

ALINE FRÓES ALMEIDA COSTA

**O MERCADO DE GÁS NATURAL DA BAHIA:
ADOÇÃO DA ENERGIA CIVILIZADA**

SALVADOR

2003

UFBA - Faculdade de Ciências Econômicas
Biblioteca

13.097
Seção Mestrado

ALINE FRÓES ALMEIDA COSTA

O MERCADO DE GÁS NATURAL DA BAHIA:
ADOÇÃO DA ENERGIA CIVILIZADA

1º Versão da Monografia apresentada ao curso de Graduação da
Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal da
Bahia como requisito parcial à obtenção do grau de
Bacharela em Ciências Econômicas
Professor Orientador: Dr. ANDRÉ GARCEZ GHIRARDI

SALVADOR

2003

Costa, Aline Fróes Almeida.

O mercado de gás natural na Bahia: adoção da energia civilizada/ Aline Fróes Almeida
Costa. – Salvador, 2003.

57p. il.

Monografia (Graduação em Economia) UFBA, 2003.

Orientador: Dr. André Garcez Ghirardi.

1. Gás natural – Bahia I. Título.

CDD – 665.7

AGRADECIMENTOS

A todos que incentivaram e cooperaram com a construção deste trabalho:

Aos meus pais, Emanuel e Graça, e à minha avó Helena por acreditarem em mim.

Ao professor André, pela dedicada orientação, paciência e perseverança em tentar me acalmar!

Aos amigos, Vera, Sérgio, Flávia, Cristiane e Luana, pelas alegrias, sofrimentos e orações compartilhadas em todos os momentos.

Aos colegas da Coelba, Laucides, por compreender os dias de ausência, José Roberto e Verônica, pelas palavras de incentivo e Seu Bonfim, pela coleta de importantes informações.

Aos colegas do GERI, Telma, Gervásio, Janúzia e Ana Cristina pelo apoio constante.

Aos colegas, professores e funcionários da Faculdade de Ciências Econômicas, em especial, Vanderley, Washington, Lina, Nildes e Marisa.

Aos funcionários da Bahiagás, Fernanda, Carolina, Aristides e Ramon, pelo empenho, no curtíssimo prazo, em atender prontamente minhas solicitações.

Aos professores que compuseram a banca examinadora, Tony e Teixeira, pelas críticas e sugestões que enriqueceram este trabalho.

RESUMO

A participação do gás natural na matriz energética brasileira apresenta-se muito abaixo da média mundial. O desenvolvimento da indústria do gás, ao contrário da Europa e dos Estados Unidos, ocorreu tardiamente no Brasil, portanto, não existe no país uma malha de gasodutos capaz de permitir o consumo do gás em larga escala, no curto prazo. Entretanto, as perspectivas para o crescimento do mercado nacional de gás natural são favoráveis em decorrência dos investimentos direcionados ao setor e por ser uma opção, dentre os combustíveis fósseis, menos nociva ao meio ambiente.

Palavras – Chave: Gás natural, Bahia.

LISTA DE FIGURAS

Tabela 1 - Comparativo da Poluição da Combustão de Combustíveis Fósseis*	17
Tabela 2 - Preços do Gás Natural Praticados pela Petrobras (R\$/mil m ³)	33
Tabela 3 - Preço Médio dos Combustíveis no Brasil*	34
Tabela 4 - Simulação do Uso da Gasolina e do Gás Natural Veicular*	34
Tabela 5 - Reservas Nordestinas de Gás Natural Off-Shore e On-Shore (10 ⁶ m ³).....	37
Tabela 6 - Consumo Previsto de Gás Natural do PPT (mil m ³ /dia).....	42
Tabela 7 - Projeção de Vendas da Bahiagás (mil m ³ /dia).....	49
Tabela 8 - Estimativas do N° de Contratos da Bahiagás 2002-2005	49
Tabela 9 - Investimento na Rede de Gás Natural da Bahia (R\$).....	51
Quadro 1 - Comparativo do Gás Natural com Outros Gases	13
Quadro 2 - Gasoduto Nordeste Meridional e Setentrional*	41
Gráfico 1 - Reservas Mundiais Provadas de Gás Natural –2001.....	20
Gráfico 2 - Consumo de Gás Natural na América do Sul e Central*	24
Gráfico 3 - Evolução das Reservas Nacionais de Gás Natural 1985-2000	27
Gráfico 4 - Evolução da Produção Nacional de Gás Natural 1985-2000	28
Gráfico 5- Evolução do Consumo Nacional de Gás Natural 1985-2000	30
Gráfico 6 - Reservas Provadas de Gás Natural do Nordeste 1999-2001	36
Gráfico 7 - Produção de Gás Natural do Nordeste 1999-2001.....	38
Gráfico 8 - Produção de Gás Natural no Nordeste 2002*.....	39
Gráfico 9 - Demanda por Gás Natural no Nordeste 1999-2001	39
Gráfico 10 - Demanda por Gás Natural Veicular no Nordeste 2001-2002.....	40
Gráfico 11 - Reservas Estimadas de Gás Natural 2002-2011	45
Gráfico 12 - Demanda Estratificada da Bahiagás 2002*	46
Figura 1 - Gás Associado	12
Figura 2 - Gás Não Associado.....	12
Figura 3 - Exploração, Produção, Transporte e Distribuição do Gás Natural.....	16
Figura 4 - Estrutura da Indústria Brasileira de Gás Natural.....	26
Figura 5 - Malha de Gasodutos no Brasil.....	29
Figura 6 - Gasoduto Salvador.....	47
Figura 7 - Gasoduto de Feira de Santana	48

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
2	O GÁS NATURAL.....	11
2.1	CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL	11
2.1.1	Características Técnicas.....	11
2.1.2	Características Ambientais	17
3	O MERCADO DE GÁS NATURAL	19
3.1	O MERCADO MUNDIAL.....	19
3.2	O MERCADO BRASILEIRO	25
3.2.1	Os Preços do Gás Natural	32
4	O MERCADO NORDESTINO DE GÁS NATURAL.....	36
4.1	CONDIÇÕES DE MERCADO.....	36
4.2	PERSPECTIVAS DO GÁS NATURAL.....	42
5	O GÁS NATURAL DA BAHIA.....	44
5.1	A COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA	46
5.2	PLANO DE EXPANSÃO DO GÁS NATURAL	49
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
	REFERÊNCIAS	54

1 INTRODUÇÃO

Energia é insumo imprescindível ao desenvolvimento econômico. O Brasil, embora detentor de diversificados recursos naturais, ainda não otimiza o uso de todas suas fontes energéticas. A produção nacional concentra-se na forma de energia primária renovável — como energia hidráulica, lenha e derivados da cana-de-açúcar — que corresponde a 68,4% do total. As fontes não-renováveis, que incluem petróleo, gás natural e urânio, são responsáveis por 31,6% (MME, 2001).

Do total de energia elétrica gerada no Brasil, as usinas hidrelétricas respondem por 92%, enquanto às termelétricas cabem os 8% restantes (MME,2001). Esta estrutura de oferta é consequência de uma política de auto-suficiência energética, colocada em prática nas décadas de 70 e 80, em resposta às crises do petróleo, quando o país direcionou investimentos para desenvolver seu (potencial) parque hidrelétrico e intensificar as explorações das reservas petrolíferas na plataforma continental, com tecnologia *off-shore* (OLIVEIRA; GUTIERREZ, 2000). Assim, o país buscava a eficiência na alocação de seus recursos naturais para reduzir sua vulnerabilidade externa (importação). No entanto, no final da década de 90, o modelo brasileiro gerador de energia deparou-se com deficiências: parte dos reservatórios de água das hidrelétricas estavam abaixo da média e as outras fontes geradoras de energia (gás, petróleo, carvão, dentre outros) não apresentavam condições, até então, de suprir as necessidades de consumo de energia elétrica do mercado de modo satisfatório.

A demanda por energia elétrica cresceu mais que proporcionalmente à expansão da oferta e o Brasil acabou sofrendo, em 1999, o maior blecaute da história do país e, em 2001, passou por uma contenção compulsória do consumo de energia, o racionamento. O Governo brasileiro intensificou a adoção de medidas emergenciais de reestruturação de sua matriz energética e, com o propósito de torná-la menos vulnerável, destinou boa parte dos investimentos à maior difusão do gás natural, principalmente na geração termelétrica. Dentre outras alternativas, o Estado tem amadurecido os projetos de ampliação da oferta de gás natural ao passo que visa reduzir simultaneamente o consumo de petróleo e energia hidrelétrica.

Do ponto de vista da oferta, muitos são os fatores que consagram a relevância atribuída ao gás natural: é um combustível considerado mais “limpo” que os demais energéticos; previsões indicam reservas nacionais ainda não exploradas; tem menor percentual de desperdício que outros combustíveis; existe demanda potencial/reprimida por este energético. Do ponto de vista da demanda, existem aspectos pendentes, porém, passíveis de solução. A saber: são necessários investimentos maciços na construção de ampliada rede de transporte¹ e distribuição de gás natural, num prazo relativamente curto, além da formulação de uma política de preços de combustíveis capaz de aumentar a competitividade do gás natural frente aos demais energéticos.

O desenvolvimento de uma estratégia alternativa para o mercado de gás natural sinaliza um possível direcionamento rumo ao crescimento sustentável, permitindo o acesso às fontes modernas de energia com pouca ou nenhuma degradação do meio ambiente. Este aspecto é uma vantagem comparativa do gás visto que toda política de energia vem sendo crescentemente influenciada pela preocupação ambiental.

O Brasil tem produzido em média 37 milhões m³/dia de gás natural (1999-2001). A participação nordestina neste percentual é de aproximadamente 36%, 13,5 milhões m³/dia, sendo que o estado de maior destaque é a Bahia². A distribuidora nordestina, Bahiagás, atualmente tem como principal cliente o setor industrial, mas existe uma forte demanda por gás em todos os segmentos (residencial, industrial, comercial, automotivo, geração/co-geração). A procedência do gás capaz de suprir esta exigência prevista do mercado consumidor pode não ser internacional (insumo importado) uma vez que existem reservatórios de gás natural ainda não explorados no estado da Bahia.

No Recôncavo Baiano está inserida a bacia de Camamu Almada, onde foram localizadas reservas marítimas de gás natural (lâmina d'água), não associado ao petróleo, num total avaliado de 20 bilhões de metros cúbicos de gás (PETROBRAS, 2002). Montante suficiente para garantir o abastecimento do mercado baiano e ratificar

¹ O gás natural exige meios de transporte mais sofisticados, complexos e caros do que os utilizados para o óleo (líquido) e o carvão (sólido). Os gasodutos são os meios mais comuns de transporte, no entanto, quando as distâncias geográficas são grandes (superiores a 6000km) ou quando há necessidade de se cruzar mares, sua adoção como meio de transporte se inviabiliza. Nesses casos, o transporte do gás natural liquefeito (GNL) surge como alternativa mais econômica (SANTOS, 2002).

a importância da Bahia no contexto nordestino. A Companhia de Gás da Bahia, Bahiagás, visa a adoção de mecanismos para o desenvolvimento do mercado consumidor de gás natural no estado da Bahia: investimento em gasodutos para abastecimento das classes residencial e comercial e implantação de novos postos para comercialização de GNV (CARNEIRO, 2003).

O presente trabalho monográfico objetiva avaliar qual a perspectiva de participação do gás natural na matriz energética da Bahia na próxima década.

Seis capítulos compõem esta monografia. O primeiro refere-se a esta introdução. O capítulo seguinte tece uma abordagem acerca do gás natural, o que é, qual sua composição, como pode ser utilizado e as principais vantagens e desvantagens.

O capítulo terceiro traça breve perfil do mercado mundial e nacional de gás natural, além de sintetizar a formação dos preços do combustível gás natural. O quarto capítulo aborda o mercado regional, nordestino. No quinto capítulo, aborda-se o mercado baiano de gás natural e chega-se à Bahiagás, onde destaca-se a situação atual da empresa e as principais perspectivas para o mercado de gás na Bahia.

Por fim, no sexto e último capítulo, apresentam-se as considerações finais. Aqui, ratifica-se a importância do gás natural na diversificação da matriz energética e, ao mesmo tempo, demonstra-se o resultado da análise pretendida.

²A Bahia produz uma média de 5,3 milhões de metros cúbicos, seguida pelo estado do Rio Grande do Norte, 3,5 milhões, Sergipe, 2,4 milhões, Alagoas, 2 milhões e Ceará com 278 mil metros cúbicos por dia (MME, 2001).

2 O GÁS NATURAL

A descoberta da primeira reserva de gás natural ocorreu no Irã, entre 6000 e 2000 AC, e, segundo indicam antigos registros, o gás era utilizado para manter aceso o “fogo eterno”, símbolo de adoração das seitas locais. A China começou a fazer uso do gás em 211 AC, apesar de tê-lo descoberto sete séculos antes, com a intenção de secar as pedras de sal mais rapidamente do que com o calor do sol. Nesse período, os chineses utilizavam varas de bambu para extrair o gás de poços que alcançavam a profundidade de até 1000 metros. Na Europa, o gás foi descoberto em 1659, mas não despertou muito interesse devido à grande aceitação do carvão. Por sua vez, nos Estados Unidos, o gás foi utilizado para preparação de alimentos e iluminação doméstica, até que em 1821 (Fredonia - New York), com modestas técnicas de construção, entrou em operação o primeiro gasoduto com fins comerciais. Eis a gênese da indústria do gás natural (GAS ENERGIA, 2002a).

2.1 CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL

2.1.1 Características Técnicas

Conceito

O gás natural é

(...) todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraídos diretamente de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros,

segundo definição estabelecida na Lei nº 9.478/97. O gás natural é um combustível fóssil encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo.

O gás natural associado (GNA) é aquele que, no reservatório, encontra-se dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás, ver Figura 1. Assim, há uma relação direta entre a produção de óleo e gás. O GNA pode ser interessante do ponto de vista econômico. Porém, caso não seja viável sua extração, o gás natural é reinjetado na jazida ou

queimado, a fim de evitar acúmulo de gases combustíveis próximos aos poços de petróleo. Por sua vez, o gás não associado, Figura 2, apresenta-se livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo e suas reservas são menores que as de GNA (PETROBRAS, 2001).

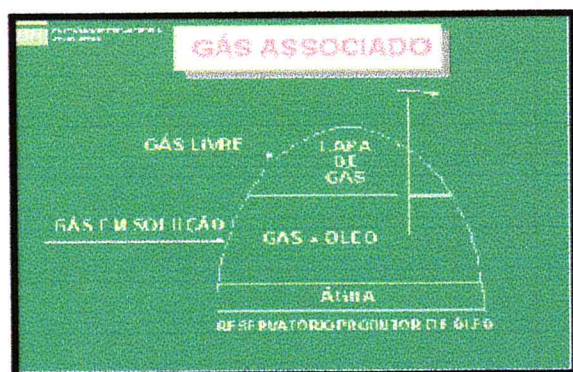


Figura 1 - Gás Associado

Fonte: PETROBRAS, 2002



Figura 2 - Gás Não Associado

Fonte: PETROBRAS, 2002

Composição

A composição típica do gás natural pode variar dependendo do fato do gás estar associado ou não ao óleo, ou de ter sido ou não processado em unidades industriais. É composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados, predominando o metano e, em menores quantidades, o propano e o butano, entre outros. Em geral, o gás possui baixos teores de contaminantes como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre (PETROBRAS, 2001).

Através de breve comparação (ver Quadro 1), tem-se uma visão mais real das características do gás natural. Observa-se que a principal diferença entre as origens do gás natural, gás liquefeito do petróleo, gás de rua e do gás de refinaria é o fato de que o gás natural é obtido diretamente da natureza em reservatórios no subsolo, enquanto os demais provêm de processo industriais. No tocante à composição, todos os gases são à base de hidrocarbonetos, mas o gás de rua e o de refinaria diferenciam-se por apresentar componentes inorgânicos em consideráveis proporções. Por fim, o gás natural é o único que é aplicável a todos os setores, inclusive o automotivo³ (PETROBRAS, 2001).

³ A utilização do GLP em veículos é proibida de acordo com a Lei 8.176/91.

	Gás Natural	GLP (*)	Gás de Rua (manufaturado)	Gás de Refinaria
Origem	Reservatório de petróleo e gás não associado	Destilação de petróleo e processamento de gás natural	Reforma termocatalítica de gás natural ou de nafta petroquímica	Processo de refinamento de petróleo
Principais Componentes	Metano e etano	Propano e butano	Hidrogênio, metano, dióxido e monóxido de carbono	Metano, etano, nitrogênio e hidrogênio
Principais Utilizações	Residencial, comercial, automotivo, industrial, geração termelétrica	Residencial, comercial e industrial	Residencial e comercial	Industrial

Quadro 1 - Comparativo do Gás Natural com Outros Gases

Fonte: CONPET, 2002

(*) Gás Liquefeito do Petróleo, popularmente denominado gás de cozinha

Vale acrescentar que o GLP é o único gás mais pesado que o ar, logo, em caso de vazamento, ele se concentra ao nível do solo, enquanto os outros se dispersam rapidamente — ou, em casos de ambientes fechados, concentram-se no teto.

Principais Usos

O gás natural tem suprido a demanda de diversos segmentos consumidores de combustível contribuindo de forma eficaz no controle dos processo industriais e nas questões da segurança e qualidade. A seguir, os principais usos:

Gás Domiciliar

A utilização do gás nas residências é um mercado em franca expansão, em especial nos grandes centros urbanos. O aumento de investimentos em redes de distribuição é condição necessária para a possível ascensão da demanda por gás, em decorrência deste fato, as companhias distribuidoras estaduais têm planos de grande ampliação de suas redes (através de gasodutos).

Gás Veicular

No setor de transportes, o gás natural é um bem substituto do óleo diesel, gasolina e álcool, logo, automóveis, ônibus e caminhões têm a possibilidade de efetivar a conversão para o uso do gás natural veicular (GNV). O GNV exige um maior espaço para armazenamento devido à menor densidade do gás em relação à gasolina. Logo, a

conversão para motor a gás tem sido uma prática adotada, principalmente, pelos taxistas. Além disso, o GNV contribui com a redução dos custos de manutenção dos veículos, pois não acumula resíduos de carbono na parte interna do motor e acaba por prolongar a vida útil deste.

Gás Industrial

O gás natural é empregado como combustível/insumo em processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, como o caso da indústria de cerâmica e na fabricação de vidro e cimento. O gás natural também é utilizável como redutor siderúrgico na fabricação de aço, e, ainda, como matéria-prima na indústria petroquímica, principalmente na produção de metanol, e na indústrias de fertilizantes, para a produção de amônia e uréia.

Gás em Termelétricas

A energia térmica é resultante da combustão de diversos materiais, como carvão, petróleo e gás natural. Ela pode ser convertida em energia mecânica por meio de equipamentos como a máquina a vapor, motores de combustão ou turbinas a gás. Através das turbinas termelétricas a gás, o gás natural pode ser usado para produzir eletricidade.

O gás natural, em usinas termelétricas, pode ser melhor aproveitado através de um processo denominado co-geração. Segundo a Petrobras,

Co-geração é geração simultânea de eletricidade e energia térmica (calor/vapor de processo), por meio do uso sequencial e eficiente de quantidades de energia de uma mesma fonte. Aumenta a eficiência térmica do sistema termodinâmico como um todo.

A co-geração vem sendo utilizada por indústrias do mundo inteiro, devido à garantia de economia e segurança operacional. É um processo mais econômico porque garante o maior aproveitamento do combustível utilizado (menos desperdício) com a redução conseqüente das emissões gasosas. Deve, no entanto, a usina térmica localizar-se

próximo dos centros consumidores, devido à dificuldade de se transportar calor/frio por um percurso longo (PETROBRAS, 2001; SILVEIRA; LANDA, 2002).

Cadeia Produtiva

Quatro são as etapas necessárias até a chegada do gás natural ao mercado consumidor, a saber: exploração, produção, transporte e distribuição.

Exploração

Trata-se da fase investigativa, onde verifica-se a existência de jazidas de gás natural. A comprovação de bacias sedimentares portadoras de rochas reservatórias ricas na acumulação de hidrocarbonetos é realizada através de testes sísmicos, e, logo após a confirmação das reservas de gás natural, faz-se a perfuração de um poço pioneiro para avaliar o nível de acumulação de gás. Em seguida, através de testes de formação e perfuração de poços de delimitação torna-se possível constatar a viabilidade da jazida para fins comerciais. Ainda nesta etapa exploratória, é feito o mapeamento do reservatório a ser encaminhado pelo setor de produção.

Produção

Esta etapa limita-se à extração e processamento do gás natural. A comercialização do gás natural requer que este recurso mineral seja previamente tratado, bem como ocorre com o petróleo. Com base nos mapas do reservatório, é definida a curva de produção e infra-estrutura necessárias para a extração. Deste modo, o gás natural (associado e não associado) é retirado de uma jazida, passando, então, por vasos depuradores para separar as partículas líquidas (água e hidrocarbonetos líquidos) e sólidas (pó, produtos de corrosão). Caso o nível de enxofre esteja em excesso, o gás natural passa por Unidades de Dessulfurização. Em seguida, o gás é transferido para Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).

Nas UPGN's, o gás natural passa por algumas etapas até estar pronto para comercialização. Num primeiro momento, o gás natural é desidratado para extrair o vapor d'água existente, e em seguida, ocorre um processo de absorção com refrigeração ou de turbo expansão com a finalidade de separar as frações pesadas, atendendo às exigências do mercado e do meio ambiente. O resultado final é a produção de gás

natural residual (metano e etano), gás natural liquefeito (propano e butano) e C₅₊ (gasolina natural, transportada para as refinarias para futuro processamento).

Transporte

Refere-se à movimentação do gás natural em grandes quantidades. O gás natural, no estado gasoso, é transportado por meio de gasodutos ou, apenas em casos específicos, em cilindros de alta pressão (como GNC, gás natural comprimido). No estado líquido, o gás natural liquefeito (GNL) pode ser transportado por meio de navio, barcaças e caminhões criogênicos, a -160°C, com seu volume reduzido em torno de 600 vezes, facilitando o armazenamento. Neste caso, para que seja utilizado, o gás deve ser revaporizado em equipamentos apropriados.

Distribuição

É a movimentação do gás natural em pequenas quantidades para consumidores individuais. O gás natural nesta etapa já atende a padrões rígidos de especificação e praticamente está isento de contaminantes, para evitar efeitos indesejáveis — corrosão, por exemplo — nos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima. Como medida de segurança é bom que o gás natural esteja odorizado⁴ para tornar-se perceptível em caso de vazamentos.

(PETROBRAS, 2001; SILVEIRA; LANDA, 2002)

A seguir, uma síntese explicativa da trajetória do gás natural desde a exploração à distribuição (Ver Figura 3).

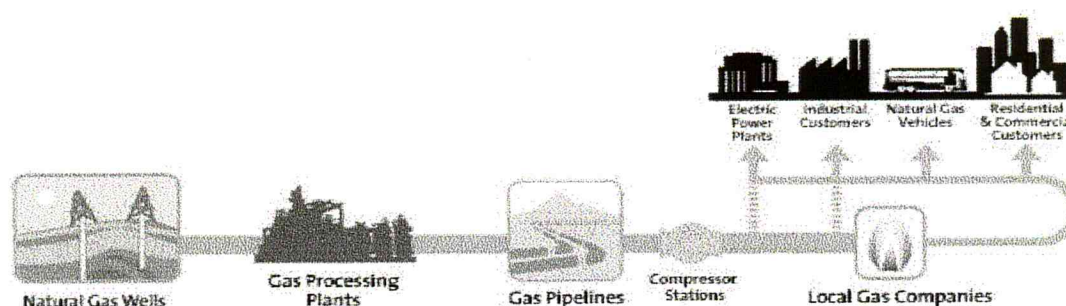


Figura 3 - Exploração, Produção, Transporte e Distribuição do Gás Natural

Fonte: PETROBRAS, 2001

⁴ O gás natural é um mineral inodoro, incolor, inflamável e asfixiante quando aspirado em altas concentrações (PETROBRAS, 2001).

2.1.2 Características Ambientais

Desde a Revolução Industrial (1880), com o contínuo crescimento da população, da economia e do consumo de combustíveis fósseis tem aumentado também o nível de emissão de gases poluentes, representando uma ameaça ao meio ambiente e à qualidade de vida da população (Silva, 2002). Os principais gases responsáveis pelo aumento gradativo da temperatura terrestre são denominados Gases de Efeito Estufa (GEE) — dentre os quais, óxido nitroso (N_2O), ozônio (O_3), clorofluorcarbonos (CFCs), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs), hexafluoreto de enxofre (SF_6) e, principalmente, dióxido de carbono (CO_2) e metano (CH_4) (GAS BRASIL, 2002a).

O efeito estufa é um processo natural de captura da radiação solar pela atmosfera terrestre⁵. O excesso de emissão de GEE aumenta o efeito estufa de forma aparentemente prejudicial e tem mobilizado as nações em busca de alternativas (IGU, 2002). Uma solução é a substituição de uma fonte de energia poluente por outra com menor emissão de GEE. O uso do gás natural, por exemplo, embora emita GEE, possui menor percentual de emissão de carbono em relação aos demais energéticos. Além disso, de acordo com a Tabela 1, o gás possui outras vantagens comparativas em relação às emissões de poluentes do petróleo e do carvão.

Tabela 1 - Comparativo da Poluição da Combustão de Combustíveis Fósseis*

EMISSIONES	GÁS NATURAL	PETRÓLEO	CARVÃO
ÓXIDO DE NITROGÊNIO	43	142	359
DIÓXIDO DE ENXOFRE	0,3	430	731
PARTICULADOS	2	36	1.333

Fonte: U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, 2002.

(*) Unidade em quilogramas de emissão por energético consumido ($TJ = 10^9$ KJ).

Dentre os impactos ambientais causados pela emissão de óxidos de nitrogênio, enxofre e carbono, há a formação da chuva ácida e de *smogs*. *Smog* é um fenômeno que ocorre quando à poluição combinam-se gotículas de água, é também conhecido por “neblina cinza”. Diminui a resistência orgânica dos indivíduos e causa problemas respiratórios. Os dióxidos de enxofre participam da formação da chuva ácida com a emissão de

⁵ O efeito estufa é o processo, considerado pela ciência como fundamental para a manutenção da vida, em que uma parcela da radiação solar que chega até a Terra é refletida de volta ao espaço sob forma de ondas

partículas de ácido sulfúrico e sais de sulfato. Os particulados, por sua vez, formam-se na queima incompleta dos combustíveis, bem como do desgaste de pneus e freios. Caso se instalem nos tecidos pulmonares, representam ameaça à saúde (IGU, 2002).

No caso das emissões de CO₂, o petróleo gera 20% a mais de emissões de CO₂ equivalente que o gás natural, e o carvão, 20% (GAS BRASIL, 2002a). Adicionalmente, além de contribuir para reduzir as emissões do nível de CO₂ na atmosfera, o gás pode contribuir ainda com a redução de particulados (cinzas, por exemplo) prejudiciais à fotossíntese e à saúde da população, bem como tem a possibilidade de reduzir a emissão de óxidos de enxofre, já que é praticamente isento da presença de enxofre em sua composição (IGU, 2002).

3 O MERCADO DE GÁS NATURAL

3.1 O MERCADO MUNDIAL

No século XIX, o gás natural era utilizado principalmente na iluminação das ruas das cidades. Em 1891, foi construído um dos primeiros longos gasodutos, com 180 quilômetros de comprimento. O gasoduto estava ligado diretamente aos usuários, portanto, não haviam estações de compressão. No entanto, a tecnologia relativamente primitiva para a produção da tubulação usada no transporte do gás favorecia o desperdício deste energético e retardou o desenvolvimento do mercado em larga escala (PETROBRAS, 1999).

Após a Segunda Guerra Mundial, o gás natural tornou-se mais acessível na Europa e nos Estados Unidos. A construção de linhas de transmissão de grande porte (intraestadual), em comparação com os dutos existentes no período, e a descoberta de vastas reservas de gás natural contribuíram para a disseminação do uso do gás, superando o chamado *town gas*⁶ (PETROLEUM ECONOMIST, 1998). O aproveitamento das tecnologias do pós-guerra — avanços da metalurgia, técnicas de soldagem, construção de tubos — permitiu a instalação de milhares de quilômetros de gasodutos e a utilização do gás natural em grande escala por diversos países. Com a implementação do sistema de transporte e distribuição, o gás passou a ser utilizado em fábricas de manufaturas e processos e no aquecimento de residências (PETROBRAS, 1999).

Com a expansão do mercado consumidor, as atividades de prospecção, extração e transporte do gás tornaram-se mais eficientes. Em meados do século XX, o gás natural consolidou-se como um dos mais importantes combustíveis industriais e, nas últimas décadas, como fonte de energia para geração termelétrica e para sistemas de co-geração.

Apresentam-se a seguir as principais características do mercado mundial de gás natural.

⁶ Gás resultante da queima do carvão, que precedeu o uso do gás natural, responsável pela iluminação de ruas e residências (GAS ENERGIA, 2002b).

Oferta de Gás Natural

Reservas

Os reservatórios gasíferos mundiais tiveram incremento de 82% em suas reservas provadas⁷ nas duas últimas décadas. Isto equivale a um acréscimo de 72,64 trilhões de m³, de 1981 a 2001. Em relação ao ano de 2000, as reservas mundiais provadas de gás natural aumentaram em 3,3%, totalizando 155,1 trilhões de metros cúbicos em 2001 (BPAMOCO, 2002).

O Oriente Médio e a ex-URSS — historicamente detentores dos maiores volumes de gás — alcançaram em 2001, aproximadamente, 112,05 trilhões de m³ perfazendo 72,3% das reservas mundiais. No Irã e na Rússia localizam-se os maiores reservatórios de gás do mundo. O continente americano, terceiro no ranking mundial, possui 9,5% das reservas provadas de gás. Na América do Sul e Central o gás natural teve sua exploração iniciada tardiamente, em relação aos países do hemisfério norte, no entanto, as suas reservas de gás são praticamente equivalentes as norte-americanas (vide Gráfico 1). A taxa de crescimento das reservas (2001/2000) se apresentaram no patamar de 3% nessas duas regiões, contudo, nas duas últimas décadas, enquanto as reservas latinas aumentaram em 150,3%, as norte-americanas sofreram redução de 27,7% (BPAMOCO, 2002).

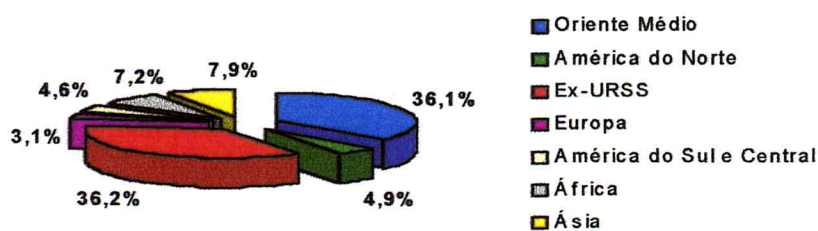


Gráfico 1 - Reservas Mundiais Provadas de Gás Natural –2001

Fonte: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2002 (Elaboração Própria)

⁷ As reservas provadas são aquelas cuja existência de gás foi comprovada por testes de formação, quando da perfuração dos poços (PETROBRAS, 2001).

As exigências em relação à preservação do meio ambiente, o aumento das reservas de gás nas últimas décadas e o direcionamento de políticas com o objetivo de reduzir a dependência externa, sobretudo do petróleo do Oriente Médio, são condições favoráveis ao aumento da exploração do gás natural na América Central e do Sul.

De acordo com a Petrobras (1999), os países da América do Sul têm apresentado avanços em relação à consolidação da indústria do gás.

Bolívia, Argentina, Peru, Venezuela, Trindad & Tobago e Colômbia estão se transformando em importantes mercados produtores/exportadores de gás. O Brasil, o Chile, o Uruguai e o Paraguai são os mercados naturais para (escoar) a produção da Argentina, Bolívia e Peru, e, por isso, vários projetos de gasodutos internacionais estão em andamento ou planejados para os próximos dez anos, interligando esses mercados.

A Venezuela sempre foi proprietária das maiores reservas provadas de gás natural na América do Sul e Central. Em 2001, era o sétimo país do mundo em reservas gasíferas. Em duas décadas (1981-2001), triplicou suas reservas de gás que de 1.330 bilhões de m³ saltaram para o patamar de 4.180 bilhões de m³. Sua oferta visa, principalmente, o abastecimento do mercado internacional.

Os países do Cone Sul possuem condições de desenvolver um sólido comércio internacional (latino-americano, a priori) devido ao potencial de oferta de gás natural, como Argentina e Bolívia, aliado a mercados domésticos específicos demandantes deste combustível, como Brasil e Chile, por exemplo.

A Argentina, em 2000, apresentou 748 milhões de m³ de reservas provadas⁸ e, em 2001, alcançou 780 milhões de m³ (BPAMOCO, 2002). O país tem uma desenvolvida rede interna de transportes (dutos) e possui gasodutos internacionais, interligando-se aos mercados da Bolívia (Pocitos), do Chile (NorAndino, GasAndes, GasPacífico, Cuenca

⁸ Os reservatórios gasíferos são a Bacia do Noroeste, Neuquina, de San Jorge e Austral (CHODOROWSKI; CARNICER, 2001).

Noroeste, Methanex, Methanex Patagônico), Brasil (Uruguaiana) e Uruguai (Cruz del Sur⁹) (CHODOROWSKI; CARNICER, 2001).

A Bolívia também destaca-se no Cone Sul por sua capacidade de oferta. Em 2000, possuía 520 milhões de m³ de reservas provadas, além de 411 milhões de m³ de reservas prováveis, e perf fez em 2001 o total de 680 milhões de m³. Este montante garante um excedente de mais de 500 milhões de m³ de gás natural a ser exportado para os países vizinhos (CHODOROWSKI; CARNICER, 2001; BPAMOCO, 2002). A rede de gasodutos da Bolívia tem mais de 2.900 km de extensão, sem incluir o gasoduto GTB (este duto pertence a várias companhias, dentre elas, a Petrobras, que tem direito preferencial de uso) (SANDOVAL, 2001). O gasoduto internacional, Bolívia-Brasil, possui capacidade de transportar até 30 milhões de metros cúbicos diários de gás natural e 3.150 quilômetros de extensão.

Estrategicamente, os investimentos em infra-estrutura para o transporte internacional do gás interligam, principalmente, as bacias produtoras da Argentina e Bolívia aos mercados brasileiro e chileno (PETROBRAS, 1999). A importação de gás é importante para o Brasil porque confere uma maior segurança ao abastecimento interno, uma vez que complementa a produção nacional, e permite o desenvolvimento de infra-estrutura adequada em determinadas regiões.

Produção

A produção mundial de gás natural na última década, 1991-2001, apresentou variação positiva de 21%, chegando ao patamar de 2.464 bilhões de m³. Os Estados Unidos tem 22,5% de participação no total mundial produzido, com 555,4 bilhões de m³ de gás natural. É seguido pela Rússia, com produção de 542,4 bilhões de m³. Em suma, os Estados Unidos e a Rússia representam 44,5% da produção mundial de gás natural (BPAMOCO, 2002).

Na América do Sul e Central, a taxa de crescimento dos últimos dez anos foi de 65,5%. Isto representa um incremento de 39,6 bilhões de m³ ao total de 100,1 bilhões de m³. Deste montante, mais de 50% refere-se a participação da Argentina e da Venezuela,

⁹ O projeto do gasoduto Cruzeiro do Sul está em análise; se aprovado, terá 410 km de extensão e capacidade para transportar 12 milhões de m³/dia (ANP, 2002b).

com produção anual em 2001 de 67,3 bilhões de m³. Ainda que a América do Sul e Central revelem uma tímida participação em relação ao total produzido no mundo, de 4,1%, o avanço que se observa na produção interna (Centro-Sul americano) de gás reflete, conseqüentemente, maior aumento do consumo nesta região (BPAMOCO, 2002).

No âmbito do Cone Sul, a produção gasífera da Argentina de 38,4 bilhões de m³ (2001) é o dobro do produzido há uma década pelo país. A expansão da produção ocorreu pela comprovação de reservas de gás natural e pela perspectiva de crescimento da demanda interna. A produção de gás da Bolívia é pouco representativa no contexto do Centro-Sul americano, 4,1 bilhões de m³, mas suficiente para satisfazer a demanda interna boliviana (20% da produção) (CHODOROWSKI; CARNICER, 2001).

Demanda por Gás Natural

Consumo

A taxa de crescimento do consumo mundial (1991-2001) foi de 16,5%, elevando o consumo para 2.405 bilhões de m³. Os Estados Unidos perfizeram 25,6% (616,2 bilhões de m³) do total de gás natural consumido no mundo, em 2001. Neste mesmo período, o Canadá exportou para os Estados Unidos 109,02 bilhões de m³ dos 192,1 bilhões de m³ produzidos. A Rússia, com 15,5% do consumo mundial, consumiu 372,6 bilhões de m³. Juntos, os Estados Unidos e a Rússia representam 41% do consumo mundial de gás natural (BPAMOCO, 2002).

O Centro-Sul americano tem pequena participação no consumo global, de 4,1%, com 96,9 bilhões de m³. No entanto, na última década (1991-01), sua demanda cresceu 60%, um expressivo aumento de 36,4 bilhões de m³ (BPAMOCO, 2002).

No ano de 2001, o Brasil perfizeram 10,8 bilhões de m³ (11,2%) do total de consumo de gás na América do Sul e Central, enquanto a Argentina e a Venezuela registraram, respectivamente, 33,2 bilhões de m³ (34,3%) e 28,8 bilhões de m³ (29,8%). A demanda por gás nesses países cresceu, respectivamente, 80%, 50% e 32%, nos últimos dez anos (BPAMOCO, 2002). No contexto sul-americano, a Venezuela apesar de grande produtora de gás não possui mercado consumidor doméstico suficiente, sendo

consequência natural a exportação de seu gás para países vizinhos. A evolução do consumo dos principais países do Centro-Sul americano é observada no Gráfico 2.

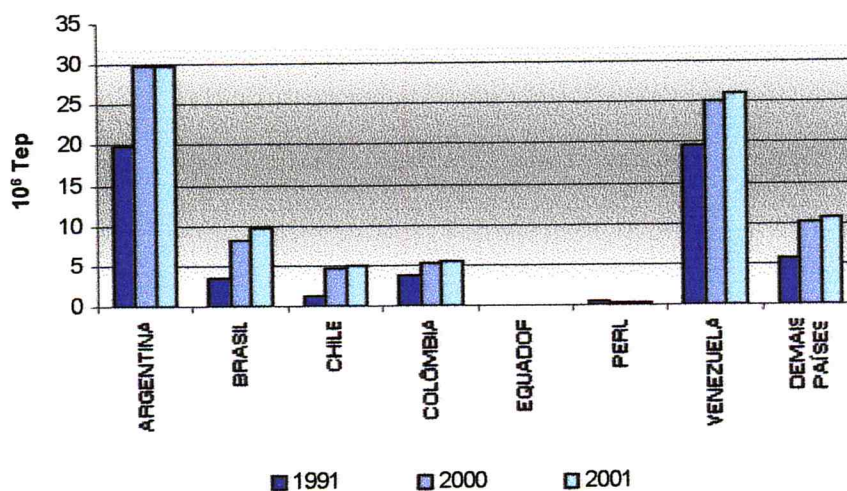


Gráfico 2 - Consumo de Gás Natural na América do Sul e Central*

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2002 (Elaboração Própria)

(*) Tep = Tonelada Equivalente Petróleo

Com exceção do Peru e Equador, que praticamente não apresentaram alteração na demanda, todos os países da América do Sul e Central tiveram seu consumo aumentado, nos últimos dez anos.

Estima-se que a demanda argentina por gás natural alcance os 45 bilhões de m^3 em 2010. As previsões indicam que além do aumento do consumo interno, as importações para o Brasil, Chile e Uruguai cresçam de 5 milhões de m^3 (em 2000) para 17 milhões de m^3 . Em 2001, a importação desses países foi de, respectivamente, 0,50 milhões de m^3 , 4,60 milhões de m^3 e 0,07 milhões de m^3 (CHODOROWSKI; CARNICER, 2001; BPAMOCO, 2002).

A demanda de gás na Bolívia, em 2000, foi de 1,2 milhões de m^3 e a produção chegou a 3,0 milhões de m^3 . A maior parte da demanda interna (55%) é proveniente das centrais termelétricas (CHODOROWSKI; CARNICER, 2001). O excedente de gás natural é exportado. Em 2001, via gasoduto Bolívia-Brasil, foram comercializados 2,5 bilhões de m^3 com o Brasil. De 2000, quando foi inaugurado o gasoduto, a 2001, a taxa de crescimento do consumo brasileiro de gás natural foi de 19,3% (BPAMOCO, 2002).

3.2 O MERCADO BRASILEIRO

O gás natural nacional passou a ser explorado, primeiramente, na Bahia em torno de 1940¹⁰. Seu uso estimulou a produção local, visando atender as indústrias do Recôncavo. Na década de 80, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas já destinavam-se à fabricação de insumos industriais e combustível para a Refinaria Landolfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari (GAS ENERGIA, 2002b). Nesse mesmo período, a bacia de Campos¹¹ (Rio de Janeiro) elevou em 2,7% a participação do gás na matriz energética nacional¹².

Em 1983, dos 14 Sistemas de Produção Antecipada (SPA) colocados em operação pela Petrobrás, 9 localizavam-se na bacia de Campos. Essa concentração do gás em Campos, devido ao montante de reservas petrolíferas/gasíferas, permitiu a instalação de Sistemas Definitivos de Produção (SDP)¹³ (GAS ENERGIA, 2002b).

A lógica de exploração da indústria brasileira de gás natural é subordinada à lógica de exploração e aproveitamento da indústria petrolífera, devido ao caráter associado do gás natural ao petróleo¹⁴. Logo, é a Agência Nacional do Petróleo responsável pela regulação das atividades de produção, importação e transporte de gás natural¹⁵. Às agências estaduais cabe a regulação da distribuição de gás natural canalizado (ANP, 2002b) (ver Figura 4). Apesar da quebra do monopólio legal da Petrobras e da inserção de novos agentes nas atividades da cadeia produtiva, a Petrobras continua participando de todas as atividades e organizada de forma verticalmente integrada (ANP, 2002 b).

¹⁰ A exploração dos poços de petróleo na Bahia foi iniciada em 1920 pelo SGMB - Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, porém, os trabalhos foram abortados na região do Recôncavo devido à espessura dos sedimentos da região (DIAS; QUAGLINO, 1993). Em 1939, o Recôncavo voltou a ser alvo de explorações.

¹¹ Bacia caracterizada por maiores profundidades e, conseqüentemente, maiores dificuldades técnicas (FREITAS, 1993).

¹² O potencial exploratório da bacia de Campos foi considerado o marco do uso do gás no Brasil (GAS ENERGIA, 2002b).

¹³ SPA's são plataformas submersíveis que funcionavam como unidades temporárias de produção e SDP's eram plataformas fixas (desenvolvidas pela Petrobras e com assistência técnica internacional).

¹⁴ 77% do gás produzido no país é GNA (ANP, 2002b).

¹⁵ De acordo com princípios e diretrizes observados na Lei 9.478/97 (ANP, 2002b).

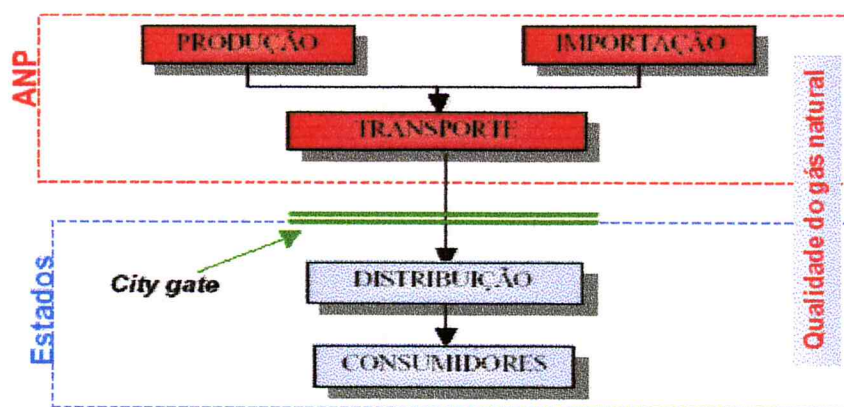


Figura 4 - Estrutura da Indústria Brasileira de Gás Natural

Fonte: ANP, 2002b

A seguir, faz-se uma breve análise da evolução da oferta e demanda brasileira de gás natural.

Oferta de Gás Natural

Reservas

De 1985 a 2000, as reservas nacionais provadas de gás natural evoluíram de 93 milhões de m³ para, aproximadamente, 221 milhões de m³. Em quinze anos, houve um crescimento de 138% (MME, 2001). No início dos anos 90, o número de reservas provadas aumentou. De 1985 a 1989, foram confirmados 24 milhões de m³, e de 1989 a 1990, a comprovação de reservas chegou a 56 milhões de m³ (MME, 2001). A evolução das reservas nacionais de gás natural pode ser observada no Gráfico 3. Segundo divulgação da ANP, no ano de 2000, as reservas totais de gás chegaram ao patamar de 361 milhões de m³, com 62% *off-shore* e 38% *on-shore*. Isto revela que o país possui um potencial de oferta de gás natural a ser explorado, a posteriori, e de certo modo, como sendo um estoque dos recursos em estado bruto.

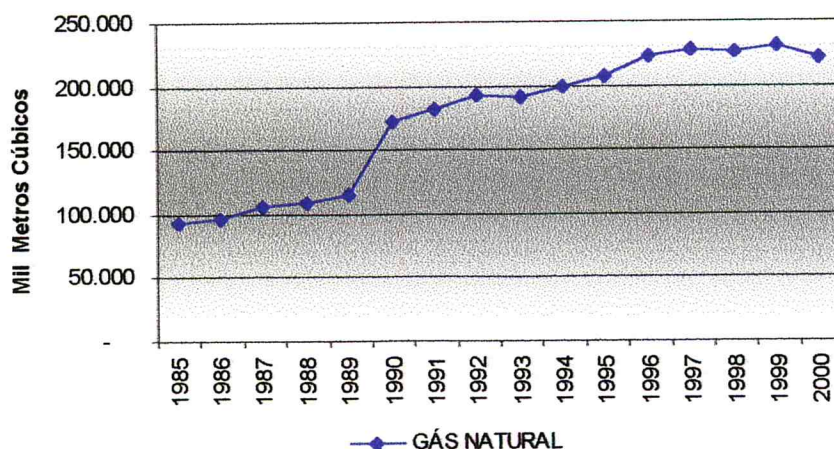


Gráfico 3 - Evolução das Reservas Nacionais de Gás Natural 1985-2000

Fonte: MME, 2001. (Elaboração Própria)

Em 2001, as reservas provadas mantiveram-se, praticamente, no mesmo nível de 2000, 220.000 milhões de m³. Os estados que apresentaram as melhores participações nas reservas provadas nacionais em 2001 foram o Rio de Janeiro (74%) e Rio Grande do Norte (11%), dentre as reservas *off-shore*; e o Amazonas (58%) e Alagoas (7%) nas reservas *on-shore* (ANP, 2002a). Até o ano de 2001, a participação relativa do gás na matriz energética nacional chegou, no máximo, a 2%. Espera-se até 2010 aumentar essa participação para 12% — a média mundial é de 24% (MME, 2001; BPAMOCO, 2002).

As reservas nacionais provadas de gás natural representaram apenas 0,1% do total mundial em 2001. Entre os países da América do Sul e Central, a participação do Brasil foi de 3,1%, ficando atrás da Venezuela, Argentina, Bolívia e Trindad & Tobago (BPAMOCO, 2002).

Produção

A evolução da produção de gás natural no período de 1985-2000 demonstra uma variação positiva (143%) da produção (ver Gráfico 4).

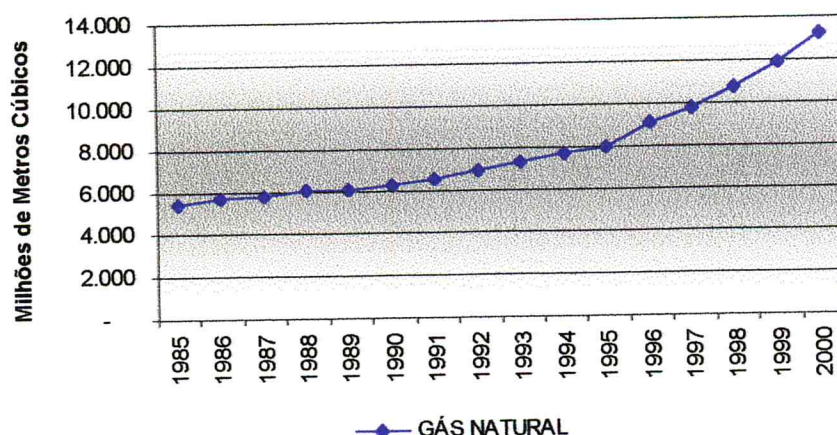


Gráfico 4 - Evolução da Produção Nacional de Gás Natural 1985-2000
 Fonte: MME, 2001 (Elaboração Própria)

A produção em 1985 foi de 5.5 milhões de m³, em 1990, 6.1 milhões de m³ e, no ano de 2000, alcançou 13.3 milhões de m³ (MME, 2001). De 2000 a 2001, a produção continuou crescendo (5%), chegando a 13.3 milhões de m³. As regiões sudeste, nordeste e amazônica são as maiores produtoras, com destaque para os estados do Rio de Janeiro (42%), Amazonas (17%), Bahia (14%) e Rio Grande do Norte (9%) (ANP, 2002a). O crescimento dessas áreas foi mais acentuado a partir de 1995.

Para complementar a produção interna, além da construção de gasodutos, a importação de gás dos países vizinhos, Argentina e Bolívia, tem sido uma alternativa para o Brasil. A descoberta de novas reservas de gás na Argentina e Bolívia¹⁶ é uma provável garantia de estoque do insumo gás, ainda que com combustível além-fronteira. A malha de gasodutos existente no Brasil interliga os estados do sul, sudeste e centro-oeste com os principais centros produtores do Cone Sul — Argentina e Bolívia (ver Figura 5).



Figura 5 - Malha de Gasodutos no Brasil

Fonte: PETROBRAS, 2001

O gasoduto Bolívia-Brasil, Gasbol, percorre cinco estados, Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, e 135 municípios nacionais (além de beneficiar indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais), deixando às indústrias dessas localidades garantia de combustível e oferecendo condições favoráveis¹⁷ à entrada de agentes consumidores de gás no mercado. O Gasbol foi construído em duas etapas, trechos norte e sul, sendo inaugurado em março de 2000 com 2.593 quilômetros de extensão em território nacional (do total de 3.150 km), no qual foram investidos 2,15 bilhões de dólares. A meta é que o gasoduto esteja operando com capacidade máxima em 2007, gerando metade da demanda nacional (30 milhões de m³). Atualmente, a demanda é de 12 milhões de m³ (INFRA-ESTRUTURA BRASIL, 2002).

Na Amazônia, a produção da reserva de Urucu será comercializada com a construção dos gasodutos Urucu-Porto Velho¹⁸ e Coari-Manaus. Espera-se ainda implantar uma usina térmica e criar uma linha de transmissão (230 Kv) interestadual (Roraima-Rio

¹⁶ Os dois países tiveram 1.460 milhões de m³ de reservas provadas em 2001 (BPAMOCO, 2002).

¹⁷ Existem incertezas em relação à estabilidade do nível de preços do gás natural no Brasil.

¹⁸ O gasoduto Urucu-Porto Velho terá 522 quilômetros e capacidade de transportar 2,5 milhões de m³/dia de gás natural. A região de Urucu produz 7 milhões de m³/dia e 52 mil barris de petróleo (GASNET, 2002).

Branco) para garantir o suprimento de energia elétrica quando do uso do gás para geração. No sudeste, a construção de um sistema interconectado de gasodutos — dentre os quais, o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre e o Bolívia-Brasil¹⁹ — tem sido uma ação estratégica para suprir a oferta de gás que esta região demanda (SILVA, 2002).

Demanda por Gás Natural

Consumo

De acordo com o Gráfico 5, o consumo nacional tem crescido continuamente nos últimos anos. De 1985 a 1990, o consumo apresentou taxa de crescimento de 57%, passando de 1.364 mil tep a 2.143 mil tep. Valor pouco expressivo no Brasil em relação ao consumo de petróleo que, em 1990, alcançou 56.989 mil tep (MME, 2001).

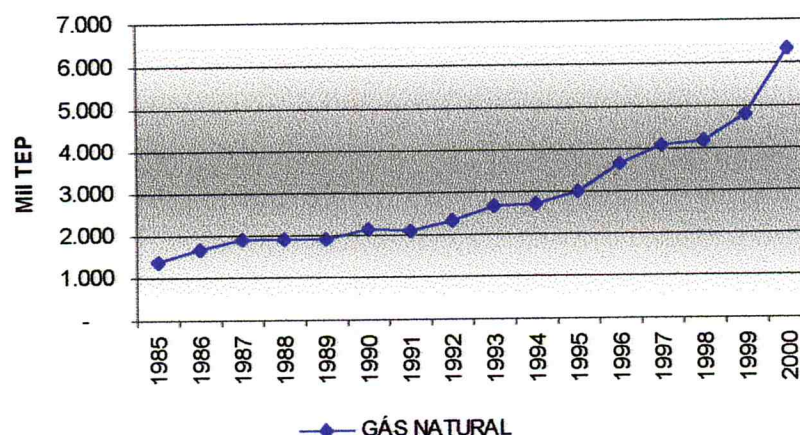


Gráfico 5- Evolução do Consumo Nacional de Gás Natural 1985-2000

Fonte: MME, 2001 (Elaboração Própria)

A taxa de crescimento da década de 90 foi de 200%, aproximadamente. No fim dos anos 90, o consumo de gás chegou a 4.796 mil tep (contra os 84.913 mil tep do petróleo). Em relação ao consumo de petróleo, o gás continua pouco representativo, mas, o incremento de 366% no consumo de 1985-2000 reflete uma tendência do aumento gradativo do consumo deste energético (MME, 2001).

¹⁹ Os gasodutos Bolívia-Brasil e Uruguaiana-Porto Alegre (alguns trechos ainda em construção) irão abastecer mais de 150 municípios brasileiros, atravessando os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além de também beneficiar indiretamente os estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais (GASNET, 2002).

No decorrer da década de 1990, a classe industrial destacou-se como principal responsável pelo aumento do consumo de gás natural no Brasil, com significativa participação das indústrias de ferro-gusa e aço e da indústria química. Ademais, espera-se que a participação das demais classes, com os programas de expansão da oferta apresentem crescimento significativo num horizonte de médio/longo prazo. No ano de 2000, o setor industrial foi responsável pela parcela de 67% do gás natural consumido no país, enquanto os 33% restantes foram consumidos pelas classes residencial, comercial e automotiva (MME, 2001).

Dentre as perspectivas para a expansão da demanda de gás natural, figura o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), do Ministério de Minas e Energia²⁰. O PPT tem por objetivo incrementar a geração de energia elétrica através da implantação de usinas termelétricas, a gás natural. Das 38 usinas termelétricas, quinze estão em construção e oito já foram concluídas. Estas térmicas deverão acrescentar 2,530 mil MW em 2002 ao parque brasileiro, 3,928 mil MW, em 2003, e 3,602 mil MW em 2004 (INFRA-ESTRUTURA BRASIL, 2002). Cerca de 22% do investimento de 7.314 milhões de dólares destina-se à região nordeste, o restante tem sido aplicado nas regiões sul, sudeste e centro-oeste²¹.

Outra vertente do PPT é a geração distribuída, que equivale a autoprodução e a cogeração de energia elétrica por meio de projetos de pequeno porte (até 100 MW), capazes de garantir o suprimento num curto/médio prazo (PETROBRAS, 2002). De acordo com estimativas da Petrobras, até o final de 2003, esses projetos garantirão a geração de 800 MW com um consumo de gás natural de 5.044 milhões de m³/dia. A geração distribuída pode melhorar o atendimento às demandas industrial e comercial.

Outro segmento responsável pela expansão do consumo do gás natural no Brasil é o automotivo. Os preços do GNV são competitivos, em relação aos da gasolina e do álcool combustível, e, além disso, o crescimento das redes de revenda tem facilitado o acesso dos usuários ao GNV. Antes restrito a táxis e veículos de frota, o mercado de

²⁰ Instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2002.

²¹ De acordo com o profº Ildo Sauer, “o PPT representa hoje um dos maiores problemas para a Petrobras, especialmente do ponto de vista financeiro”. O especialista afirma que, se necessário, a empresa terá até mesmo que rever contratos. Pelos nº apresentados no relatório de gestão de 2002, a Petrobras provisionou uma perda de US\$ 205 milhões com as suas 16 térmicas. (ILUMINA, 2003).

GNV passa a ser interessante para automóveis particulares. O consumo de GNV no Brasil cresceu 121,0% em 2000, 99,3% em 2001 e cerca de 66,0% em 2002. A frota de veículos convertidos também cresceu significativamente. Em 2002, foram mais de 360 mil veículos convertidos e a expectativa é de que 2003 seja o ano da regulamentação a absorção do produto no mercado, com o dobro das metas de conversões do ano anterior (ADTP, 2003).

3.2.1 Os Preços do Gás Natural

Dentre as atividades de exploração, produção, transporte e distribuição, as duas últimas caracterizam-se por serem monopólios naturais, respectivamente, regulados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) e das agências estaduais. A política atual do gás natural objetiva o desenvolvimento da indústria do gás através do mercado concorrencial e da desregulamentação do preço deste combustível. No entanto, até que os mercados regionais se consolidem, faz-se conveniente a manutenção de uma política de preços regulados por um período mais longo (MME, 2002). A seguir, uma síntese da formação dos preços nacional e internacional.

Preço Nacional

A equação abaixo pode representar uma referência para o cálculo no curto prazo do preço máximo de venda do gás natural cobrado às distribuidoras locais no ponto de entrega²²:

$$P_{\text{CITY GATE}} = P_{\text{GÁS}} + T_{\text{TRANSPORTE}}$$

Onde, $P_{\text{GÁS}}$ = preço do gás na entrada do gasoduto de transporte;

$P_{\text{CITY GATE}}$ = preço do gás nos pontos de entrega;

$T_{\text{TRANSPORTE}}$ = tarifa de transporte de referência (ANP).

O reajuste do preço do gás seria trimestral e a da tarifa de transporte anual²³. Os reajustes (trimestral e anual) num período mais longo possuem algumas vantagens, como maior previsibilidade aos agentes, redução dos efeitos de fortes oscilações

²² Portaria MME / MF nº 3, 17/02/2000.

²³ Portaria ANP 169/98.

temporárias no mercado de óleo e redução dos custos de transação associados ao momento do reajuste.

$$PGT = 50\% PGT (ANT) + 50\% PGT (0) \times \text{Cesta de OC's} \times (TC/TC_0)$$

Onde,

PGT (ANT) = Preço de referência do gás no trimestre anterior

PGT (0) = Valor inicial de preço de referência, igual a R\$ 110,80 / mil m³

Tc/Tc₀ = Variação Cambial da média do trimestre anterior em relação a média inicial do dólar; Cesta de OC's = Variação da cesta de óleos

As tarifas de referência de transporte por custo do serviço, divulgadas pela ANP, calculadas ponto a ponto para toda malha existente, seriam úteis na orientação do mercado em relação aos cálculos dos preços máximos nos variados pontos de entrega. A política de manutenção dos preços do gás natural é justificada porque o período de transição previsto na Lei nº 9.478/97 (e alterado pela Lei nº 9.990/00) é insuficiente para introduzir a competição no mercado de gás natural, além disso inexistente competição na infra-estrutura de produção, processamento e transporte do gás natural. Um exemplo dos níveis de preços praticados pela Petrobras é visto na Tabela 2.

Tabela 2 - Preços do Gás Natural Praticados pela Petrobras (R\$/mil m³)

DISTRIBUIDORA	COMMODITY	TRANSPORTE	TOTAL
CEGÁS	185,65	29,33	214,98
POTIGÁS	185,65	20,90	206,55
PBGÁS	185,65	33,16	218,81
COPERGÁS	185,65	42,29	227,94
ALGÁS	185,65	0,00	185,65
EMSERGÁS	185,65	15,56	201,21
BAHIAGÁS	185,65	16,50	202,15

Fonte: GAS ENERGIA, 2002a (Valores referentes a julho/02)

Os preços das commodities repassados às distribuidoras, de dezembro/01 até julho/02, sofreram um pequeno ajuste de 1,42%, enquanto as tarifas de transporte variaram para cada estado. Enquanto houve aumento nas distribuidoras Cegás (19%), Potigás (0,06%), Pbgás (25%) e Copegás (38%), na Emsergás e na Bahiagás as tarifas de transporte foram reduzidas 15% e 125, respectivamente. Os preços das distribuidoras da Bahia, de Sergipe e de Alagoas (manteve-se inalterado) são os mais competitivos.

Os preços dos derivados do petróleo e do gás natural ao consumidor final são formados por três parcelas distintas: a parcela recebida pela Petrobras; a parcela referente aos

tributos estaduais e federais; e a parcela relativa às margens de distribuição e revenda (ANP, 2002c). Por exemplo, em relação ao preço médio do GLP²⁴, a Petrobras recebeu a quantia de R\$ 7,81 pelo botijão de gás (13 kg), entregue às distribuidoras. Isto representa 1/3 do valor de R\$ 23,74 pago pelo consumidor final. O restante cabe à parcelas de distribuição e revenda, além dos tributos (ANP, 2002c). O preço médio dos combustíveis oferecidos ao consumidor final, quando comparados ao GNV, apresentam desvantagens em relação aos custos. O GNV é mais barato que o álcool, a gasolina e o óleo diesel, ver Tabela 3.

Tabela 3 - Preço Médio dos Combustíveis no Brasil*

COMBUSTÍVEIS	UNIDADE	PREÇO AO CONSUMIDOR	PREÇO A DISTRIBUIDORA
ALCOOL	R\$/litro	0,956	0,742
ÓLEO DIESEL	R\$/litro	1,067	0,927
GÁS NATURAL	R\$/m ³	0,829	0,513
GASOLINA	R\$/litro	1,742	1,518
GNV **	R\$/m ³	0,862	0,556
GLP	R\$/13 Kg	23,19	19,78

Fonte: ANP, 2002a (Elaboração Própria)

(*) Média brasileira dos preços de 22/09/2002 a 29/09/2002.

(**) Valor médio de 22/09/2002 a 29/09/2002 em 14 estados brasileiros.

A diferença de preço entre o GNV e o óleo diesel chega a 23%. Porém, em relação aos combustíveis citados, a desvantagem do gás é a necessidade de fazer a conversão do veículo para adaptá-lo ao uso do GNV²⁵. A conversão, segundo a ANP, tem um custo entre R\$ 2.000,00 e R\$ 3.000,00. No entanto, em alguns casos, em menos de um ano, o dinheiro investido é recuperado (ver Tabela 4).

Tabela 4 - Simulação do Uso da Gasolina e do Gás Natural Veicular*

VEÍCULOS	GASOLINA		GNV		DIFERENÇA		
	Km/litro	R\$/100km	Km/m ³	R\$/100km	AO DIA	AO ANO	EM 2 ANOS
POPULAR	10,0	17,42	13,0	6,63	10,79	3.884,84	7.769,68
KOMBI	7,5	23,22	10,0	8,62	14,60	5.256,31	10.512,62
F 1000/ C 20	5,5	31,67	7,0	12,32	19,35	6.966,57	13.933,14
S-10 RANGER	6,0	29,02	8,0	10,78	18,25	6.568,82	13.137,64
VECTRA SANTANA	8,0	21,78	10,0	8,62	13,16	4.735,80	9.471,60
VEIC.6 CILINDRADAS	5,0	34,84	6,0	14,36	20,48	7.372,47	14.744,94

Fonte: ANP, 2002a (Elaboração Própria)

(*) Simulação para carros em boas condições de uso que percorram 100 Km/dia.

Obs.: Foram considerados os preços de R\$/litro 1,742 e R\$/m³ 0,862.

²⁴ No período de 09/09/2002 a 14/09/2002, no Rio de Janeiro (ANP, 2002c).

²⁵ O cilindro de GNV pesa, aproximadamente, 60 kg. Geralmente sua instalação é feita no porta-malas do automóvel, reduzindo o espaço do bagageiro. Além disso, devido ao peso, recomenda-se reforçar as molas de suspensão do automóvel (ANP, 2002c).

Percebe-se que o preço do GNV é competitivo e que as vantagens financeiras são muitas. A economia pode chegar a, praticamente, o preço de um carro novo, no horizonte de dois anos. Além do preço, o GNV reduz em quase 80% o índice de emissões de hidrocarbonetos, quando comparado aos veículos que utilizam gasolina (ANP, 2002c).

De acordo com o Balanço Energético Nacional (2001), o país iniciou a importação de gás natural no final da década de 1990 e registrou, em 1999, a compra de 343 mil tep em contraposição à aquisição de 24.232 mil tep de petróleo. As (crescentes) importações que não compor a oferta interna de gás tem outras variáveis na formação, que não as do preço nacional.

Preço Internacional

A Portaria Interministerial MME/MF/nº 176, de 01 de junho de 2001, fixa o preço base internacional máximo, em reais por MMBTU, para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT, que entrem em efetiva operação comercial até 30 de junho de 2003, e incluam em seus contratos de suprimento compromisso firme de recebimento e entrega de gás verificada na fórmula a seguir:

$$\text{PREÇO BASE} = 2,581 \text{ US\$/MMBTU} \times \text{TMD0}$$

sendo TMD0 = média das taxas diárias de câmbio (R\$/US\$) entre o trigésimo dia anterior e o trigésimo dia posterior à data de publicação desta Portaria.

Além disso, limita a quantidade de gás natural a ser contratada nas condições de preço acima citadas e nas Portarias Nº 43, de 25 de fevereiro de 2000, e 215, de 26 de julho de 2000, ambas do Ministério de Minas e Energia, a um volume máximo de 40 milhões de metros cúbicos por dia.

4 O MERCADO NORDESTINO DE GÁS NATURAL

A região nordeste é composta por oito estados, mas cinco destacam-se por serem produtores de gás natural com mercados em expansão: Alagoas, Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Sergipe. Há perspectivas para o crescimento do consumo da região. Segundo as distribuidoras locais, as estimativas indicam que a demanda atual por gás de 5,2 milhões m³/dia pode ser projetada para 27 milhões m³/dia em três anos (VIGLIANO, 2002). As distribuidoras da região nordeste são, a saber: Algás (AL), Bahiagás (BA), Cegás (CE), Copergás (PE), Emsergás (SE), Pbgás (PB) e Potigás (RN). Todas têm participação acionária dos respectivos governos estaduais, além da Petrobras. As distribuidoras transportam o gás ao consumidor final.

4.1 CONDIÇÕES DE MERCADO

Oferta de Gás Natural

Reservas

As reservas provadas de gás natural do nordeste, de 1999 a 2001, sofreram queda de 5%, aproximadamente (ver Gráfico 6). De 231.233 milhões de m³, em 1999, as reservas caíram, em 2001, para 219.840 milhões de m³. No entanto, dentre as reservas totais de 2001, há o montante de 112.533 milhões de m³ a ser comprovado (ANP, 2002a).

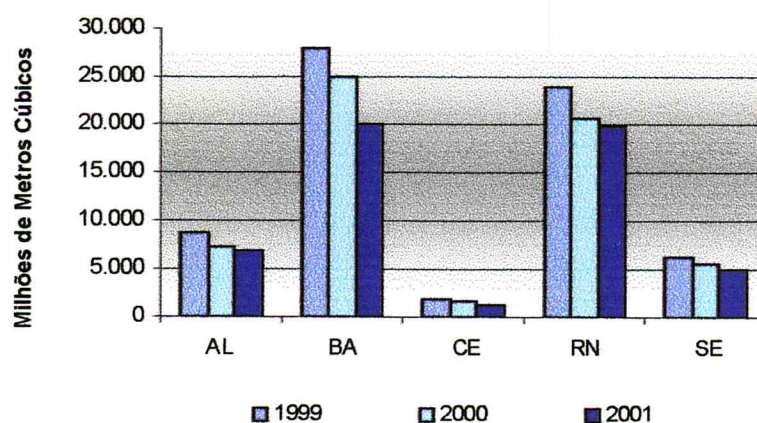


Gráfico 6 - Reservas Provadas de Gás Natural do Nordeste 1999-2001

Fonte: ANP, 2002a

Apesar da retração das reservas do nordeste, em 2001, esta região possuía 22% das reservas totais do Brasil. No tocante às reservas provadas, este percentual alcançou os 24%. Isto representava, aproximadamente, 52.917 milhões de m³ (ANP, 2002a). Descobertas importantes foram realizadas na região nordeste, em 2000 e 2001. Foi confirmada a presença de petróleo e gás natural em três reservatórios, um em terra, na bacia Potiguar (RN) e outros dois em mar, na bacia do Recôncavo (BA). Vale destacar a comprovação da presença de petróleo e gás na bacia de Camamu-Almada²⁶ (BA), no Recôncavo, conferindo ao estado da Bahia destaque no contexto regional (PLANALTO, 2002).

As reservas de gás natural do nordeste são predominantemente terrestres. No ano de 2001, 64% das reservas nacionais de gás natural localizavam-se no mar, *off-shore*, e os 36% restantes em terra, *on-shore* (PLANALTO, 2002). O nordeste, em 2001, teve 57% das reservas *off-shore* e 43%, *on-shore* (ANP, 2002a). Das reservas totais provadas, 38% encontravam-se na Bahia (ver Tabela 5).

Tabela 5 - Reservas Nordestinas de Gás Natural Off-Shore e On-Shore (10⁶ m³)

2001	TERRA		MAR		TOTAL	
	PROVADA	TOTAL	PROVADA	TOTAL	PROVADA	TOTAL
AL	5.766	8.875	1.154	1.280	6.920	10.155
BA	19.774	28.396	193	5.207	19.967	33.603
CE	0	0	1.186	1.239	1.186	1.239
RN	3.918	4.110	15.930	15.113	19.848	19.223
SE	864	1.001	4.132	6.373	4.996	7.374
Total	30.322	42.382	22.595	29.212	52.917	71.594

Fonte: ANP, 2002a.
(Elaboração Própria)

A Bahia é o primeiro estado do nordeste em volume de reservas provadas de gás natural, 19.967 milhões de m³. Seguido pelo Rio Grande do Norte, com 19.848 milhões de m³, ou seja, 37%, em 2001 (ANP, 2002a). As expectativas são de crescimento das reservas provadas, especialmente, com o incentivo ao maior consumo de gás natural a fim de diversificar a matriz energética brasileira (MME, 2001).

²⁶ A bacia de Camamu-Almada era considerada reservatório exclusivo de gás natural, mas foram confirmadas reservas petrolíferas e descobertos novos intervalos de óleo e gás (PLANALTO, 2002).

Produção

O gás natural produzido no nordeste em três anos (1999-2001) cresceu 4%, 182.202 mil m³. O Ceará, Alagoas e Sergipe apresentaram retração de, no máximo, 1,8% neste período. A Bahia e o Rio Grande do Norte, ao contrário dos demais estados, tiveram crescimento na produção de gás natural (ANP, 2002a).

Os estados detentores das maiores reservas de gás, Bahia e Rio Grande do Norte, são também os maiores produtores (ver Gráfico 7). A produção baiana de gás natural, em 2001, esteve em 1.996.397 mil m³. Isto representava 40,7% da produção da região nordeste. Cerca de 98% da produção baiana (1.957.919 mil m³) foi on-shore, e o restante, 2%, off-shore. A participação potiguar foi de 24,8%, com produção de 394.522 mil m³, on-shore, e 803.138 mil m³, off-shore (ANP, 2002a).

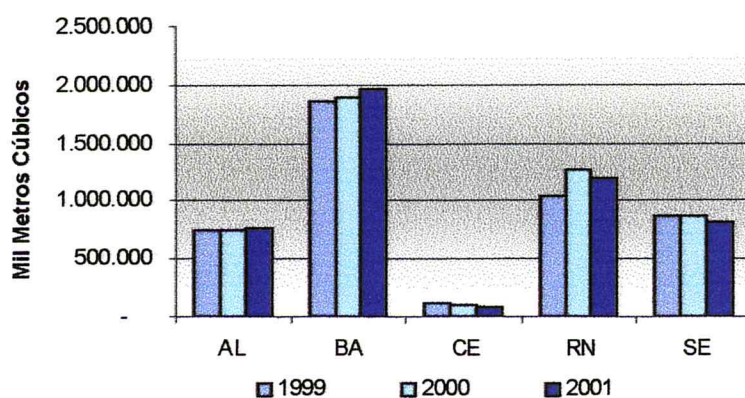


Gráfico 7 - Produção de Gás Natural do Nordeste 1999-2001

Fonte: ANP, 2002a. (Elaboração Própria)

A produção de gás natural, até julho de 2002, foi de 3.011.159 mil m³. A participação dos estados, segundo o Gráfico 8, ratifica a supremacia da Bahia como o maior produtor de gás do nordeste. Segundo a Superintendência de Estudos Estratégicos (ANP), a produção de gás natural na Bahia, no primeiro semestre de 2002, foi de 1.227.364 mil m³, 29.260 mil m³ *off-shore* e 1.198.104 mil m³ *on-shore*. No mesmo período do ano anterior, a Bahia produziu 1.157.312 mil m³, 6% a menos que em 2002. O segundo produtor de gás natural da região nordeste, em 2002, é o Rio Grande do Norte, com 784.778 mil m³, 9% a mais que em 2001. A maior parte de sua produção, 579.565 mil m³, ocorre em mar, e, os 205.213 mil m³ restantes, em terra. Os outros estados, Alagoas,

Ceará e Sergipe, produziram 999.017 mil m³, em 2002, em contrapartida aos 1.667.709 mil m³, do ano anterior (ANP, 2002a).

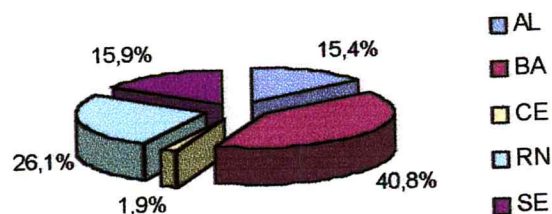


Gráfico 8 - Produção de Gás Natural no Nordeste 2002*

Fonte: ANP, 2002a.

(*) Dados até julho/02. (Elaboração Própria)

Demanda por Gás Natural

Consumo

Em 1999, a região nordeste consumiu 2.212 milhões de m³ de gás natural. No ano seguinte, o consumo foi de 2.528 milhões de m³. Com 2.599 milhões de m³, em 2001, o nordeste, em três anos, aumentou em 15% o consumo de gás (ANP, 2002a). Observa-se, no Gráfico 9, a demanda dos estados nordestinos por gás.

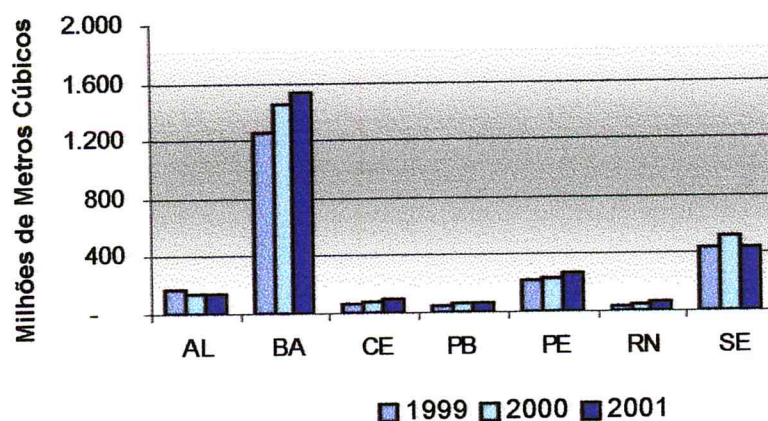


Gráfico 9 - Demanda por Gás Natural no Nordeste 1999-2001

Fonte: ANP, 2002a (Elaboração Própria)

A Bahia foi responsável por 59% do consumo do gás natural do nordeste, em 2001. Enquanto os demais estados utilizaram 1.068 milhões de m³ (41%), a Bahia demandou 1.531 milhões de m³ (ANP, 2002a). Neste estado, 64% da demanda foi proveniente do parque industrial, 34% destinados à (co)geração e os 2% restantes ao setor automotivo. As classes consumidoras residencial e comercial não tiveram participação no consumo. Os outros estados do nordeste apresentam semelhante composição nos segmentos de consumo. O consumo residencial de gás natural foi inexistente, em 2001, no nordeste. O segmento comercial também foi praticamente inexplorado. Com exceção do Ceará, que apresentou uma média de consumo de 8,4 mil m³/dia. O setor de (co) geração, sem levar em conta a Bahia, teve demanda de gás para os estados do Rio Grande do Norte e Paraíba. A demanda industrial, bem como a automotiva, existiu nos demais estados. Esta última tem sido considerada a mais promissora²⁷ (ver Gráfico 10) (ANP, 2001).

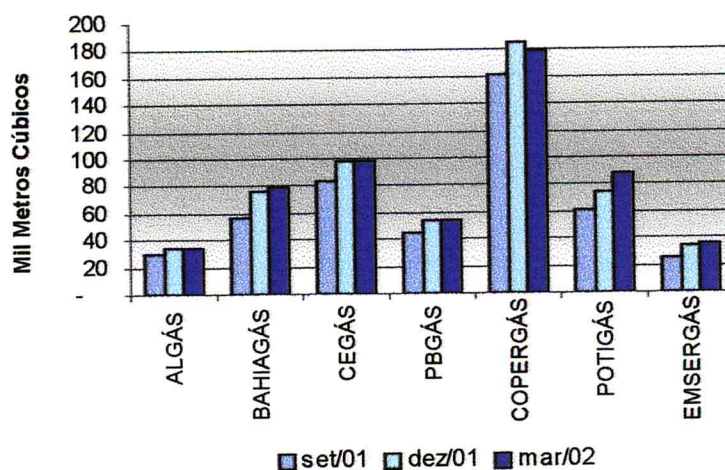


Gráfico 10 - Demanda por Gás Natural Veicular no Nordeste 2001-2002

Fonte: Distribuidoras, julho/2002. (Elaboração Própria)

A Copergás (PE), no final de 2001, representou 33,4% (186 mil m³/dia) da demanda por GNV no nordeste. Seguida pela Cegás, 17,8%, Bahiagás, 13,6% e Potigás, com 13,3%. Em março de 2002, a situação era a seguinte: Copergás, 31,6%, Cegás, 17,4%, Potigás, 15,5% e Bahiagás, com 14,0% (ANP, 2002a).

²⁷ Da frota nacional de 120 mil carros a gás, em 2001, espera-se, até 2005, alcançar a meta de 1 milhão de veículos alimentados a GNV (GAS BRASIL, 2002b).

A demanda por GLP no nordeste, de 1999 a 2001, cresceu 5,3%. Em 2001, foram demandados 2.600.763 m³. Até junho/02 já haviam sido consumidos 1.213.720 m³, 5% a menos que no mesmo período do ano passado²⁸ (ANP, 2002a).

O desenvolvimento de uma malha de gasodutos na região nordeste é o primeiro passo para que a expansão da demanda seja contínua e para que o mercado de gás no nordeste seja disseminado a todas as classes consumidoras. Os altos investimentos para a construção da infra-estrutura adequada ao escoamento do gás são os maiores entraves ao consumo do gás natural atualmente²⁹ (ANP, 2002b). O nordeste tem, entre outros, um gasoduto interligando os mercados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Praticamente, toda a região nordeste.

A distribuição do gás no nordeste se faz através dos dutos existentes. A malha de gasodutos existente subdivide-se em Meridional e Setentrional (ver Quadro 2). A Malha SE-BA é também conhecida como Nordeste Meridional. O gasoduto Nordeste Setentrional, por sua vez, percorre os estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Alagoas (GAS ENERGIA, 2002c).

Gasoduto	Implementação	Origem-Destino	Extensão (km)	Capacidade (m ³)
Nordeste	-	Guamaré-Pecem	383	292.000.000
Setentrional	1986	Guamaré-Cabo	424	313.900.000
CE-RN-PB-PE-AL	-	Alagoas-Pernambuco	204	-
Nordeste	1974	Atalaia-Catu	230	402.461.404
Meridional	1975	Santiago-Camaçari 14"	32	365.008.000
SE-BA	1992	Santiago-Camaçari 18"	32	657.000.000
	1981	Candeias-Camaçari	37	365.000.000
	1970	Aratu-Camaçari	20	255.500.000

Quadro 2 - Gasoduto Nordeste Meridional e Setentrional*

Fonte: GAS ENERGIA, 2002c (Elaboração Própria)

(-) Informação não disponível;

(*) A capacidade do gasoduto (m³) é anual, com exceção do trecho Guamaré-Cabo, cuja capacidade divulgada é a diária.

O gasoduto Nordeste Meridional-Setentrional garante a região nordeste mais de 1.360 quilômetros de extensão e mais de 2,6 bilhões de m³ de capacidade de transporte anual

²⁸ A retração do consumo está relacionada com a alta dos preços do GLP. De julho/01 a março/02, a média de elevação dos preços (40%) tem estado acima da média da inflação registrada no mesmo período (GAS BRASIL, 2002a).

²⁹ Algumas empresas, em consórcio, tem atuado neste ramo. Enron, Shell, Gaspetro, por exemplo (ANP, 2002b).

do gás natural. O gasoduto Guamaré-Cabo é conhecido como Nordesteão, pois é o maior gasoduto da região. O mais antigo do Brasil é o Aratu-Camaçari, com seus modestos 20 km de extensão (GAS ENERGIA, 2002c).

4.2 PERSPECTIVAS DO GÁS NATURAL

O montante de investimentos esperado para o nordeste, até 2005, é de R\$ 308,1 milhões, segundo as distribuidoras da região³⁰. Isto representa aumento da demanda por gás e possibilidade de crescimento do mercado consumidor, conseqüentemente.

As classes residencial e comercial (cozinhas e padarias) representam um mercado com enorme potencial de crescimento, no longo prazo. Os segmentos de geração e cogeração, impulsionados pelo programa de aumento do parque gerador (PPT), crescerão quase 1000%, chegando ao total de 12,2 milhões de m³/dia em 2005. De acordo com a Tabela 6, o consumo previsto para as termelétricas do nordeste ultrapassa 10 milhões de m³/dia, e espera-se que cerca de 25% deste total corresponda à participação da Bahiagás (VIGLIANO, 2002).

Tabela 6 - Consumo Previsto de Gás Natural do PPT (mil m³/dia)

DISTRIBUIDORA	TERMELÉTRICAS (PPT)	PREVISÃO
ALGÁS	TERMOALAGOAS	500
BAHIAGÁS	FAFEN	450
	TERMOBAHIA	2.500
CEGÁS	FORTALEZA	1.550
	TERMOCEARÁ	1.200
COPERGÁS	TERMOPERNAMBUCO	2.000
EMSERGÁS	TERMOSERGIPE	300
PBGÁS	TERMOPARAÍBA	720
POTIGÁS	COTEMINAS	500
	TERMOAÇU	1.200
TOTAL	10	10.920

Fonte: Distribuidoras, 2002 (Elaboração Própria)

O setor industrial, considerado o mais desenvolvido atualmente, apresentará, nos próximos quatro anos, crescimento de 30%, devido à malha de abastecimento já instalada na região. A exceção cabe à distribuidora Cegás, que de 169 mil m³/dia pode

atingir 2,2 milhões m³/dia graças ao incremento do consumo previsto (de 1,4 milhões m³/dia) da Usina Siderúrgica do Ceará.

O segmento veicular, assim como o industrial, pode vir a se consolidar no mercado e até 2005, segundo projeções, pode vir a demandar 1 milhão de m³/dia. Estima-se a criação de 260 novos postos de GNV, onde a Cegás e a Copergás responderiam por cerca de 110 postos, 4,2% do total (VIGLIANO, 2002).

Apesar do cenário (de demanda) otimista, as previsões indicam, no âmbito da oferta de gás, que o aumento será da ordem de 60% e representará o total de 8,3 milhões de m³/dia, em contraposição à demanda prevista para 2005, de 27 milhões de m³/dia. A Petrobras, única supridora da região, não tem condições, atualmente, de garantir o incremento dos volumes já contratados, com exceção das demandas originárias das distribuidoras para o PPT (VIGLIANO, 2002). Existem, no entanto, propostas para sanar a provável deficiência da oferta de gás.

Parte do incremento pode vir através da liberação do gás que é consumido nas instalações da Petrobras em reinjeção de poços e UPGNs. O restante pode ser proveniente da importação do GNL, a partir de 2005 (VIGLIANO, 2002).

³⁰ Algás, R\$ 30,3 milhões, Bahiagás, R\$ 105 milhões, Cegás, R\$ 18,5 milhões, Copergás, R\$ 82,4 milhões, Emsergás, R\$ 17,6 milhões, Pbgás, R\$ 16,1 milhões e Potigás, com R\$ 38,2 milhões (VIGLIANO, 2002).

5 O GÁS NATURAL DA BAHIA

A Bahia é o maior estado do nordeste do Brasil. Sua área é de 567 mil km², equivalente a 36,3% do total regional e 6,6% do total do país. Com 13,06 milhões de habitantes, a população baiana corresponde a 27% da nordestina e a 7% da brasileira (BNB, 2002). O estado destaca-se por ser o maior detentor de reservas gasíferas da região, além de ser o maior produtor e demandante de gás natural. A seguir, faz-se uma breve análise das condições do mercado de gás natural da Bahia.

Oferta de Gás Natural

Reservas

Conforme divulgado pela ANP, em dezembro de 2000, o estado baiano possuía 30,947 bilhões de m³ de reservas totais on-shore das quais 20,786 bilhões de m³ eram provadas. Em relação às reservas off-shore, de 9,129 bilhões de m³, 45% (4,126 bilhões de m³) representavam as reservas provadas. Em 2001, o total das reservas de gás eram de 8,477 bilhões de m³, off-shore, e 15,802 bilhões de m³, on-shore. No ano de 2002, no Boletim Mensal da ANP, consta que as reservas em mar no primeiro semestre já totalizavam 29,221 bilhões de m³ e, em terra, 9,910 bilhões de m³.

As reservas provadas da Bahia não são suficientes para atender a demanda projetada até 2011 (de 9,200 milhões de m³/dia). Entretanto, ao acrescentar o montante das reservas totais de gás à oferta, o total obtido de 40,06 bilhões de m³ (dados de 2000) pode ser suficiente para os próximos dez anos (KOSER, 2002). A oferta de gás da Bahia é complementada através da importação de gás do estado de Sergipe. O gás é transportado através do gasoduto que liga Aracajú (SE) a Catu (BA), com 230 km de extensão e a capacidade de 1 milhão de m³/dia (totalmente utilizada pela Bahia).

Seja em virtude dos altos investimentos (em relação à baixa produção de alguns poços), seja pela distância dos centros consumidores (sem condições de transporte do gás) ou pelo menor custo do gás, quando proveniente de outras origens (importação, por exemplo), sabe-se que nem todas as descobertas de gás natural na bacia do Recôncavo eram ampliadas ou mesmo exploradas (KOSER, 2002). Existem reservas de gás natural na Bahia ainda não exploradas (ver Gráfico 11).

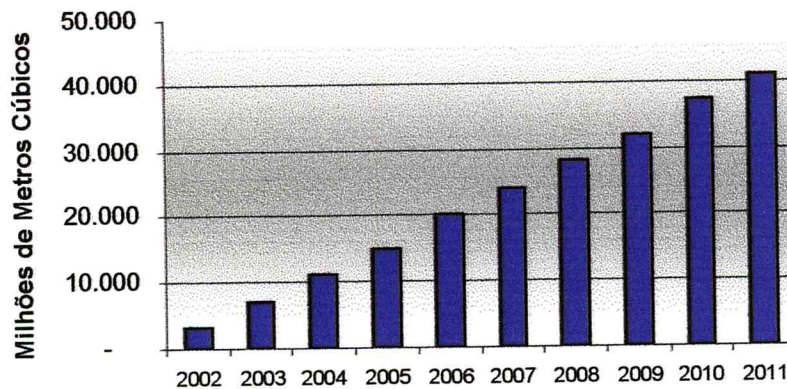


Gráfico 11 - Reservas Estimadas de Gás Natural 2002-2011

Fonte: BAHIAGÁS, 2002b (Elaboração Própria)

A evolução das reservas gasíferas indica que, em uma década, o crescimento estimado chegará a 1.300%, com cerca de 41.000 milhões de m³, em 2011. O incremento das reservas e a possibilidade de aumento da produção, tornará viável a criação de um amplo mercado consumidor, com o fomento ao consumo de gás. À exceção da classe industrial, os outros segmentos são, até então, representativos potencialmente.

Produção

A produção de gás natural na Bahia caracteriza-se por ser predominantemente *on-shore*. Nos anos de 1999 e 2000, praticamente, 100% da produção foi de gás *on-shore*. Em 2001, passou para 99% e, em 2002³¹, 97% (ANP, 2002a). Com a confirmação de grandes reservas de gás *off-shore*³², sua produção garantirá maior incremento da oferta interna de gás, com possibilidade de cessar a compra de gás proveniente de Sergipe.

Demanda por Gás Natural

Consumo

A maior parcela do gás natural demandado na Bahia destina-se ao parque industrial, em especial, ao Pólo Petroquímico de Camaçari. De acordo com o Gráfico 12, observa-se que apenas 0,001% da demanda, de 2002, destinou-se a classe comercial. E, 2,7% ao setor automotivo.

³¹ Dados referentes até julho/02 (ANP, 2002a).

³² Foi confirmada a existência de um volume de 20 bilhões de m³ de gás *off-shore* em bacia do Recôncavo com expectativa de iniciar a produção de gás no final de 2003 (GASNET, 2002).

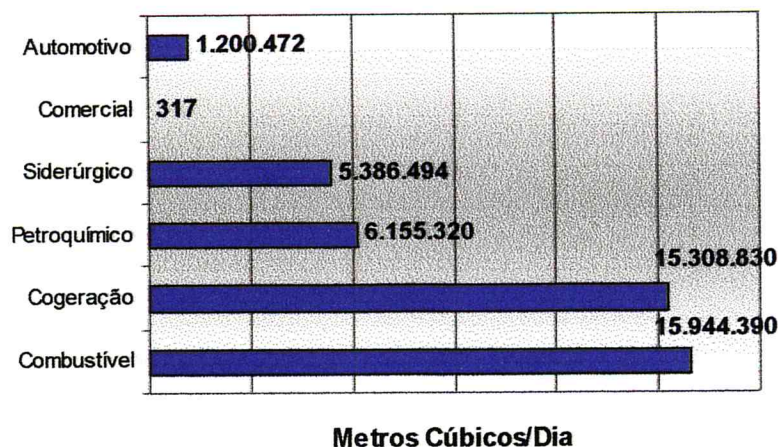


Gráfico 12 - Demanda Estratificada da Bahiagás 2002*

Fonte: BAHIAGÁS, 2002c (Elaboração Própria)

(*) Dados de janeiro a setembro/02.

5.1 A COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA

A Companhia de Gás da Bahia — Bahiagás — foi criada em fevereiro de 1991, iniciando suas atividades em 1994. A partir daí, tem sido responsável pela distribuição de gás canalizado em toda Bahia, com concessão para atuar no estado por 50 anos (BAHIAGÁS, 2002b).

Inicialmente, a Bahiagás atendia empresas do Poló Petroquímico de Camaçari e do Centro industrial de Aratu (CIA). A distribuidora, hoje, já ampliou sua carteira de clientes, distribuindo gás natural para as empresas de Catu, Alagoinhas, Candeias e Litoral Norte. O gás também chega até Salvador e a expectativa é de crescimento no abastecimento dos setores automotivo e comercial, além do início do fornecimento à classe residencial (BAHIAGÁS, 2002b).

O plano de expansão da Bahiagás prevê investimentos em torno de R\$ 105 milhões até 2005. Uma parcela destes recursos tem sido aplicada na construção de um gasoduto (denominado Salvador), cerca de R\$ 20 milhões (BAHIAGÁS, 2002b). Espera-se que o término das obras do gasoduto e o início de sua operação represente maior participação do gás natural na matriz energética baiana.

O gasoduto Salvador origina-se na estação de Mapele, localizada no município de Simões Filho, e seguirá pelo CIA, BR-324, Av. Luiz Eduardo Magalhães e Av. Tancredo Neves até a Estação de Redução de Pressão e Medição³³ (ERPM) do Stiep. Outra ramificação percorrerá o Retiro, Av. Barros Reis, Rótula do Abacaxi, Bonocô e Ogunjá atendendo principalmente aos postos de combustíveis (ver Figura 6). O gasoduto Salvador está sendo construído em aço carbono, com 8 polegadas de diâmetro e 26 km de extensão, e terá capacidade de transportar 600 mil m³/dia de gás natural. Inicialmente, fornecerá 200 mil m³/dia de gás natural a consumidores residenciais, postos de combustível, hospitais e empresas. A meta é, em três anos, já estar utilizando sua capacidade máxima (BAHIAGÁS, 2002a).



Figura 6 - Gasoduto Salvador

Fonte: BAHAGÁS, 2002b.

Os primeiros contratos comerciais já foram assinados com a Bahiagás. O gasoduto Salvador vem operando parcialmente, atendendo empreendimentos localizados ao longo de sua extensão. Quando da conclusão das obras, será iniciado o atendimento aos setores residencial e comercial. Pretende-se alcançar a meta de 2.000 clientes residenciais e 15 clientes comerciais até o final de 2002³⁴ (BAHIAGÁS, 2002b). Para o

³³ As ERPMS têm por finalidade reduzir a pressão, filtrar e medir o gás fornecido aos consumidores, além de garantir a segurança das instalações em casos de elevação da pressão (BAHIAGÁS, 2002a).

³⁴ Os primeiros bairros a utilizarem a infra-estrutura do gás natural canalizado serão a Pituba e o Imbuí (BAHIAGÁS, 2002b).

segmento automotivo, a Bahiagás é aumentar o número de postos — de 15 para 18 postos até o fim deste ano — que comercializam GNV³⁵. A Bahiagás alcançou, em agosto de 2002, pela primeira vez, a venda de 100 mil m³/dia de gás natural (CARNEIRO, 2002).

Paralelamente ao gasoduto Salvador, a Bahiagás vem desenvolvendo um projeto de interiorização da infra-estrutura do gás natural canalizado: o gasoduto de Feira de Santana. O gasoduto terá 70 Km de extensão e interligará Feira de Santana e Candeias. Estima-se para esta obra um investimento da ordem de R\$ 2 milhões. A conclusão do gasoduto Feira de Santana está prevista para agosto de 2003, levando gás natural às empresas situadas ao longo do duto — Santo Amaro e Centro Industrial de Subaé, no município de Feira de Santana (ver Figura 7) (BAHIAGÁS, 2002b).

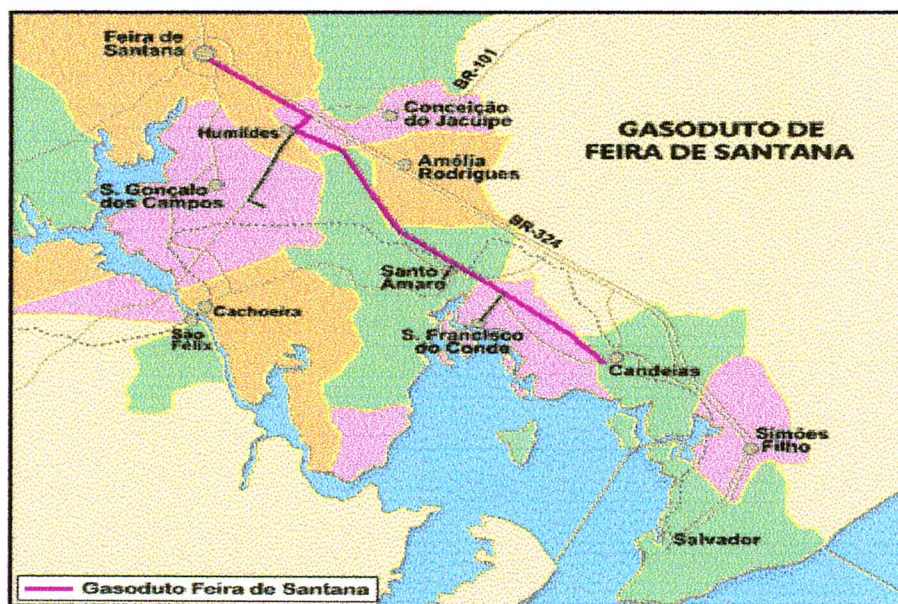


Figura 7 - Gasoduto de Feira de Santana

Fonte: BAHIAGÁS, 2002b.

De 2002 a 2005, a Bahiagás pretende aumentar suas vendas cerca de 85%, como pode ser visto na Tabela 7. Para o segmento de geração, são esperadas vendas acima de R\$ 2 milhões de m³/dia (em 2005) impulsionadas pelos três projetos de geração. A co-geradora Fafen está em operação parcial desde 2001, com potência de 54 MW e

³⁵ A Bahiagás iniciou sua operação no setor automotivo em 1994, fornecendo GNV para o posto Gasforte, em Catu (BAHIAGÁS, 2002b).

consumo total previsto de 450 mil m³/dia; a Termobahia, cuja potência instalada é de 450 MW e o consumo esperado é de 1,25 milhão de m³/dia; e, a térmica de Camaçari, de 300 MW, com operação prevista para iniciar no fim do ano³⁶ (VIGLIANO, 2002).

Tabela 7 - Projeção de Vendas da Bahiagás (mil m³/dia)

SEGMENTOS	2002	2005
INDUSTRIAL	2.008,9	3.600,0
AUTOMOTIVO	76,3	165,0
RESIDENCIAL	-	3,0
COMERCIAL	-	30,0
GERAÇÃO/CO-GERAÇÃO	1.135,5	2.200,0
TOTAL	3.220,7	5.998,0

Fonte: BAHIAGÁS, 2002c (Elaboração Própria)

A expectativa, em relação ao número de contratos da Bahiagás, é de crescimento todos os segmentos, com exceção do termelétrico (ver Tabela 8). Pretende-se explorar o mercado residencial e, em três anos, atingir a meta de 30 mil contratos. Hoje, a Bahiagás atende a 76 clientes industriais (dos quais 5 são co-geradores), 30 do setor automotivo e 5 do segmento comercial.

Tabela 8 - Estimativas do Nº de Contratos da Bahiagás 2002-2005

SEGMENTOS	2002	2003	2004	2005
INDUSTRIAL	20	25	30	35
COMERCIAL	7	20	25	30
RESIDENCIAL	0	6.000	8.500	16.500
TÉRMICO	3	0	0	0
AUTOMOTIVO	18	15	10	10
CO-GERAÇ INDUSTRIAL	3	4	5	5
CO-GERAÇ.COMERCIAL	3	5	5	5

Fonte: BAHIAGÁS, 2002c. (Elaboração Própria)

5.2 PLANO DE EXPANSÃO DO GÁS NATURAL

Através do programa de investimentos do setor de distribuição do gás canalizado na Bahia, pretende-se nos próximos 20 anos implementar o plano estadual de expansão com os seguintes objetivos:

³⁶ Não possui consumo médio previsto por se tratar de uma planta bicomcombustível (VIGLIANO, 2002).

- Consolidar o mercado atendido, atualmente, no segmento industrial e com novas demandas do programa de termelétricas e projetos de co-geração;
- Iniciar o atendimento residencial e ampliar o atendimento para o segmento de comércio/serviços e para o uso veicular;
- Interiorizar o fornecimento.

(PLANO . . . , 2003).

São cinco os subsistemas regionais que aumentarão a área de fornecimento do gás natural, a saber: Salvador e Região Metropolitana, Litoral Norte, Paraguaçu, Sul/Sudoeste e Extremo Sul. Os subsistemas serão abastecidos pelas jazidas do Recôncavo e pelas reservas da bacia de Camamu Almada.

Subsistema Salvador e Região Metropolitana

Objetiva-se ampliar o atendimento às classes residencial, comercial e automotiva, além de consolidar o mercado industrial já existente. A conclusão do gasoduto Salvador viabilizará esta expansão do fornecimento.

Subsistema Paraguaçu

Espera-se estimular o desenvolvimento dos complexos agroalimentar e metal-mecânico da região, além de atender clientes comerciais em potencial (55 empresas). O término do gasoduto Feira de Santana, previsto para o 2º semestre de 2003, representará a garantia de suprimento de gás natural.

Subsistema Litoral Norte

Prevê-se, ainda para 2003, o licenciamento ambiental e a conclusão das obras do gasoduto Catu-Alagoinhas. Além de atender as demandas ao longo da Linha Verde (fluxo turístico), será também atendido o mercado industrial da Alagoinhas.

Subsistema Sul/Sudoeste

Pretende-se atender os segmentos industrial e turístico do litoral do Baixo Sul e o complexo mineral e têxtil do Sudoeste. O início da operação dos gasodutos está previsto para 2007 e será abastecido pelo gás da bacia de Camamu Almada.

Subsistema Extremo Sul

Busca-se aliar a expansão turística da região do Extremo Sul com as agroindústrias e os grandes pólos de madeira-celulose-papel. A rede de dutos tem início da operação prevista para o começo de 2007.

Serão investidos cerca de R\$ 700 milhões de reais no projeto de expansão da rede de gás natural da Bahia (PLANO . . ., 2003). De acordo com a Tabela 9, verifica-se que a maior parte dos investimentos concentra-se no Subsistema Salvador e Região Metropolitana, principalmente, pela maior concentração populacional e industrial na RMS.

Tabela 9 - Investimento na Rede de Gás Natural da Bahia (R\$)

SUBSISTEMAS	GASODUTOS TRONCO	REDE URBANA	RAMAIS INDUSTRIAIS	SUBTOTAL
METROPOLITANA	12.600.000	125.626.486	122.673.563	260.900.050
PARAGUAÇU	22.080.000	6.221.887	17.400.387	45.702.274
EXTREMO SUL	146.640.000	4.321.017	1.074.291	152.035.309
SUL/SUDOESTE	186.880.000	5.006.718	19.673.034	211.559.753
LITORAL NORTE	25.120.000	1.176.965	2.714.245	29.011.209

Fonte: PLANO DE EXPANSÃO ESTADUAL, 2003 (Valores orçados em agosto de 2002).

Em 2002, foi iniciado o fornecimento de gás natural a estabelecimentos comerciais em Salvador e, a partir de 2003, será atendido parte do mercado residencial. Nessas duas classes, o gás pode ser utilizado no cozimento de alimentos, no aquecimento da água e na climatização de ambientes, além de ser insumo para geração de energia elétrica através de geradores de emergência. De acordo com a Bahiagás, estima-se alcançar 90 mil residências atendidas pelo gás canalizado em 2012, o que representa 50 mil m³ de gás natural consumidos por dia em todo estado (PLANO . . ., 2003).

Na classe industrial, as expectativas para os próximos dois anos são otimistas. De 76 clientes industriais em 2002, projeta-se que em 2003 sejam atendidos 127 (67,10% de crescimento no ano). Para 2004, a estimativa é de 161 clientes industriais.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Brasil é detentor de diversas fontes primárias de energia, dentre as quais a água, petróleo e derivados, bagaço de cana e luz solar. O gás natural é somente superado pelo óleo e pelo carvão.

O petróleo, ao contrário do gás, não exige a construção de uma rede de gasodutos e devido a sua alta aceitabilidade no mercado pode ser considerado o principal combustível do mundo. Porém, a oscilação dos preços no mercado internacional e a forte pressão para que fosse reduzida a emissão de gases poluentes favoreceu a maior participação do gás na matriz mundial. O gás natural também conquistou maior espaço na matriz energética nacional. A descoberta e confirmação de grande número de reservas de gás, a política brasileira de substituição das fontes de energia importadas, a redução da vulnerabilidade externa e as exigências da necessidade de preservação da saúde ambiental são os fatores que favoreceram a expansão do uso gás.

Os preços mais competitivos, a necessidade de preservação do meio ambiente e a dependência mundial do suprimento de petróleo são alguns dos fatores que aumentam a participação do gás natural na matriz energética do mundo. No Brasil, o gás ainda não corresponde a 3% da matriz energética, entretanto, tem sido adotadas medidas de incentivo à produção e ao consumo deste energético. Os setores industrial e automotivo são os mais representativos no mercado nacional. Na região nordeste são verificadas as mesmas condições do país: consumo incipiente do gás natural (se comparado ao petróleo), empenho das distribuidoras em disseminar o uso do gás conquistando novos clientes, número crescente de veículos convertidos.

Aproveitando o aparato exploratório já instalado na Bahia, a extração do gás natural será intensificada com o intuito de consolidar o mercado de gás no estado. A confirmação das reservas de gás na bacia de Camamu Almada e em Cumuruxatiba garante uma posição estratégica deste estado na região nordeste, onde já existe considerável rede distribuidora de gás canalizado (Bahiagás) e possui ascendente demanda por energia com o aporte de investimentos industriais, como a Ford. A adoção do plano de expansão estadual do gás natural visa incrementar o fornecimento de gás

natural na Bahia (atualmente cerca de 12% da matriz energética estadual) e consolidar o produto como um dos vetores da política de desenvolvimento econômico do estado.

REFERÊNCIAS

ABDALAD, R. *Perspectivas da geração termelétrica no Brasil em emissões de CO₂*. 132 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia). UFRJ, COPPE, Rio de Janeiro, 2000.

ADTP. *Gás natural ganha ruas e estradas*. Disponível em: [http://: www.adtp.org.br](http://www.adtp.org.br)
Acesso em: 22 fev.2003.

ANP. *Dados estatísticos*. Disponível em: [http://: www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em: 24 set. 2002a.

ANP. *Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios*. Disponível em: [http://: www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em: 28 set. 2002b.

ANP. *Preços*. Disponível em: [http://: www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em: 30 set. 2002c.

BAHIAGAS. *A Companhia de gás da Bahia*. Disponível em: [http://: www.bahiagas.com.br](http://www.bahiagas.com.br). Acesso em: 15 mar.2002a.

BAHIAGAS. *A Bahiagás*. Disponível em: [http://: www.bahiagas.com.br](http://www.bahiagas.com.br). Acesso em: 14 jun.2002b.

BAHIAGAS. Coleta de dados na empresa, 2002c.

BNB. *Dados gerais do Nordeste*. Disponível em: [http://: www.bnb.gov.br](http://www.bnb.gov.br). Acesso em: 15 mar. 2002.

BPAMOCO. *Statistical Review of World Energy*. London, 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia . *Balanço energético nacional*. Brasília, 2001.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Política de preços do gás natural*. Disponível em: [http://: www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br) . Acesso em: 15 jan. 2002.

CARNEIRO, M. Bahiagás busca consumidores. *Gazeta Mercantil, São Paulo*, p. A-3, 3 jan. 2003.

CARNEIRO, M. Bahiagás comemora venda de 100 mil m³ de GNV por dia. *Gazeta Mercantil, São Paulo*, p. A-3, 9 set. 2002.

CHODOROWSKI, A. ; CARNICER, R. El mercado de la energia en el cono sur. *Oil & Gas Journal Latinoamérica*. Houston, v.7, n. 5, p.11-24, sep./oct. 2001.

CONPET. *Energia*. Disponível em: [http://: www.conpet.gov.br](http://www.conpet.gov.br). Acesso em: 30 set. 2002.

DIAS, J. L. M. ; QUAGLINO, M. A. *A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobrás*. Rio de Janeiro: CPDOC/SERINST, FGV/Petrobrás, 1993.

FREITAS, A. *Capacitação tecnológica em sistemas de produção para águas profundas: o caso da Petrobrás*. 1993. Dissertação (Mestrado em Economia) UNICAMP, Campinas, 1993.

GAS BRASIL. *O gás natural e o meio ambiente*. Disponível em: [http://: www.gasbrasil.com.br](http://www.gasbrasil.com.br). Acesso em: 24 jul. 2002a.

GAS BRASIL. *Previsões otimistas para o GNV*. Disponível em: [http://: www.gasbrasil.com.br](http://www.gasbrasil.com.br). Acesso em: 14 set. 2002b.

GAS ENERGIA. *Gás natural*. Disponível em: [http://: www.gasenergia.com.br](http://www.gasenergia.com.br). Acesso em: 15 jul.2002a.

GAS ENERGIA. *História*. Disponível em: [http://: www.gasenergia.com.br](http://www.gasenergia.com.br). Acesso em: 15 jul. 2002b.

GAS ENERGIA. *Bahiagás aumenta investimento*. Disponível em: [http://: www.gasenergia.com.br](http://www.gasenergia.com.br). Acesso em: 30 set.2002c.

GASNET. *Gasodutos*. Disponível em: [http://: www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br). Acesso em: 05 set. 2002.

ILUMINA. *Petrobras terá que reexaminar contratos do PPT*. Disponível em: [http://: www.ilumina.org.br](http://www.ilumina.org.br). Acesso em: 24 jan. 2003.

INFRA-ESTRUTURA BRASIL. *Transporte*. Disponível em: <http://www.infraestruturabrasil.com.br>. Acesso em: 26 set. 2002.

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU). *Actual developments in the world natural gas industry*. 2001.

KOSER, L.F.M. Novos campos de petróleo e gás na Bahia. *Bahia Análise & Dados*, Salvador, v. 11, n. 4, p. 45-57, 2002.

OLIVEIRA, A. ; GUTIERREZ, M. M. S. *Energia e desenvolvimento sustentável*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2000. Cap. 1.

PETROBRAS. Gás natural sem fronteiras. *Informe Infra-Estrutura*, Rio de Janeiro, n. 33, abr. 1999.

PETROBRAS. *Gás natural*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>. Acesso em: 20 out. 2001.

PETROBRAS. *Infra-estrutura Brasil*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>. Acesso em: 13 jul.2002.

PETROLEUM ECONOMIST. *World Gas Yearbook*. New York: 1998.

PLANALTO. *Petróleo e gás natural*. Disponível em: <http://www.sfc.planalto.gov.br>. Acesso em: 08 jun. 2002.

PLANO de expansão estadual. Bahia: *Secretaria de Infra-Estrutura*, 2003.

PRIETO, Oscar. A energia do século XXI. *Conjuntura Econômica*, São Paulo, p. 50-52, out. 2000.

SANDOVAL, M.A.V. El mercado del gas en Bolívia. *Oil & Gas Journal Latinoamérica*, Houston, v.7, n. 5, p.26-43, sep./oct. 2001.

SANTOS, Edmilson Moutinho dos. *Gás natural: novas estratégias para uma energia civilizada*. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em: 08 ago. 2002.

SILVA, Marcus V.M. *O gás natural no Brasil: contextos atual e futuro*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, IX CBE, 2002, v. 3, p. 800-806.

SILVEIRA, Vera L. A. ; LANDA, Henrique G. *Novos horizontes para a indústria do gás no Brasil*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, IX CBE, 2002, v. 3, p. 686-694.

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Pollution Prevention*. Disponível em: <http://www.epa.gov>. Acesso em: 15 set. 2002

VIGLIANO, Ricardo. Mercado 400% maior em 2005. *Energia Brasil*, Rio de Janeiro, n. 256, p.48-59, mar.2002.