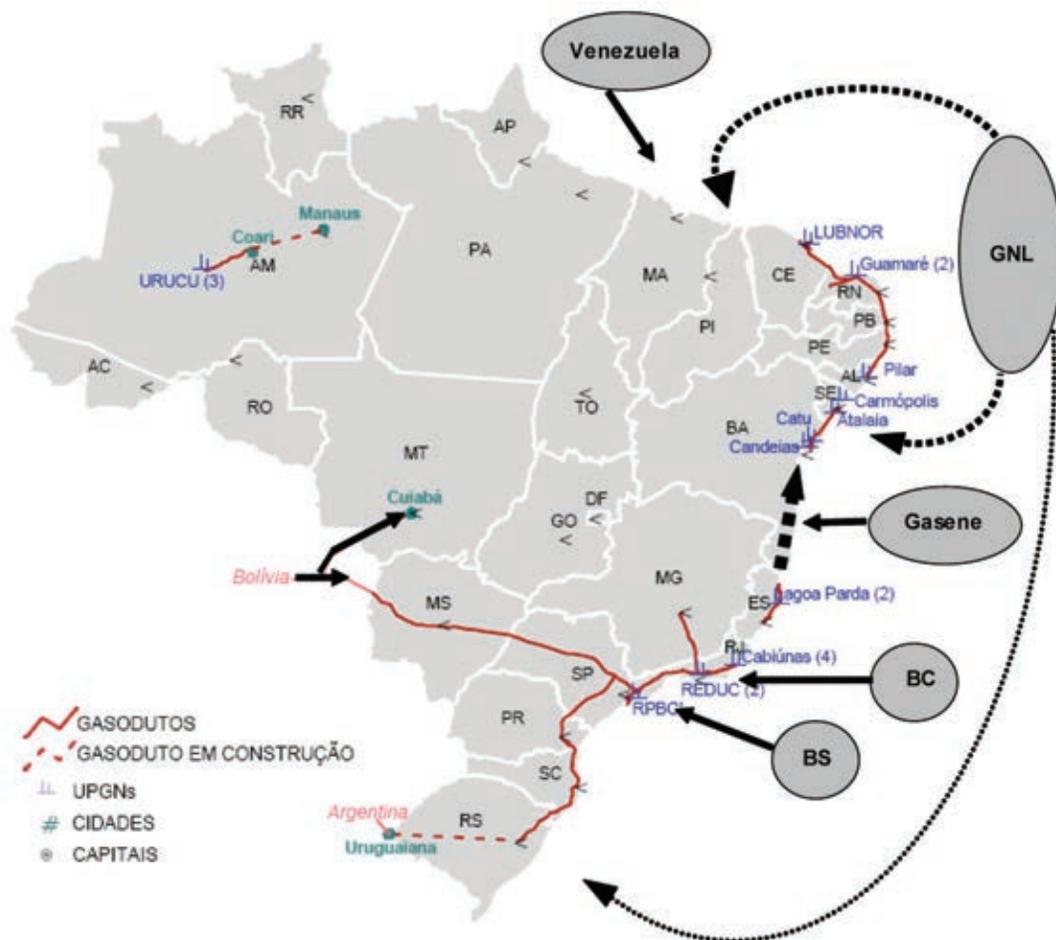
- A malha de gasodutos de transporte interna ainda é incipiente e qualquer alternativa de abastecimento demandará a construção de infra-estrutura adicional para escoamento interno deste gás, o que demanda investimentos expressivos;
- Em linhas gerais, embora o transporte por gasodutos normalmente se apresente como mais custo-efetivo, dada a característica territorial do Brasil, esta pode viabilizar condições de competitividade do GNL em determinadas regiões do país. Aliás, nichos de mercado existem para aproveitamento não apenas de GNL, mas também de GNC, com algumas experiências comerciais em curso, como projeto Gemini, no interior paulista; e
- Questões institucionais-políticas relacionadas à estratégia dos países envolvidos em projetos de integração, bem como questões ambientais e regulatórias merecem ser destacadas e acompanhadas, visto que impactam o ambiente de risco e incertezas associado aos investimentos em infra-estrutura de oferta de gás natural.

Como se pode constatar, num horizonte de curto/médio prazo, a atual infra-estrutura de transporte de gás natural a alta pressão não se constitui em um problema para o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro⁹. Entretanto, a infra-estrutura de distribuição de gás canalizado pode se constituir, efetivamente, em um obstáculo à expansão do consumo de gás natural na grande maioria dos estados brasileiros. Mesmo naqueles estados onde se observa uma malha de distribuição de gás canalizado com maior extensão, ainda permanece substancial desafio de expandir a base de consumo, em especial aqueles setores com menor porte individual de demanda de gás natural, como os setores residencial e comercial.

Para o desenvolvimento do mercado de gás natural, seja qual for a sua aplicação, é vital que exista uma malha de distribuição que permita a disponibilização deste gás ao usuário final. Finalmente, esquematizam-se algumas possibilidades de suprimento de gás natural no país, considerando-se tanto o transporte por gasodutos quanto o gás natural liquefeito (GNL).

⁹ O mesmo não se pode concluir em relação às redes de distribuição de gás canalizado, onde se observa uma malha assaz reduzida.

Figura 30 - Representação esquemática de possibilidades de abastecimento de gás natural no mercado brasileiro



Fonte: Adaptado de ANP, 2005.

7. Referências bibliográficas

- ABEGÁS [Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado]. Diversas informações. Disponível em: <http://www.abegas.org.br>. Acesso em maio/2006.
- Alencar, P. Proposta tentadora. Revista Brasil Energia. nº 235. Junho/2000. pp. 32-33.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo] Anuário Estatístico 2005. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em maio/2006.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo] Diversas informações. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em maio/2006.
- BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social]. Gasoduto Bolívia-Brasil. Informe infra-estrutura. nº 45. Rio de Janeiro. 2000.
- BP [British Petroleum] BP Statistical Review 2005. Disponível em: <http://www.bp.com>. Acesso em maio/2006.
- BRASIL. Constituição Federal Brasileira. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em maio/2006.
- Cornot-Gandolphet, S.; Appert, O.; Dickel, R.; Chabrelie, M. F.; Rojey, A. *The challenges of further costs reductions for new supply options*. 22nd World Gas Conference. Tokyo/Japan. 2003.
- CTGÁS [Centro de Tecnologias de Gás]. Cadeia do Gás Natural. Disponível em: <http://www.ctgas.com.br>. Acesso em Outubro/2003.
- EIA/DOE. *Analysis country briefs*. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>. Acesso em janeiro/2006.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Boletim de análise e conjuntura energética. Janeiro/2006. 2006a.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Boletim de análise e conjuntura energética. Fevereiro/2006. 2006b.
- Gasnet. Diversas informações. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em maio/2006.
- Hafner, M.; Nogaret, E. *Économie comparée du transport du gaz naturel et de l'électricité*. Revue de l'Énergie. Nº 468. 1995.
- IEA [International Energy Agency]. *South American Gas. Daring to tap the bounty*. Paris. 2003.
- IEA [International Energy Agency]. *World Energy Outlook 2004*. Paris. 2004.
- IFP. *GTL: Prospects for development*. Disponível em: <http://www.ifp.fr>. Acesso em maio/2006.
- Jensen, J. T. *The LNG revolution*. Energy Journal of the International Association for Energy Economics. Volume 24. Number 2. 2003.
- Ministerio de Hidrocarburos da Bolívia. Diversas informações. Disponível em <http://www.hidrocarburos.gov.bo>. Acesso em janeiro/2006.
- Perrut, F. M. Potencial para difusão das tecnologias alternativas ao transporte de gás natural no Brasil: o caso do gás natural comprimido e gás natural liquefeito. Agosto de 2005. Monografia de bacharelado. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br>. Acesso em maio/2006.
- Portal Gás Energia. Disponível em <http://www.gasenergia.com.br>. Acesso em março/2004. (obs.: o "site" foi desativado recentemente).
- Real, R. V. Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento de Projeto de GNL para o Cone Sul: Uma Alternativa para a Monetização das Reservas de Gás da Região. Tese MSc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2005.
- Rethore, T. *The changing role of the government in the international natural gas industry*. Industry discussion paper. 1998.
- Rodrigues, B. Gasoduto virtual: uma alternativa da expansão do uso. Disponível em <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em maio/2006.
- Silveira, J. P. Regulação de monopólios e defesa da concorrência: um estudo sobre a indústria de gás natural no Brasil. Tese de MSc. IE/UFRJ. Rio de Janeiro/RJ. Brasil. 2000.
- Soares, J. B. Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergéticos e na cogeração em regime "topping". Tese DSc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2004.
- Soriano, S. Atendendo a demanda através do GNL e do GNC. Apresentação realizada na expo GNV 2005.
- TBG [Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.]. <http://www.tbg.com.br>. Acesso em fevereiro/2006.
- Thomas, J. E. Fundamentos de Engenharia do Petróleo. Editora Interciência. Rio de Janeiro. 2001.
- True, W. *Pipeline economics. More construction, higher costs*. Oil & Gas Journal. September 4. 2000.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini

Equipe Técnica

Amaro Olímpio Pereira Junior
Marina Elisabete Espinho Tavares

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO GÁS NATURAL: CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

SUMÁRIO

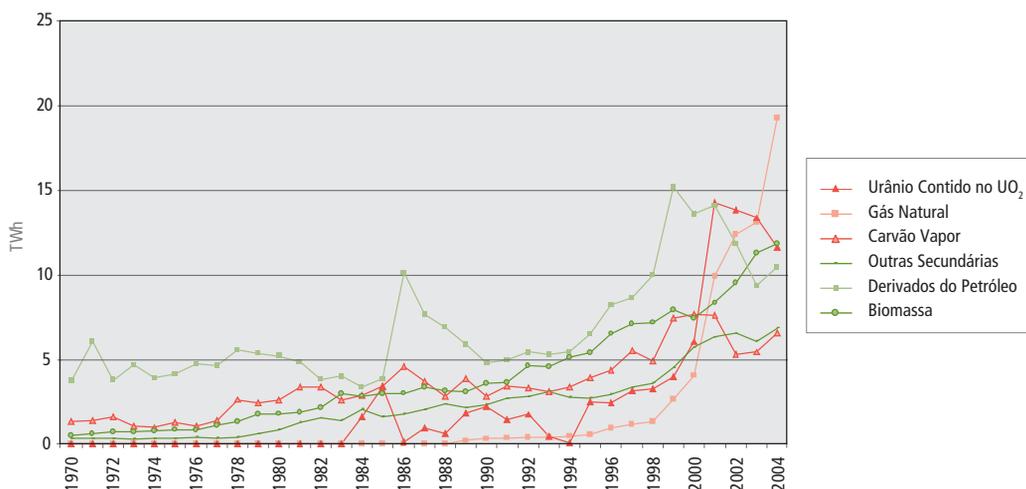
1.	Introdução	79
2.	Descrição do parque gerador atual.....	80
3.	Caracterização técnico-econômica	82
3.1.	Termelétricas ciclo simples	83
3.2.	Termelétricas ciclo combinado.....	85
3.3.	Cogeração	87
4.	Complementaridade térmica.....	89
5.	Custos.....	90
5.1.	Custos de investimento	91
5.2.	Custo do combustível.....	91
5.3.	Custo de operação e manutenção.....	91
5.4.	Custo de transmissão	92
5.5.	Impostos	92
6.	Avaliação econômica.....	93
6.1.	Base de cálculo.....	93
6.2.	Resultados	94
7.	Considerações finais	98
8.	Referências bibliográficas.....	99
ANEXO		
	Usinas do tipo UTE em operação	100

1. Introdução

O parque de geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidráulico. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2005 (MME, 2005), em 2004, 83% da eletricidade produzida no país foi gerada a partir de usinas hidrelétricas. O BEN mostra, por outro lado, que esta participação era bem maior nos anos 1970, cuja média era de 90%, e nas décadas de 1980 e 1990, era de 92%.

Os principais fatores, apontados por Pinhel (2000), que favoreceram a entrada das térmicas são: o prazo menor de amortização dos investimentos que estas usinas demandam, o custo de capital mais baixo e o menor risco para o setor privado. A Figura 1 mostra a evolução da produção termelétrica por fonte, onde a biomassa representa a soma da produção de eletricidade a partir da lenha, do bagaço de cana e da lixívia, e outras secundárias representam a produção a partir das outras recuperações e do gás de coqueria.

Figura 1 – Evolução da geração termelétrica no Brasil



Fonte: BEN, 2005.

Na Figura 1 pode-se verificar que o crescimento da participação da geração termelétrica a partir de gás natural foi significativo a partir de 1998. As razões que explicam este aumento passam pelo Programa Prioritário das Termelétricas (PPT), que previa inicialmente a implantação de quarenta e nove usinas térmicas, sendo quarenta e três a gás natural. O PPT também tinha como objetivo aumentar a confiabilidade do sistema, já que o nível dos reservatórios das hidrelétricas, no referido ano, estava abaixo do adequado.

A análise da participação de tais usinas no sistema hidrotérmico brasileiro deve levar em consideração aspectos de natureza econômico-financeira, técnica, sócio-ambiental e operacional para o sistema interligado. No caso específico das termelétricas a gás natural, outros aspectos necessitam ser considerados, como a participação do referido combustível na matriz energética nacional em seus diferentes usos e o abastecimento do produto no horizonte de 2030.

Assim, neste relatório será apresentada uma caracterização técnico-econômica das térmicas a gás natural, incluindo alguns aspectos sócio-ambientais, com o objetivo de dar subsídios para uma avaliação da participação de tal tecnologia na expansão do parque gerador brasileiro.

2. Descrição do parque gerador atual

As tecnologias de geração termelétrica a gás natural no Brasil podem ser divididas em três grupos: usinas de ciclo simples, que utilizam a combustão interna para a geração de energia elétrica, usinas de ciclo combinado, que consistem na acoplagem de sistemas térmicos a vapor e gás, e usinas de cogeração, caracterizadas como produção combinada de energia eletromecânica e calor.

Na região Sudeste está localizada a maior parte da capacidade instalada e o maior potencial de expansão, considerando as usinas em construção e as outorgadas, como pode ser visto nas Tabelas de 1 a 4, a seguir, onde o gás de processo representa as usinas que utilizam como combustível o gás de refinaria, de alto forno, o siderúrgico, ou outro efluente gasoso.

Tabela 1 – Capacidade instalada (kW) - região Sudeste/Centro-Oeste

Tipo	Em operação		Em construção		Em outorga		
	Nº	Capacidade ¹	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	
Natural (C. Simples)	18	2.338.097	-	-	7	536.189	
Natural (C. Combinado)	4	2.543.125	-	-	9	5.237.467	
Gás	Natural (Cogeração)	19	1.197.533	2	18.402	5	42.482
	Processo	21	740.348	-	-	9	210.820
Total gás		62	6.819.103	2	18.402	30	6.026.958

Nota: 1 - Potência Fiscalizada.

Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel

Tabela 2 – Capacidade instalada (kW) - região Sul

Tipo	Em operação		Em construção		Em outorga		
	Nº	Capacidade ¹	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	
Natural (C. Simples)	3	163.859	-	-	-	-	
Natural (C. Combinado)	2	1.124.400	-	-	-	-	
Gás	Natural (Cogeração)	2	1.136.899	2	7.000	2	7.600
	Processo	3	108.900	-	-	-	-
Total gás		10	2.534.058	2	7.000	2	7.600

Nota: 1 - Potência Fiscalizada.

Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel

Tabela 3 – Capacidade instalada (kW) - região Nordeste

Tipo	Em operação		Em construção		Em outorga		
	Nº	Capacidade ¹	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	
Natural (C. Simples)	11	1.010.650	-	-	1	99.732	
Natural (C. Combinado)	5	1.114.536	1	347.400	3	415.706	
Gás	Natural (Cogeração)	6	31.515	1	5.256	1	8.700
	Processo	1	62.500	-	-	-	-
Total gás		23	2.219.200	2	352.656	5	524.138

Nota: 1 - Potência Fiscalizada.

Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel

Tabela 4 – Capacidade instalada (kW) - região Norte

Tipo	Em operação		Em construção		Em outorga	
	Nº	Capacidade ¹	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade
Natural (C. Simples)	-	-	-	-	-	-
Natural (C. Combinado)	1	349.950*	-	-	-	-
Gás	Natural (Cogeração)	-	-	-	-	-
	Processo	-	-	-	-	-
Total gás		1	349.950	-	-	-

Nota: 1 - Potência Fiscalizada

Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel

* Associada ao gasoduto Urucu-Porto Velho

Cabe ressaltar que na Tabela 1 apenas três usinas em operação estão na região Centro-Oeste e, das usinas outorgadas, somente quatro são para a referida região.

A região Sul tem a segunda maior capacidade instalada, apesar do número reduzido de usinas. A expansão nessa região ficou prejudicada pela interrupção da importação de gás natural da Argentina.

A região Nordeste vem em seguida com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 2.200 MW. Nesta região, entretanto, pode haver significativa expansão caso se concretize o projeto de construção do gasoduto de integração Sudeste-Nordeste (GASENE).

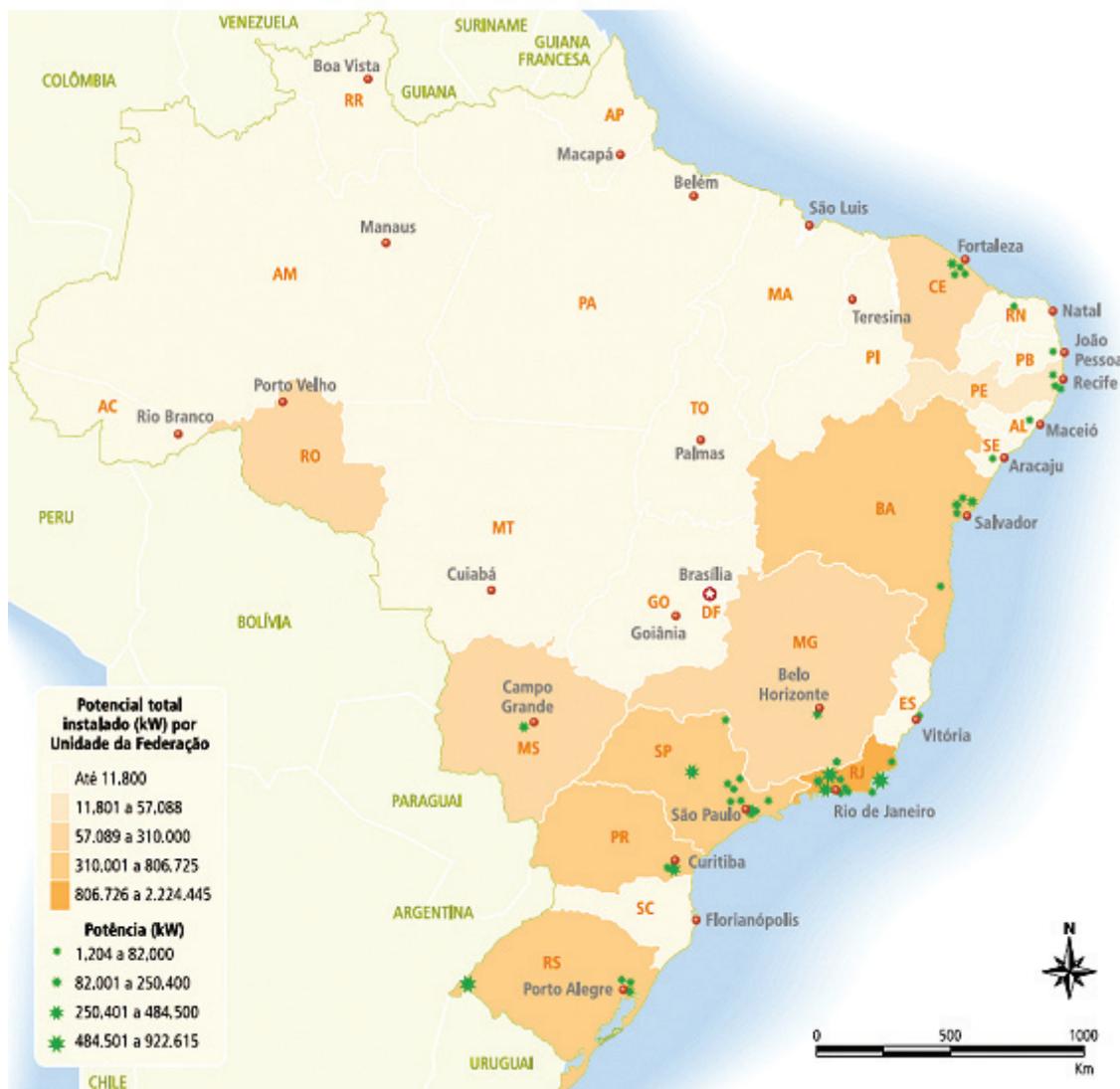
Por último, vem a região Norte com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 350 MW, mas que também pode ter uma expansão significativa com a implantação do gasoduto Urucu-Porto Velho.

Outro fator que pode favorecer a expansão das termelétricas a gás natural no Brasil é a construção do gasoduto da Venezuela (Gasven), que atravessaria todo o país chegando até a Argentina. Deve-se ressaltar que a construção dos referidos gasodutos beneficiaria não somente o sistema elétrico, mas todos os setores da economia.

3. Caracterização técnico-econômica

Conforme já mencionado, o parque gerador brasileiro possui termelétricas a gás natural com ciclo simples, combinado e usinas de cogeração. Há ainda, como foi visto, aquelas que operam com gás de processo, porém estas não serão tratadas nesta nota técnica. A Figura 2, abaixo, mostra a localização das termelétricas a gás natural no Brasil. A relação completa das usinas em operação está disponível no anexo.

Figura 2 – Localização das termelétricas a gás natural

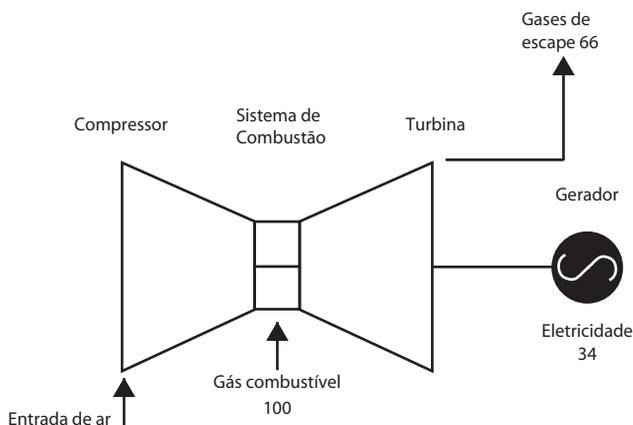


Fonte: Aneel, 2005.

3.1. Termelétricas de ciclo simples

De acordo com Corrêa Neto (2001), as turbinas a gás são máquinas motrizes de combustão interna, pela qual é produzida a energia elétrica. A geração se baseia no ciclo Brayton e consiste na compressão do ar atmosférico para entrada no sistema de combustão, onde é misturado com o combustível, resultando em gases com alta temperatura que acionam o compressor e a turbina para gerar a energia elétrica. Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são descarregados na atmosfera, caracterizando o ciclo aberto, conforme pode ser visto na Figura 3.

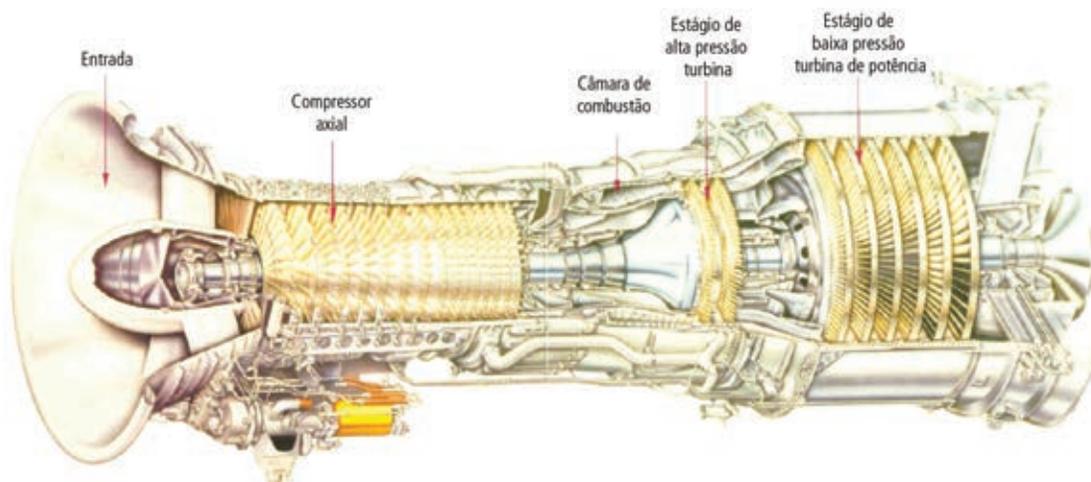
Figura 3 – Fluxograma de uma turbina a gás ciclo simples



Fonte: GasNet (www.gasnet.com.br).

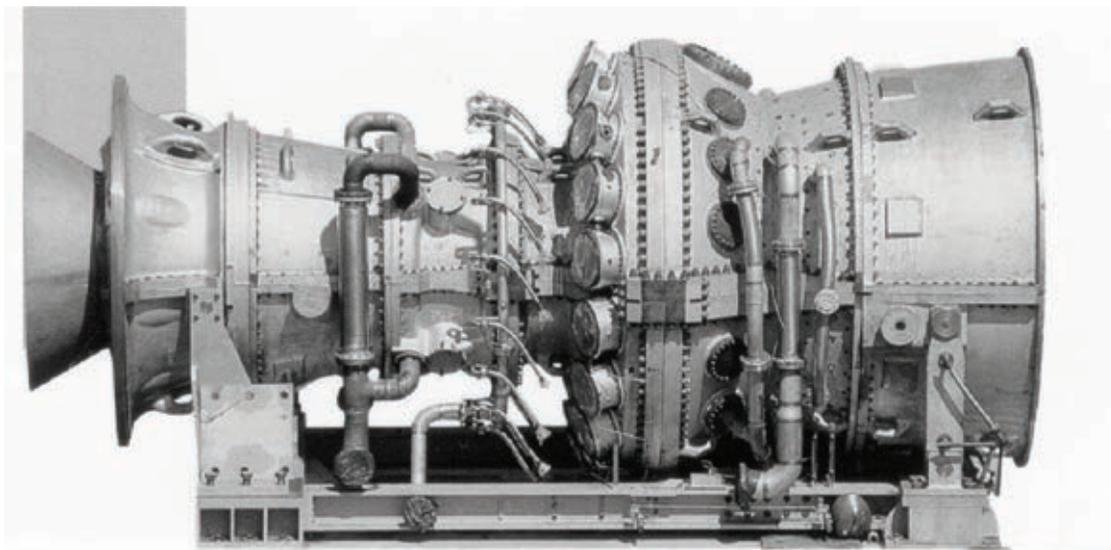
As primeiras turbinas a gás, conforme destaca De Paula (1997), foram as máquinas industriais (ou *heavy duty*). Em seguida vieram as turbinas aeronáuticas. Estas, segundo Corrêa Neto (2001), apresentaram o maior desenvolvimento tecnológico nos últimos anos, devido ao elevado custo dos combustíveis para as empresas aéreas e a necessidade de leveza e de compactação dos propulsores. A aplicação industrial da turbina aeronáutica é denominada turbina aeroderivativa (ver Figura 4).

Figura 4 – Turbina aeroderivativa



Fonte: Nascimento et Lora, 2001.

As turbinas *heavy duty*, por sua vez, são menos sofisticadas em termos tecnológicos e menos eficientes. Entretanto, elas são mais robustas e mais resistentes, o que favorece a utilização de combustíveis de menor qualidade (Corrêa Neto, 2001).

Figura 5 – Turbina *heavy duty*

Fonte: Nascimento et Lora, 2001.

Corrêa Neto (2001) mostra também que as turbinas *heavy duty* e as aeroderivativas seguiram caminhos tecnológicos distintos, porém a competição entre as duas trouxe grandes benefícios, na medida em que as características positivas de cada uma fossem perseguidas pela outra, e vice-versa. A concorrência entre as duas tecnologias é bastante acirrada nas faixas de potências inferiores a 30 MW. De um modo geral, as turbinas aeroderivativas apresentam maior eficiência, mas a *heavy duty* têm os menores custos. A escolha entre uma e outra depende das características específicas de cada aplicação, como por exemplo, o custo do combustível, o uso de recuperação de calor e o fator de utilização da usina.

As turbinas a gás em ciclo simples, sejam aeroderivativas ou *heavy duty*, estão em estágio maduro de desenvolvimento, apresentando alta confiabilidade e eficiência, que é de 38,7% nas mais modernas (p.ex. modelo MS9001FA, da GE). Além disso, segundo Tolmasquim (2005), as centrais térmicas que utilizam esta tecnologia apresentam uma série de vantagens, como o baixo custo de investimento, o curto prazo de entrega dos equipamentos, o curto período de construção, a segurança na operação e a flexibilidade operacional. Por outro lado, o número de fabricantes de turbinas ainda é reduzido e nenhum é brasileiro, além disso, o preço do gás natural é relativamente alto e atrelado ao dólar. Uma outra desvantagem das termelétricas de ciclo aberto é a sua baixa eficiência em relação a outras tecnologias, como as de ciclo combinado.

Em Tolmasquim et al. (2001) foram levantadas informações de várias fontes das características gerais de turbinas gás. O resultado está resumido na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados de turbinas a gás

Parâmetro	Referência				
	EIA	CHP club	Kincaid	Educogen	US DOE
Faixa de potência avaliada (kW)	1.000-46.500	1.000-200.000	>1.000	100-100.000	3.000-200.000
Custo do equipamento (US\$/kW)	-	-	300-600	300-600	-
Custo de O&M (US\$/kWh)	0,002-0,008	0,003 (4.500h/a)-0,002 (8.000h/a)	0,003-0,008	0,005-0,006	0,002-0,008
Eficiência elétrica (PCI - %)	24-35	20-35	21-40	25-42	25-40
Custo de capital instalado (US\$/kW)	700-900	-	650-900	550-1.000	700-900
Temperatura dos gases de exaustão (°C)	260-593	400-550	-	450-600	260-593
Pressão de alimentação do combustível (kPa)	827-3.447	-	-	-	825-3.447
Disponibilidade (%)	90-98	95	94-98	90-95	90-98
Tempo de partida	10min-1h	-	-	30min-2h	10min-1h
Período entre revisão geral (h)	30.000-50.000	Até 30.000	-	30.000	30.000-50.000
Área requerida (m ² /kWh)	0,0018-0,0557	-	-	-	0,0019-0,0567

Fonte: Tolmasquim et al., 2001.

■ 3.2. Termelétricas de ciclo combinado

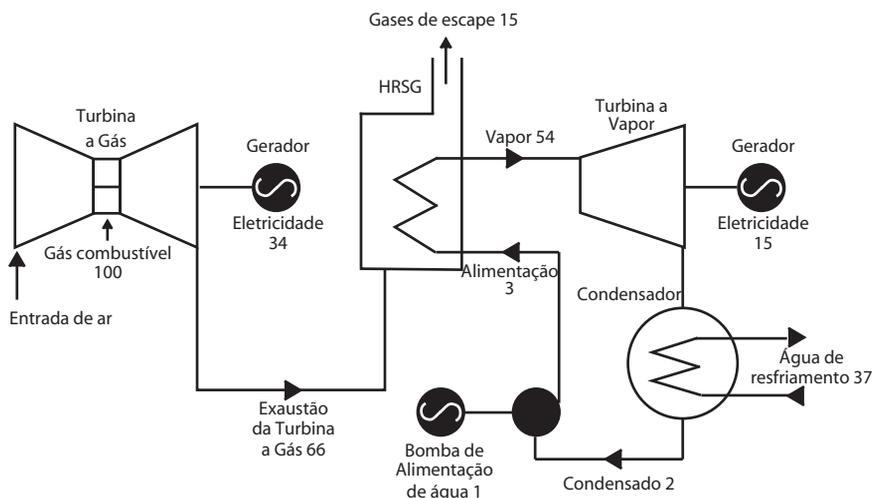
De acordo com Tolmasquim (2005), a tecnologia ciclo combinado é relativamente recente. O princípio do funcionamento é a utilização conjunta dos ciclos Brayton e Rankine, e consiste na utilização de turbinas a gás e a vapor, de modo que a energia térmica contida na descarga em alta temperatura dos gases na turbina a gás seja aproveitada para a geração de vapor.

Enquanto a eficiência das mais modernas turbinas a gás pode chegar a cerca de 38%, as unidades de ciclo combinado apresentam eficiência até superior a 50%. Como resultado do programa *Advanced Turbine Systems*, patrocinado pelo DOE,

o uso de novos materiais e processos de resfriamento no “Sistema H” em desenvolvimento pela GE e utilizado comercialmente pela primeira vez na usina de 480 MW de Banglan Bay, permite a queima do combustível térmico a 1.400°C e eleva a eficiência do ciclo combinado a 60%. A elevada eficiência das térmicas em ciclo combinado faz com que esta tecnologia seja bastante atrativa, pois quando o combustível é o principal componente do custo total, a eficiência se torna fundamental.

Tolmasquim (2005) também mostra que diversas configurações podem ser utilizadas na construção de uma usina de ciclo combinado. A Figura 6 ilustra um exemplo. Nesta configuração, o ar é comprimido e em seguida levado para o sistema de combustão para ser misturado com o combustível. Com a combustão, os gases se expandem e acionam a turbina a gás gerando parte da energia elétrica do ciclo. Os gases seguem para uma caldeira de recuperação (HRSG) a 550°C e geram vapor para mover uma outra turbina, que gera aproximadamente metade da energia elétrica produzida pela turbina a gás. O vapor resultante da turbina é condensado e reconduzido à caldeira de recuperação concluindo assim o ciclo Rankine.

Figura 6 – Fluxograma de uma termelétrica ciclo combinado

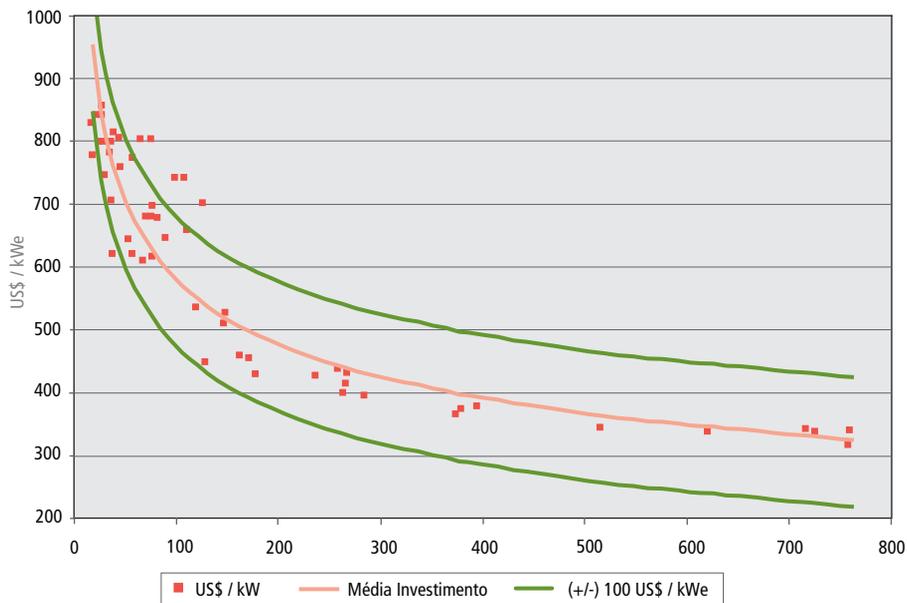


Fonte: GasNet (www.gasnet.com.br).

Em virtude do aumento da oferta de gás natural no Brasil, da alta dos preços do petróleo e dos avanços tecnológicos (ANEEL, 2005), o ciclo combinado vem sendo visto como uma alternativa competitiva para expansão do setor elétrico.

De acordo com Corrêa Neto (2001), o preço médio *turnkey* do kW instalado das usinas de ciclo combinado é dependente da potência da usina, variando de US\$ 700/kW (usinas de 100 MW) a US\$ 300/kW (usinas de 700 MW), como pode ser visto na Figura 7. Nessa figura, a linha cheia indica os valores médios dos preços da amostra. Estes valores referem-se a ciclos combinados queimando gás natural, turbinas a gás *dry low NOx*, caldeira de recuperação sem queima suplementar, turbinas a vapor condensantes de múltiplos estágios, sistema de controle, sistema de partida e auxiliares, além do transformador elevador. Os valores considerados para operação e manutenção (O&M) em plantas de ciclo combinado estão na faixa de 2,5 a 4,0 US\$/MWh.

Figura 7 – Custo específico de ciclo combinado



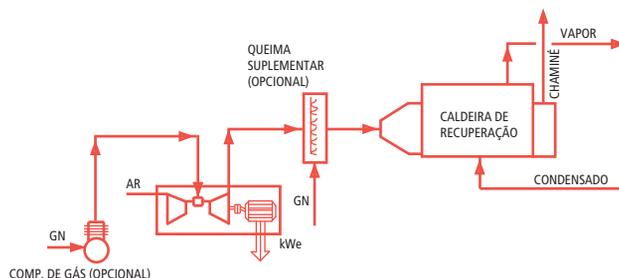
Fonte: Corrêa Neto, 2001.

3.3. Cogeração

A cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis.

A configuração dos sistemas de cogeração, segundo Corrêa Neto (2001), pode ser classificada como *topping* e *bottoming*. Na primeira configuração o combustível é queimado primeiramente em uma máquina térmica para produção de energia mecânica ou elétrica e o calor rejeitado é utilizado sob a forma de calor útil em um processo. O calor fornecido pode ser usado em processos variados para aquecimento e refrigeração, conforme pode ser visto na Figura 8.

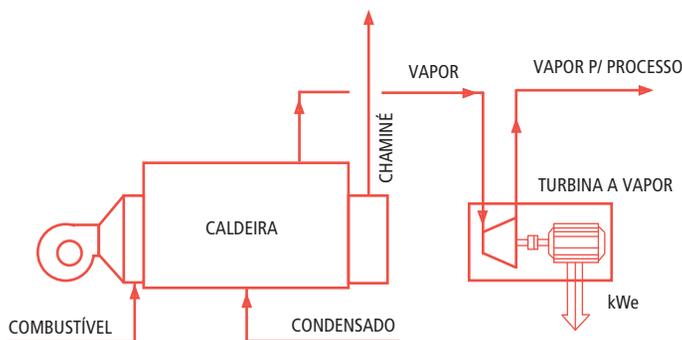
Figura 8 – Configuração *topping*



Fonte: GasNet (www.gasnet.com.br).

Na configuração *bottoming* a energia térmica rejeitada de processos industriais, normalmente através de gases de exaustão provenientes de reações químicas, fornos, fornalhas ou mesmo de uma máquina térmica, é aproveitada em caldeiras recuperadoras para gerar vapor. Este vapor será utilizado como fluido de acionamento em um turbogerador para produzir energia mecânica, como pode ser visto na Figura 9.

Figura 9 – Configuração *bottoming*



Fonte: GasNet (www.gasnet.com.br).

As turbinas ou os motores a gás são bastante utilizados nas configurações *topping* que, de acordo com Guimarães (2006), são os sistemas de cogeração de emprego mais amplo e difundido. Nesta configuração, o calor dos gases de descarga de uma turbina pode ser empregado para geração de vapor, para geração de água quente, para uso direto em processos industriais e para uso em sistemas de refrigeração por absorção.

A cogeração (*topping*) tem um forte potencial de penetração no setor de serviços, como shopping centers, hospitais e hotéis, na indústria química e de alimentos e bebidas. Segundo Soares (2004), o potencial da indústria química no Brasil pode chegar a 1.401 GW, o dos hospitais pode chegar a 497 MW e os hotéis, na região Sudeste, podem chegar a 67,8 MW.

A viabilidade técnico-econômica de uma planta de cogeração pode variar bastante, dependendo do escopo do fornecimento do projeto e das características do local de instalação, como a área geográfica e as condições do mercado. Corrêa Neto (2001) destaca que, de um modo geral, um projeto de cogeração economicamente atraente depende do fator de utilização dos equipamentos, da correta adequação entre as quantidades energéticas fornecidas pela instalação e consumidas pelo processo. Na Tabela 6 são apresentados alguns custos de referência para sistemas básicos de cogeração.

Tabela 6 – Custos de referência

Parâmetros	Tecnologia	
	Motor a gás	Turbina a gás
Faixa de potência (kW)	50-5000	1000
Eficiência da máquina térmica % (PCI)	28-42	21-40
Investimento da máquina térmica (US\$/kW)	250-600	300-600
Investimento total instalado operando (US\$/kW)	600-1000	650-900
Custo adicional do recuperador de calor (US\$/kW)	75-150	100-200
Custo de O&M (US\$/kWh)	0,007-0,015	0,003-0,008

Fonte: Corrêa Neto, 2001.

4. Complementaridade térmica

Num sistema elétrico de base hidráulica, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto mais flexível for esse regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica, pela apropriação possível do “excedente” hidráulico em períodos de hidrologia favorável.

De fato, a grosso modo, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluições e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

A princípio, as usinas a gás de ciclo simples não apresentam restrições a esse regime operacional, podendo inclusive operar de modo intermitente para atendimento exclusivo à ponta de carga diária.

Para as usinas de ciclo combinado admite-se um despacho mínimo de cerca de 40% da potência instalada (fator de capacidade mínimo). Essa restrição, porém, vem sendo superada pelo desenvolvimento tecnológico: usinas vêm sendo projetadas para 200 partidas por ano e *start up* entre 55 e 150 minutos, de modo a se tornarem economicamente competitivas mesmo para operação em regime de ponta.

Em regime de complementação, a maior flexibilidade proporcionada por um baixo fator de capacidade mínimo tende a favorecer economicamente as usinas térmicas de ciclo simples e a menor eficiência dessas usinas é compensada pelo menor investimento exigido.

No entanto, os contratos de aquisição do combustível, que em geral incluem cláusula de consumo mínimo, *take or pay* e *ship or pay*, acabam por impor fator de capacidade mínimo elevado.

As interrupções da geração da usina, tanto para a manutenção de seus equipamentos quanto aquelas forçadas por defeitos, são estimadas entre 3% e 4% do tempo, podendo-se admitir um índice de disponibilidade (fator de capacidade máximo) da ordem de 93%.

A partir do poder calorífico do energético, da eficiência do processo de transformação, dos custos variáveis da usina, dos fatores de capacidade mínimo e máximo e do custo marginal de operação do sistema hidrotérmico, pode-se calcular a geração média esperada ao longo da vida útil da usina térmica e a geração esperada em período de hidrologia crítica ou desfavorável.

A geração esperada em período crítico determina o valor energético da usina para o sistema elétrico (à semelhança da energia firme ou garantida das usinas hidráulicas), e a geração média ao longo da vida útil determina os gastos a serem incorridos com a aquisição do combustível.

Alternativamente, a caracterização operacional das térmicas pode ser feita a partir da alocação da geração da usina na curva de carga do sistema ao qual está integrada, em função da maior ou menor capacidade ou economicidade de atendimento às variações diárias da demanda.

De uma forma geral, as usinas a gás de ciclo simples são utilizadas para atender a demanda nos horários de pico. De acordo com De Paula (1997), o número médio de horas de operação de uma amostra de turbinas a gás cujos fabricantes são associados a NERC (*North America Electric Reability Council*) é de 262 horas, o que equivale a um fator de capacidade médio de 3%.

As usinas em ciclo combinado, por outro lado, são mais utilizadas na base, devido à maior eficiência no aproveitamento do combustível. Tipicamente, podem assumir carga a uma taxa máxima da ordem de 7% da potência nominal por minuto.

Por fim, as plantas de cogeração são utilizadas, sobretudo, na geração distribuída, não sendo, portanto, consideradas para complementaridade térmica do sistema elétrico brasileiro.

5. Custos

Como os demais empreendimentos energéticos voltados para a geração de energia, os custos para as plantas termelétricas classificam-se em (LORA, 2004):

Custos de investimento (custos associados à formação de capital):

- Custos de equipamentos;
- Custos de montagem dos equipamentos;
- Custos da construção civil;
- Outros custos; e
- Custos indiretos.

Custos de geração (custos representativos da operação da usina)

- Combustível
- Mão de obra
 - i. Operação;
 - ii. Manutenção; e
 - iii. Administração de Pessoal.
- Materiais de manutenção
- Produtos consumidos no processo
 - i. Água de alimentação e resfriamento;
 - ii. Óleo lubrificante; e
 - iii. Calcário.
- Serviços diversos

■ 5.1. Custos de investimento

Conforme mencionado anteriormente, o custo do capital instalado de uma planta a gás natural ciclo simples na faixa de potência de 100 MW gira em torno de 550 US\$/kW. Nesta mesma faixa de potência, o custo médio do capital instalado de uma planta ciclo combinado é de 700 US\$/kW. Para as plantas de cogeração, depende muito da tecnologia adotada, mas em média, gira em torno de 650 US\$/kW. Segundo Pinhel (2000), o conjunto turbina-gerador representa a maior parte do investimento, ficando na faixa de 65 a 80%.

Pinhel (2000) também destaca que o *lay-out* das turbinas influencia no custo de investimento. Existe, entretanto, um *trade off* entre o arranjo das turbinas (permitindo maior flexibilidade operativa) e custo do mesmo.

Para termelétricas a gás natural de ciclo simples no Brasil, Tolmasquim (2005) adota o valor de 564 US\$/kW como estimativa para o investimento.

No caso brasileiro, devem-se considerar ainda aspectos como o risco cambial (não existe fabricação de turbina a gás no país) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco. Por outro lado, o fato de o gás natural ser um combustível bem menos poluente que os outros fósseis pode tornar essas usinas mais competitivas frente às outras tecnologias.

■ 5.2. Custo do combustível

Existem duas portarias interministeriais que dispõem sobre o preço do gás natural: a MME/MF nº 3, de 17/02/2000, que estabelece os preços máximos de venda do gás natural de produção nacional para venda à vista às concessionárias de gás canalizado; e a MME/MF nº 234, de 22/07/2002, que fixa o preço base máximo, em Reais por milhão de Btu, para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT e que sejam vinculadas ao sistema elétrico interligado, que entrem em efetiva operação comercial até 31 de dezembro de 2004.

Na primeira portaria o preço da *commodity* foi fixado em 1,65 US\$/MMBtu na data base, sendo reajustado a partir da evolução do preço de uma cesta de óleos da taxa de câmbio. O custo de transporte foi estabelecido em 0,30 US\$/MMBtu na data base. Para o combustível importado, o preço de referência passa a ser 1,13 US\$/MMBtu e custo de transporte 0,929 US\$/MMBtu. Neste caso, o reajuste da *commodity* segue a mesma metodologia do nacional, porém, há ainda um reajuste pelo índice CPI dos EUA (Pinhel, 2000).

Na portaria que dispõe sobre o suprimento destinado às usinas integrantes do PPT, o preço da *commodity* foi estabelecido em 2,58 US\$/MMBtu, no ano base, sendo reajustado pelo IGP-M, pelo índice PPI dos EUA e pela taxa de câmbio.

Deve-se ainda considerar a margem de comercialização das distribuidoras locais. Segundo Pinhel (2000), este valor pode variar em função das negociações entre as empresas de gás e depende especificamente do volume contratado. Os contratos com as distribuidoras estaduais são do tipo *take or pay*, onde é previsto um consumo médio mínimo anual de 70% do volume contratado, e *ship or pay*, que implica em consumo anual mínimo de 95% do volume transportado.

■ 5.3. Custo de operação e manutenção

Segundo Carvalho e Nogueira (1997), os custos de geração são devidos ao combustível, à mão-de-obra (para operação, manutenção e administração), ao material e aos produtos consumidos, bem como aos serviços diversos, necessários para a operação da usina.

Outra forma de classificar os custos de geração é em fixos e variáveis. Os custos fixos representam a parcela dos custos de geração que independem da energia gerada e, conseqüentemente, do fator de capacidade, sendo geralmente expressos em \$/kW.ano. Eles incluem os custos de mão-de-obra para a operação, parte dos custos de mão-de-obra e

materiais de manutenção e os custos de administração. Por sua vez, os custos variáveis são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida e, geralmente, são expressos em \$/MWh. Neste caso, são considerados, necessariamente, os custos com outros produtos consumidos no processo e parte dos custos de mão-de-obra e materiais de manutenção (Carvalho e Nogueira, 1997).

■ 5.4. Custo de transmissão

A atividade de transmissão de energia elétrica é um monopólio com tarifas reguladas. O pagamento destes custos é realizado por intermédio de tarifas de transmissão, cobradas de geradores e de cargas. Assim, um gerador, cuja presença em determinado local representa um impacto ao sistema de transmissão existente, estará sujeito a uma tarifa de uso de transmissão elevada, enquanto um gerador, localizado em um ponto da rede no qual sua presença alivia o uso do sistema, estará sujeito a uma tarifa de transmissão baixa. A mesma filosofia prevalece em relação às cargas. Deve-se adicionar ao componente locacional um outro componente denominado “selo”, que é constante em todos os pontos do sistema. Esta parcela constitui um custo fixo, rateado igualmente entre os usuários, de forma a garantir que o valor total da arrecadação com os usuários da rede básica seja igual à receita devida às concessionárias de transmissão pela disponibilização de seus ativos da rede básica (TOLMASQUI, 2005).

As tarifas de uso do sistema de transmissão –TUST são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão, conforme determina seus Contratos de Concessão. Esse período tarifário vai de 1º de julho do ano em que são publicadas até 30 de junho do ano subsequente. Tolmasquim (2005) usa como referência o valor de 3,72 R\$/MWh para a tarifa de transmissão.

■ 5.5. Impostos

Na elaboração e análise de projetos do setor elétrico, devemos considerar a incidência dos seguintes tributos e encargos (LORA, 2004):

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

De competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 7,60%.

PIS – Contribuição para o Programa de Integração Social

Também de competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 1,65%.

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

É devida à ANEEL pelas concessionárias que produzem, transmitem, distribuem, comercializam energia elétrica. A base de cálculo é o benefício econômico, sendo que o valor devido é deduzido das cotas de Reserva Global de Reversão - RGR. A taxa é de 0,5% sobre a receita.

CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira

De competência da União, a CPMF tem como fato gerador a movimentação ou transmissão financeira, com alíquota de 0,38% sobre a receita bruta.

IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica

De competência da União, o IRPJ incide sobre o lucro real das pessoas jurídicas. Lucro real é a base de cálculo do imposto sobre a renda apurada segundo registros contábeis e fiscais autorizados/efetuados sistematicamente de acordo com as leis comerciais e fiscais, com alíquota de 25%.

CSSL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

De competência da União, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido é aplicada às mesmas normas de apuração estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação, com alíquota de 9%.

6. Avaliação econômica

■ 6.1. Base de cálculo

A avaliação econômica aqui apresentada tem como objetivo determinar o menor preço de venda da energia assegurada de uma usina térmica a gás natural ciclo simples e outra ciclo combinado, suficiente para remunerar o capital investido na construção e os custos operacionais da usina (“tarifa de equilíbrio”).

Embora expressa como uma tarifa monômnia nesta Nota Técnica, essa tarifa de equilíbrio pode ser desagregada numa tarifa binômnia equivalente, onde uma parcela representaria o custo anual do capital (R\$/kW-ano) e outra parcela representaria o custo variável esperado de geração (R\$/MWh).

Para a avaliação das térmicas a gás natural, necessariamente paramétrica em razão da variabilidade dos componentes do fluxo de caixa e da própria taxa de atratividade do investimento, os fatores de capacidade crítico e médio (que determinam a energia assegurada e a geração média esperada) foram obtidos a partir da simulação estática do sistema hidrotérmico, considerando-se um custo marginal de operação de R\$ 130/MWh e um preço do combustível de 6,79 US\$/MMBtu. Tal preço é composto do custo da *commodity* mais transporte e impostos, considerando os reajustes previstos nas portarias MME/MF nº 3, de 17/02/2000, e MME/MF nº 234, de 22/07/2002.

Para avaliação da competitividade entre as tecnologias de ciclo simples e combinado, foram assumidos 2 valores alternativos de despacho mínimo obrigatório (fator de capacidade mínimo): 50% e 70%. Adotou-se como fator de capacidade máximo 93% e como *heat rate* 9.755 Btu/kWh (eficiência de 35%) e 7.423 Btu/kWh (eficiência de 46%), para o ciclo simples e o ciclo combinado, respectivamente.

Para ambas as usinas assumiu-se como custo fixo de operação e manutenção o valor de 34,50 R\$/kW.ano e como custo variável (sem combustível) 8,7 R\$/MWh, para as usinas ciclo simples, e 6,0 R\$/MWh, para as ciclo combinado. O custo unitário da potência instalada foi parametrizado entre US\$ 200/kW e US\$ 600/kW, para ciclo simples, e entre US\$ 400/kW e US\$ 800/kW, para ciclo combinado, e o prazo de construção, até o início da operação comercial, estimado em 3 anos para as usinas ciclo combinado, com desembolsos anuais de 20%, 50% e 30% no ano final de construção. Para as usinas ciclo simples o prazo de construção é de 2 anos, com desembolsos anuais de 60% e 40%. Considera-se, por hipótese, que todas as receitas e despesas referentes a um determinado período são concentradas ao final desse período.

A vida útil estimada em projetos para usinas térmicas vai de 20 a 30 anos. Vale ressaltar, no entanto, que a operação de usinas térmicas pode ser prolongada por mais 25 a 30 anos, após uma completa avaliação de sua integridade no final de sua vida útil estimada. O custo de extensão de vida para uma planta termelétrica, que utiliza combustíveis fósseis, está em torno de 20 a 30% do custo de construção de uma planta nova (FURTADO, 2001). Na análise aqui apresentada, considerou-se que as térmicas a gás natural têm vida útil de 25 anos.

No cálculo da tarifa de equilíbrio foram considerados os seguintes encargos e impostos:

Encargos setoriais

- Custo de acesso e uso da rede (TUST): 3,0 R\$/kW.mês
- Taxa de fiscalização (ANEEL): 0,5% da receita
- Investimento em pesquisa e desenvolvimento: 1,0% da receita líquida

Impostos sobre a receita

- alíquota do PIS = 1,65%
- alíquota da COFINS = 7,60%
- alíquota da CPMF = 0,38%

Impostos sobre os resultados

- alíquota do IR = 25%
- alíquota da CSLL = 9%

A taxa de câmbio utilizada na conversão dos valores expressos em US\$ para R\$ foi de 1 US\$ = 2,30 R\$.

Finalmente, a taxa interna de retorno do projeto foi parametrizada entre 8 e 12%. Uma discussão mais detalhada sobre a composição da taxa de retorno é apresentada na nota técnica “Caracterização Técnica e Econômica de Usinas Hidrelétricas” do PNE 2030.

■ 6.2. Resultados

A análise econômica realizada foi parametrizada em relação ao custo unitário de instalação de cada usina e à taxa interna de retorno exigida pelo investidor. Dessa forma, buscou calcular a tarifa monômnia, expressa em R\$/MWh, suficiente para a remuneração dos investimentos e custos incorridos na geração de energia elétrica.

Para cada alternativa tecnológica, custo de instalação e taxa de retorno, foram calculadas:

- uma tarifa que remunera os custos de instalação e produção, desconsiderados todos os impostos e taxas incidentes sobre a atividade (“custo de produção”);
- uma tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, incluídos os encargos setoriais, porém desconsiderados todos os impostos (“+ encargos setoriais”);
- uma tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, incluídos os encargos setoriais e impostos sobre a receita, porém desconsiderados os impostos sobre os resultados (“+ impostos s/ receita”); e
- uma tarifa que remunera os custos de instalação e produção, considerados todos os impostos e taxas incidentes sobre a atividade (“tarifa de equilíbrio”).

Os resultados em termos de tarifa de equilíbrio para as usinas de ciclo simples com fator de capacidade mínimo de 50% são apresentados nas tabelas 7 a 9 a seguir.

Tabela 7 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo simples em R\$/MWh (Taxa de desconto de 8% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
200	118,43	124,96	137,42	139,21
300	121,75	128,32	140,98	143,66
400	125,08	131,68	144,53	148,11
500	128,41	135,04	148,08	152,55
600	131,73	138,40	151,64	157,00

Tabela 8 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo simples em R\$/MWh (Taxa de desconto de 10% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
200	119,63	126,17	138,76	141,24
300	123,55	130,13	142,99	146,71
400	127,48	134,10	147,21	152,17
500	131,41	138,06	151,44	157,63
600	135,33	142,03	155,66	163,10

Tabela 9 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo simples em R\$/MWh (Taxa de desconto de 12% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
200	120,91	127,46	140,20	143,42
300	125,48	132,08	145,14	149,97
400	130,05	136,69	150,08	156,52
500	134,61	141,30	155,02	163,07
600	139,18	145,92	159,96	169,62

Os resultados em termos de tarifa de equilíbrio para as usinas de ciclo simples com fator de capacidade mínimo de 70% são apresentados nas tabelas 10 a 12.

Tabela 10 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo simples em R\$/MWh (Taxa de desconto de 8% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
200	158,29	164,94	181,72	183,41
300	161,45	168,13	185,08	187,63
400	164,60	171,31	188,45	191,84
500	167,75	174,49	191,82	196,06
600	170,90	177,68	195,18	200,27

Tabela 11 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo simples em R\$/MWh (Taxa de desconto de 10% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
200	159,43	166,09	182,99	185,34
300	163,15	169,85	186,99	190,51
400	166,87	173,61	190,99	195,69
500	170,59	177,37	194,99	200,87
600	174,31	181,12	199,00	206,04

Tabela 12 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo simples em R\$/MWh (Taxa de desconto de 12% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
200	160,65	167,32	184,35	187,40
300	164,97	171,69	189,03	193,60
400	169,30	176,06	193,71	199,81
500	173,63	180,44	198,39	206,02
600	177,96	184,81	203,07	212,22

Os resultados em termos de tarifa de equilíbrio para as usinas de ciclo combinado com fator de capacidade mínimo de 50% são apresentados nas tabelas 13 a 15.

Tabela 13 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo combinado em R\$/MWh (Taxa de desconto de 8% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
400	110,44	116,74	128,04	131,69
500	113,75	120,08	131,57	136,13
600	117,06	123,42	135,11	140,58
700	120,37	126,76	138,65	145,03
800	123,67	130,10	142,18	149,48

Tabela 14 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo combinado em R\$/MWh (Taxa de desconto de 10% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
400	112,92	119,24	130,81	135,88
500	116,85	123,21	135,03	141,38
600	120,77	127,18	139,26	146,87
700	124,70	131,14	143,49	152,37
800	128,63	135,11	147,72	157,87

Tabela 15 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo combinado em R\$/MWh (Taxa de desconto de 12% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
400	115,60	121,94	133,80	140,41
500	120,19	126,59	138,77	147,04
600	124,79	131,23	143,75	153,67
700	129,38	135,87	148,72	160,30
800	133,97	140,51	153,70	166,92

Os resultados em termos de tarifa de equilíbrio para as usinas de ciclo combinado com fator de capacidade mínimo de 70% são apresentados nas tabelas 16 a 18.

Tabela 16 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo combinado em R\$/MWh (Taxa de desconto de 8% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
400	128,71	134,99	148,27	151,78
500	131,89	138,20	151,67	156,05
600	135,06	141,41	155,07	160,32
700	138,24	144,62	158,46	164,60
800	141,42	147,82	161,86	168,87

Tabela 17 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo combinado em R\$/MWh (Taxa de desconto de 10% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
400	131,09	137,39	150,93	155,81
500	134,86	141,20	154,99	161,09
600	138,63	145,01	159,06	166,37
700	142,41	148,82	163,12	171,65
800	146,18	152,63	167,18	176,93

Tabela 18 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a GN ciclo combinado em R\$/MWh (Taxa de desconto de 12% ao ano)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
400	133,66	139,99	153,80	160,16
500	138,07	144,44	158,58	166,53
600	142,49	148,90	163,36	172,89
700	146,90	153,36	168,14	179,26
800	151,31	157,82	172,92	185,63

7. Considerações finais

No presente documento procurou-se dar um panorama sobre as características técnico-econômicas das termelétricas a gás natural. Pôde-se perceber que tais usinas podem desempenhar um papel importante na expansão do sistema elétrico brasileiro, pois apresentam baixo custo de investimento, o período de construção é curto e a entrega dos equipamentos é rápida.

Entretanto, uma avaliação da possibilidade de expansão das referidas térmicas deve levar em consideração um leque de variáveis bem mais abrangentes. A inserção de tais usinas pode representar ganhos de confiabilidade no sistema e flexibilidade operacional. Além disso, a proximidade dos centros consumidores também traz uma vantagem em relação às grandes centrais geradoras, pois reduzem a necessidade de investimento em transmissão e reduzem as perdas no sistema. Neste ponto, as usinas de cogeração podem apresentar ganhos ainda maiores, pois estão juntas aos centros consumidores e apresentam todas as vantagens da geração distribuída.

Por outro lado, o número de fabricantes de turbinas ainda é pequeno e nenhum deles é brasileiro, além disso, o custo do gás natural é relativamente alto e atrelado ao dólar, o que pode reduzir a atratividade dos investidores.

A disponibilidade do combustível também tem representado uma preocupação importante para os potenciais investidores, tanto que tem-se estudado a construção de usinas bi-combustíveis. A idéia é evitar que as térmicas deixem de operar por falta de combustível. Dessa maneira, tais usinas poderiam operar com gás natural e outros combustíveis, como derivados de petróleo ou mesmo biomassa.

8. Referências bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). "Atlas da Energia Elétrica do Brasil". 2ª Ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- BRASIL. Ministério das Minas e Energia (MME). Empresa de Pesquisa Energética (EPE). "Balanço Energético Nacional 2005: Ano Base 2004". Rio de Janeiro: EPE, 2005.
- CORRÊA NETO, Vicente. "Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural". Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2001.
- GUIMARÃES, Edson T. Sistemas de Cogeração. www.gasnet.com.br. 2006.
- PINHEL, Antônio Carlos da Costa. "Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco X Retorno". Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2000.
- PRATES, Daniel; ROCHA, George. "Estudo da indústria do gás natural e seu inter-relacionamento com o setor elétrico na Bahia: perspectivas e potencialidades". Revista Desenharia. v.2, n.4, pp. 137-157, 2006.
- SOARES, Jeferson Borghetti. "Formação do Mercado de Gás Natural no Brasil: Impacto de Incentivos Econômicos na Substituição Interenergéticos e na Cogeração em Regime *Topping*". Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ, 2004.
- TOLMASQUIM, Maurício T.; SZKLO, Alexandre S.; SOARES, Jeferson B. "Análise da Viabilidade da Introdução do Gás Natural em Setores Selecionados". Relatório Técnico. Convênio FINEP-CTPetro. Rio de Janeiro, 2001.
- TOLMASQUIM, Maurício T. "Geração de Energia Elétrica no Brasil". Rio de Janeiro. Interciência: CENERGIA, 2005.

ANEXO

Usinas do tipo UTE em operação								
Usina	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	Destino da energia	Proprietário	Município	Combustível	Classe combustível	Regime de operação
Nordeste								
Alto do Rodrigues	11800	11800	APE	100% para Petróleo Brasileiro S/A.	Alto do Rodrigues - RN	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Asfor	3.350	3.350	APE	100% para Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste - PETROBRÁS	Fortaleza - CE	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Copene	250.400	250.400	PIE	100% para Petroquímica do Nordeste	Camaçari - BA	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Energy Works Kaiser Pacatuba	5552	5552	PIE	100% para Energyworks do Brasil Ltda	Pacatuba - CE	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Suape, CGDC, Koblitz Energia Ltda.	4.000	4.000	PIE	100% para Suape, CGDC, Koblitz Energia Ltda.	Cabo de Santo Agostinho - PE	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Termobahia Fase I	185.891	185.891	PIE	100% para Termobahia Ltda.	São Francisco do Conde - BA	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Camaçari	346.803	346.803	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Dias d'Ávila - BA	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Iguatemi Fortaleza	4.794	4.794	APE	100% para Condomínio Civil Shopping Center Iguatemi	Fortaleza - CE	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Termopernambuco	532.756	532.756	PIE	100% para Termopernambuco S/A	Ipojuca - PE	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Iguatemi Bahia	8.316	8.316	APE	100% para Condomínio Shopping Center Iguatemi Bahia	Salvador - BA	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Camaçari (Fases I e II)	151.200	138.020	PIE	100% para FAFEN Energia S/A	Camaçari - BA	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
CINAL/TRIKEM	3.188	3.188	APE	100% para Trikem S/A	Marechal Deodoro - AL	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Metallurgia Caraiiba	18.000	18.000	APE	100% para Caraiiba Metais S/A	Dias d'Ávila - BA	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Termo Toalita	5.680	5.680	PIE	100% para Companhia de Tecidos Norte de Minas	João Pessoa - PB	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Termocabo	97.027	48.000	PIE	100% para Termocabo Ltda	Cabo de Santo Agostinho - PE	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Fortaleza	346.630	346.630	PIE	100% para Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A	Caucaia - CE	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Termoceaná	312.000	220.000	PIE	100% para Termoceaná Ltda	Caucaia - CE	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Vulcabrás	4.980	4.980	APE-COM	100% para Vulcabrás do Nordeste S/A	Horizonte - CE	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Latasa	5.088	5.088	APE-COM	100% para Nordeste S/A	Cabo de Santo Agostinho - PE	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Atalaia	4.600	4.600	APE	100% para Petróleo Brasileiro S/A.	Araçaju - SE	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Millennium	4.781	4.781	APE	100% para Millennium Inorganic Chemicals do Brasil S/A	Camaçari - BA	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Pamesa	4.072	4.072	COM	100% para Pamesa do Brasil S/A	Cabo de Santo Agostinho - PE	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Total Nordeste	2.310.908	2.156.700						
Ciclo Simples	1.072.857	1.010.650						
Ciclo Combinado	1.206.536	1.114.536						
Cogeração	31.515	31.515						

Usinas do tipo UTE em operação								
Usina	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	Destino da energia	Proprietário	Município	Combustível	Classe com-bustível	Regime de operação
Sudeste/Centro Oeste								
Globo	5.160	5.160	APE-COM	100% para Infoglobo Comunicações Ltda.	Duque de Caixias - RJ	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Ibirité	851.700	226.000	PTE	100% para Ibirité S/A	Ibirité - MG	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Juiz de Fora	109.998	87.048	PTE	100% para Usina Termelétrica Juiz de Fora S/A	Juiz de Fora - MG	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Norte Fluminense	868.925	868.925	PTE	100% para Usina Termelétrica Norte Fluminense S/A	Macaé - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Energy Works Rhodia Santo André	23.800	11.000	PTE	100% para Energyworks do Brasil Ltda	Santo André - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Suzano	39.900	38.400	APE	100% para Suzano Bahia SUT Papel e Celulose S/A	Suzano - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Celpav IV	138.680	107.480	APE-COM	100% para Votorantim Celulose e Papel S/A	Jacareí - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Cuiabá	529.200	529.200	PTE	100% para Empresa Produtora de Energia	Cuiabá - MT	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
CTE II	235.200	235.200	APE-COM	100% para Companhia Siderúrgica Nacional	Volta Redonda - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	206.350	194.000	PTE	100% para Tractebel Energia S/A	Campo Grande - MS	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Energy Works Kaiser Jacareí	8.592	8.592	PTE	100% para Energyworks do Brasil Ltda	Jacareí - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Santa Cruz	1.000.000	766.000	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Rio de Janeiro - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Nitro Química	12.000	12.000	APE	100% para Companhia Nitro Química Brasileira	São Paulo - SP	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Brahma	13.080	13.080	PTE	100% para Energyworks do Brasil Ltda	Rio de Janeiro - RJ	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
UGPU (Messer)	7700	7700	PTE	100% para Air Liquefied Brasil Ltda	Jundiaí - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
PROJAC Central Globo de Produção	4.950	4.950	APE	100% para TV Globo Ltda	Rio de Janeiro - RJ	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
TermoRio	1.162.800	793.050	PTE	100% para TermoRio S/A	Duque de Caxias - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Unidade de Geração de Energia -Área II	6.000	6.000	APE	100% para Cooperativa dos produtores de Cana, Açúcar e Alcool do Estado de São Paulo	Limeira - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Campos (Roberto Silveira)	114.150	30.000	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Campos dos Goytacazes - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Eletrolit	385.900	379.000	PTE	100% para Sociedade Fluminense de Energia Ltda	Seropédica - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Combinado
Energy Works Rhodia Paulínia	103.200	10.000	PTE	100% para Energyworks do Brasil Ltda	Paulínia - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Três Lagoas	465.800	306.000	PTE	100% para Petróleo Brasileiro S/A.	Três Lagoas - MS	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Vitória Apart Hospital	2.100	2.100	APE	100% para Vitória Apart Hospital S/A	Serra - ES	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Cesar Park Business Hotel/Globenergy	2.100	2.100	APE	100% para Inpar Construções e Empreendimentos Imobiliários Ltda	Guarulhos - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Bayer	3.840	3.840	APE	100% para Bayer S/A	São Paulo - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
CTE Fibra	8.812	8.812	APE	100% para Vicunha Textil S/A	Americana - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Macaé Merchant	922.615	922.615	PTE	100% para El Paso Rio Claro Ltda	Macaé - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
EnergyWorks Corn Products Mogi	34.900	30.775	PTE	100% para Energyworks do Brasil Ltda	Mogi Guaçu - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Petroflex	25.000	25.000	APE	100% para Petroflex Indústria e Comércio S/A	Duque de Caxias - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Nova Piratininga	386.080	386.080	PTE	100% para Petróleo Brasileiro S/A.	São Paulo - SP	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Ponta do Costa	4.000	4.000	APE	100% para Refinaria Nacional de Sal S/A.	Cabo Frio - RJ	Gás Natural	Fóssil	C. Simples
Caroca Shopping	3.200	3.200	APE-COM	100% para Administradora Carioca de Shopping Centers S/C Ltda	Rio de Janeiro - RJ	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
IGW/Service Energy	2.825	2.825	APE	100% para Telecomunicações de São Paulo S/A	São Paulo - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Inapel	1.204	1.204	APE	100% para Inapel Embalagens Ltda	Guarulhos - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração
Eucatex	9.800	9.800	PTE	100% para Eucatex S/A Indústria e Comércio	Salto - SP	Gás Natural	Fóssil	Cogeração

Usinas do tipo UTE em operação							
Usina	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	Destino da energia	Proprietário	Município	Classe combustível	Regime de operação
Sudeste/Centro Oeste							
Casa de Geradores de Energia Elétrica F-242	9.000	9.000	PTE	100% para Empresa Brasileira de Aeronáutica S/A	São José dos Campos - SP	Gás Natural	Fóssil
Contagem	19.299	19.299	APE	100% para MagneSita S/A	Contagem - MG	Gás Natural	Fóssil
Parabuna	2.000	2.000	APE	100% para Indústria de Papéis Sudeste Ltda	Juiz de Fora - MG	Gás Natural	Fóssil
Operadora São Paulo Renaissance	1.600	1.720	APE	100% para Fundação dos Economistas Federais	São Paulo - SP	Gás Natural	Fóssil
Sesc Senac-Cass	1.600	1.600	APE	100% para Serviço Nacional de Aprendizagem Comercial	Rio de Janeiro - RJ	Gás Natural	Fóssil
Cenu	4.000	4.000	APE	100% para Condomínio Centro Empresarial Nações Unidas S/C	São Paulo - SP	Gás Natural	Fóssil
Total Sudeste/C. Oeste	7.737.060	6.078.755					
Ciclo Simples	4.535.292	3.260.712					
Ciclo Combinado	2.784.025	2.543.125					
Cogeração	417.743	274.918					

USINAS do tipo UTE em operação							
Usina	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	Destino da energia	Proprietário	Município	Classe combustível	Regime de operação
Sul							
Uruguiana	639.900	639.900	PTE	100% para AES Uruguiana Empreendimentos Ltda.	Uruguiana - RS	Gás Natural	Fóssil
Atacária	484.500	484.500	PTE	100% para U.E.G. Atacária Ltda.	Atacária - PR	Gás Natural	Fóssil
Canoas	563.473	160.573	PTE	100% para Petróleo Brasileiro S/A.	Canoas - RS	Gás Natural	Fóssil
EnergyWorks Com Products Balsa	9.119	9.119	PTE	100% para Energyworks do Brasil Ltda	Balsa Nova - PR	Gás Natural	Fóssil
Stepie Ulb	3.300	3.300	PTE	100% para Stepie Ulb S/A	Canoas - RS	Gás Natural	Fóssil
Souza Cruz Cachoeirinha	2.952	2.952	APE	100% para Souza Cruz S/A	Cachoeirinha - RS	Gás Natural	Fóssil
Weatherford	334	334	APE	100% para Weatherford Indústria e Comércio Ltda	Caxias do Sul - RS	Gás Natural	Fóssil
Total Sul	1.703.578	1.300.678					
Ciclo Simples	566.759	163.859					
Ciclo Combinado	1.124.400	1.124.400					
Cogeração	12.419	12.419					

USINAS do tipo UTE em operação							
Usina	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	Destino da energia	Proprietário	Município	Classe combustível	Regime de operação
Norte							
Termo Norte II	426.530	349.950*	PTE	100% para Termo Norte Energia Ltda.	Porto Velho - RO	Gás Natural	Fóssil

* Associada ao gasoduto Urucu-Porto Velho

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Jeferson Borghetti Soares
Marina Elisabete Espinho Tavares

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO GÁS NATURAL: POTENCIAL DE GERAÇÃO

SUMÁRIO

1. Introdução	107
2. Disponibilidade de gás natural	108
2.1. Reservas nacionais	108
2.2. Produção	112
2.3. Importação e comoditização	114
2.4. Infra-estrutura de distribuição	119
2.5. Usos múltiplos do gás natural	120
2.6. Considerações adicionais	121
3. Cenário tecnológico	122
4. Impactos ambientais	124
4.1. Impacto sobre os recursos hídricos	124
4.2. Impactos sobre o meio atmosférico	126
5. Potencial de geração termelétrica a gás natural.....	128
5.1. Introdução	128
5.2. Horizonte de médio prazo	129
5.3. Horizonte de longo prazo	132
6. Resumo e conclusões	134
7. Referências bibliográficas	139

1. Introdução

No final dos anos 80, na esfera internacional as tecnologias de geração termelétrica avançavam, mas os esforços das empresas de eletricidade ainda estavam concentrados no carvão e na energia nuclear. Ainda se esperava que o óleo combustível pudesse voltar a ocupar um espaço importante na geração de eletricidade dos países mais desenvolvidos (EPE, 2006b).

Mas, as tecnologias de geração termelétrica a gás mostraram-se robustas e competitivas. Além disso, o gás natural, na substituição de outros combustíveis fósseis (carvão e derivados do petróleo), apresentava uma vantagem ambiental significativa no que tange ao problema do efeito estufa: uma grande redução nas emissões de CO₂ (cerca de 20 a 23% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão). Mais ainda: a utilização do gás em equipamentos adaptados e adequados para sua queima também eliminava a emissão de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados, enquanto as emissões de CO e NO_x poderiam ser relativamente bem controladas (EPE, 2006b).

No Brasil, por essa época, considerava-se que as reservas nacionais de gás natural eram pouco expressivas para atender às necessidades do setor elétrico. A dificuldade de acesso às reservas fazia com que o gás natural não pudesse realmente ser aproveitado nos sistemas isolados da região Norte, onde a geração predominantemente a diesel sempre foi extremamente custosa.

A importação de gás natural da Bolívia gerou uma expectativa completamente diferente quanto ao papel reservado às termelétricas no sistema elétrico brasileiro. Diante da necessidade de absorver imediatamente grandes quantidades de gás boliviano, e das vantagens anunciadas da geração termelétrica a gás, propôs-se que 50% do gás natural boliviano dessem ser absorvidos na geração termelétrica, ao contrário da concepção original do Gasbol, segundo a qual o gasoduto viabilizar-se-ia por meio dos mercados industriais.

Com a deflagração da crise de abastecimento em 2001, a busca de soluções rápidas para expansão do parque gerador gerou incentivos à expansão de plantas termelétricas baseadas na queima de gás natural.

De acordo com os registros da ANEEL, é na região Sudeste que está localizada, atualmente, a maior parte da capacidade instalada e a maior perspectiva de expansão de termelétricas a gás natural, considerando as usinas em construção e as outorgadas, como pode ser visto na Tabela 1. Apenas três usinas em operação estão na região Centro-Oeste e, das usinas outorgadas, somente quatro são para essa região.

A região Sul tem a segunda maior capacidade instalada, apesar do número reduzido de plantas. A expansão deste tipo de planta na região ficou prejudicada pela interrupção da importação de gás natural da Argentina.

A região Nordeste vem em seguida com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 2.200 MW. Nesta região, entretanto, pode haver significativa expansão, caso se concretize o projeto de construção do gasoduto de integração Sudeste-Nordeste (GASENE).

Finalmente, na região Norte registra-se uma capacidade instalada de apenas 350 MW, mas que pode ter, também, uma expansão significativa, caso haja a extensão do gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração a gás natural no Brasil

Tipo	Em operação		Em construção		Em outorga	
	Quant.	MW	Quant.	MW	Quant.	MW
Sudeste/C-Oeste	41	6.078	2	18	21	5.815
Ciclo simples	18	2.338	-	-	7	536
Ciclo combinado	4	2.543	-	-	9	5.237
Cogeração	19	1.197	2	18	5	42
Sul	7	2.425	2	7	2	8
Ciclo simples	3	164	-	-	-	-
Ciclo combinado	2	1.124	-	-	-	-
Cogeração	2	1.137	2	7	2	8
Nordeste	22	2.155	2	352	5	525
Ciclo simples	11	1.010	-	-	1	100
Ciclo combinado	5	1.114	1	347	3	416
Cogeração	6	31	1	5	1	9
Norte	1	350	-	-	-	-
Ciclo simples	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	1	350*	-	-	-	-
Cogeração	-	-	-	-	-	-
Total geral	71	11.008	6	377	28	6.348
Total s/ cogeração	44	8.643	1	347	20	6.289

Nota: Inclui autoprodução.

Fonte: ANEEL, 2006.

* Associada ao gasoduto Uruçu-Porto Velho

2. Disponibilidade de gás natural

Entre os condicionantes da disponibilidade de gás natural para geração termelétrica no Brasil podem ser destacados:

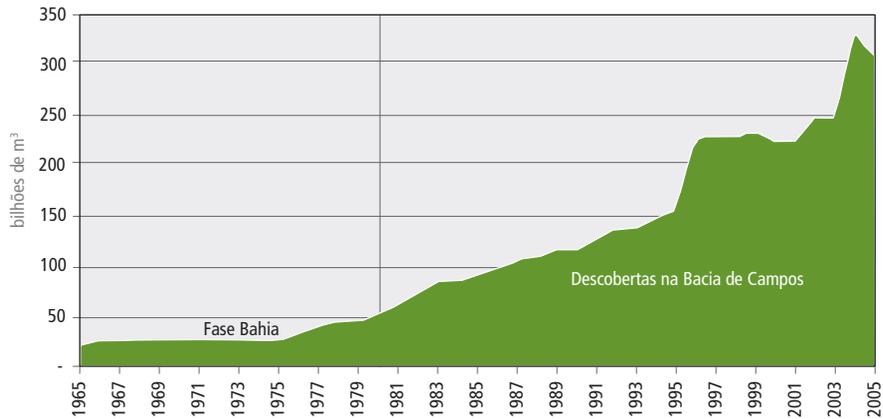
- A oferta total de gás disponível para atendimento do mercado brasileiro, o que inclui tanto o acesso às reservas domésticas de gás quanto a importação deste energético;
- A disponibilidade de infra-estrutura física para escoamento da oferta (produção e/ou importação) até os mercados consumidores;
- O uso do gás natural em outras aplicações, nos setores industrial, comércio e serviços e transportes.

2.1. Reservas nacionais

A disponibilidade total de gás natural para atendimento à demanda nacional pode ser convenientemente separada em termos de produção doméstica e de origem importada.

No que tange à oferta oriunda de produção nacional, deve-se assinalar que as reservas brasileiras de gás natural são ainda modestas, embora tenham apresentado crescimento significativo entre 1995 e 1997 e, também, partir de 2002, como se pode observar na Figura 1.

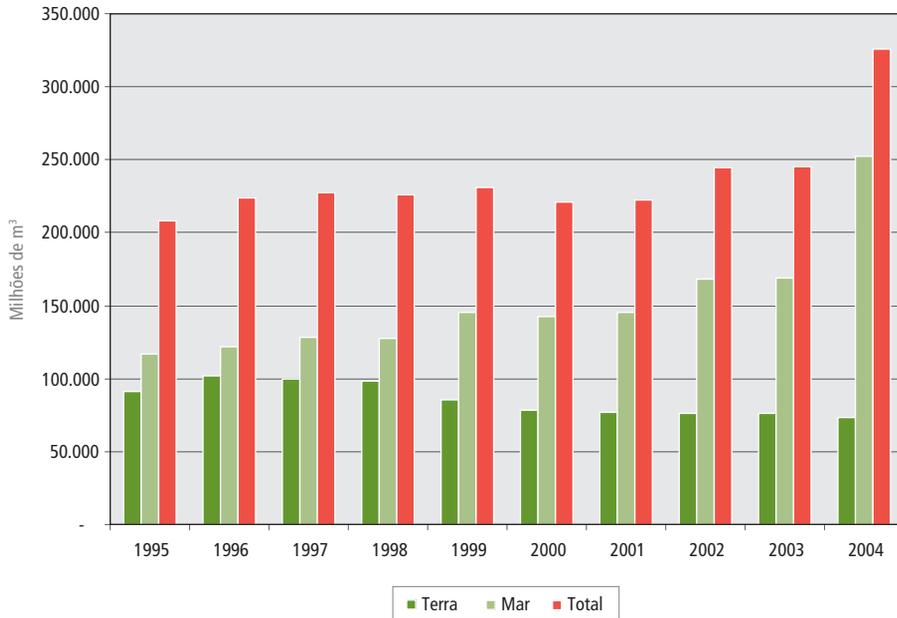
Figura 1 – Evolução das reservas de gás natural no Brasil



Fonte: ANP, 2005.

Segundo dados mais recentes da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2005), do volume total aproximado das reservas provadas nacionais de 245 bilhões de m³ de gás natural em 2004, 77% se localizam no mar (campos *offshore*) e o restante se localiza em campos terrestres (também denominados campos *onshore*). Na Figura 2 pode ser observada a evolução recente das reservas brasileiras de gás natural quanto à sua localização.

Figura 2 – Evolução das reservas provadas de gás natural no Brasil



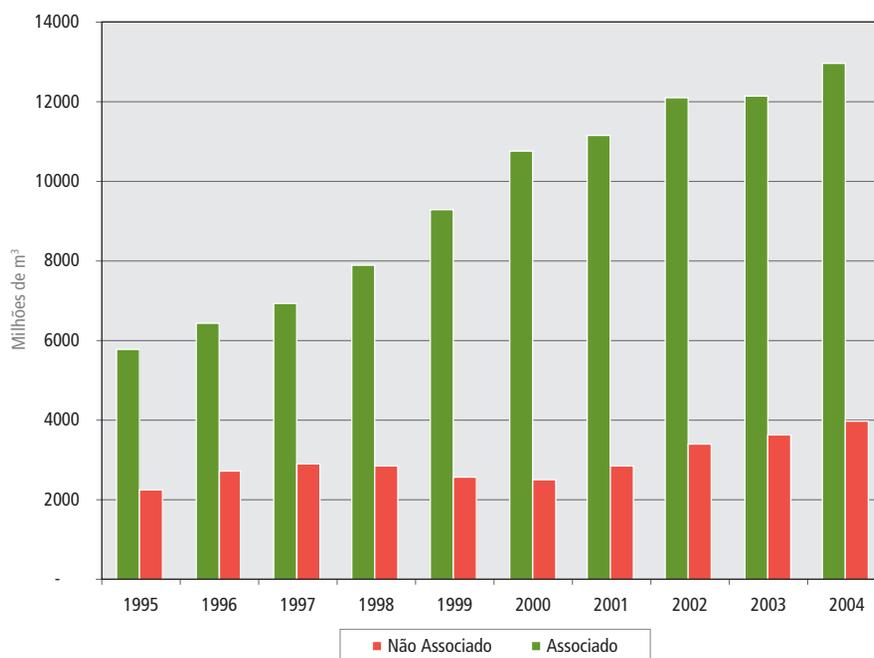
Fonte: ANP, 2005.

Em termos de reservas de gás *onshore*, destacam-se as reservas localizadas em Urucu (AM), em uma região de difícil acesso, no interior da floresta Amazônica. Praticamente todo o gás natural produzido nos campos de Urucu é reinjetado nos poços de produção de petróleo dadas essas dificuldades. Basicamente, projeta-se escoar essa produção através de dois gasodutos, um ligando Urucu a Porto Velho (RO) e outro ligando Coari (AM) a Manaus (AM), para atender à demanda de energia na região Norte do país.

Presentemente, o perfil predominante das jazidas brasileiras de gás natural é de gás associado ao petróleo, o que vincula as condições de sua produção ao programa de extração de petróleo. Historicamente, esse foi, no país, um fator limitante à expansão da produção de gás destinado ao consumo final. O crescimento da produção de gás não associado naturalmente contribuirá para modificar essa situação.

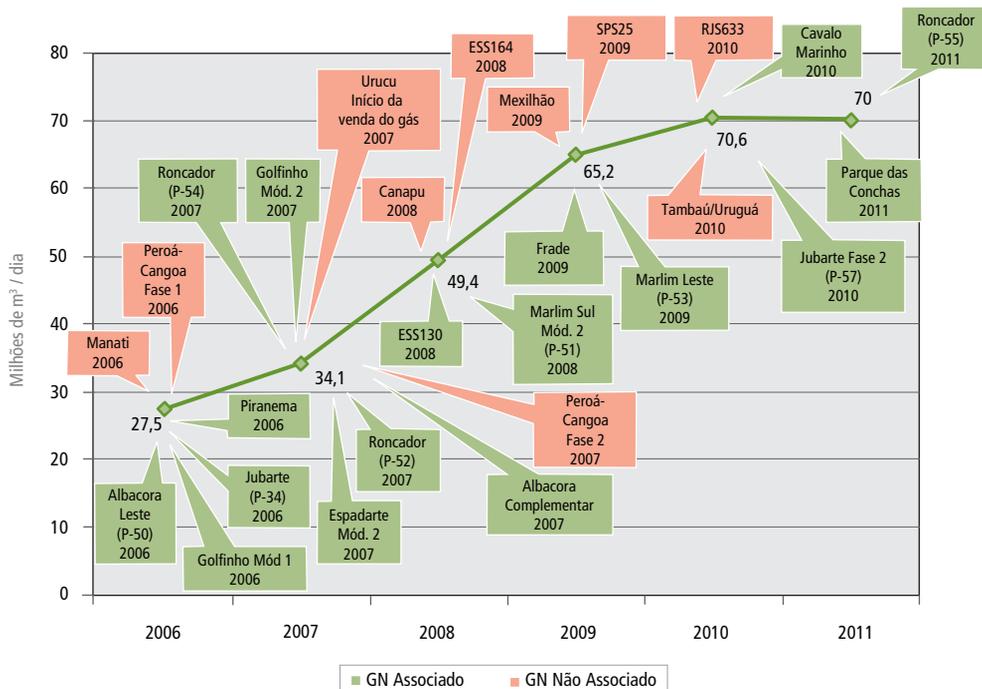
A Figura 3 ilustra o perfil recente da produção de gás natural no país, mostrando ainda a preponderância da produção de gás associado. Contudo, como se pode observar na Figura 4, embora não seja exposta a produção prevista por campo de gás, a produção de gás associado desempenhará papel relevante na produção doméstica de gás natural no Brasil, pelo menos, no curto/médio prazo.

Figura 3 – Evolução da produção de gás natural no Brasil



Fonte: ANP, 2005.

Figura 4 – Previsão de entrega de gás natural



Fonte: Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras, 2006.

Em 2005, a oferta interna total de gás natural no Brasil foi de 73,1 Mm³/dia¹, sendo 48,5 Mm³/dia oriundos de produção nacional e 24,7 Mm³/dia de importações da Bolívia e da Argentina (ANP, 2006). Cabe destacar que, da produção doméstica, uma parcela importante (quase 22 Mm³/dia) tem destinação a usos como reinjeção em poços produtores de petróleo, consumo próprio em instalações de produção e/ou queima/perdas deste gás natural. Assim, a disponibilidade de gás para o consumo final nesse ano foi de 51,4 Mm³/dia, 26,7 milhões dos quais correspondentes à parcela da produção doméstica entregue ao consumo final.

Em 2004, os campos localizados na Bacia de Campos foram responsáveis por cerca de 40% da produção nacional total de gás natural (incluindo gás associado e não associado), ou aproximadamente 19 Mm³/dia (ANP, 2005).

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, na Bacia de Campos e, principalmente, na Bacia de Santos. Com relação às reservas da Bacia de Santos em especial, embora os estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos permitem prever um cenário de custos de desenvolvimento relativamente altos.

No que tange à disponibilidade futura de gás natural no Brasil, uma referência é dada pela U.S. Geological Survey – USGS cujos dados são apresentados na Tabela 2.

1 Mm³ = milhões de m³.

Tabela 2 – Estimativa de recursos totais não descobertos (bilhões de m³)

Bacia	F95	F50	F5
Foz do Amazonas	216,0	786,8	1.644,6
Sergipe-Alagoas	38,7	198,3	563,8
Espírito Santo	105,1	775,3	2.508,3
Campos	106,0	467,3	1.321,5
Santos	498,4	2.107,2	4.634,2
Pelotas	0,0	556,2	1.579,9
Total	964,2	4.891,3	12.252,3

Notas: 1- Os valores F95, F50 e F5 representam, respectivamente, o volume mínimo estimado de recursos de gás natural ainda não descobertos, com 95%, 50% e 5% de probabilidade; e 2- Os líquidos de gás natural estão descontados. O total inclui gás associado e não associado.
Fonte: U.S. Geological Survey, 2006.

Ressalte-se que os valores indicados nessa tabela referem-se a recursos ainda não descobertos. Se convertidos em reservas, constituirão, portanto, volumes adicionais àqueles já conhecidos. Assim, admitindo-se a hipótese básica de que os recursos estimados com 95% de probabilidade (F95) convertam-se, todos, em reservas, e considerando que as reservas brasileiras atuais de gás natural são de 326 bilhões de m³ (ANP, 2005), pode-se avaliar que as reservas nacionais possam crescer para 1,29 trilhões de m³.

Ainda conforme esses dados, a estimativa de recursos brasileiros ainda não descobertos de gás natural, com probabilidade de 50%, situa-se em torno de 4,9 trilhões de m³ adicionais. Se por um lado, é razoável supor que apenas uma parcela desse montante se converta em reservas, por outro, deve-se considerar que esses indicadores referem-se ao nível da tecnologia atual e ao das informações hoje disponíveis. Dentro de uma perspectiva de longo prazo, é lícito supor que, ao longo do tempo, novos investimentos em prospecção produzam maior quantidade e melhor qualidade de informações. Em adição, os avanços tecnológicos poderão permitir que uma parcela maior dos recursos se converta em reserva. Dessa forma, não é absurdo tomar como aceitável a hipótese de que, no longo prazo (horizonte do PNE 2030), as reservas disponíveis de gás possam chegar ao volume de recursos com 50% de probabilidade.

Outra observação relevante a ser feita é que os números apresentados na tabela podem ser considerados como disponibilidade para consumo final, uma vez que já estão descontados os líquidos de gás natural (LGN).

■ 2.2. Produção

Para efeito da avaliação da expectativa de produção de gás natural no longo prazo (até 2030), convém dividir o horizonte em dois períodos:

- Um primeiro, até 2011, no qual estão presentes os condicionantes de curto prazo que limitam a capacidade de produção; e

- Um segundo período, a partir de 2012, para o qual é admissível formular hipóteses para a evolução da produção.

Para o primeiro período, a principal referência é o Plano de Negócios 2007-2011, recentemente divulgado pela Petrobras, que prevê a entrega de 71 Mm³/dia até esse ano.

Na construção de um cenário plausível para o segundo período, considerou-se que:

- Os recursos ainda não descobertos com probabilidade de 50% (F50), divulgados pelo U.S. Geological Survey convertem-se em reservas ao longo do horizonte do PNE 2030; e

- Há a manutenção de uma razão R/P (reserva/produção) de 18 anos².

2 Em 2005, a razão R/P foi de 18,4 anos, dadas produção de 48,5 Mm³/dia e reservas de 326 bilhões de m³.

A partir dessas hipóteses, pode-se compor a estimativa de produção até 2030, apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Cenário para a produção doméstica de gás natural

Ano	Produção ¹ Mm ³ /dia	Reservas bilhões de m ³	R/P anos
2005	48,5 ²	326	18,4
2010	89,6 ³	n.a.	
2020	206,0	1.350	18,0
2030	450,0	2.956	18,0
Acumulado⁴	1.830,0		

Nota: 1- Inclui parcela para consumo próprio, queima e reinjeção; 2- Valor verificado; 3- Estimado a partir da previsão de entrega de gás (71 Mm³/dia), conforme Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras; e 4- Em bilhões de m³, no período 2005-2030.

Note-se que, de acordo com as hipóteses de cálculo admitidas, há, entre 2005 e 2030, acréscimo nas reservas de 2.630 bilhões de m³ e uma produção acumulada no período de 1.830 bilhões de m³. Somados, esses valores montam a 4.460 bilhões de m³, volume comparável aos recursos ainda não descobertos com 50% de probabilidade (F50).

Note-se, ainda, que a taxa de crescimento da produção entre 2010 e 2030 é de 8,4% ao ano, a qual significa a manutenção da dinâmica de evolução da produção nacional observada nos últimos dez anos (1995-2005).

Esses indicadores corroboram que o cenário formulado pode ser considerado plausível.

Em adição, seriam demandados investimentos na expansão do processamento do gás. O processamento corresponde ao elo da cadeia produtiva que engloba todas as atividades relacionadas ao tratamento do gás natural para remoção de impurezas - tais como o vapor d'água e compostos de enxofre - e separação das frações leves, como o etano e o propano, denominadas gás natural "seco", daquelas de maior valor econômico, tais como gasolina natural e GLP. Essa etapa se dá nas Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN.

A capacidade instalada total de processamento de gás natural no Brasil, em 2004, correspondeu a aproximadamente 46,5 Mm³/dia. Na Figura 5 pode-se observar a distribuição geográfica das UPGN no país.

Figura 5 – Localização das UPGN's no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

■ 2.3. Importação e comoditização

Os níveis de crescimento, nos cenários abordados, para a produção doméstica de gás sugerem, implicitamente, uma dinâmica igual ou mais intensa da demanda, o que pode significar, no longo prazo, além dos evidentes investimentos na prospecção e no desenvolvimento das reservas nacionais, o incremento nas importações. Nesse caso, caberia ainda discutir o modal mais conveniente: GNL ou gasodutos vindos de países vizinhos.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural via gasodutos, no médio e longo prazos, não se pode ignorar o grande volume de reservas provadas existentes na América do Sul, que totalizam mais de seis trilhões de metros cúbicos, suficientes para suprir o consumo atual do continente por mais de 50 anos (BP, 2005).

No âmbito regional, a oferta incremental de gás natural no país poderia, em tese, ser suprida:

- (i) Pela Venezuela, país que detém as maiores reservas provadas desse energético na América do Sul, e com o qual o governo brasileiro desenvolve estudos conjuntos para a construção de um gasoduto de dimensões continentais; e/ou
- (ii) Pela ampliação do Gasbol (Gasoduto Bolívia-Brasil).

Assim, na esfera sul-americana, pode-se visualizar uma tendência de que a infra-estrutura de oferta de gás para o Brasil a partir de países vizinhos ocorra majoritariamente através de gasodutos. Entretanto, isto não exclui a possibilidade de oferta de GNL a partir de países como Trinidad & Tobago, ou mesmo a própria Venezuela, dependendo de avaliações específicas.

Em todo o caso, existe certo grau de incerteza sobre a viabilização desses empreendimentos, justificado, entre outros fatores, pela percepção de instabilidade político-institucional nos países produtores, necessidade de construção de uma infra-estrutura de grande porte para transporte do gás e, mesmo, incerteza sobre o balanço oferta-demanda de gás natural no Brasil (EPE, 2006b).

Outra possível fonte de suprimento de gás natural para o Brasil é a importação, no médio e longo prazos, de Gás Natural Liquefeito – GNL, para o que contribui o fato de que os principais mercados domésticos de gás, bem como a rede de gasodutos, estarem concentrados próximos ao litoral. Mas, essa alternativa também demandará disponibilidade de infraestrutura adequada para recebimento e despacho dessa carga.

Convém ressaltar que o Brasil não possui, ainda, nenhuma unidade de regaseificação de gás natural construída. Estima-se que uma unidade com capacidade de 30 Mm³/dia exigiria uma reserva dedicada de aproximadamente 219 bilhões de m³, para um período de 20 anos.

O GNL, tradicionalmente, tem sido associado a custos de oferta maiores do que os do gás transportado por gasodutos³. Ocorre que o contexto energético mundial tem sofrido alterações em razão da elevação e da volatilidade dos preços do petróleo, de questões acerca da segurança de abastecimento e da crescente preocupação com temas de natureza ambiental. Disso decorre um quadro que aponta para uma tendência, ainda não confirmada, de globalização do mercado de GNL, ou seja, a “comoditização” do gás.

Comparativamente aos movimentos internacionais de comercialização de gás (incluindo gasodutos e GNL), o GNL já respondeu, em 2004, por cerca de 26% do total do movimento (BP, 2005).

Uma avaliação importante sobre a possibilidade de “comoditização” do GNL é o movimento de comercialização do gás no mercado norte-americano. Embora esse mercado, para o GNL, seja o terceiro do mundo – com 10,4% do total comercializado em 2004 – trata-se do maior consumidor mundial de gás natural, considerando-se não só o consumo de GNL como o de gás natural comercializado a partir de gasodutos.

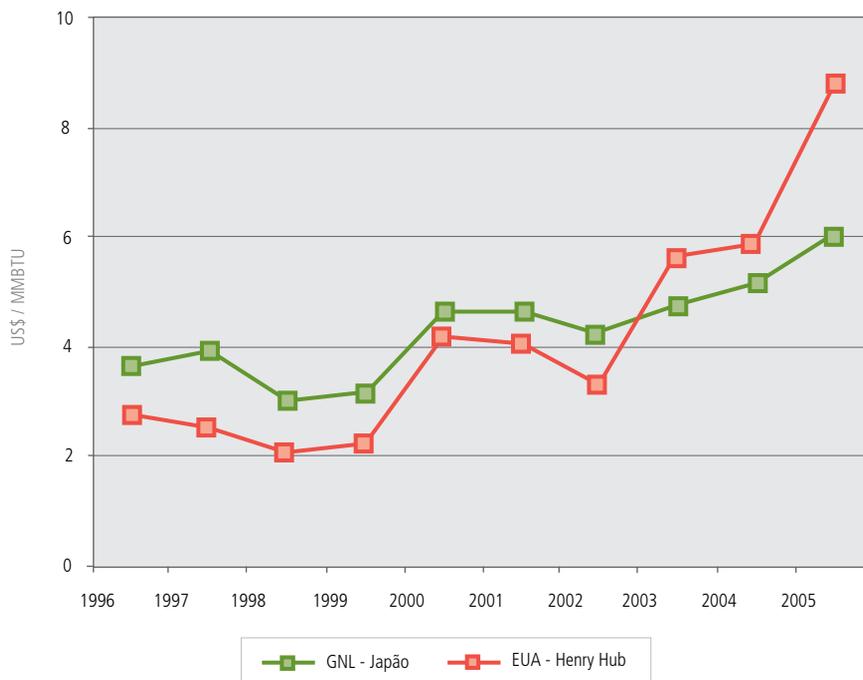
Assim, é de se supor que o mercado norte-americano possa se constituir em um pólo dinamizador do mercado mundial de GNL. Na esteira do crescimento da demanda norte-americana de gás natural, adicionam-se os seguintes aspectos:

- O esgotamento de reservas de gás natural próximas aos EUA, tendência medida pela reduzida relação R/P das reservas norte-americanas de gás natural que, em 2004, foram de 9,8 anos;
- O direcionamento da política energética norte-americana, com crescente importância para a segurança de suprimento, motivada pela alta de preços do petróleo e pela instabilidade das zonas produtoras de petróleo; e
- A crescente elevação do preço do gás natural comercializado em gasodutos, em parte resultado dos aspectos listados acima.

Quanto ao preço do gás, em particular, a Figura 6 mostra um movimento de convergência entre os preços internacionais praticados para o GNL e o gás natural consumido no mercado americano, sugerindo que, do ponto de vista de atratividade de instalações de GNL, estar-se-ia viabilizando a oferta para o mercado norte-americano de gás natural.

3 Ressalta-se que a economicidade entre o transporte de gás natural através de gasodutos ou na forma liquefeita deve considerar aspectos específicos de cada projeto. O raio econômico a partir do qual projetos de GNL se tornam mais competitivos do que gasodutos tem sofrido contínua redução e mesmo em trajetos mais curtos, por restrições relacionadas ao traçado, o GNL pode ser a solução mais adequada.

Figura 6 – Evolução recente dos preços do gás natural no Japão e EUA

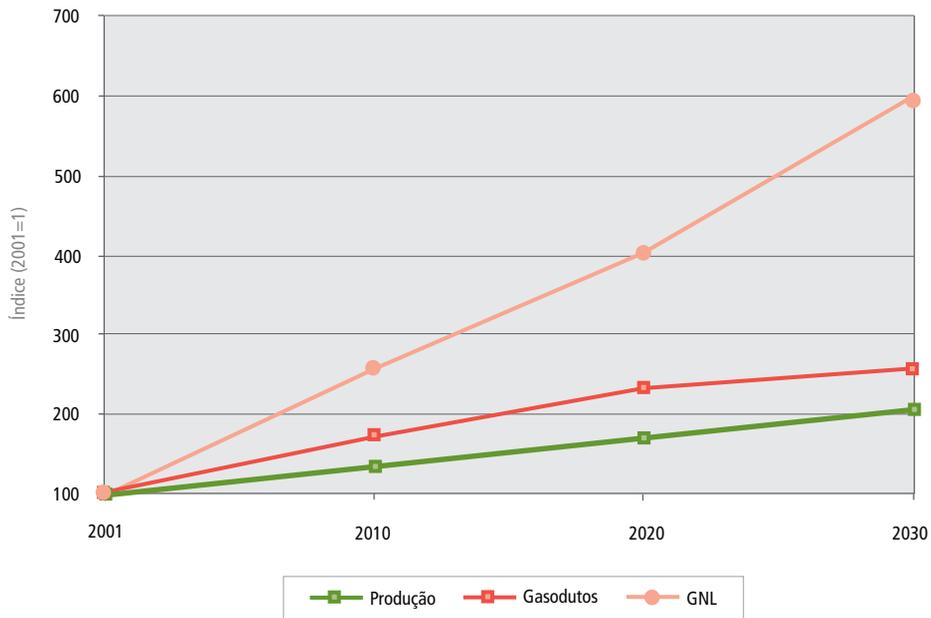


Nota: Preços médios anuais.

Fonte: Elaborado a partir de BP, 2005.

Em termos prospectivos, espera-se um elevado crescimento do mercado mundial de GNL, refletidos pelas projeções da Agência Internacional de Energia (IEA), como se pode observar na Figura 7, que indica uma taxa de crescimento projetada notadamente superior à do comércio por gasodutos.

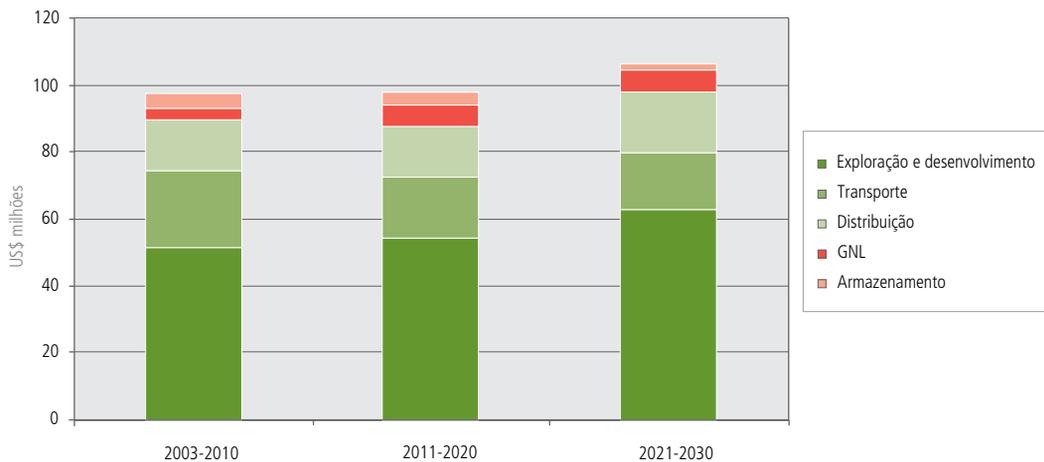
Figura 7 – Perspectivas dos fluxos internacionais de comércio de gás natural



Fonte: IEA, 2004.

Do ponto de vista da produção, cresce o volume de gás natural dedicado a projetos de exportação de GNL. Contudo, esta expansão se ancora na hipótese de elevação do esforço exploratório e do sucesso decorrente deste esforço, como ilustra a Figura 8.

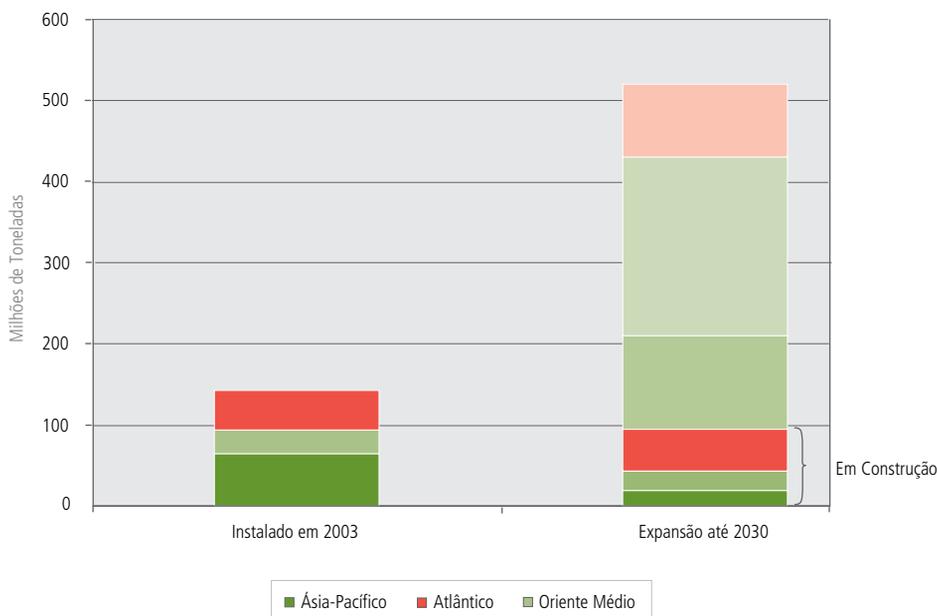
Figura 8 – Perspectivas de demanda por investimento na indústria de gás natural



Fonte: IEA, 2004.

Outro aspecto relevante é que se vislumbra participação crescente do Oriente Médio neste mercado (Figura 9). Além disso, projetam-se custos de capital decrescentes para estas instalações, o que, certamente, incrementa sua competitividade frente a outros energéticos, mesmo com o gás natural transportado através de gasodutos.

Figura 9 – Perspectivas de aumento da capacidade instalada de liquefação de gás natural



Nota: Em 2030, a parcela que não se encontra em construção corresponde a perspectiva de crescimento da oferta por região.

Fonte: IEA, 2004.

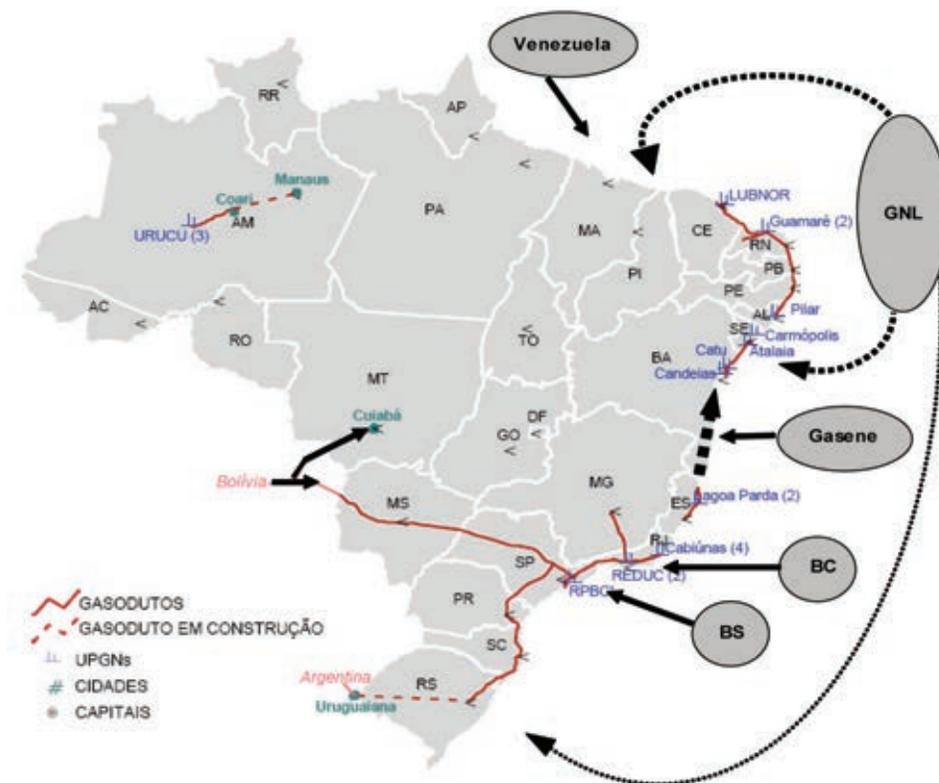
Em face do exposto, cabem as seguintes considerações quanto às perspectivas de regionalização ou globalização do gás natural:

- Projeta-se contínuo crescimento do gás natural na matriz energética mundial;
- Substanciais reservas de gás natural ainda existem, localizadas em regiões que registram instabilidade institucional;
- Isto remete a análise do suprimento do tradicional ponto de vista econômico (em que a competitividade de gasodutos é normalmente mais acentuada em distâncias até 4.000 km) para um ponto de vista estratégico;
 - A intensificação do comércio de GNL dependerá do comportamento dos EUA em relação às importações do produto, o que se relaciona diretamente à segurança de suprimento; e
 - Num contexto de maior demanda global, redução dos custos de investimentos em produção/regaseificação de GNL e competição entre os agentes, a queda de preços reforça a competitividade do GNL em relação ao gás transportado em gasodutos.

Assim, em um contexto de globalização do mercado e de “comoditização” do gás, o GNL tende a exercer competição com o carvão, com a energia nuclear e mesmo com fontes renováveis de energia, para a geração de energia elétrica.

Em resumo, considerando-se tanto o transporte por gasodutos quanto o GNL, pode-se visualizar as possibilidades de suprimento de gás natural para o país conforme indicado na Figura 10.

Figura 10 – Representação esquemática de possibilidades de abastecimento de gás natural no mercado brasileiro



Notas: BS= Bacia de Santos; BC= Bacia de Campos; GASENE= Gasoduto Sudeste-Nordeste; GNL= Gás Natural Liquefeito.

Fonte: EPE, 2006b

■ 2.4. Infra-estrutura de distribuição

A monetização de recursos de gás natural se dá através de tecnologias que permitam o escoamento da produção para os mercados consumidores. Isto tradicionalmente envolve o transporte do gás sem transformação ou, ainda, em processo de conversão química. A tecnologia adotada para atendimento do mercado-alvo de gás natural é um importante condicionante na determinação de seu preço final ao consumidor. As alternativas tecnológicas de monetização são as seguintes (EPE, 2006b):

- (i) transporte em dutos;
- (ii) liquefação de gás natural (GNL); e
- (iii) processos GTL.

A caracterização da infra-estrutura de disponibilização de gás natural no país implica em considerar os modais de transporte atualmente disponíveis envolvendo: gasodutos de transporte a grandes distâncias e linhas de distribuição de gás canalizado.

No Brasil alguns gasodutos se encontram em construção, como os de Urucu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Sergipe-Alagoas, GASENE (trecho Macaé-Vitória-Cacimbas), ou em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Espírito Santo-Bahia (ES-BA) do GASENE deverá ser iniciado ainda no segundo semestre de 2006, totalizando investimentos da Petrobras da ordem de US\$ 3 bilhões (EPE, 2006b).

A distribuição é a etapa final do sistema de fornecimento de gás natural ao consumidor para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial. Nesta fase, o gás deve atender a padrões rígidos de especificação e, praticamente, isento de contaminantes, de modo a não ocasionar problemas aos equipamentos em que será utilizado como combustível ou matéria-prima.

A malha de distribuição de gás natural necessitará, por certo, de expansão na grande maioria dos estados brasileiros. Mesmo naqueles onde já existe malha relativamente extensa, há o permanente desafio de expandir a base de consumo, em especial, nos setores com menor porte individual de demanda, como é o caso dos setores residencial e comercial.

Ressalte-se que a expansão da rede de distribuição está na esfera administrativa dos estados. Com efeito, de acordo com o art. 25 da Constituição Federal, é da competência dos estados, diretamente ou através de concessões, a atividade de distribuição de gás canalizado. Atualmente, o país registra a existência de 25 distribuidoras estaduais de gás canalizado, embora apenas 18 estejam efetivamente em operação (ABEGÁS, 2006).

■ 2.5. Usos múltiplos do gás natural

Um aspecto relevante a ser considerado quanto à utilização do gás natural para geração termelétrica envolve sua utilização para outros usos em segmentos diferentes da economia, entre os quais podem ser citados:

- Geração de calor: visa ao fornecimento de calor direto (gases de combustão) ou indireto (vapor) para aplicações industriais e comerciais. No caso do setor residencial, o emprego do gás natural pode se dar para cocção e aquecimento de água; e

- Força motriz: um exemplo é a utilização do gás natural veicular (GNV), concorrendo com energéticos como o óleo diesel, a gasolina e o álcool.

Em qualquer caso, a atratividade da utilização do gás natural como energético substituto aos tradicionalmente empregados depende, basicamente, de seu preço relativamente ao de seus concorrentes. O potencial de penetração do gás está condicionado, de certo modo, a esta relação.

Adicionalmente, a disponibilidade de gás para esses usos múltiplos é tributária do porte da demanda associada a cada um destes usos. Com efeito, em termos individuais, uma usina termelétrica apresenta um porte individual de demanda muitas vezes superior àquela observada em outros grupos de consumidores. Por exemplo, para uma termelétrica de 500 MW operando em ciclo combinado, pode-se estimar um consumo médio de gás natural em torno de 1,2 Mm³/dia⁴, enquanto que uma indústria química de porte médio pode apresentar uma demanda de algo como 400 mil m³/dia.

Quando comparado a um estabelecimento do setor comercial, mesmo um de grande porte, a diferença entre os volumes demandados pode ser ainda mais acentuada: um hospital de grande porte, a demanda é estimada em 90 mil m³/dia.⁵

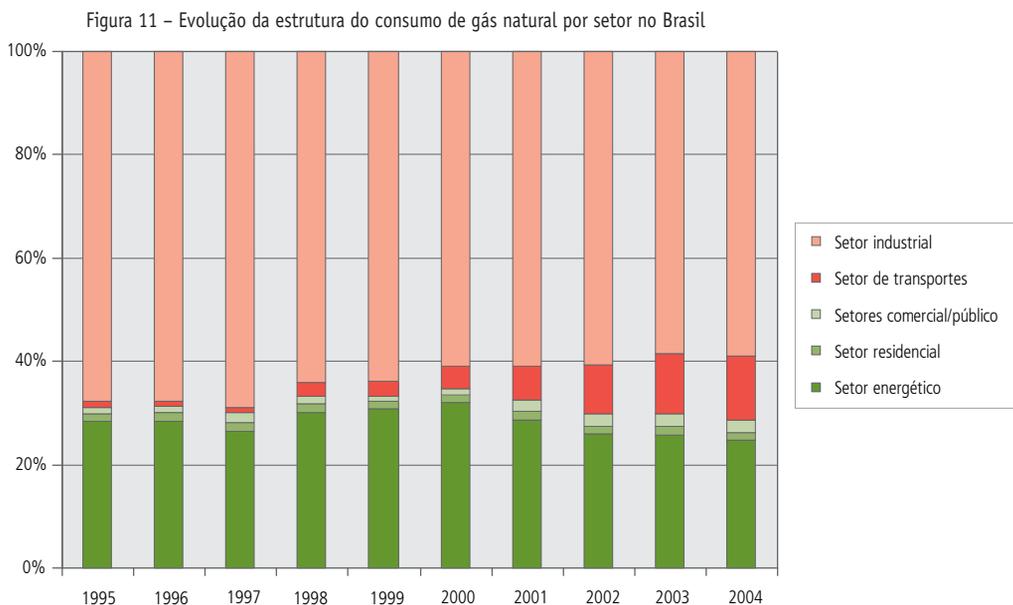
Por sua vez, a utilização de gás natural para geração termelétrica deve considerar o contexto em que se inserem essas usinas no Brasil. O sistema elétrico brasileiro é constituído de um parque gerador predominantemente hídrico, o que significa que sua operação se condiciona pelas condições de afluência hidrológica. As térmicas, idealmente, funcionam em regime de complementação à geração hidrelétrica, o que significa que o consumo de gás natural para termelétrica depende, portanto, dessas condições.

4 Assumindo-se um fator de capacidade médio anual de 40%, poder calorífico inferior do gás natural igual a 8.800 kcal/m³ e eficiência de geração elétrica média anual igual a 45%.

5 Estimativa realizada para um hospital com demanda elétrica de 3 MW atendida a partir de um sistema de cogeração a gás natural acoplada a um sistema de refrigeração por absorção de estágio simples, como definido em Tolmasquim et al (2003).

Este fato é evidenciado na comparação da participação relativa das termelétricas a gás natural na capacidade instalada e na geração de eletricidade no país. Em 2005, as usinas a gás representaram 9,6% da potência total instalada no país, mas a contribuição dessas usinas em termos de energia gerada foi de apenas 3,8% (ANEEL, 2006; EPE, 2005).

Em parte por essa razão, o setor industrial brasileiro configura-se como o maior mercado para o gás natural, respondendo por quase 60% do consumo para fins energéticos em 2005, embora essa participação tenha sido maior em anos anteriores, como ilustra a Figura 11. O setor de transportes também tem exibido expansão no seu consumo e na sua participação; em 2005, esse setor consumiu em torno de 4,3 Mm³/dia.



Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2005.

2.6. Considerações adicionais

Em adição ao exposto, podem-se fazer as seguintes considerações com relação à oferta de gás natural no Brasil:

- A evolução do consumo brasileiro de gás natural e a disponibilidade de reservas localizadas próximas aos centros consumidores são aspectos relevantes e que definirão o perfil de atendimento;
- Qualquer alternativa de abastecimento de gás natural por meio de gasodutos demandará a construção de infra-estrutura para escoamento interno do energético, tendo em vista que a malha de gasodutos ainda é incipiente no país;
- Em linhas gerais, o transporte por gasodutos se mostra normalmente mais custo-efetivo, mas a característica territorial do Brasil, com várias áreas de proteção ambiental, e as distâncias envolvidas podem proporcionar competitividade para um mercado de GNL. Aliás, nichos de mercado existem para aproveitamento não apenas de GNL, mas também de GNC, com algumas experiências comerciais em curso;
- O GNL pode, em função das características de atendimento da Região Nordeste (grandes distâncias envolvidas em relação às reservas de gás natural existentes), ser competitivo em bases econômicas com outros projetos de gasoduto; e
- Finalmente, questões institucionais-políticas relacionadas à estratégia dos países envolvidos em projetos de integração, bem como questões ambientais e regulatórias, merecem ser destacadas e acompanhadas, visto que impactam o ambiente de risco e incertezas associado aos investimentos em infra-estrutura de oferta de gás natural.

3. Cenário tecnológico

As plantas termelétricas a gás natural podem ser classificadas em usinas em ciclo simples ou aberto e usinas em ciclo combinado, conforme ocorra a geração, se por meio da utilização de um ciclo termodinâmico único ou a partir de uma combinação deles. Em qualquer caso, a tecnologia padrão a ser avaliada é a turbina a gás natural.⁶

As turbinas a gás operando em ciclo simples, sejam as aeroderivadas ou *heavy duty*, estão em estágio maduro de desenvolvimento, apresentando alta confiabilidade e eficiência. Além disso, segundo Tolmasquim (2005), as centrais térmicas que utilizam essa tecnologia apresentam uma série de vantagens como o baixo custo de investimento, o prazo curto de entrega dos equipamentos, o período curto de construção, a segurança na operação e a flexibilidade operacional. Uma desvantagem das termelétricas de ciclo aberto é a sua menor eficiência em relação a outras tecnologias, como as de ciclo combinado.

Por sua vez, as usinas operando em ciclo combinado apresentam como princípio de funcionamento a utilização simultânea dos ciclos *Brayton* e *Rankine*, utilizando assim turbinas a gás e a vapor, o que permite aproveitar a energia contida na descarga em alta temperatura dos gases de escape da turbina a gás em uma geração adicional de eletricidade.

Enquanto a eficiência das mais modernas turbinas a gás varia entre 25 e 43%, a eficiência das unidades em ciclo combinado geralmente é superior a 50%.⁷ Isto faz com que essa tecnologia se mostre bastante atrativa. Com efeito, quando o custo do combustível é o principal componente do custo total, a eficiência se torna um elemento fundamental na competitividade da produção de energia (EPE, 2006c).

Em termos tecnológicos, como mostraram Kim & Ro (2000), o principal avanço obtido tem sido em termos de eficiência do ciclo, devido ao desenvolvimento de materiais resistentes a altas temperaturas e também dos sistemas de resfriamento das palhetas das turbinas, com reflexos na redução do custo unitário de investimento (US\$/kW).

Assim, a representação de cenários tecnológicos na expansão da termeletricidade implica em considerar diferentes níveis de eficiência. Entretanto, uma vez que o nível efetivo de eficiência também depende de aspectos operacionais, a opção, neste trabalho, foi por avaliar o potencial entre limites definidos pela tecnologia baseada em ciclo aberto e em ciclo combinado. Deve-se ressaltar, contudo que, em virtude do aumento da oferta de gás natural no Brasil, da alta dos preços do petróleo e dos avanços tecnológicos, é o ciclo combinado que vem sendo visto como uma alternativa competitiva para expansão do setor elétrico (ANEEL, 2005).

Além das plantas de geração termelétrica, uma outra possibilidade de expansão da geração a gás envolve a instalação de unidades de cogeração.

A cogeração pode ser definida como a produção combinada de energia eletromecânica e térmica em uma única instalação, a partir de uma fonte de combustível. Nessas instalações podem ser utilizados resíduos industriais (bagaço de cana-de-açúcar e lixívia, por exemplo), bem como outros combustíveis que, normalmente, já são utilizados nos processos industriais das empresas, como por exemplo, o gás natural, o óleo combustível, o óleo diesel ou a biomassa. Em termos tecnológicos, as unidades de cogeração podem empregar turbinas a vapor, turbinas a gás e motores a gás natural.

Recentemente, com grande potencial para o futuro, têm-se desenvolvido sistemas de cogeração com tecnologias emergentes. As células combustíveis formam o primeiro grupo dessas novas tecnologias. Trata-se de uma tecnologia bastante amigável com o meio ambiente, pois suas emissões restringem-se ao vapor d'água e, eventualmente, ao CO₂.

6 Tecnicamente, poder-se-ia pensar na possibilidade de utilizar um ciclo Rankine para geração de vapor a partir da queima de gás natural. Entretanto, não se trata de uma utilização normalmente empregada para o gás natural na geração e, por esta razão, não será aqui abordada essa possibilidade tecnológica.

7 Esta faixa de valores se refere à eficiência nominal das máquinas térmicas citadas e a eficiência média operacional dependerá de fatores tais como condições de operação e manutenção, fator de carga da unidade e condições ambientais locais (Tolmasquim et al, 2003).

Atualmente, turbinas a gás de pequeno porte, isto é, inferiores a 50 MW, têm sido utilizadas por consumidores industriais de pequeno e médio porte ou consumidores comerciais, podendo ser utilizadas por consumidores residenciais de maior porte. Motores a gás, com capacidade inferior a 5 MW, podem ser utilizados para a geração de eletricidade, sendo que o calor pode ser recuperado no sistema de exaustão do motor e ser utilizado, por exemplo, no aquecimento de piscinas, na geração de água quente para lavanderias e etc (EPE, 2006c).

Por outro lado, a instalação de grandes unidades operando em ciclo combinado, com extração parcial do vapor para as necessidades de processos industriais, permite aumentar a eficiência energética da cogeração.

Indústrias de papel e celulose, química, cerâmica, usinas de açúcar e álcool, siderúrgicas são segmentos que apresentam significativo potencial para cogeração de grande porte. O gás natural, porém, tem maior aplicabilidade em processos que não disponham de combustíveis residuais para cogeração, uma vez que esses estão acessíveis a custo nulo pelo usuário industrial, com é o caso das indústrias citadas.

Um outro nicho de penetração de tecnologias de cogeração é encontrado em usuários de menor porte, tais como *shopping centers*, grandes condomínios residenciais, hospitais, complexos hoteleiros, aeroportos e empresas que utilizam ar condicionado, onde é possível a utilização de sistemas de refrigeração por absorção para geração de frio e condicionamento ambiental. Entretanto, ainda persistem dificuldades ligadas ao custo desses equipamentos, uma vez que se tratam de bens importados, o que tende a elevar o custo de capital dessas tecnologias.⁸

Segundo Corrêa Neto (2001), distinguem-se, basicamente, duas configurações para sistemas de cogeração, dependendo da seqüência em que se produzam calor e eletricidade:

(i) *topping*, em que ocorre inicialmente a geração de energia eletromecânica, sendo o calor residual utilizado para geração de calor; e

(ii) *bottoming*, em que a energia térmica da combustão é utilizada inicialmente no processo e o calor residual é usado para geração de eletricidade.

De acordo com Guimarães (2006), configurações *topping* são os sistemas de cogeração de emprego mais amplo e difundido. A cogeração em regime *topping* tem grande potencial de penetração no setor de serviços, como *shopping centers*, hospitais e hotéis, na indústria química e de alimentos e bebidas. Segundo Tolmasquim *et al* (2003), o potencial da indústria química no Brasil pode chegar a 1.401 GW, o dos hospitais pode chegar a 497 MW e o dos hotéis, na região Sudeste, pode chegar a 67,8 MW.

A viabilidade técnico-econômica de uma planta de cogeração pode variar bastante, dependendo do escopo do fornecimento do projeto e das características do local de instalação, como a área geográfica e as condições do mercado. Corrêa Neto (2001) destaca que, de um modo geral, um projeto de cogeração economicamente atraente depende do fator de utilização dos equipamentos, da correta adequação entre as quantidades energéticas fornecidas pela instalação e consumidas pelo processo.

Na Tabela 4 são apresentados valores de referência de parâmetros econômicos para sistemas de cogeração a gás natural. Basicamente, a distinção entre os sistemas de geração centralizada e os sistemas de cogeração pode ser atribuída a diferenças no porte do sistema. O custo unitário de investimento é maior nos sistemas de menor porte. Além disso, nos sistemas de grande porte adiciona-se uma caldeira de recuperação de calor, que pode operar tanto recuperando o conteúdo térmico dos gases de exaustão, como também gerando queima suplementar de combustível, dependendo da necessidade do processo (Szklo, 2001).

⁸ A título de comparação com sistemas convencionais de refrigeração por compressão, atendidos a partir de chillers elétricos, enquanto o coeficiente de performance (COP) destes se situa em torno de 2,5 e 3,0, para um sistema de refrigeração por absorção (SRA), o COP pode ser situado entre 0,7 e 1,2 o que implica em menor eficiência de resfriamento destes sistemas. Além disso, o custo de capital de SRA é maior do que o observado para sistemas convencionais de refrigeração (Tolmasquim *et al*, 2003).

Tabela 4 – Custo de referência para sistema de cogeração a gás natural

Parâmetro	Unidade	Tecnologia	
		Motor a gás	Turbina a gás
Faixa de potência	kW	50 – 5.000	1.000
Eficiência da máquina térmica	%	28 - 42	21 - 40
Investimento na máquina térmica	US\$/kW	250-600	300 - 600
Investimento total	US\$/kW	600 – 1.000	650 - 900
Custo do recuperador de calor	US\$/kW	75 - 150	100 - 200
Custo de operação e manutenção ¹	US\$/MWh	7 - 15	3 - 8

Nota: 1- Exclusive combustível.

Fonte: Corrêa Neto, 2001.

4. Impactos ambientais

Os impactos ambientais advindos da operação de centrais termelétricas a gás natural se distribuem no solo, na água e na atmosfera, como mostra La Rovere et al (2005)⁹. As considerações apresentadas nesta seção se apóiam basicamente nessa referência, tendo, inclusive, o professor La Rovere participado de reuniões temáticas específicas sobre a questão ambiental das fontes energéticas, promovidas pela EPE.

■ 4.1. Impacto sobre os recursos hídricos

As usinas termelétricas demandam tratamento de água para sua adequada operação, utilizando produtos químicos para essa finalidade, o que resulta na geração de efluentes potencialmente poluidores e nocivos ao meio ambiente. Além desses efluentes líquidos, uma usina termelétrica também demanda água para refrigeração do ciclo. Essa demanda por recursos hídricos representa impacto sobre o meio-ambiente que deve ser levado em conta na instalação de usinas termelétricas, especialmente em algumas localidades¹⁰.

A geração de efluentes oriundos da limpeza de dispositivos dessas usinas decorre da necessidade de remoção de depósitos que se acumulam nos equipamentos de queima e geração de vapor, dificultando as trocas de calor. Os efluentes gerados podem conter produtos químicos, partículas em suspensão, produtos de corrosão, resíduos de óleo e etc. O lançamento desses efluentes *in natura* pode apresentar impacto sobre a composição do corpo hídrico receptor, alterando parâmetros fundamentais para a sobrevivência de espécies biológicas. Entretanto, seu impacto pode ser minimizado através da utilização de sistemas de controle de efluentes líquidos que, quando em operação normal, são capazes de remover quantidades significativas das substâncias químicas presentes (Xavier, 2004).

Mas, nas centrais termelétricas, os maiores volumes de água (podem chegar a 90% do total usado na instalação) são utilizados no sistema de resfriamento, para a condensação do vapor de exaustão das turbinas. Esse processo pode se constituir em significativo fator de pressão sobre o meio ambiente, tendo-se em vista os volumes captados e as perdas por evaporação. De fato, a questão locacional para a instalação de usinas termelétricas é um fator que se deve avaliar em virtude dos usos múltiplos da água e que pode gerar conflitos de uso em determinadas localidades.

9 Os principais impactos são sobre o ar e a água, sendo por isso os dois abordados aqui. Impactos sobre o solo incluem alterações em suas características em razão da lixiviação dos mesmos pela água acidificada. Podem promover aumento da concentração de metais tóxicos, cujo impacto sobre a biota pode gerar bioacumulação desses metais na iquitiofauna e em outros elementos da cadeia alimentar.

10 Nesse sentido, é emblemático o caso recente de projetos termelétricos a gás no estado de São Paulo, que tiveram questionamentos dessa natureza ao longo do processo de licenciamento ambiental, e terminaram não podendo ser instalados.

Assim, se por um lado uma das vantagens da utilização de termelétricas reside na sua localização próxima aos centros de carga, reduzindo, por isto, demanda na expansão de sistemas de transmissão, e dos custos e impactos ambientais correspondentes, por outro, essa proximidade se dá em regiões com bacias hidrográficas onde normalmente também se localizam áreas densamente povoadas e industrializadas (Medeiros, 2003). Isso configura um conflito no uso da água nessas regiões. Esse fator é limitante para a localização de termelétricas e pode induzir a ter que localizá-las em regiões mais afastadas dos centros de carga, para minimizar tais conflitos.

Basicamente, existem quatro tipos básicos de sistemas de resfriamento em usinas termelétricas, a saber (La Rovere et al, 2005):

- **Resfriamento em circulação aberta, sem o uso de torres de resfriamento.** É o sistema mais econômico, ou de mais baixo custo. Nele, capta-se um grande volume de água de uma fonte fria natural ou artificial, que é devolvido depois da absorção de calor. Nas usinas recentemente construídas, esse sistema tem sido pouco usado devido às restrições da legislação ambiental relacionadas com a capacidade de suporte dos recursos hídricos quanto à vazão e aos impactos térmicos. A rejeição térmica é considerada um problema, principalmente, para cursos d'água de pequeno porte, uma vez que, nesse sistema, o acréscimo de temperatura no meio externo pode ser de 4 a 5°C, podendo interferir nas comunidades de zooplânctons e zoobêntons, atingindo posteriormente os organismos de maior porte.

- **Resfriamento em ciclo semi-aberto, com o uso de torres úmidas.** Nesse sistema, a água é resfriada por corrente de ar e 1,5 a 2,5% da água é perdida por evaporação, arraste na corrente de ar, incorporação no processo industrial e purga. O sistema exige reposição de água, que não é devolvida à fonte. Devido ao grande volume de água necessário, também há restrições quanto ao seu uso em regiões cujas bacias hidrográficas apresentem problemas de escassez ou de competição no uso. Existe ainda a possibilidade de formação de neblina com plumas de vapor de até alguns quilômetros, o que provoca o aumento da umidade e nebulosidade da região, podendo afetar a agricultura, principalmente devido aos cromatos utilizados como anti-corrosivos. Nesse sistema, a circulação da água pode ser natural ou mecânica, com implicações distintas nos custos e nos impactos ambientais. As torres com circulação mecânica (altura de 20 a 30 m) utilizam ventiladores de grande porte, havendo grande consumo de energia, as plumas de vapor ficam no nível do solo devido à altura das torres e ocasionam um aumento dos níveis de ruído em seu entorno.

- **Resfriamento a ar, em ciclo fechado, com o uso de torres secas.** No sistema de resfriamento a ar com circulação fechada, conhecido como resfriamento a seco ou torre seca, a água de resfriamento não entra em contato direto com o ar refrigerante, o que evita perdas por evaporação e o surgimento de plumas de vapor. Nesse sistema, a reposição da água e a descarga de efluentes são consideravelmente reduzidas, tornando esta uma das alternativas mais viáveis ambientalmente para regiões com problemas de escassez de água. Além disso, há o fato de que há redução dos custos de captação e tratamento da água e dos efluentes, bem como do aumento dos investimentos na construção da torre e dos custos operacionais.

- **Resfriamento híbrido.** Esse sistema é composto por elementos do tipo seco e do tipo úmido, que operam separadamente ou em série de acordo com a temperatura e a umidade relativa. É usado em regiões onde a água apresenta escassez moderada e em áreas urbanas que precisam ser protegidas das plumas. O sistema é mais caro que o de torres úmidas, mas exige menor vazão de água de reposição, o que pode ser um fator atrativo no caso de áreas sujeitas à cobrança da água.

No mundo, existem várias usinas operando com todas as quatro configurações de sistema de resfriamento, sendo que as usinas mais antigas operam com sistemas abertos, mais baratos. As usinas mais novas, localizadas nos Estados Unidos, na Inglaterra, na Turquia e na África do Sul, entre outros países, já adotam o sistema de circulação fechada ou o híbrido devido a várias razões, tais como: restrições geográficas, exigências da legislação ambiental, com restrições crescentes

quanto à descarga térmica nos corpos hídricos receptores, uso múltiplo da água, restrições impostas devido à formação de plumas, que obriga a utilização do resfriamento a seco. No Brasil, começou a ser exigida a instalação de sistemas fechados de refrigeração em algumas termelétricas em implantação (La Rovere et al, 2005).

Assim, a viabilidade técnico-econômica e ambiental de usinas térmicas deverá considerar a quantidade de água captada permanentemente, a descarga de efluentes (quantidade e qualidade), o impacto da pluma (volume do vapor a liberar, concentrações dos poluentes, umidade do ar, direção e velocidade dos ventos e usos do solo), os níveis de ruído e, naturalmente, os custos envolvidos.

Nas Tabelas 5 e 6 são apresentados alguns coeficientes de consumo de água para usinas térmicas operando com diferentes ciclos, com diferentes tipos de sistemas de refrigeração.

Tabela 5 – Consumo específico de água em termelétricas

Tipo de ciclo	Configuração do sistema de resfriamento			
	Circulação aberta		Circulação fechada	
			Torre úmida	Torre seca
	L/s/MW	m ³ /MWh	m ³ /MWh	m ³ /MWh
Ciclo simples a vapor	26	93,6	1,84 ^a	0,25 ^b
Ciclo combinado	11	39,6	0,94 ^c	0,11 ^d

Nota: Eficiência do ciclo: a- 42%; b- 40%; c- 52,3%; e d- 50,2%.

Fonte: Ferreira et al, 2000 apud Xavier, 2004.

Tabela 6 – Índices de captação de água em usinas termelétricas (m³/h/MW)

Ciclo	Torre	Eficiência	Turbina a vapor	Sistema de resfriamento	Captação total
Simples	Úmida	42%	0,043	1,800	1,843
	Seca	40%	0,043	0,216	0,259
Combinado	Úmida	52%	0,029	0,900	0,929
	Seca	50%	0,029	0,072	0,101

Fonte: Gallo, 1997, apud Medeiros, 2003.

■ 4.2. Impactos sobre o meio atmosférico

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelas usinas termelétricas a gás natural são dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x) e, em menor escala, monóxido de carbono e alguns hidrocarbonetos de baixo peso molecular, inclusive metano, devido à combustão incompleta.

A emissão de NO_x é decorrente tanto de mecanismos térmicos quanto da composição do combustível. Isto significa que, mesmo não contendo nitrogênio na sua composição química, a queima de gás natural pode produzir NO_x em função da reação do nitrogênio atmosférico presente no ar de combustão¹¹. A emissão de NO_x gera como principal consequência a “deposição ácida”, que envolve a acidificação da água das chuvas e mesmo a deposição de sulfatos e nitratos sólidos¹² (Ballestieri, 1994).

Diversas formas de reduzir as emissões de NO_x são disponíveis atualmente, sendo a medida mais empregada a redução da temperatura média na zona combustão. Tecnologias do tipo *end-of-pipe* não se justificam economicamente em razão do elevado custo de capital associado à sua instalação e do aumento dos custos de operação e manutenção que provocam (CHP Club, 2000). As principais formas de controle de emissões de NO_x incluem:

11 O processo de combustão em turbinas a gás emprega excesso de ar, uma vez que a oferta de potência elétrica útil depende, fundamentalmente, do fluxo mássico expandido na turbina.

12 O potencial de hidrogênio (pH) - índice que mede a acidez de um meio - normalmente é levemente ácido no caso de chuvas não acidificadas, em virtude do equilíbrio químico de dissolução do CO₂ atmosférico. Neste caso, o pH situa-se em torno de 5,6.

- (i) Injeção de vapor;
- (ii) Queimadores de baixo NO_x; e
- (iii) Redução catalítica.

Deposição ácida também ocorre quando há emissão de óxidos de enxofre (SO_x), embora, no caso de usinas termelétricas a gás natural, seja menos relevante em razão de o combustível praticamente não conter enxofre em sua composição. No que tange a essa especificação, por exemplo, a Portaria ANP n° 104/2002 estabelece, como teor máximo de presença de enxofre total no gás natural, o valor de 70 mg/m³.

Por sua vez, o aumento das concentrações de CO₂ e de outros contaminantes na atmosfera pode dar lugar a uma elevação geral da temperatura do globo terrestre, intensificando o chamado “efeito estufa”, podendo promover alteração no regime das chuvas e produzir alterações nas terras cultiváveis¹³.

A emissão específica (g de poluente por kWh, por exemplo) dependerá do tipo de combustível empregado no sistema gerador e do tamanho da planta. No caso das emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), além do teor de nitrogênio no combustível, importa também a quantidade de oxigênio disponível na combustão, além da temperatura de combustão (Tolmasquim et al, 2003). Valores típicos de fatores de emissão para turbinas a gás são apresentados na Tabela 7. Interessante notar que plantas de menor porte, embora apresentem um volume de emissão total naturalmente menor, têm indicadores por unidade de energia gerada maiores.

Tabela 7 – Fatores médios de emissão de turbinas a gás (g/kWh)

Potência	Combustível	Fator de emissão		
		CO ₂	NO _x	SO _x
< 50 MW	Gás	610	1,1	~0
	Diesel	800	1,6	1,4
> 50 MW	Gás	510	0,5	~0
	D,diesel	670	1,0	1,2

Nota: Valores válidos para eficiência elétrica de 35% para turbinas a gás acima de 50 MW e de 30% para turbinas entre 20-50 MW.
Fonte: CHP Club, 2000.

Dado o grande número de variáveis que concorrem na correta avaliação da extensão de seus efeitos, é muito difícil, de um modo geral, estabelecer em que níveis a emissão de um determinado poluente afeta o meio ambiente, em geral, e a saúde humana, em particular¹⁴. Além disso, a avaliação pode ser ainda dificultada pela interação entre dois ou mais poluentes, inclusive pelo efeito sinérgico que possa existir eles, entre poluentes e variáveis meteorológicas, como temperatura e umidade relativa do ar, e, ainda, entre poluentes e doenças infecciosas. Esses efeitos de interação podem explicar contravérsias quanto à extensão dos impactos.

Embora não seja relevante no caso da geração de energia elétrica de grande porte (sistema elétrico), deve-se ressaltar, também, as emissões provocadas por motores a gás. Esses equipamentos operam com razões ar/combustível abaixo dos valores observados para turbinas a gás e a temperaturas de combustão maiores, o que resulta em emissões significativamente superiores de NO_x (CHP Club, 2000), vide Tabela 8. Este é um problema muito particular dos motores alternativos a gás, que se intensifica diante do fato de que os motores estão instalados dentro das regiões de consumo.

13 Há ainda emissões de outros elementos poluentes: sulfatos e as partículas finas diminuem a visibilidade e podem contribuir para reduzir a intensidade da radiação solar; hidrocarbonetos halogenados, assim como NO_x, podem também provocar impacto na camada de ozônio na estratosfera, contribuindo para o aumento da quantidade de radiação ultravioleta que chega ao planeta.

14 No caso do meio ambiente, essas variáveis incluem o clima, as variedades das espécies encontradas na região, a adaptabilidade dessas espécies a condições de “stress”, entre outras. No caso da saúde humana, tais fatores incluem gênero, raça, status sócio-econômico, estilo de vida, ocupação do indivíduo e etc.

No caso de motores a gás, o controle da formação de poluentes atmosféricos em motores alternativos pode ser realizado através de (Tolmasquim et al, 2003): (i) utilização de catalisadores no sistema de exaustão de gases, quando operando em combustão estequiométrica; (ii) em mistura pobre, utilizando excesso de ar na combustão; (iii) recirculação dos gases de exaustão; e (iv) uso de redução catalítica não seletiva ou redução catalítica seletiva para conversão do NO_x nos gases de escape.

Tabela 8 – Fatores médios de emissão de motores a gás (g/kWh)

Tipo de motor	Combustível	Fator de emissão		
		CO_2	NO_x	SO_x
Ciclo diesel	Gás natural (*)	500-600	5-10	0,1
	Óleo	700-800	8-15	10,8
Ciclo Otto	Gás natural (*)	500-600	5-20	~0

(*) Inclui a queima de mistura óleo/gás natural em teor médio de 5:95.
 Nota: Fatores de emissão calculados para eficiência elétrica entre 35-40%.
 Fonte: CHP Club, 2000.

5. Potencial de geração termelétrica a gás natural

5.1. Introdução

O potencial do gás natural para geração termelétrica será aqui examinado segundo duas condições de contorno principais: o uso concorrente do gás (usos múltiplos) e a disponibilidade de oferta. Condicionantes ambientais são considerados em outro relatório do PNE 2030.

A primeira condição determina que a disponibilidade de gás para geração de eletricidade estará fortemente vinculada à demanda de outros setores de consumo, onde o uso gás surge como alternativa energeticamente eficiente: setor energético, residencial, comercial/público, industrial e transportes. No caso do setor industrial, deve-se considerar também o uso do gás natural para fins não energéticos, como ocorre no caso da indústria química e siderúrgica. A estimativa do potencial se fará, portanto, dentro de uma necessária visão integrada da matriz energética brasileira.

Quanto à oferta de gás natural, deve-se considerar que se trata de uma fonte primária que pode ser tanto produzida domesticamente, como importada, via gasodutos ou na forma liquefeita. Assim, a disponibilidade de gás dependerá essencialmente:

(i) do grau de esforço exploratório e de produção de gás natural no país; e

(ii) da disponibilidade de projetos internacionais de oferta de gás natural (gasodutos) ou do fortalecimento da tendência de “comoditização” do produto, na forma de GNL, exigindo, nesse caso, também investimentos em infra-estrutura.

Ambos os aspectos dependem da atratividade do mercado para o energético no país e da estratégia dos agentes presentes no mercado brasileiro. Assim, a avaliação do potencial de geração termelétrica a gás natural envolverá um exercício prospectivo de cenários que considerem aspectos econômicos e regulatórios, assim como o contexto mundial de oferta de gás natural.

O gás natural foi, dentre as fontes primárias de energia que compõem a matriz energética brasileira, o que apresentou maior crescimento, passando de uma participação de 5,5 % em 1989 para 8,9 % em 2004 (EPE, 2006a).

Apesar do expressivo crescimento de oferta e demanda nos últimos anos, com taxa média de 16,7 % a.a. entre 1999 e 2004, a indústria brasileira de gás natural enfrenta atualmente um período de escassez de oferta do combustível. Essa situação, contudo, pode ser entendida como transitória. Essa transitoriedade deverá ser superada tão logo sejam con-

cluídos os gasodutos, cujas construções estão em curso ou em projeto¹⁵, e entrem em operação importantes projetos de produção de gás natural, nas bacias marítimas de Santos, de Campos e do Espírito Santo.

Assim, a oferta no médio prazo está fortemente condicionada por decisões que já foram tomadas.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural no longo prazo, não se pode ignorar o grande volume comprovado das reservas existentes na América do Sul, totalizando mais de seis trilhões de metros cúbicos de gás natural, suficientes para suprir o consumo atual do continente por mais de 50 anos. No longo prazo, a oferta incremental de gás natural no país poderá vir, por exemplo, da Venezuela, país que detém as maiores reservas comprovadas deste combustível na América do Sul e com o qual o governo brasileiro desenvolve estudos conjuntos para a construção de um gasoduto de dimensões continentais.

Por fim, ainda se pode considerar, como fonte de recurso, projetos de importação de gás natural liquefeito - GNL, uma vez que os mercados de gás natural, bem como a rede de gasodutos, estão concentrados próximos à costa marítima.

Nessas condições, para efeito da estimativa de potencial de que trata esta seção é conveniente considerar duas situações, caracterizadas por horizontes de análise distintos:

(i) A primeira envolve as perspectivas de médio prazo, utilizando, essencialmente, os resultados apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (EPE, 2006d) e o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras, reconhecendo a presença da estatal nesse mercado;

(ii) A segunda envolve projeções para o horizonte até 2030, cujas premissas utilizadas são explicitadas adiante.

■ 5.2. Horizonte de médio prazo

O ponto de partida é, naturalmente, o parque em operação. Tomando por base os registros da ANEEL já referidos (Tabela 1), há no país 8.643 MW instalados em 44 unidades de geração termelétrica a gás natural¹⁶. Uma dessas usinas integradas ao sistema elétrico, com potência fiscalizada de 350 MW, localiza-se na região Norte, no sistema isolado Acre-Rondônia. Assim, a potência em operação no Sistema Interligado Nacional – SIN é de 8.293 MW (43 usinas).

No Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 – PDEE 2006-2015 (EPE, 2006a), o parque termelétrico a gás natural em operação no SIN perfazia, em 31 de dezembro de 2005, a potência de 7.649 MW. A diferença, de 644 MW, pode ser atribuída às instalações de autoprodução, incluídas nas estatísticas da ANEEL e não consideradas no PDEE. Com efeito, conforme os dados do Balanço Energético Nacional em elaboração pela EPE, a autoprodução de energia elétrica a partir do gás natural foi de 4,9 TWh, em 2005, equivalente a 559 MW médios, valor compatível com a diferença observada.

Já com vistas a estimar o potencial de expansão da geração termelétrica a gás natural no Brasil no horizonte de médio prazo (até 2011), as diferenças são significativas. A ANEEL tem registro para autorização de 21 usinas totalizando a potência de 6.636 MW, das quais apenas uma usina (347 MW) está em construção. É provável, contudo, que grande parte dessas autorizações não se efetive em novas unidades de geração, seja porque não há necessidade, do ponto de vista energético, isto é, do mercado de energia elétrica, seja porque há restrições na disponibilidade do combustível, como já apontado anteriormente.

15 Estão em construção os gasodutos Urucu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Sergipe-Alagoas, GASENE (Gasoduto Sudeste-Nordeste), trecho Macaé-Vitória-Cacimbas, e em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Espírito Santo-Bahia do GASENE deverá ser iniciado ainda no segundo semestre de 2006. Essas obras totalizam investimentos da Petrobras da ordem de US\$ 3 bilhões (EPE, 2006b).

16 Além disso, há uma potência instalada de 2.365 MW instalada em projetos de cogeração, cujo consumo de gás está classificado no consumo industrial.

De fato, o PDEE 2006-2015, considerando o cenário de evolução do mercado de energia elétrica, definido como referência, prevê, no SIN, a evolução da capacidade instalada em termelétricas a gás natural, apresentada na Tabela 9. Trata-se da programação de instalação de 7 unidades (quatro delas ampliação de usinas existentes), perfazendo um total de 2.034 de MW¹⁷. Além dessas usinas, há a indicação, para o ano 2011, da necessidade de um montante adicional de geração termelétrica correspondente à instalação de 3.500 MW, dos quais o plano sugere que 2.450 MW utilizem o gás natural como combustível (Tabela 10). Assim, no total, a expansão do parque termelétrico a gás natural no SIN, até 2011, é de 4.484 MW.

Tomando como base o PDEE 2006-2015, a previsão, então, é que se atinja, no Sistema Interligado Nacional, a potência instalada em gás natural de cerca de 10.040 MW em 2010 e de, pelo menos, 12.490 MW em 2011.

Tabela 9 – Parque de geração térmica a gás natural ao final de 2010, no Sistema Interligado Nacional – SIN

Usina	Sistema ou subsistema	Status	Potência MW	Início de operação
Parque existente ¹	SIN	O	7.649 ²	-
Termorio	SE/CO	A	123	Mar/06
		A	370	Ago/06
Santa Cruz Nova ³	SE/CO	A	316	Fev/07
Vale do Açu	NE	C	340	Mar/07
Três Lagoas	SE/CO	A	110	Jan/08
Canoas	S	A	90	Jan/08
Cubatão	SE/CO	C	216	Jan/08
Termonorte II ⁴	SE/CO	I	360	Jan/08
Araucária	S	C	469	Dez/08
Total geral	SIN	-	10.043	-
Total excl. bicombustível	SIN	-	9.214	-

Nota: 1- Usinas em operação em 31/12/2005; 2- Essa potência inclui 513 MW (Camaçari-NE, 347 MW e Santa Cruz-SE/CO, 166 MW) em termelétricas bicombustível (gás e diesel), que operam hoje com óleo em razão de restrições na oferta de gás; 3- Usina bicombustível (gás e diesel), operando com óleo enquanto perdurar restrição na oferta de gás; e 4- Usina existente, operando com óleo diesel até a disponibilização do gás natural de Urucu, que passaria a integrar o Sistema Interligado Nacional – SIN com a interligação do sistema Acre-Rondônia.

Subsistemas: NE – Nordeste; SE/CO – Sudeste/Centro-Oeste (inclui Acre-Rondônia a partir de janeiro de 2008); S – Sul.

Status: O – em operação; A – ampliação; C – em construção; I – interligação.

Fonte: EPE, 2006d.

Tabela 10 – Geração térmica indicativa para 2011, no Sistema Interligado Nacional – SIN

Subsistema	Potência MW	Combustível indicado
Nordeste	2.450	gás natural
	250	biomassa
Sudeste/Centro-Oeste	450	biomassa
Sul	350	carvão
Total	3.500	-

Fonte: EPE, 2006d.

17 Esse total não inclui a usina Termonorte II, em Rondônia, por se tratar de usina existente, que será integrada ao SIN a partir da efetivação da interligação do sistema Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. De outro lado, inclui as usinas de Camaçari, na Bahia, e de Santa Cruz, no Rio de Janeiro, construídas como unidades bicombustível, que operam (rão) com óleo diesel em face de restrições na oferta de gás.

Por outro lado, a Petrobras, em seu Plano de Negócios 2007-2011, estima que a oferta de gás natural em 2011 possa chegar a 120 Mm³/dia, assim discriminados, conforme a origem:

- Produção nacional (parcela entregue ao consumo final): 70 Mm³/dia;
- Importação da Bolívia (Gasbol): 30 Mm³/dia;
- GNL (importação): 20 Mm³/dia.

Ainda segundo o documento da Petrobras, essa oferta atenderia a um mercado assim estruturado:

- Consumo industrial: 38 Mm³/dia;
- Consumo na geração termelétrica: 48 Mm³/dia;
- Outros consumos (residencial, serviços, consumo próprio da Petrobras etc.): 34 Mm³/dia.

A esses valores deve-se acrescentar a importação de 5,2 Mm³/dia, feita diretamente pelos proprietários das usinas termelétricas de Cuiabá (480 MW) e Uruguiana (638 MW), volume de gás excluído do Plano de Negócios da Petrobras.

Assim, para efeito do cálculo aqui desenvolvido, a disponibilidade de gás para geração de energia elétrica em 2011 seria de 53,2 Mm³/dia.

A demanda de gás natural para a geração termelétrica depende do rendimento da conversão e do fator de capacidade de operação das usinas.

O rendimento é, basicamente, função do tipo de usina, ciclo simples ou ciclo combinado. As usinas de ciclo simples apresentam rendimento de até 35%. As de ciclo combinado podem apresentar índices superiores a 45%. O parque gerador termelétrico brasileiro é relativamente novo e, na maioria dos casos, constituído por usinas em ciclo combinado. De acordo com a nota técnica sobre a caracterização técnico-econômica da geração termelétrica a gás natural, elaborada pela EPE para os estudos do PNE 2030 (EPE, 2006c), 29% da potência instalada em térmica a gás operam, hoje, em ciclo simples, porém a expansão deve ser feita em ciclo combinado, o que tende a reduzir esse percentual. Assim, o valor de 45% é um bom estimador do rendimento do parque termelétrico a gás no horizonte em questão (2011).

O fator de capacidade depende da hidrologia e do nível mínimo operativo, associado ao conceito de *take or pay*, no caso das usinas a gás. Em situações de hidrologia desfavorável, as usinas térmicas tendem a operar na base da carga e, nesse caso, o fator de capacidade tende a se aproximar do fator de disponibilidade máximo¹⁸ da usina. Ao contrário, em situações de hidrologia favorável, a usina térmica tende a ser despachada no mínimo, prevalecendo, nessas condições, as limitações operativas e/ou comerciais, como o *take or pay*. No primeiro caso, o valor de 90% pode ser admitido como um bom estimador (EPE, 2006c). No segundo caso, valores entre 40 e 50% são predominantes. Para efeito da avaliação da demanda de gás para a geração termelétrica, o fator de capacidade foi parametrizado entre 40 e 90%.

18 Fator de disponibilidade máximo é a potência instalada deduzida dos fatores de indisponibilidade, a saber, paradas programadas para manutenção e saídas intempestivas (paradas forçadas).

Nessas condições, e considerando a potência instalada em termelétricas a gás natural de 12.490 MW, estima-se que a demanda de gás natural para a geração termelétrica em 2011 possa atingir 58,6 Mm³/dia, como indicado na Tabela 11.

Tabela 11 – Demanda de gás natural para geração termelétrica em 2011

Fator de capacidade	Demanda Mm ³ /dia
40%	26,0
50%	32,5
60%	39,1
70%	45,6
80%	52,1
90%	58,6

Nota: Potência instalada: 12.490 MW (PDEE 2006-2015); Rendimento: 45%.

Confrontando esses resultados com a disponibilidade de gás natural informada no Plano de Negócios da Petrobrás (acrescida da importação para as usinas de Cuiabá e Uruguaiana), pode-se concluir que:

- A oferta de gás para a geração termelétrica é suficiente para atender o despacho máximo de uma potência total de 11.300 MW, isto é, suficiente para atender ao sistema existente e praticamente à quase toda da expansão prevista no PDEE 2006-2015;
- A potência total prevista, inclusive a demanda das unidades bicomustível que hoje operam com gás e a demanda da térmica indicativa na região Nordeste, operaria com fator de capacidade 82%.

Sobre esse resultado, deve-se comentar que a operação do parque termelétrico a gás com 90% de fator de capacidade somente se dará em condições de severa adversidade hidrológica. Em condições normais, é de se esperar um fator de capacidade menor. A oferta de 20 Mm³/dia de GNL permite atender a essa flexibilidade. Note-se que a diferença entre a demanda de gás pelas usinas operando com 90 e 70% de fator de capacidade, de 13 Mm³/dia, é compatível com o dimensionamento das plantas de GNL considerado no plano da Petrobras. De outro lado, a diferença entre a demanda máxima de gás e a oferta anunciada, de cerca de 5 Mm³/dia, poderia ser atendida, se fosse o caso, com expansão da oferta de GNL.

Assim, é lícito concluir que a programação de geração termelétrica a gás contida no PDEE 2006-2015 corresponde ao potencial desse energético para esse uso, no horizonte de médio prazo (ou seja, até 2011 no nosso caso).

■ 5.3. Horizonte de longo prazo

No horizonte de longo prazo, as bases para a avaliação do potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural são, naturalmente, diferentes. Afinal, o horizonte mais distante, dependendo do cenário macroeconômico em que se insira a análise, permite assumir, como condição geral de contorno, que os principais condicionantes presentes no curto e no médio prazo possam ser ou estar, de alguma forma, superados ou removidos.

Dentro dessa ótica, cresce a importância indicadores de outra natureza, de cunho político-estratégico. Entre esses indicadores, destacam-se o grau de dependência energética de importações e o volume de emissões de gases de efeito estufa.

Nessas condições, para efeito da avaliação do potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural no horizonte de longo prazo (após 2011) foram assumidas as seguintes hipóteses:

- Não há restrições relevantes de infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural, admite-se que tal infra-estrutura possa se expandir adequadamente nesse horizonte;
- A produção doméstica de gás observará o cenário formulado neste documento, poderá chegar, em 2030, a 450 Mm³/dia;

• O consumo de gás para uso não-termelétrico evoluiria, a partir de 2011, segundo dois cenários: crescimento de 5% e de 7% ao ano, de forma a contemplar diferentes ritmos da expansão macroeconômica. Dessa forma, esse consumo poderia atingir, em 2030, valores entre 180 e 260 Mm³/dia¹⁹; e

- Toda a expansão termelétrica se faria em ciclo combinado, de maior eficiência.

Em complemento, para efeito da quantificação do potencial de geração, parametrizou-se a evolução do parque termelétrico a gás natural segundo o ritmo de instalação anual de novas unidades geradoras. Foram consideradas quatro hipóteses, correspondentes à instalação de 1.000, 1.500, 2.000 e 2.500 MW a cada ano entre 2011 e 2030. A Tabela 12 resume a quantificação dessas situações, inclusive com a indicação do volume máximo de gás demandado para a geração termelétrica em 2030.

Tabela 12 – Cenários para a geração termelétrica a gás em 2030

Hipótese	Potência em termelétricas a gás natural (MW)			Demanda máxima de gás em 2030 (Mm ³ /dia ¹)
	Acréscimo anual	Acréscimo total (2011-2030)	Instalada em 2030	
I	1.000	19.000	31.500	138,5
II	1.500	28.500	41.000	180,2
III	2.000	38.000	50.500	222,0
IV	2.500	47.500	60.000	263,8

Nota: 1- Considerando fator de capacidade de 90% e rendimento de 48% na conversão.

Nessas condições, dependendo do cenário de expansão do parque térmico a gás e do cenário de evolução do consumo não-termelétrico, estima-se que, em 2030, a demanda máxima de gás no país poderia estar entre 138,5 e 263,8 Mm³/dia.

Para a avaliação do grau de dependência de importações, é preciso, ainda, formular hipótese para o volume de gás produzido e não entregue ao consumo final. Trata-se do consumo próprio, das perdas e da reinjeção. Para isso, tomou-se como referência o Plano de Negócios da Petrobras que indica, para 2011, uma produção bruta de cerca de 90 Mm³/dia e uma entrega de 70 Mm³/dia, ou seja, o volume de gás entregue para o consumo final corresponde cerca de 78% do volume de gás produzido. O grau de dependência é calculado pela relação entre o consumo total (inclusive consumo próprio, perdas e reinjeção) e a produção bruta. A Tabela 13 apresenta os resultados, para o ano 2030, associados a cada uma das situações descritas.

Tabela 13 – Dependência de importações de gás em 2030

Acréscimo da potência termelétrica MW/ano	Evolução do consumo não termelétrico	
	5% ao ano	7% ao ano
1.000	0	9,5%
1.500	2,3%	16,5%
2.000	10,4%	22,2%
2.500	17,3%	27,7%

Para efeito de comparação, tenha-se em conta que, hoje, o grau de dependência está em torno de 34%.

Em adição, podem ser feitas as seguintes considerações:

- O país tem contrato de compra de gás natural da Bolívia em volume de 30 Mm³/dia;
- A Petrobras planeja instalar, até 2011, unidade de processamento de GNL, com capacidade de 20 Mm³/dia;

19 Esses valores são compatíveis com os cenários de demanda de energia do PNE 2030.

- O consumo de gás na geração termelétrica tem necessariamente um componente flexível que tende a reduzir os volumes de demanda apresentados; e
- O cenário de “comoditização” do gás natural permite supor que as importações de GNL possam ganhar força no longo prazo, o que é particularmente interessante para o atendimento da componente flexível do consumo de gás em termelétricas.

Essas considerações relativizam os cenários de produção nacional. Isso quer dizer que, mesmo uma produção doméstica menor que os 450 Mm³/dia considerados para 2030, o que significa uma menor pressão sobre o aumento das reservas, não inviabiliza a expansão do parque termelétrico, ainda que se levem em conta nas hipóteses de expansão mais intensa.

Se a oferta interna de gás não estabelece restrições significativas ao potencial de geração termelétrica a partir do gás natural, o quadro não é o mesmo quando a questão são as emissões de gases de efeito estufa.

Documento técnico disponibilizado pelo World Energy Council (DERMAUT et alii, 2005) indica que termelétricas a gás produzem emissões da ordem de 400 kg CO₂-equivalente/MWh²⁰. Embora esses níveis de emissões sejam cerca de metade das emissões de térmicas a carvão e a derivados de petróleo, são ainda níveis muito elevados, que devem ser avaliados principalmente em um cenário de forte expansão da potência térmica.

Considerando esse índice, a Tabela 14 apresenta a magnitude das emissões em função da potência instalada em termelétricas a gás, parametrizado o fator de capacidade entre 50 e 90%.

Tabela 14 – Potencial de emissões de gases na geração termelétrica a gás natural em 2030 (106 t CO₂-eq)

Potência (MW)	Fator de capacidade		
	50%	70%	90%
31.500	55,2	77,3	99,4
41.000	71,8	100,6	129,3
50.500	88,5	123,9	159,3
60.000	105,1	147,2	189,2

Para se fazer uma idéia do que esses valores significam, vale a comparação com o volume total de emissões no sistema interligado brasileiro em 2005, que não atingiu 20 milhões de toneladas de CO₂-equivalente.

Dentre as hipóteses de expansão do parque térmico a gás, a mais modesta poderá significar emissões que correspondem a triplicar ou quintuplicar o atual volume total de emissões de gases nesse sistema. Deve-se considerar ainda que, nesse caso, a potência em térmicas a gás corresponde a menos de 40% da potência instalada do sistema interligado ao final de 2005, de 84.177 MW segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico– ONS.

6. Resumo e conclusões

A avaliação conduzida neste estudo reforça o entendimento de que a inserção da termelétricidade a gás natural no país é sensível a aspectos de ordem econômica, sócio-ambiental e institucional. Em adição, deve-se considerar ainda o fato de que o potencial das reservas brasileiras de gás natural está sujeito a grandes incertezas. Por fim, questões relacionadas à dependência externa de energia devem ser levadas em consideração na avaliação do potencial de geração térmica a partir do gás.

20 Conforme este documento: “the following orders of magnitude of GHG-emissions can be associated from cradle to grave with actual electricity generation technologies on the basis of different energy vectors: nuclear 4 g/kWhe, wind generator: 20 g/kWhe, photovoltaics (PV): 200 g/kWhe, Steam And Gas plant (STAG): 400 g/kWhe, coal plant: 800 to 900 g/kWhe”.

Entre os condicionantes da disponibilidade de gás natural para geração termelétrica no Brasil podem ser destacados:

- A oferta total de gás disponível para atendimento do mercado brasileiro, o que inclui tanto o acesso a reservas domésticas de gás quanto a importação deste energético;
- A disponibilidade de infra-estrutura física para escoamento da oferta (produção e/ou importação) até os mercados consumidores; e
- o uso do gás natural em outras aplicações, nos setores industrial, comércio e serviços e transportes.

Em 2005, a oferta interna total de gás natural no Brasil foi de 73,1 Mm³/dia, sendo 48,5 Mm³/dia oriundos de produção nacional e 24,7 Mm³/dia de importações da Bolívia e da Argentina (ANP, 2006)²¹. A disponibilidade de gás para o consumo final nesse ano foi de 51,4 Mm³/dia, 26,7 milhões dos quais correspondentes à parcela da produção doméstica entregue ao consumidor final.

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, na Bacia de Campos e, principalmente, na Bacia de Santos. Mas, há, ainda, estimativas dos recursos ainda não descobertos os quais, se convertidos em reservas, constituirão volumes adicionais àqueles já conhecidos. Admitindo-se a hipótese de que os recursos estimados com 95% de probabilidade (F95)²² convertam-se, todos, em reservas, e considerando que as reservas brasileiras atuais de gás natural são de 326 bilhões de m³ (ANP, 2005), pode-se avaliar que as reservas nacionais possam crescer para 1,29 trilhões de m³.

Conforme a mesma fonte, a estimativa de recursos brasileiros ainda não descobertos de gás natural, com probabilidade de 50%, situa-se em torno de 4,9 trilhões de m³ adicionais. Se por um lado, é razoável supor que apenas uma parcela desse montante se converta em reservas, por outro, deve-se considerar que esses indicadores referem-se ao nível da tecnologia atual e ao das informações hoje disponíveis. Dentro de uma perspectiva de longo prazo, é lícito supor que, ao longo do tempo, novos investimentos em prospecção produzam maior quantidade e melhor qualidade de informações. Em adição, os avanços tecnológicos poderão permitir que uma parcela maior dos recursos se converta em reserva efetiva. Dessa forma, não é absurdo tomar como aceitável a hipótese de que, no longo prazo (horizonte do PNE 2030), as reservas disponíveis de gás possam chegar ao volume de recursos com 50% de probabilidade.

Para efeito da avaliação da expectativa de produção de gás natural no longo prazo (até 2030), dividiu-se o horizonte em dois períodos. Para o primeiro, até 2011, a principal referência é o Plano de Negócios 2007-2011, recentemente divulgado pela Petrobras, que prevê a entrega de 70 Mm³/dia até esse ano (produção total de cerca de 90 Mm³/dia). Na construção de um cenário plausível para o segundo período, considerou-se:

- A perspectiva de evolução das reservas acima apresentada, na qual se convertem em reservas, ao longo do horizonte, os recursos ainda não descobertos com probabilidade de 50%;
- A manutenção de uma razão R/P (reserva/produção) de 18 anos²³.

Nessas condições, pode-se estimar que haveria, entre 2005 e 2030, acréscimo nas reservas de 2.630 bilhões de m³ e uma produção acumulada no período de 1.830 bilhões de m³. Somados, esses valores montam a 4.460 bilhões de m³, volume comparável aos recursos ainda não descobertos com 50% de probabilidade (F50). A produção em 2030 seria de 450 Mm³/dia.

21 Cabe destacar que, da produção doméstica, uma parcela importante (quase 22 Mm³/dia) tem destinação a usos como reinjeção em poços produtores de petróleo, consumo próprio em instalações de produção e/ou queima/perdas deste gás natural.

22 Estimativa do US. Geological Survey, 2006.

23 Em 2005, a razão R/P foi de 18,4 anos, dadas produção de 48,5 Mm³/dia e reservas de 326 bilhões de m³.

Note-se, ainda, que a taxa de crescimento da produção entre 2010 e 2030 seria de 8,4% ao ano, a qual significa a manutenção da dinâmica de evolução da produção nacional observada nos últimos dez anos (1995-2005).

Esses indicadores corroboram que o cenário formulado pode ser considerado plausível.

Em adição, podem-se fazer as seguintes considerações com relação à oferta de gás natural no Brasil:

- A evolução do consumo brasileiro de gás natural e a disponibilidade de reservas localizadas próximas aos centros consumidores são aspectos relevantes e que definirão o perfil de atendimento;

- Qualquer alternativa de abastecimento de gás natural por meio de gasodutos demandará a construção de infra-estrutura para escoamento interno do energético tendo em vista que a malha de gasodutos ainda é incipiente no país;

- Em linhas gerais, o transporte por gasodutos se mostra normalmente mais custo-efetivo, mas a característica territorial do Brasil, com várias áreas de proteção ambiental, e as distâncias envolvidas podem proporcionar competitividade para um mercado de GNL. Aliás, nichos de mercado existem para aproveitamento não apenas de GNL, mas também de GNC, com algumas experiências comerciais em curso;

- O GNL pode, em função das características de atendimento da região Nordeste (grandes distâncias envolvidas em relação às reservas de gás natural existentes), ser competitivo em bases econômicas com outros projetos de gasoduto; e

- Questões institucionais-políticas relacionadas à estratégia dos países envolvidos em projetos de integração, bem como questões ambientais e regulatórias, merecem ser destacadas e acompanhadas, visto que impactam o ambiente de risco e incertezas associado aos investimentos em infra-estrutura de oferta de gás natural.

O potencial do gás natural para geração termelétrica foi aqui examinado segundo duas condições de contorno principais: o uso concorrente do gás (“usos múltiplos”) e a disponibilidade de oferta. Ainda que se tenha avaliado o volume de emissões de gases derivados da geração térmica a partir do gás, condicionantes ambientais serão considerados em uma fase posterior dos estudos do PNE 2030.

Para efeito da estimativa do potencial de geração termelétrica a partir do gás considerou-se duas situações, caracterizadas por horizontes de análise distintos:

(i) A primeira envolve as perspectivas de médio prazo, utilizando, essencialmente, os resultados apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (EPE, 2006d) e o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras, reconhecendo a presença da estatal nesse mercado; e

(ii) A segunda envolve projeções para o horizonte até 2030, com bases em premissas específicas.

No médio prazo, de acordo com o PDEE 2006-2015, a previsão é que se atinja, no Sistema Interligado Nacional, a potência instalada de 10.040 MW em 2010 e de, pelo menos, 12.490 MW em 2011.

Por outro lado, a Petrobras, em seu Plano de Negócios 2007-2011, estima que a oferta de gás natural em 2011 possa chegar a 120 Mm³/dia, assim discriminados, conforme a origem:

- Produção nacional (parcela entregue ao consumo final): 70 Mm³/dia;
- Importação da Bolívia (Gasbol): 30 Mm³/dia; e
- GNL (importação): 20 Mm³/dia.

Ainda segundo este documento da Petrobras, essa oferta atenderia a um mercado assim estruturado:

- Consumo industrial: 38 Mm³/dia;
- Consumo na geração termelétrica: 48 Mm³/dia; e
- Outros consumos (residencial, serviços e etc.): 34 Mm³/dia.

A esses valores deve-se acrescentar a importação de 5,2 Mm³/dia, feita diretamente pelos proprietários das usinas termelétricas de Cuiabá (480 MW) e Uruguiana (638 MW), volume de gás excluído do Plano de Negócios da Petrobras.

Assim, para efeito do cálculo aqui desenvolvido, a disponibilidade de gás para geração de energia elétrica em 2011 seria de 53,2 Mm³/dia.

Considerando a potência instalada em termelétricas a gás natural de 12.490 MW, calcula-se que a demanda máxima de gás natural para a geração termelétrica em 2011 possa atingir 58,6 Mm³/dia.

Confrontando esses resultados com a disponibilidade de gás natural informada no Plano de Negócios da Petrobrás (acrescida da importação para as usinas de Cuiabá e Uruguaiana), pode-se concluir que:

- a oferta de gás para a geração termelétrica é suficiente para atender o despacho máximo de uma potência total de 11.300 MW, isto é, suficiente para atender ao sistema existente e praticamente à quase toda da expansão prevista no PDEE 2006-2015; e

- a potência total prevista, inclusive a demanda das unidades bicomustível que hoje operam com gás e a demanda da térmica indicativa na região Nordeste, operaria com fator de capacidade 82%.

Sobre esse resultado deve-se comentar que a operação do parque termelétrico a gás com 90% de fator de capacidade somente se dará em condições de severa adversidade hidrológica. Em condições normais, é de se esperar um fator de capacidade menor. A oferta de 20 Mm³/dia de GNL permite atender a essa flexibilidade. Note-se que a diferença entre a demanda de gás pelas usinas operando com 90 e 70% de fator de capacidade, de 13 Mm³/dia, é compatível com o dimensionamento das plantas de GNL considerado no plano da Petrobras. De outro lado, a diferença entre a demanda máxima de gás e a oferta anunciada, de cerca de 5 Mm³/dia, poderia ser atendida, se fosse o caso, com expansão da oferta de GNL.

Assim, é lícito concluir que a programação de geração termelétrica a gás contida no PDEE 2006-2015 correspondente ao potencial desse energético para esse uso, no horizonte de médio prazo (até 2011).

Quanto ao horizonte de longo prazo (após 2011), foram assumidas as seguintes hipóteses:

- Não há restrições relevantes de infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural, admite-se que tal infra-estrutura possa se expandir adequadamente nesse horizonte;

- A produção doméstica de gás, observado o cenário, poderá chegar, em 2030, a 450 Mm³/dia;

- O consumo de gás para uso não-termelétrico evoluiria, a partir de 2011, segundo dois cenários: crescimento de 5% e de 7% ao ano, de forma a contemplar diferentes ritmos da expansão macroeconômica. Dessa forma, esse consumo poderia atingir, em 2030, valores entre 180 e 260 Mm³/dia²⁴; e

- Toda a expansão termelétrica se faria em ciclo combinado, de maior eficiência.

Nessas condições, dependendo do cenário de expansão do parque térmico a gás, entre 31.500 e 60.000 MW de potência instalada em 2030, e do cenário de evolução do consumo não-termelétrico, estima-se que, nesse ano, a demanda máxima de gás no país poderia estar entre 138,5 e 263,8 Mm³/dia.

A esses cenários, pode-se associar uma necessidade de importação (grau de dependência) que varia entre 0 e 28%. Para efeito de comparação, atualmente, o grau de dependência assim conceituado está em torno de 34%.

24 Esses valores são compatíveis com os cenários de demanda de energia do PNE 2030.

Em adição, podem ser feitas as seguintes considerações:

- O país tem contrato de compra de gás natural da Bolívia em volume de 30 Mm³/dia;
- A Petrobras planeja instalar, até 2011, unidade de processamento de GNL, com capacidade de 20 Mm³/dia;
- O consumo de gás na geração termelétrica tem necessariamente um componente flexível que tende a reduzir os volumes de demanda apresentados; e

• O cenário de “comoditização” do gás natural autoriza supor que as importações de GNL possam ganhar força no longo prazo, o que é particularmente interessante para o atendimento da componente flexível do consumo de gás em termelétricas.

Tais considerações relativizam os cenários de produção nacional. Isso quer dizer que, mesmo uma produção doméstica menor que os 450 Mm³/dia considerados para 2030, o que significa uma menor pressão sobre o aumento das reservas, não inviabiliza a expansão do parque termelétrico, ainda que se levem em conta nas hipóteses de expansão mais intensa.

Contudo, se a oferta interna de gás não estabelece restrições significativas ao potencial de geração termelétrica a partir do gás natural, o quadro não é o mesmo quando a questão são as emissões de gases de efeito estufa. Para se fazer uma idéia do que esses valores podem significar, vale a comparação com o volume total de emissões no sistema interligado brasileiro em 2005, que não atingiu 20 milhões de toneladas de CO₂-equivalente.

Dentre as hipóteses formuladas de potencial expansão do parque térmico a gás, a mais modesta (31.500 MW, em 2030) poderá significar emissões que entre 55 e 99 milhões de toneladas de CO₂-equivalente, o que corresponderia a triplicar ou quintuplicar o atual volume total de emissões de gases nesse sistema. Deve-se considerar ainda que, nesse caso, a potência em térmicas a gás corresponde a menos de 40% da potência instalada do sistema interligado ao final de 2005, de 84.177 MW segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico– ONS. A hipótese mais intensa (60.000 MW, em 2030) produz um volume de emissões entre 105 e 190 milhões de toneladas de CO₂-equivalente. Cabe destacar que, embora o Brasil não possua metas de redução de emissões de CO₂ atualmente, esta questão pode vir a se tornar relevante após 2012, quando está prevista a revisão de condições estabelecidas no Protocolo de Quioto.

7. Referências bibliográficas

- ABEGAS [Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado]. Dados sobre distribuidoras de gás canalizado no Brasil. Disponível em <http://www.abegas.org.br>. Acesso em Julho/2006.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. “Banco de dados de geração”. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em maio/2006.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. “Atlas da Energia Elétrica do Brasil”. 2ª Ed. Brasília. 2005.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. “Gás natural”. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em maio/2006.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. “Anuário Estatístico 2005”. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em maio/2006.
- BALLESTIERI, A. P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multi-objetiva. Tese DSc. Campinas/SP. 1994.
- BP [British Petroleum]. Annual Statistical Review 2005. Disponível em: <http://www.bp.com>. Acesso em Julho/2006.
- CHP CLUB. The manager’s guide to custom-built combined heat and power systems. United Kingdom. 2000.
- CORRÊA NETO, V., “Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural”. Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ. 2001.
- CTGÁS [Centro de Tecnologias de Gás]. “Cadeia do Gás Natural”. Disponível em: <http://www.ctgas.com.br>. Acesso em Outubro/2003.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Gás natural: inventário de recursos e reservas no Brasil. EPE: Rio de Janeiro, 2006a.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Oferta de Gás Natural – Estrutura de Produção, Transporte e Distribuição de Gás Natural/Logística e Tecnologia. EPE: Rio de Janeiro, 2006b.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Geração Termelétrica a Gás Natural: Caracterização Técnico-econômica. EPE: Rio de Janeiro, 2006c.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015. MME: Rio de Janeiro, 2006d.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional 2005. Ano base 2004. Rio de Janeiro, 2005.
- GASNET. Informações sobre gás natural. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em Junho/2006.
- IEA [International Energy Agency]. World Energy Outlook 2004. Paris. 2004.
- KIM, T.; RO, S. Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquified natural gas. Energy, V. 25, nº 9. pp. 841-856. 2000.
- LA ROVERE, E. et al. Estudo de cadeias energéticas para geração de eletricidade: impactos ambientais. Relatório parcial 1. Convênio MMA/CENERGIA. Rio de Janeiro. 2005.
- MEDEIROS, A. M. Bases metodológicas para incorporação da variável ambiental no planejamento da expansão termelétrica no Brasil. Tese MSc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro/RJ. 2003.
- PETROBRAS. Plano de Negócios 2007-2011. Rio de Janeiro. 2006.
- SZKLO, A. Tendências de desenvolvimento da cogeração a gás natural no Brasil. Tese DSc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro/RJ. 2001.
- TOLMASQUIM, M. T (coordenador). Geração de Energia Elétrica no Brasil. Editora Interciência. Rio de Janeiro. 2005.
- TOLMASQUIM, M.; SZKLO, A.; SOARES, J. B. Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil. E-papers serviços editoriais. Rio de Janeiro. 2003.
- U.S. Geological Survey. Informações sobre recursos não descobertos de hidrocarbonetos no Brasil. Disponível em <http://www.usgs.gov>. Acesso em Junho/2006.
- XAVIER, E. E. Termelétricidade no Brasil - Proposta Metodológica para Inventário das Emissões Aéreas e sua Aplicação para o Caso do CO₂. Tese DSc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2004.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Amílcar Guerreiro

José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Ricardo C. Furtado

Equipe Técnica

Ana Paula A. Coelho

Flavia Pompeu Serran

Mirian Regini Nuti

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO GÁS NATURAL: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS

SUMÁRIO

1. Introdução	143
2. Impactos potenciais da tecnologia de geração termelétrica a partir do petróleo e derivados	149
3. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética.....	152
3.1. A necessidade da consideração dos impactos da cadeia energética	154
4. Sustentabilidade da produção de energia a partir do gás natural	154
4.1. Indicadores de sustentabilidade.....	155
4.1.1. Tipos de indicadores	155
4.1.2. Indicadores ambientais	155
4.1.3. Indicadores socioeconômicos	156
5. Custos socioambientais.....	157
5.1. Custos socioambientais e externalidades	158
6. Desenvolvimento tecnológico em médio prazo.....	159
7. Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo	160
8. Considerações finais	162
9. Referências bibliográficas.....	163

1. Introdução

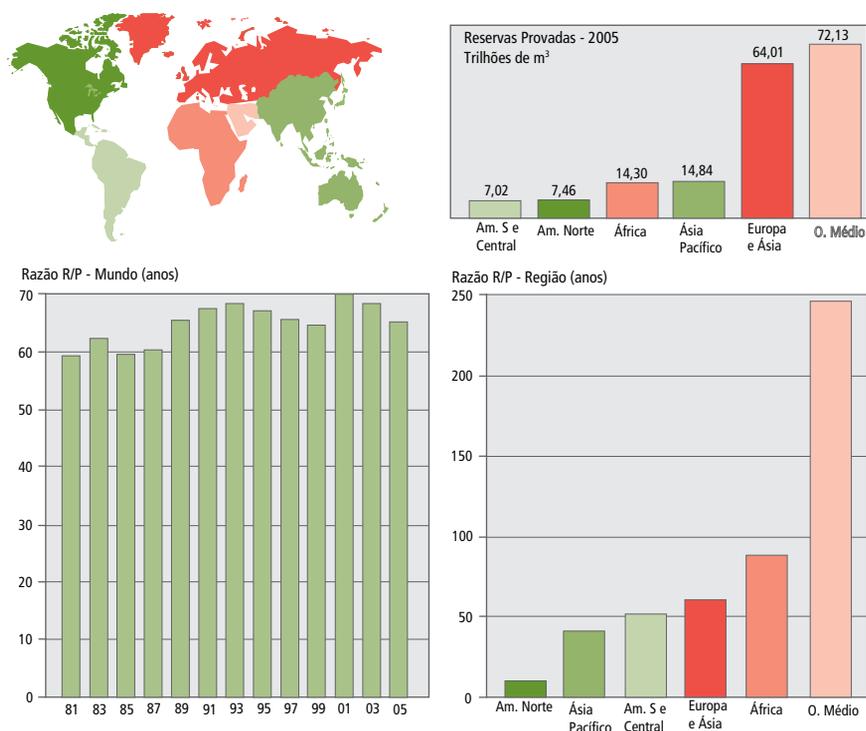
Este trabalho objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de gás natural para a produção de energia elétrica a partir de uma versão sistêmica, uma vez que este recurso constitui-se em um dos vários tipos de fontes que podem ser empregados pelo setor elétrico para a geração de energia.

Os setores de energia elétrica, petróleo e gás natural sofreram mudanças importantes ao longo da década de 1990. Entre as transformações ocorridas, destacam-se o desenvolvimento de novas tecnologias de extração e a mudança no perfil da demanda do petróleo em função de exigências ambientais, quando os petróleos leves passam a ser requeridos. Nesse contexto, o gás natural está gradualmente adquirindo crescente relevância como combustível estratégico mundial e como fonte energética limpa.

As reservas provadas mundiais de gás natural atingem 176 trilhões de m³, frente à produção e ao consumo de 2,6 trilhões de m³/ano. A exemplo do caso do petróleo, ocorre o descasamento entre os centros produtores e consumidores.

As reservas mundiais provadas de gás natural, apresentadas na Figura 1, se equiparam às do petróleo, em cerca de 161 bilhões de tep (2004), índice R/P de 66,7 anos. Essas reservas estão localizadas, principalmente, no Oriente Médio (41%), Europa e Eurásia (36%), das quais a Rússia detém 75%, Ásia (8%), África (8%), América do Norte (4%), América do Sul e Central (4%), onde a Venezuela possui 4220 bilhões de m³, Bolívia 890 bilhões de m³, Argentina 610 bilhões de m³ e o Brasil cerca de 400 bilhões de m³.

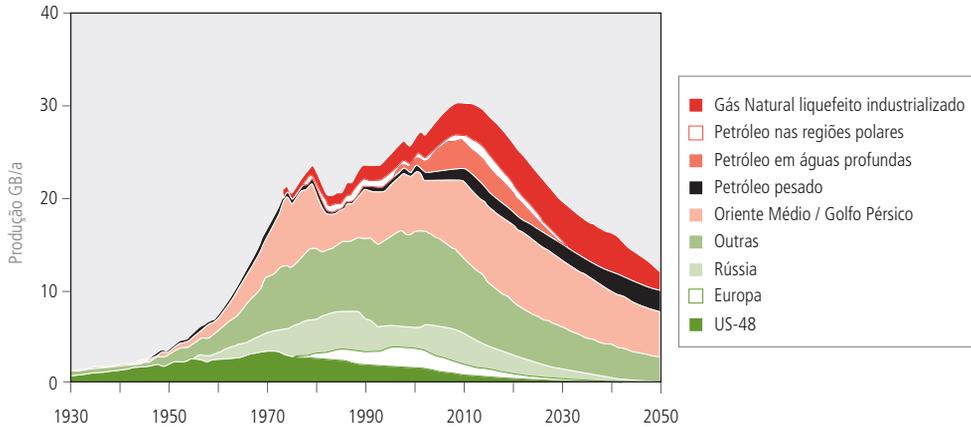
Figura 1 - Reservas mundiais provadas de gás natural, 2005



Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2006.

A Figura 2 apresenta o cenário relativo às reservas de petróleo e gás para um horizonte de, aproximadamente, 40 anos.

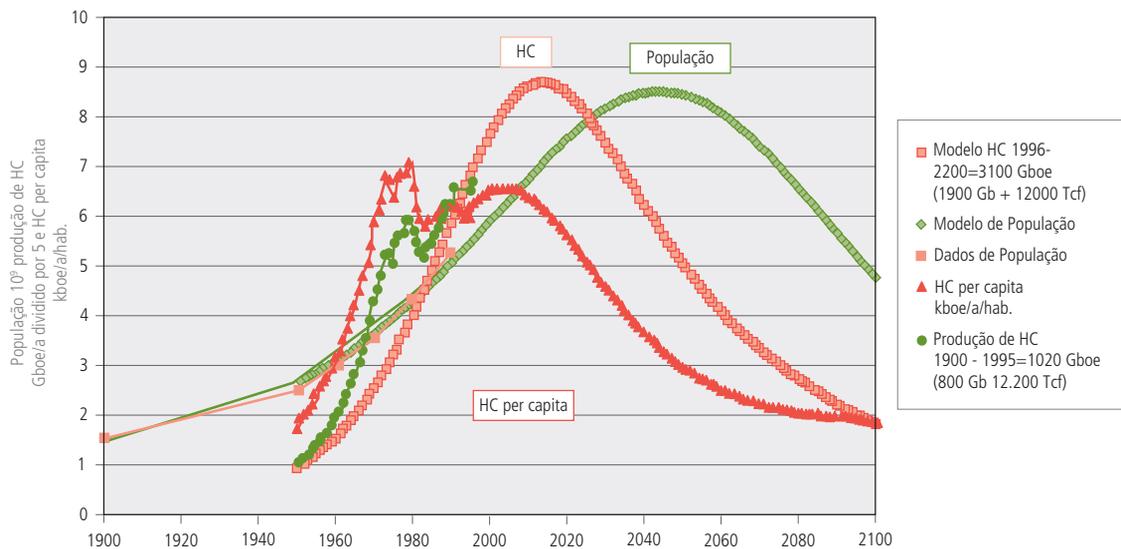
Figura 2 – Cenário de disponibilidade de petróleo e gás no mundo



Fonte: Centro de Geofísica de Évora – CGE, Association for the Study of Peak Oil – ASPO – Rui Namorado Rosa, 2005.

A Figura 3 apresenta o cenário o crescimento da população mundial e a produção de petróleo e gás, para o horizonte 1900 – 2100, onde se observa o ponto de equilíbrio, disponibilidade e consumo, para próximo de 2030.

Figura 3 – Cenário 1900 – 2100, crescimento da população mundial e a produção de petróleo e gás



Fonte: Robert L. Hirsch, Roger Bezdek, Robert Wedling, Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, Risk Management, ASPO, May 2005, based on a Study for U.S. Department of Energy, http://www.cge.uevora.pt/aspo2005/abscom/ASPO2005_Hirsch.ppt

O mercado do gás natural está em grande expansão no Brasil. Até 1999, esse combustível participava com 2% da matriz energética nacional e a previsão é que essa participação deverá chegar a 12% em 2010 (LIMA/COPPE/UFRJ, 2003).

O Brasil detém, no momento, apenas 4,6% da reserva conhecida na América Latina. As reservas do Brasil, apresentadas na Figura 4, não admitem grande expansão, em médio prazo. Com efeito, embora a razão reserva/produção venha, há quase duas décadas, mantendo-se no nível de 30 anos, a razão reserva/consumo já era, em 2004, de 17 anos. Ou seja, para que haja uma expansão sustentada da participação do gás natural na matriz energética brasileira, com base na produção exclusivamente nacional, será necessário um incremento significativo nas reservas locais.



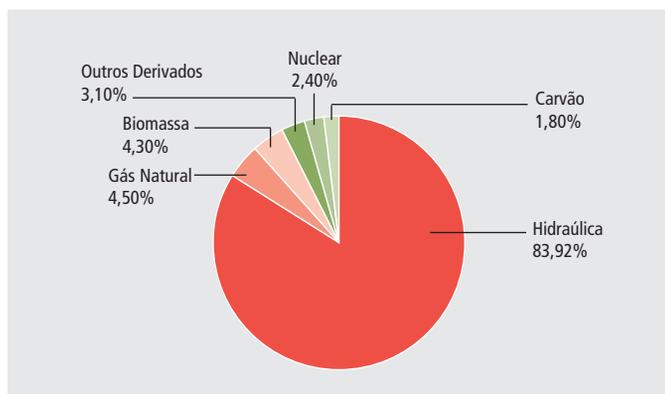
A regulação do mercado de gás natural nacional, mesmo na ausência de cortes de fornecimento, deveria ser objeto de uma análise estratégica, que tenha presente a possibilidade de variações significativas na demanda de gás natural para a geração de eletricidade em um sistema predominantemente hídrico, que já não dispõe de regulação plurianual, anteriormente existente. É desejável montar para o GN um sistema provido de capacidade para tolerar variações de oferta e demanda, de maneira a atender as circunstâncias climáticas, energéticas e também políticas.

O gás natural é, entretanto, em nível mundial, a fonte fóssil mais promissora, com maior capacidade de expansão, mais “limpa” entre os fósseis, contudo, apresenta uma distribuição espacial não homogênea, demandando grandes investimentos em infra-estrutura e acordos internacionais complexos.

No mundo, o consumo de energia primária em 2004, alcançou 10.224 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), divididos basicamente entre: petróleo (37%), carvão (27%), gás natural (24%), hidroeletricidade (6%) e energia nuclear (6%), sendo os maiores consumidores os Estados Unidos (22,8%), China (13,6%), Rússia (6,5%), Japão (5%) e Alemanha (3,2%) (Statistical Review of World Energy, Junho 1996 a 2005).

A geração de energia elétrica no Brasil, em centrais de serviço público e autoprodutoras, atingiu 387,5 TWh em 2004, resultado 6,3% superior ao de 2003, repetindo a performance do ano anterior. Compõem este resultado a geração hidráulica pública de 308,6 TWh, com 4,9% de acréscimo, a geração térmica pública de 41,0 TWh, com significativos 17% de acréscimo, e a geração de autoprodutores de 37,9 TWh, com 8,1% de acréscimo. A Figura 5 apresenta as diversas fontes de geração e o balanço energético nacional (MME, 2005).

Figura 5 – Participação das diversas fontes de geração no Balanço Energético Nacional



Fonte: MME, PDEE 2006-2015.

A Tabela 1 apresenta o número de usinas termelétricas com suas respectivas fontes de energia. Observa-se a presença de 101 empreendimentos termelétricos à base de gás natural, o que equivale a 10,37 % da capacidade instalada no país.

Tabela 1– Matriz de energia elétrica (atualizada em 28.09.06)

Tipo	Empreendimentos em operação						
	Capacidade instalada			Total			
	N.º de usinas	kW	%	N.º de usinas	kW	%	
Hidro	619	73.278.710	70,22	619	73.278.710	70,22	
Gás	Natural	74	9.888.408	9,48	101	10.826.156	10,37
	Processo	27	937.748	0,90			
Petróleo	Óleo diesel	552	3.624.131	3,47	571	4.873.481	4,67
	Óleo residual	19	1.249.350	1,20			
Biomassa	Bagaço de cana	227	2.626.675	2,52	269	3.648.554	3,50
	Licor negro	13	782.617	0,75			
	Madeira	25	212.832	0,20			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de arroz	2	6.400	0,01			
Nuclear	2	2.007.000	1,92	2	2.007.000	1,92	
Carvão Mineral	Carvão mineral	7	1.415.000	1,36	7	1.415.000	1,36
Eólica	13	136.850	0,13	13	136.850	0,13	
Importação	Paraguai	-	5.650.000	5,46	-	8.170.000	7,83
	Argentina	-	2.250.000	2,17			
	Venezuela	-	200.000	0,19			
	Uruguai	-	70.000	0,07			
Total	1.582	104.355.751	100	1.582	104.355.751	100	

Fonte: www.aneel.gov.br/15.htm, acesso em 28.09.06.

A Figura 6 apresenta as termelétricas a gás natural instaladas no Brasil.

Figura 6 – Usinas termelétricas a gás natural instaladas no Brasil



Fonte: www.gasnet.com.br, acesso em 29.09.06.

A Tabela 2 apresenta a expansão de geração termelétrica a gás prevista no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015.

Tabela 2 – Expansão de energia elétrica a gás

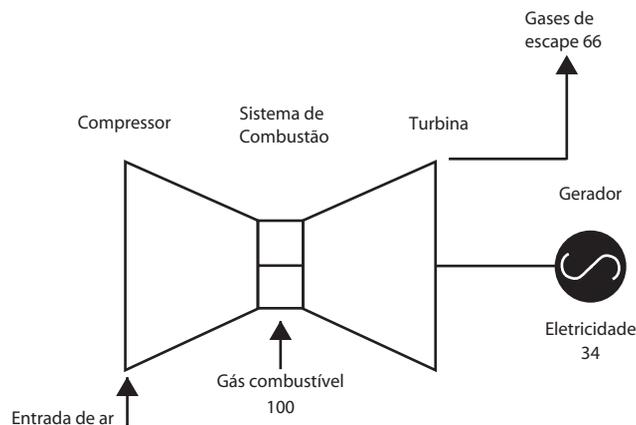
Usina	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
		670	-	
Termorio	SE/CO/RO	123	Mar/06	Em construção/ampliação
		370	Ago/06	
Camaçari	NE	3	Dez/06	Em construção/ampliação
Vale do Açú	NE	340	Mar/07	Em construção/ampliação
Três Lagoas	SE/CO/RO	240	-	
		110	Jan/08	Em construção/ampliação
Canoas	S	160	-	
		90	Jan/08	Em construção/ampliação
Cubatão	SE/CO/RO	216	Jan/08	Em construção/ampliação
Araucária	S	469	Dez/08	Em construção/ampliação
Nordeste*	NE	2.450	Dez/10	Indicativa
		100	Dez/11	
Total		5.341		

Fonte: MME, PDEE 2006-2015.

A expansão prevista no Plano Decenal acrescenta 50% ao atual potencial instalado de termelétrica a gás natural até 2011 (Apresentação EPE, 2006, disponível no site do MME - www.mme.gov.br).

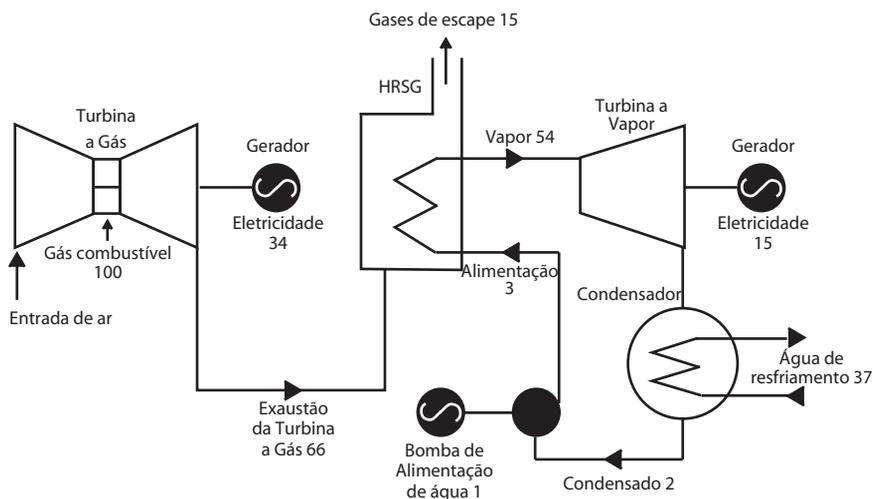
As termelétricas a gás natural de ciclo combinado (*Combined Cycle Power Stations - CCPS's*) são um tipo de usina térmica que vem sendo adotado em todo o mundo, desde a década de oitenta, e que deverá ser a solução escolhida para a quase totalidade das termelétricas brasileiras a gás natural a serem construídas nos próximos anos. Uma usina a ciclo combinado usa turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível. Para isto, o calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado, produzindo o vapor necessário ao acionamento da turbina a vapor. As Figuras 7 e 8 apresentam esquemas de turbinas a gás em ciclo aberto (convencional) e ciclo combinado.

Figura 7 – Esquema de uma turbina a gás natural em ciclo aberto



Fonte: www.gasnet.com.br, acesso em 29.09.06.

Figura 8 – Esquema de uma turbina a gás natural em ciclo combinado



Fonte: www.gasnet.com.br, acesso em 29.09.06.

A eficiência energética de uma usina a ciclo simples é da ordem de 32-38%, enquanto que a eficiência energética de uma usina a ciclo combinado é da ordem de 46-53% (apresentação EPE, 2006, disponível no site do MME - www.mme.gov.br).

2. Impactos potenciais da tecnologia de geração termelétrica a partir do petróleo e derivados

Nesta seção são discutidos os impactos negativos causados durante a produção de energia elétrica a partir do gás natural. Os demais impactos causados ao longo da cadeia energética, desde a exploração até o refino do petróleo, são apresentados na Seção 3.

Para a indicação inicial dos impactos da produção de energia elétrica por usinas a gás natural foi utilizada a proposta adotada pelo Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico - COMASE, quando estabeleceu o “Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais”, abordando usinas hidrelétricas, usinas térmicas convencionais e sistemas de transmissão, trabalhos estes publicados em 1994 (COMASE, 1994).

Os impactos socioambientais discutidos, nesta seção, referem-se a qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana, que direta ou indiretamente afete a saúde humana, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente, e a qualidade dos recursos naturais.

A Tabela 3 apresenta os impactos socioambientais causados durante a construção e operação normal de usinas termelétricas a gás natural. A tabela apresenta os impactos de uma forma geral, uma vez que os impactos específicos causados por uma usina em particular dependem do tipo de usina, da tecnologia do combustível empregado, das condições do sítio e das práticas de gerenciamento empregadas pelo pessoal da empresa operadora. A tabela apresenta a seguinte estrutura:

Coluna 1: Identificação das possíveis causas (aspectos) dos impactos socioambientais. Nesta fase, a severidade de cada impacto não foi considerada, por ser dependente das condições específicas de cada projeto;

Coluna 2: Tipos de impactos socioambientais que possam ocorrer devido às causas indicadas na coluna 1. Os impactos estão listados de forma genérica, sem considerar as características específicas da usina e a efetividade das medidas que objetivam evitar ou mitigar os impactos indicados.

Coluna 3: Tempo de ocorrência (TO) do impacto (construção, operação ou pós-operação).

Coluna 4: Identificação dos programas e medidas que possam ser utilizadas para mitigar os impactos ou compensar a população direta ou indiretamente envolvida pelos danos causados pelo projeto. Tais medidas podem ser adaptadas para cada tipo de usina, tanto durante o projeto da usina ou por ocasião de uma possível parada para introduzir melhorias em uma usina em operação, processos (*retrofit*) que são utilizados frequentemente. Muitas das medidas indicadas podem ser implantadas simultaneamente.

Tabela 3 – Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação das usinas termelétricas a gás natural

continua

Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias/projetos /programas
Ocupação do solo (preparação, terraplenagem, desmatamento, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> - Interferência com população local - Interferência com flora e fauna - Produção de ruído e poeira - Erosão do solo - Alteração do uso do solo - Emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo 	C	<p>Compensação monetária ou permuta de áreas</p> <p>Recuperação das áreas degradadas</p> <p>Arborização - criação de cinturões verdes</p> <p>Utilização de sistemas anti-poeiras</p> <p>Regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias</p>
Transporte de equipamento pesado	<ul style="list-style-type: none"> - poluição sonora - perturbação do trânsito local 	C	Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de pico
Movimentos migratórios causados pela construção da usina	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento da demanda por serviços públicos, habitação e infra-estrutura de transporte - Alteração da organização sócio-cultural e política da região - Aumento das atividades econômicas da região com possível posterior retração após o término do empreendimento. 	C/O	<p>Apoio na construção do Plano Diretor do Município</p> <p>Adequação das infra-estruturas de habitação, educação e transporte</p> <p>Gestão institucional</p>
Distorção estética	<ul style="list-style-type: none"> - Poluição visual 	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
Produção de efluentes sanitários	<ul style="list-style-type: none"> - Disseminação de doenças - Diminuição de oxigênio dissolvido nos corpos receptores - Interferência com fauna e flora aquáticas 	C/O	Utilização de sistemas compactos para tratamento de esgotos (separado do tratamento de outros efluentes líquidos)
Produção de ruído	<ul style="list-style-type: none"> - Poluição sonora no interior e fora da usina 	C/O	<p>Projetos e programas específicos para redução de ruído</p> <p>Monitoramento de ruídos</p>
Produção de emissões aéreas de dióxido de carbono (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> - Contribuições para o efeito estufa 	O	<p>Implantação e manejo de florestas na região para fixação do carbono</p> <p>Utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração)</p>
Produção de emissões aéreas de óxidos de nitrogênio (NO _x)	<p>Dependendo da concentração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Produção de oxidantes fotoquímicos - Diminuição da visibilidade (<i>smog</i>) - Irritação nos olhos e garganta - Interferência na flora e fauna - Participação na acidificação das chuvas 	O	<p>Controle da combustão</p> <p>Utilização de sistema de queima tangencial</p> <p>Adoção de queimadores de baixa emissão de NO_x</p> <p>Dispersão em chaminés adequadas</p> <p>Utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração)</p> <p>Monitoramento das emissões, da qualidade do ar, das chuvas, das águas e das condições meteorológicas</p>

Tabela 3 – Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação das usinas termelétricas a gás natural

			continuação
Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias/projetos /programas
Produção de efluentes líquidos da drenagem pluvial, lavagens, tratamento de água e purgas de processo	<ul style="list-style-type: none"> - Elevação do teor de sólidos suspensos e dissolvidos nos cursos de água - Interferência na flora e fauna aquáticas 	0	<p>Sistemas enclausurados de manuseio de combustível sólido e cinzas</p> <p>Cuidados operacionais evitando o espalhamento de partículas combustíveis e cinzas no pátio da usina</p> <p>Bacias de sedimentação e neutralização</p> <p>Monitoramento dos efluentes líquidos</p>
Produção de efluente proveniente do sistema de água de resfriamento	<p>Dependendo da tecnologia empregada:</p> <p><u>Sistema aberto:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Elevação da temperatura da água no corpo receptor - Redução de oxigênio dissolvido - Interferência com fauna e flora aquáticas <p><u>Sistema fechado/torre úmida:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Névoa quimicamente ativa (biocidas e agentes anti-corrosivos) - Redução da visibilidade - Interação da névoa úmida com a pluma da chaminé (causando acidificação da atmosfera) <p><u>Sistema fechado/torre seca de refrigeração:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Alguns (pequenos) impactos na atmosfera e recursos hídricos 	0	<p>Estudos de dispersão térmica no corpo receptor de água</p> <p>Avaliação dos impactos no ecossistema aquático</p> <p>Monitoração do ecossistema</p> <p>Utilização de torres com sistemas de diminuição de névoa (“demisters”)</p> <p>Localização das torres levando em conta os ventos predominantes na região</p> <p>Medidas para evitar a superposição da névoa com a pluma</p> <p>Verificação da interferência aerodinâmica da torre de refrigeração com as condições de dispersão da pluma da chaminé</p>
Produção de resíduos sólidos	<ul style="list-style-type: none"> - Efeito estético indesejável - Ocupação de áreas extensas de depósito - Possibilidade de contaminação de recursos hídricos devido a percolação das chuvas - Poeiras / partículas fugitivas 	O/PO	<p>Utilização dos resíduos sólidos (reaproveitamento) como matéria prima para outros processos industriais</p> <p>Implantação de aterro de resíduos conforme especificação do órgão ambiental</p> <p>Monitoramento da drenagem pluvial e lixiviados</p> <p>Cortinas vegetais de proteção contra ventos</p>
Vazamento de gás	<ul style="list-style-type: none"> - Riscos de explosão 	C/O	<p>Manutenção adequada e periódica dos gasodutos e todos os sistemas de transporte e armazenamento de gás</p> <p>Conscientização da população</p> <p>Programa de divulgação/educação ambiental</p>

Nota: TO: Tempo de Ocorrência; C: Construção; O: Operação; e PO: Pós-operação.

Fonte: MME/ELETROBRÁS/COMASE. Referencial para Orçamento dos Programas Socioambientais. Vol II – Usinas Termelétricas. Rio de Janeiro, 1994.

Os principais impactos socioambientais do uso de gás natural para a produção de energia estão relacionados às emissões atmosféricas. No entanto, estudos têm demonstrado que os níveis de poluição, em nível mundial, estão sendo reduzidos.

3. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética

Nesta seção, são abordados os impactos associados com a cadeia completa de produção energética a partir do gás natural. O objetivo primordial desta abordagem é de ilustrar a ampla gama de rejeitos e emissões que devem ser considerados em qualquer comparação entre as diversas fontes de energia. São indicados, sempre que possível, as características básicas e valores aproximados das grandezas envolvidas, devendo-se sempre tomar em consideração que as quantidades de rejeitos e emissões por unidade de energia elétrica produzida podem ser reduzidas significativamente com a evolução da tecnologia e com melhoria de práticas operacionais, mesmo para usinas já existentes (WMO, 2000; IAEA-TECDOC, 1995).

As cadeias energéticas - fóssil, nuclear e energias renováveis - apresentam várias opções tecnológicas, cada uma delas produzindo uma gama de rejeitos e efeitos socioeconômicos. A cadeia de produção energética a partir do gás natural inclui várias etapas, que variam de acordo com a tecnologia empregada, podendo, no entanto, ser generalizada como se segue (COELHO, 2005):

Exploração: trata-se de levantamentos geológicos (geologia de superfície) e geofísicos (sísmica) com o intuito de escolher os melhores locais para realizar a perfuração. Pode ser realizada *onshore* (em terra) como *offshore* (no mar). A geologia de superfície analisa as características das rochas na superfície e pode ajudar a prever seu comportamento a grandes profundidades, enquanto que a sísmica procura, por intermédio de sofisticados instrumentos, fazer uma espécie de radiografia do subsolo. A sísmica utiliza pulsos de ar comprimido, formando ondas compressionais, que viajam pelas camadas geológicas do solo, sendo refletidas ao encontrar uma interface entre duas camadas geológicas diferentes (descontinuidade), retornando à superfície. A recepção das ondas acústicas refletidas é feita através de detectores de pressão que, em última análise, permitem a construção de imagens que revelam as estruturas que podem conter uma acumulação de gás natural;

Perfuração e completação de poços de petróleo e gás: consiste em perfurar e equipar, utilizando-se uma sonda e equipamentos específicos, locações previamente determinadas, tendo como base os estudos exploratórios realizados. A perfuração consiste em perfurar o solo pela ação do movimento de rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos de rochas produzidos na perfuração são retirados continuamente através do fluido de perfuração, que é bombeado para o interior da coluna de perfuração e volta à superfície através do poço. A completação consiste em equipar os poços para que os mesmos possam entrar em operação;

Produção de petróleo e gás: consiste na extração do petróleo e gás, em escala comercial, através dos poços perfurados e completados. No mar, os poços são interligados a uma plataforma de produção através de dutos flexíveis, chamados de linhas de produção. O controle do fluxo de produção é realizado por válvulas instaladas na cabeça do poço. Chegando na plataforma, a produção é alinhada para uma série de equipamentos que visam tratar e separar a corrente produzida em óleo, gás e água, geralmente. O óleo e o gás são encaminhados para terra separadamente, enquanto que a água separada é descartada ao mar, após passar por tratamento adequado, visando o enquadramento do teor de óleos e graxas (TOG);

Transporte de gás natural: realizado, em grande escala, principalmente através de gasodutos. Os dutos são a forma mais segura de transportar grandes volumes de gás natural a grandes distâncias, pois os sistemas de supervisão e controle aumentam a eficiência e a segurança das operações; e

Tratamento do gás natural: pode ser definido como a série de beneficiamentos pelos quais o gás natural passa para alcançar a especificação fornecida pela Portaria ANP nº 104, de 8 de julho de 2002. A Tabela 4 apresenta a especificação do gás natural comercializado em território nacional.

Tabela 4 – Especificação do gás natural¹

Característica	Unidade	Limite ^{2, 3}			Método	
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste, Centro-Oeste	ASTM	ISO
Poder calorífico superior ⁴	kJ/ m ³	34.000 a 38.400	35.000 a 42.000		D 3588	6976
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,67			
Índice de Wobbe ⁵	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 52.500		—	6976
Metano, mín.	% vol.	68,0	86,0		D 1945	6974
Etano, máx.	% vol.	12,0	10,0			
Propano, máx.	% vol.	3,0				
Butano e mais pesados, máx.	% vol.	1,5				
Oxigênio, máx.	% vol.	0,8	0,5			
Inertes (N ₂ + CO ₂), máx.	% vol.	18,0	5,0	4,0		
Nitrogênio	% vol.	Anotar	2,0			
Enxofre total, máx.	mg/m ³	70			D 5504	6326-2
						6326-5
Gás sulfídrico (H ₂ S), máx. ⁶	mg/m ³	10,0	15,0	10,0	D 5504	6326-2
						6326-5
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45	D 5454	—

Nota: 1- O gás natural deve estar tecnicamente isento, ou seja, não deve haver traços visíveis de partículas sólidas e partículas líquidas; 2- Limites especificados são valores referidos a 293,15K (20°C) e 101,325kPa (1atm) em base seca, exceto ponto de orvalho; 3- Os limites para a região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e para esse uso específico devem ser atendidos os limites equivalentes à região Nordeste; 4- O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325kPa, respectivamente em base seca; 5- O índice de Wobbe é calculado empregando o Poder Calorífico Superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do Poder Calorífico Superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado pela fórmula constante do Regulamento Técnico; e 6- O gás odorizado não deve apresentar teor de enxofre total superior a 70mg/m³.

Fonte: Portaria ANP n° 104, 2002.

Diante do exposto acima, pode-se inferir que há ocorrência de impactos socioambientais em toda a cadeia de produção energética do gás natural. A atividade exploratória realizada pelo método sísmico causa perturbação acústica na fauna (marinha ou terrestre, dependendo de onde a atividade é realizada), além de interdição da área onde o estudo está sendo realizado.

A perfuração e completação (atividade cujo objetivo é equipar o poço) de poços e a produção de petróleo e gás causam pressão sobre a infra-estrutura de disposição de resíduos, devido à grande quantidade de resíduos sólidos gerados que deverão receber tratamento e disposição final adequados a sua natureza, além de pressão sobre a infra-estrutura de transporte terrestre, marítimo e aéreo, devido ao tráfego de equipamentos, produtos e pessoal. Além disso, a perfuração e completação de poços alteram a qualidade do solo e da água, devido ao descarte de fluido de perfuração e cascalho. E a produção altera a qualidade da água, por ser esta o corpo receptor, quando do seu descarte.

Para transportar o gás natural em grande escala, até os terminais e bases de distribuição, é necessário a construção de dutos (gasodutos). Essas operações costumam causar vários impactos, como remanejamento involuntário de comunidades e modificação dos padrões de uso e ocupação do solo. Já na fase de operação dos gasodutos, o impacto mais marcante é a geração de apreensão por parte da população devido à possibilidade de acidentes.

O tratamento do gás natural gera emissões e efluentes que, em última análise, podem alterar a qualidade do ar devido ao lançamento de poluentes na atmosfera, alterar a qualidade da água e alterar a biota do corpo hídrico receptor. Também é observada a geração de apreensão por parte da população devido à possibilidade de acidentes.

Cabe destacar, no entanto, que os impactos das atividades relacionadas à produção de energia a partir de gás natural dependem da composição do combustível a ser queimado, do processo de queima ou remoção pós-combustão e, ainda, das condições de dispersão dos poluentes (altura da chaminé, relevo e meteorologia).

Finalmente, não se pode deixar de comentar a geração de impactos positivos oriundos da cadeia energética do gás natural. Dentre eles, pode-se citar o aumento da demanda sobre atividades de comércio e serviços, a geração de *royalties* e participações especiais, o avanço tecnológico, a geração de empregos, a geração de impostos e tributos e, por fim, o aumento na produção do gás natural disponível para consumo do país.

Porém, é na etapa de construção da usina termelétrica que se espera as maiores contribuições em termos de promoção do dinamismo econômico, em decorrência do aumento da massa salarial e da aquisição de bens e serviços nos locais de sua implantação.

Do ponto de vista do volume de empregos a serem gerados, é inegável que a implantação de dutos, linhas de transmissão e usinas termelétricas demande um número bastante expressivo de mão-de-obra de diferentes níveis de qualificação. Os benefícios econômicos e sociais advindos da contratação de mão-de-obra poderão ser maximizados se forem priorizadas as contratações locais, assim como a aquisição de materiais e insumos para as obras (LIMA/COPPE/UFRJ, 2003).

■ 3.1. A necessidade da consideração dos impactos da cadeia energética

Embora somente uma etapa dentro da cadeia energética de cada combustível, a geração de energia por usinas elétricas, seja de responsabilidade direta do setor elétrico, é fundamental que, na comparação de todas as opções disponíveis, sejam considerados os impactos da cadeia energética completa.

Por isso, o setor elétrico também é indiretamente responsável pelos eventuais impactos de toda a cadeia energética. Assim, não só o gerenciamento de emissões, efluentes e resíduos, que são de responsabilidade direta do setor elétrico, devem ser considerados, mas também os impactos da cadeia energética completa que podem afetar a sociedade como um todo.

4. Sustentabilidade da produção de energia a partir do gás natural

A disponibilidade de energia é indispensável para o bem-estar das gerações atuais e futuras, inclusive para a eliminação de desigualdades e aumento dos padrões de vida.

Embora essencial para o desenvolvimento, a energia se constitui em um meio para atingir um fim, e este fim é um padrão de vida adequado, uma economia sustentável e um meio ambiente limpo. Nenhuma forma de energia (carvão, óleo, gás, solar, nuclear, hidrelétrica e eólica) é boa ou ruim em si. Elas só podem ser consideradas de valor se puderem satisfazer este fim.

Atualmente, a maior parte do suprimento de energia no mundo, baseada nos recursos limitados de energia fóssil, pode ser considerada não sustentável ambientalmente. Ao longo da cadeia energética, desde a extração do recurso até a disposição de rejeitos/cinzas, são produzidos e emitidos poluentes, muitos podendo causar sérios danos à saúde e impactos ambientais. Mesmo se alguma tecnologia não emitir substâncias perigosas durante a produção de energia, podem ocorrer emissões de poluentes durante a construção e fabricação dos componentes principais das usinas produtoras ou ao longo de outras fases da sua cadeia energética.

Ao se escolher as fontes de energia e respectivas tecnologias para produção, suprimento e uso da energia, é impor-

tante que se leve em consideração as conseqüências econômicas, sociais e ambientais desta escolha. Assim, os planejadores necessitam de métodos para avaliar e mensurar, se possível, os efeitos presentes e futuros da utilização da energia sobre a saúde humana, sociedade, ar, solo e água. É necessário avaliar se a presente utilização energética é sustentável e, caso não seja, como alterar o rumo do desenvolvimento. Este, no fundo, é o objetivo de estabelecimento de indicadores de sustentabilidade que tratem de aspectos importantes no que tange às três dimensões do desenvolvimento sustentável, o econômico, o social e o ambiental.

Dentro deste contexto, o próximo item discute os indicadores apropriados para se determinar as condições de sustentabilidade da energia gerada a partir do gás natural.

■ 4.1. Indicadores de sustentabilidade

■ 4.1.1. Tipos de indicadores

Durante os últimos anos, tem-se discutido intensamente o tema da sustentabilidade das diversas fontes de energia e procurado estabelecer parâmetros de avaliação através do estabelecimento de indicadores apropriados. Várias publicações técnicas disponíveis na literatura mundial sobre o assunto têm estabelecido indicadores de natureza mais ampla, mais ligados aos aspectos macro e socioeconômicos, bem como alguns mais específicos que podem ser aplicados às diversas fontes energéticas (IEA/OECD, 2005).

Entre os primeiros, podem ser citados a utilização de energia per capita, o número de lares atendidos por energia elétrica, a importação líquida de energia. Entre os segundos destacam-se o custo da produção de energia, a disponibilidade no país do combustível considerado, a emissão de poluentes e gases de efeito estufa de cada cadeia energética, a produção de resíduos e rejeitos por unidade de energia gerada, o uso da terra por unidade de energia produzida, etc. Embora o primeiro tipo de indicadores seja importante para se avaliar o desempenho de um sistema energético como um todo, os resultados são conseqüência do “mix” atingido pelo sistema dentro de certo horizonte, e não se enquadram no escopo deste trabalho.

Por outro lado, os indicadores do segundo tipo são pertinentes para a análise “a priori” de todas as fontes energéticas, e são aplicados especificamente para a produção de energia a partir do carvão mineral. Optou-se por, na medida do possível, utilizar os mesmos indicadores sugeridos para a análise da fonte nuclear (EPE, junho de 2006), de forma a permitir, em um momento posterior, a comparação entre as diversas fontes.

■ 4.1.2. Indicadores ambientais

Os indicadores ambientais podem ser divididos em três temas principais: atmosfera, água e solo (IEA/OECD, 2005). Cada um destes três temas principais pode ser subdividido em subtemas, como se segue.

Atmosfera: mudanças climáticas e qualidade do ar. Para estes subtemas as questões principais estão relacionadas à acidificação, impactos na camada de ozônio e outras emissões que afetam a qualidade do ar de áreas urbanas e emissão de gases de efeito estufa.

Água: a qualidade da água é, em geral, afetada pela descarga de contaminantes, em especial nas atividades de mineração.

Solo: a qualidade dos solos deve ser considerada além da sua importância como espaço físico e relevo. O solo deve ser considerado como um importante recurso, junto com os recursos hídricos, essencial para a agricultura e como habitat para as diversas espécies de plantas e animais. As atividades de produção de energia podem resultar na degradação e acidificação dos solos.

Para os indicadores ambientais, utilizou-se, para esta primeira análise, os mesmos indicadores sugeridos para a análise da fonte nuclear.

Emissões de gases de efeito estufa

O gás de efeito estufa que causa maior preocupação é o dióxido de carbono (CO_2). Considerando toda a cadeia energética a partir da produção dos gás natural, pode-se inferir que a geração de gases de efeito estufa é considerável, pois a mesma ocorre tanto na produção do gás como na queima do mesmo.

Poluição do ar

As emissões de poluentes do ar geradas pelo setor energético incluem particulados, dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x). A produção de energia elétrica por gás natural gera, basicamente, óxidos de nitrogênio e dióxido de carbono, e, conseqüentemente, acarreta efeitos adversos sobre a flora e fauna, edificações e sobre a saúde humana.

Uso da terra

O uso de terra requerido pela cadeia energética do gás natural é inferior ao uso requerido pelas energias renováveis. Por exemplo, as necessidades de terra para cada GW de capacidade instalada, incluindo as necessidades de mineração e de todo o ciclo do combustível, para algumas fontes de energia são as seguintes:

- Carvão e nuclear: 1-10 km^2 ;
- Solar: 20-50 km^2 ;
- Eólica: 50-150 km^2 ;
- Biomassa: 4.000-6.000 km^2 .

A grande área requerida para a implantação de biomassa energética implica, naturalmente, o potencial conflito entre produção de alimentos e energia.

Formação de chuvas ácidas

A acidificação das águas é proveniente da presença de ácidos como o sulfúrico (H_2SO_4) e o nítrico (HNO_3) formados na atmosfera, em função da queima de combustíveis fósseis, e, conseqüentemente, da liberação de dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x) (GOLDEMBERG, 2003). Esses podem ser levados pelo vento a distâncias de até mil quilômetros de sua fonte, e causar chuvas ácidas em locais bem distantes, sendo considerado então um problema regional. O processo de queima de gás natural é considerado mais limpo ambientalmente por não gerar dióxido de enxofre, porém o mesmo gera óxidos de nitrogênio.

A luz solar, a fuligem e os resíduos de metais podem acelerar, sob certas circunstâncias, o processo de formação da chuva ácida (GOLDEMBERG, 2003).

O efeito acumulativo da chuva ácida impacta ambientes, colheitas, materiais florestais e aquáticos. Lagos ácidos possuem dificuldade para manter a pesca, a acidez no solo pode retardar o crescimento da flora, áreas úteis de campos rurais podem ser reduzidas, além do que o ácido ataca materiais utilizados na construção de edifícios (OTTINGER, 1991).

■ 4.1.3. Indicadores socioeconômicos

Esgotamento das reservas de combustível

As reservas brasileiras de gás natural são bastante modestas e cresceram significativamente entre 1995 e 1997, e a

partir de 2002. Até este ano, cerca de 73% das reservas eram associadas a jazidas de petróleo, o que manteve a sua produção subordinada às condições de extração desse produto. Este fato foi um fator limitante da expansão do consumo de gás no Brasil, superado com o crescimento da produção de gás não associado.

Cerca de 77% das reservas de gás natural no Brasil se localiza em campos *off shore* e 23% em campos terrestres (ANP, 2005).

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente, Bacia de Santos

Garantia de suprimento

A demanda de gás natural tem crescido a uma taxa média de 2,6% a.a nos últimos 24 anos, sendo que as regiões em que a demanda apresenta uma taxa maior de crescimento são o Oriente Médio e a Ásia do Pacífico. Na América do Norte e na Europa/Eurásia, mercados mais maduros, o consumo tem crescido a taxas menores que as verificadas nos países em desenvolvimento.

No Brasil, o mercado de gás natural vem crescendo significativamente nos últimos anos, sendo o segmento industrial o que representa a parcela mais significativa da demanda.

Entre os condicionantes de suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil podem ser destacados:

- a oferta total de gás disponível para atendimento do mercado brasileiro, o que inclui tanto o acesso a reservas domésticas de gás quanto a importação desse energético;
- a disponibilidade de infra-estrutura física para escoamento da oferta (produção e/ou importação) até os mercados consumidores; e
- o uso do gás natural em outras aplicações, nos setores industrial, comércio e serviços de transporte.

Encontra-se pendente, na Bolívia, a regulamentação pelo novo governo da nova Lei dos Hidrocarbonetos, que pode afetar os investimentos realizados pela Petrobras para a produção de gás natural. A situação política da Bolívia é um fator de grande importância para o governo brasileiro, tendo em vista o papel do gás natural na matriz energética brasileira e, conseqüentemente, o gasoduto Bolívia - Brasil. Em conseqüência dos requisitos da demanda energética e considerando essa questão, está havendo um esforço para antecipação da produção de gás natural proveniente da Bacia de Santos, que poderá reduzir a dependência do gasoduto Bolívia - Brasil a partir de 2008.

5. Custos socioambientais

Em geral, o valor econômico de impactos ambientais de fontes de energia elétrica não é internalizado no custo total de usinas. Existem dois métodos de internalizar externalidades ambientais: (i) estimando os valores dos custos de controle; e (ii) estimando valores monetários de custos de degradação (Furtado, 1996).

Custos de controle representam o valor monetário da proteção ambiental, isto é, eles representam quanto a sociedade tem de pagar para evitar os impactos ambientais. Como afirmado por Woolf:

“Quando os custos de controle são usados para representar externalidades ambientais, existe uma suposição explícita que os reguladores estabeleceram padrões ambientais de modo que os custos da regulação igualem aproximadamente os benefícios. Em outras palavras, supõe-se que os reguladores estabelecem padrões ambientais no ponto onde os custos de degradação são aproximadamente iguais aos custos de controle. Isto pressupõe que os reguladores são bem informados e

livres de restrições, inclusive políticas, ao estabelecerem padrões ambientais” (Wolf, 1992; p.4).

Neste método, os custos internalizados, usualmente, referem-se às medidas de mitigação dos efeitos ou medidas de prevenção da ocorrência dos efeitos. Estes custos são também conhecidos como custos de controle e de mitigação. Custo de controle é o custo de evitar os efeitos ambientais, enquanto o custo de mitigação é o custo de gerir ou aliviar os efeitos ambientais (COMASE, 1993a). O termo custo de mitigação é usado quando não existe uma ação na causa do impacto, tentando reduzi-lo. As medidas objetivam apenas conviver com ou mitigar os impactos. Por outro lado, quando as medidas visam reduzir os efeitos ambientais, agindo diretamente nas fontes poluidoras, seus custos são chamados custos de controle.

A segunda abordagem, custos de degradação, utilizada para a internalização dos custos ambientais de usinas, se baseia na avaliação econômica da degradação causada (Furtado, 1996). Esta medida avalia o efeito ambiental como uma perda econômica devido aos impactos causados pelo projeto. Os custos de degradação representam o benefício à sociedade em se evitar estas externalidades, ou seja, representam o benefício monetário da proteção ambiental.

Exceto quando o nível de controle é considerado “ótimo”, o uso dos custos de controle para quantificar o dano ambiental em geral apresenta erros de super ou sub estimativa. Teoricamente, não existem dúvidas de que os custos de degradação geram melhores estimativas das externalidades ambientais do que os custos de controle. No entanto, a sua determinação apresenta um elevado grau de incerteza.

■ 5.1. Custos socioambientais e externalidades

As tecnologias modernas, empregadas na maior parte das opções energéticas, foram desenvolvidas de modo a minimizar os danos ambientais. Contudo, os riscos de danos à saúde e meio ambiente não podem nunca serem reduzidos a zero para qualquer opção energética.

Devido à relevância das emissões aéreas para a análise de fontes de geração termelétrica, muitos estudos foram realizados sobre a valoração de impactos ambientais na produção de energia elétrica, especialmente nos Estados Unidos da América, voltados para os custos das externalidades das emissões aéreas. Os resultados são apresentados em US\$ por tonelada de poluente, em US\$ por tipo de poluente e em US\$ por kWh para cada tipo de geração elétrica. A Tabela 5 apresenta os custos das emissões aéreas na produção de eletricidade por tipo de poluente.

Tabela 5 – Custos das emissões aéreas na produção de eletricidade por tipo de poluente (US\$ centavos/kWh – preços de 1990)

Poluente	Carvão nova c/FGD	Carvão existente	Gás natural nova c/ciclo combinado	Óleo existente
Dióxido de carbono (CO ₂)	2.8	2.8	1.3	2.3
Óxidos de nitrogênio (NO _x)	0.0	2.4	1.5	1.2
Óxidos de enxofre (SO _x)	1.1	1.6	0.0	1.0
Outros: particulados (TSP), comp. org. voláteis (COV), monóxido de carbono (CO), metano (CH ₄)	0.1	0.4	0.0	0.3
Total	4.0	7.2	2.8	4.8
Custo convencional	8.6	6.9	5.7	6.9
Total (% do custo convencional)	47	104	49	70
Total mais custo convencional	12.6	14.1	8.5	11.7

Nota: Os custos convencionais de usinas existentes são médias de preços de eletricidade nos Estados Unidos; os custos de usinas novas incluem os custos fixos e variáveis da construção e operação das usinas (Koomey, 1990).
Fonte: Woolf, 1992.

Como mostrado na tabela acima, o dióxido de carbono (CO_2) representa cerca de 50% do custo total de todos os poluentes. Para as usinas novas de gás natural com ciclo combinado, os custos de emissão dos óxidos de nitrogênio são os mais altos.

6. Desenvolvimento tecnológico em médio prazo

Novas tecnologias de utilização de gás natural desenvolvidas e aplicadas ao longo das últimas décadas têm aumentado a eficiência das plantas e diminuído substancialmente as emissões atmosféricas. Com o entendimento cada vez maior da ação dos combustíveis fósseis nas mudanças climáticas e de que num horizonte de 30 anos os combustíveis fósseis deverão atender a cerca de 80% das necessidades energéticas mundiais, um grande esforço tecnológico está sendo feito para reduzir as emissões de CO_2 .

Políticas que tratam de estocar o excesso de carbono, por prazos longos e indeterminados, na biosfera, no subsolo e nos oceanos, estão sendo estudadas. Dentre essas políticas podemos citar (<http://www.co2crc.com.au>, acesso em 29.09.06):

- seqüestro de carbono em repositórios subterrâneos;
- melhoramento do ciclo terrestre natural através da remoção do CO_2 da atmosfera pela vegetação e estoque da biomassa criada no solo;
- seqüestro do carbono nos oceanos, através do aumento da dissolução do CO_2 nas águas oceânicas pela fertilização do fitoplâncton com nutrientes e pela injeção de CO_2 nas profundezas dos oceanos, a mais de 1000 metros de profundidade; e
- seqüenciamento de genoma de micro-organismos para o gerenciamento do ciclo do carbono.

Dada a competitividade da indústria do petróleo e gás natural e sua relação com a dimensão ambiental em suas diversas matrizes, torna-se de grande relevância a consideração dos aspectos relacionados à conservação e uso racional de energia. O desenvolvimento de tecnologias para a conservação e uso racional de energia poderá abordar atividades ligadas a:

- a) ampliação do aproveitamento do gás natural (atualmente, uma parte é queimada em *flares*) na fase de *upstream* (Exploração & Produção);
- b) otimização nos processos do *upstream*;
- c) otimização nos sistemas de transporte e distribuição; e
- d) estudos sobre a eficiência de combustíveis em veículos leves e pesados.

A elevada proporção dos custos da rede de transporte e distribuição (até 50% dos custos totais, no caso de grandes distâncias) implica que a expansão desta indústria requer a existência de uma massa de clientes potenciais, especialmente concentrados, de maneira a garantir a remuneração dos elevados investimentos realizados à montante da indústria.

Seria importante, a exemplo do que ocorre em outros segmentos de infra-estrutura, dar continuidade à constante adaptação de um marco regulatório eficiente, considerado fator determinante para atrair novos investidores para o mercado.

7. Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo

A conclusão que a humanidade está contribuindo para o aquecimento global através das emissões de CO₂, aumentando assim o efeito estufa, foi a força motriz para o advento do Protocolo de Kyoto. Este acordo tem por objetivo apresentar ao mundo, até 2010, um programa factível para cumprir o objetivo estabelecido pela United Nations Framework Convention on Climate Change (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática), especificamente, reduzindo as emissões globais de CO₂ em 7% em relação aos níveis de emissão de 1990 (IPCC, 1990, 1996a, 1996b).

O Protocolo de Kyoto está em vigor desde 16 de fevereiro de 2005 e agora é denominado Tratado de Kyoto. Dentre os três mecanismos previstos no âmbito deste tratado, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL é o único que envolve países em desenvolvimento, ao estabelecer que os países industrializados podem cumprir suas metas de redução de emissões de gases de efeito estufa através da compra de créditos de redução de emissões de carbono (RCEs)¹, gerados a partir de projetos a serem implantados em países em desenvolvimento.

Dentre os projetos considerados elegíveis como projetos MDL encontram-se aqueles relacionados à substituição de fontes de energia fósseis por fontes renováveis, ou por fontes com fatores de emissão de carbono efetivamente menores. Dessa forma, projetos de linhas de transmissão, que promovam a desativação de unidades térmicas a óleo nos sistemas isolados pela sua interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ou, ainda, a substituição do uso de óleo diesel pelo gás natural, podem ser considerados como projetos elegíveis.

A elegibilidade de cada projeto candidato ao MDL depende dos seguintes critérios eliminatórios:

- as reduções de emissões devem ser adicionais àquelas que ocorreriam caso não houvesse a implantação do projeto;
- o projeto deve contribuir para o desenvolvimento sustentável do país no qual será implantado;
- devem ser demonstrados os benefícios reais, relacionados com a mitigação da mudança do clima, os quais devem ser mensuráveis e de longo prazo;
- o projeto deve ser voluntário; e
- o país, sede do projeto, deverá aprovar o mesmo.

A aprovação do projeto no país sede deve ser realizada pela Autoridade Nacional Designada (ADN), atestando que o projeto contribuirá para o desenvolvimento sustentável do país. No caso brasileiro, a AND é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), que estabeleceu critérios para comprovação da contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável. Não cabe a AND, entretanto, a aprovação técnica do projeto, bem como a análise de sua viabilidade econômica, sendo esta aprovação da competência da Entidade Operacional Designada (EOD), entidade certificadora que validará o Documento de Concepção do Projeto (DCP), que será submetido ao Conselho Executivo do MDL (CE)² para registro.

Os projetos que tiveram o início de sua operação efetiva entre 01/01/2000 e 18/11/2004 (data de registro do primeiro projeto pelo CE do MDL) são elegíveis desde que registrados no Conselho Executivo do MDL até 31/12/2005. Para projetos ainda não implementados, não há prazos que condicionem sua elegibilidade.

1 RECs – Reduções Certificadas de Emissões

2 - O artigo 12 do protocolo de Kyoto estabeleceu um Conselho Executivo para supervisão do MDL. Este Conselho (CE) é responsável pelo cadastramento das Entidades Operacionais Designadas (EOD) e por diversas outras atividades relacionadas ao controle da aplicação do MDL, bem como pela emissão dos certificados.

O critério de adicionalidade está intimamente ligado ao fato de que os países em desenvolvimento não receberam metas de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa, como forma de não restringir o seu desenvolvimento. Assim, as emissões inerentes ao processo de desenvolvimento desses países, ainda que crescentes, são aceitas como um cenário de referência. O cenário de emissões, qualificado e quantificado com base nesse cenário de referência, convencionou-se chamar de linha de base. Em resumo, a linha de base de uma atividade de projeto do MDL é o cenário que representa as emissões de gases de efeito estufa por fontes que existiriam na ausência da atividade proposta. Serve de base tanto para a verificação da adicionalidade quanto para a quantificação das RCEs decorrentes das atividades do projeto do MDL. As RCEs serão calculadas a partir da diferença entre as emissões da linha de base e as emissões verificadas em decorrência das atividades do projeto.

Como o MDL é um mecanismo baseado em projetos, é aceito que sejam adotadas linhas de base desenvolvidas a partir de metodologias criadas especificamente para o projeto candidato.

A implementação do Protocolo de Kyoto continua sendo o foco dos esforços mundiais para combater o aquecimento global.

Três são os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Kyoto;

- (i) Implementação conjunta (*Join Implementation -JI*);
- (ii) Comércio de Emissão (*Emissions Trading - ET*); e
- (iii) Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (*Clean Development Mechanims – CDM*).

Os critérios de elegibilidade para o MDL conferem caráter eliminatório para a certificação dos projetos, sendo que os indicadores devem conferir um caráter classificatório.

Os indicadores utilizados, em número de oito, para a aplicação do MDL são:

- (i) contribuição para a mitigação das mudanças climáticas globais;
- (ii) contribuição para a sustentabilidade ambiental local;
- (iii) contribuição para a geração líquida de empregos;
- (iv) impactos na distribuição de renda;
- (v) contribuição para a sustentabilidade do balanço de pagamento;
- (vi) contribuição para a sustentabilidade macroeconômica;
- (vii) custo x efetividade; e
- (viii) contribuição para a auto-suficiência tecnológica.

Aplicando esses indicadores há possibilidade de atuação em três segmentos do MDL:

- (i) na melhoria da eficiência energética;
- (ii) no desenvolvimento de novas fontes de energia alternativa; e
- (iii) no seqüestro de CO₂, através de reflorestamento.

8. Considerações finais

Apesar de haver algumas controvérsias no que tange aos efeitos sobre o meio ambiente, devido ao uso de tecnologias de geração de diferentes fontes, vários pontos podem ser considerados como aceitos. Entre eles podem ser citados:

- todos os meios de produção de energia elétrica causam algum efeito sobre o meio ambiente, alguns causam danos consideráveis, outros poucos, mas nenhum meio pode ser considerado completamente benigno ou limpo;
- o desenvolvimento tecnológico na eficiência, controle de emissões e captura e armazenamento de CO₂, é fundamental para aumentar ainda mais o crescimento desta fonte na matriz energética mundial e brasileira;
- devem ser feitos investimentos, ainda, na minimização e controle dos impactos socioambientais da exploração, perfuração e completação, produção, transporte e tratamento do gás natural, visando controlar os impactos à saúde dos trabalhadores e a degradação do meio ambiente;
- as projeções indicam contínuo crescimento do consumo de gás natural na matriz energética nacional;
- o gás deve ser utilizado de forma diversificada e em seus usos diretos, em que as perdas energéticas são muito menores e os custos social e ambiental minimizados;
- o maior consumidor de gás natural é a indústria, mas observa-se que a produção desse energético no mundo deverá crescer, impulsionada principalmente pela demanda de eletricidade; e
- as questões ambientais (resíduos, efluentes e emissões) são passíveis de minimização, refletindo em otimização de processos, onde há duas novas motivações para investir: projetos ambientalmente adequados e com possibilidade de ingressar no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

9. Referências bibliográficas

- ALMEIDA, E. L. F., “Queima de Gás Associado: Problema ou Oportunidade?”. In *Petróleo & Gás Brasil*, dezembro de 2002, Ano 3, n. 12, IE-UFRJ.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico 2005.
- AZEVEDO, J.S.G., A Estratégia da PETROBRAS e a Auto-suficiência Energética para o Brasil, apresentação Power Point, Câmara de Comercio Britânica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- _____, BNDES, 2005, Setorial, *Rio de Janeiro*, n. 22, p. 3-28, set. 2005.
- CAVALCANTE, I.N. Caracterização hidroquímica preliminar da captação de Abreulândia, Fortaleza, CE. São Paulo: USP, 1996. 24p. Curso de Pós-Graduação Trabalho apresentado no Seminário Geoquímica das águas.
- CAVALCANTE, I.N.; SABADIA, J.A.B.. Potencial hídrico subterrâneo: um bem mineral ameaçado pela poluição antrópica. Fortaleza: Revista Geologia, n.5, p.115-124, 1992.
- CAMPOS, A F, A Reestruturação da Indústria do Petróleo Sul Americana no Anos 90, Tese Doutorado, UFRJ, 2005)
- _____, COMASE, Comitê Coordenador das Atividades de meio Ambiente do Setor Elétrico, Referencial para Ornamentação dos Programas Socioambientais, MME, Rio de Janeiro, 1994.
- _____, CTEPETRO – Plano Plurianual de Investimentos, 1999 – 2003
- _____, Economia e Energia, Ano IX, No. 51: Agosto-Setembro, 2005, ISSN 1518-2932.
- _____, EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Balanço Energético Nacional, 2005.
- COELHO, A.P.A., Proposição de Medidas Mitigadoras e Potencializadoras para os Impactos Ambientais Provenientes da Indústria do Petróleo – Upstream e Downstream. Monografia de MBA em Gestão Ambiental, CEFET, 2005.
- EPE, Avaliações dos Impactos Ambientais das Tecnologias de Geração Termonuclear, junho de 2006.
- FERREIRA, D., Curva de Hubber: Uma Análise das Reservas Brasileiras de Petróleo, MSc., Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Pulo, 2005.
- FURTADO, R. C., The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil, Tese de Doutorado, Imperial Collage, Universidade de Londres, Londres, UK, 1996.
- GOLDEMBERG, J; Villanueva, L. D. Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento. Edusp. São Paulo, 2003.
- GOMES, A.S., PALMA, J.C., SILVA, C.G., Causas e Conseqüências do Impacto Ambiental da Exploração dos Recursos Minerais Marinhos, *Brazilian Journal of Geophysics*, Vol. 18(3), 2000
- _____, IPCC, 1990, *Climate Change: The Scientific Basis in 1990. Contribution of Working Group I to the First Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 1a Edição, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, Cambridge University Press.
- _____, IPCC, 1996a, *Mudança do Clima 1995, Sumário para formuladores de Políticas, contribuição do Grupo de Trabalho I ao Segundo Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima*, 1a Edição, Brasília, 2000.
- _____, IPCC, 1996b, *Greenhouse gas inventory reporting instructions – IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Vol 1, 2, 3. Intergovernmental Panel on Climate Change, United Nations Environment Program, the Organization for Economic Co-operation and Development and the International Energy Agency, London. 3 v.
- _____, *Guidelines for Comparative Assessment of the Environmental Impacts of Waste from Electricity Generating systems*, IAEA-TECDOC-787, Vienna, 1995.
- LIMA/COPPE/UFRJ, Avaliação Ambiental Estratégica para o Setor de Petróleo e Gás Natural no Sul da Bahia, 2003.
- MACHADO, Iran F. Recursos Minerais - Política e Sociedade. São Paulo: Edgard Blucher, 1989. 410p.
- MANOEL FILHO, J. Contaminação das Águas Subterrâneas In: Feitosa, Fernando A. C. Hidrogeologia: Conceitos e Aplicações. Fortaleza: CPRM/REFO, LABHIDUFPE, 2000. p. 109-132. Miracyr Assis Marcato*
- MARIANO, J.B., Impactos Ambientais do Refino do Petróleo, MSc. COPE/UFRJ, Rio de Janeiro, V III, 216 p., 2001.
- MARCATO, M.A., Engenharia & Energia, 576, 2006.
- _____, MME - Ministério do Meio Ambiente. Diretrizes ambientais para o setor mineral. Brasília, DF, 1997. 56p.

_____, MME, Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Minas e Metalurgia. Programa de Reestruturação Institucional do Setor Mineral. Projeto de Lei, Brasília, DF, 2001. PRISMA.

_____, MME - Ministério de Minas e Energia, Plano Nacional de Energia 2030, 2005.

_____, NAE, Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Mudança do Clima, Negociações Internacionais, Vulnerabilidade, Impactos e Adaptação a Mudanças do Clima, Brasília, No. 3, Vol. 1, 2005.

NEGRI, J. C., VIEIRA, S., As emissões de Poluentes nas Usinas Termelétricas à Gás Natural: um estudo de caso. In: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, 1999, CD-ROM, GIA/09, 5 p. OCDE, Evaluating Economic Instruments for Environmental Policy, 1.ed., Paris

OTTINGER, R.L.; Environmental costs of electricity / prepared by Pace University center for environmental legal studies. New York : Oceana Publications, 1991.

PINGUELLI ROSA, L., SCHECHTMAN, R. Avaliação de Custos Ambientais da Geração Termelétrica: inserção de variáveis ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico. Caderno de Energia, Rio de Janeiro, mar. 1996, n. 9, p. 159-256.

Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015.

Portaria ANP Nº 104, de 08.07.2002, publicada no DOU em 09.07.2002.

RIBEIRO, L.S. O Impacto do Gás Natural nas Emissões de Gases de Efeito Estufa: O Caso do Município do Rio de Janeiro [Rio de Janeiro] 2003, IX, 261 p. COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2003.

REIS, M. M., Custos Ambientais Associados a Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural. [Rio de Janeiro] 2001. XIV, 200p. UFRJ/COPPE, M.Sc., Planejamento Energético, 2001.

ROSA, R. N., Combustíveis Fósseis – O Problema do Peak Oil, Centro de Geofísica de Évora, Universidade de Évora, Instituto Superior Técnico, Association for the Study of Peak Oil, apresentação Power Point, 2005.

SEVA Filho, A. O., SANTI, A.M.M., ROSA, A.C., Licenciando Termelétricas de Grande Porte em Áreas Poluídas: Avaliação de um Caso na Região Metropolitana de Belo Horizonte, MG. E Comparação com casos em São Paulo e Paraná, IX Congresso Brasileiro de Energia, 2001

SERÔA DA MOTTA, R. Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais, 1.ed, Brasília, MMA, 1998, 216 p.

_____, SER - Statistical Review of World Energy, June 1996 to 2005.

Sousa, W. L. Impacto Ambiental de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa de Duas Abordagens. Dissertação (Mestrado em Ciências). COPPE/ Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.

TOLMASQUIM, M. T. et al. Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Editora Relume Dumará. Rio de Janeiro, 2004.

www.aneel.gov.br/15.htm, acesso em 28.09.06.

www.mme.gov.br, acesso em 28.09.2006.

www.gasnet.com.br, acesso em 29.09.2006.

ZANCAN, F. L., Carvão. Apresentação do Seminário de Tecnologias Energéticas do Futuro, Curitiba, PR, 2006.

