

A worker in an orange uniform and white hard hat is inspecting a large stack of pipes. The worker is holding a clipboard and a pen, looking down at the pipes. The pipes are stacked in a way that creates a strong sense of depth and repetition, with the perspective leading the eye towards the background. The lighting is bright, highlighting the metallic texture of the pipes and the worker's uniform.

Parte III

Fontes não-renováveis

6

Gás Natural

A produção de energia elétrica e a co-geração

A aplicação do gás natural na produção de energia elétrica pode ser dividida em duas modalidades. Uma delas é a geração exclusiva da eletricidade. Outra é a co-geração, da qual se extrai, também, o calor e o vapor utilizados em processos industriais.

Nas usinas termelétricas, a primeira etapa do processo consiste na mistura de ar comprimido com o gás natural a fim de se obter a combustão. O resultado é a emissão de gases em alta temperatura, que provocam o movimento das turbinas conectadas aos geradores de eletricidade. A energia térmica, portanto, transforma-se em mecânica e, em seguida, em elétrica.

O destino dado ao gás natural após esta aplicação determina se o ciclo da termelétrica será simples (ou aberto) ou combinado (fechado). No primeiro caso – o mais tradicional – os gases são resfriados e liberados na atmosfera por meio de uma chaminé. No ciclo combinado, ainda em alta temperatura, os gases são transformados em vapor que, direcionado às turbinas, novamente provoca o seu movimento. Assim, a característica básica de termelétricas a ciclo combinado é a operação conjunta de turbinas movidas a gás e a vapor.

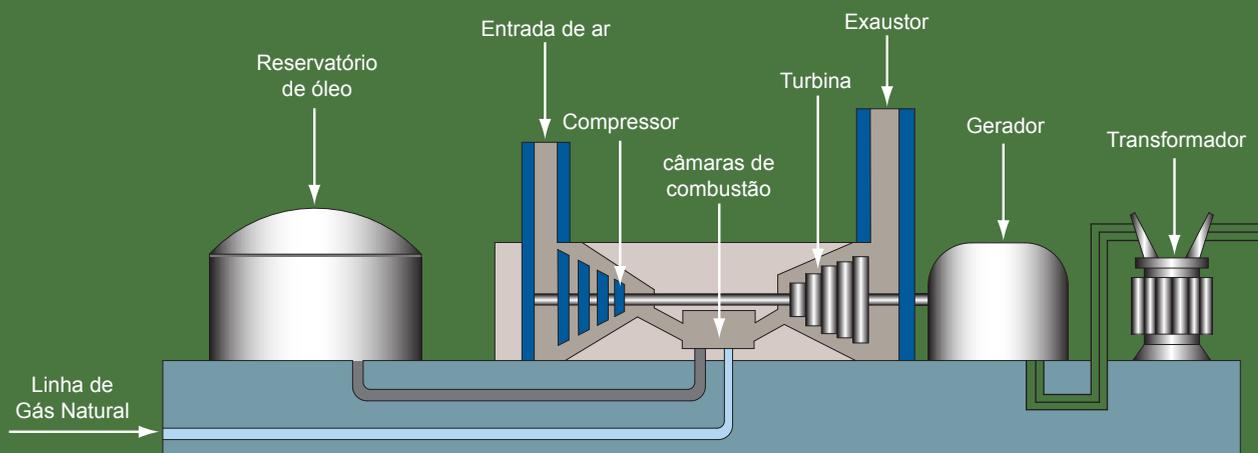
A tecnologia do ciclo combinado é recente (década de 80) e passa por processo de expansão em todo o mundo, inclusive no Brasil. Embora exija maiores investimentos que aqueles aplicados nas usinas de ciclo simples, aumenta a eficiência do processo de geração. Em outras palavras: com a mesma quantidade de gás natural é possível obter maior produção de energia elétrica. No ciclo simples, o grau de eficiência é de 38,7%,

segundo análise sobre o gás natural constante do Plano Nacional de Energia 2030. Na termelétrica a ciclo combinado, o grau de eficiência fica em torno de 50%.

A co-geração pode ser realizada com todos os combustíveis usados em usinas termelétricas – por exemplo, óleos, biomassa e carvão, além do gás natural. A opção por um ou por outro depende, em última instância, da disponibilidade de suprimento e das características do consumidor.

Em síntese, o processo de co-geração permite a produção simultânea de energia elétrica, energia térmica e vapor. No caso do gás natural, os dois últimos são produzidos a partir do calor gerado na produção da eletricidade por usinas em ciclo simples e que, se não utilizado, seria liberado na atmosfera. Este calor é recuperado antes da emissão dos gases e destinado à produção de vapor, do ar quente ou da refrigeração.

Um dos argumentos favoráveis à co-geração é a possibilidade de utilização da energia que naturalmente se perde no processo de geração da eletricidade nas termelétricas. Outro é a independência em relação ao suprimento fornecido por terceiros – no caso brasileiro, pelas distribuidoras ou comercializadoras de energia elétrica. Finalmente, um terceiro é a redução do volume de gases lançados na atmosfera, o que pode ser um fator de competitividade no momento atual, em que os consumidores estão cada vez mais exigentes com relação ao impacto ambiental provocado pelos produtos que adquirem.



Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do gás natural



Gás Natural

6.1 INFORMAÇÕES GERAIS

O gás natural transformou-se de sapo em príncipe na matriz energética mundial. No século XIX, nos Estados Unidos, era considerado um estorvo ao ser encontrado junto com o petróleo, pois exigia uma série de procedimentos de segurança que encareciam e complicavam as atividades de prospecção. No século XX, a partir dos anos 80, o consumo entrou em franca expansão e o gás natural transformou-se na fonte de energia de origem fóssil a registrar maior crescimento no mundo. Uma posição que detém até hoje e que deverá manter no médio prazo.

Apenas como exemplo: entre 1973 e 2007, a produção mundial mais que dobrou, ao passar de 1,227 bilhões de metros cúbicos (m³) para 3,031 bilhões de m³, segundo o estudo Key World Energy Statistics, publicado pela International Energy Agency (IEA) em 2008. Ainda assim, o gás natural manteve a terceira posição na matriz energética mundial (abaixo de carvão e derivados de petróleo). No entanto, saltou do quarto para o segundo lugar dentre as principais fontes produtoras da energia elétrica, sendo superado apenas pelo carvão (Gráficos 6.1 e 6.2 abaixo).

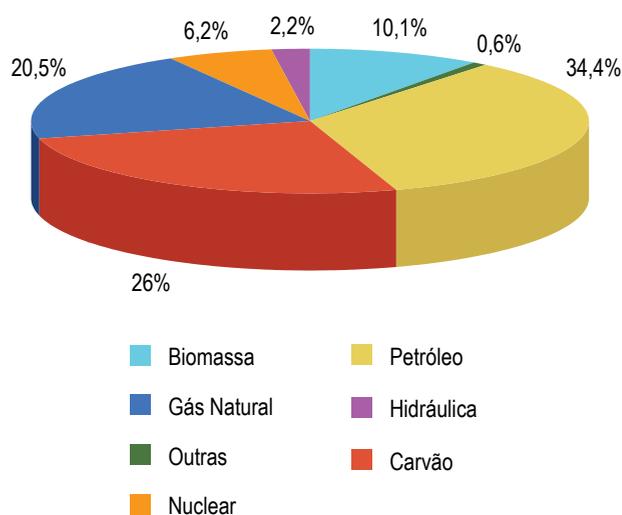


Gráfico 6.1 – Participação do gás natural na oferta primária de energia no mundo em 2006.

Fonte: IEA, 2008.

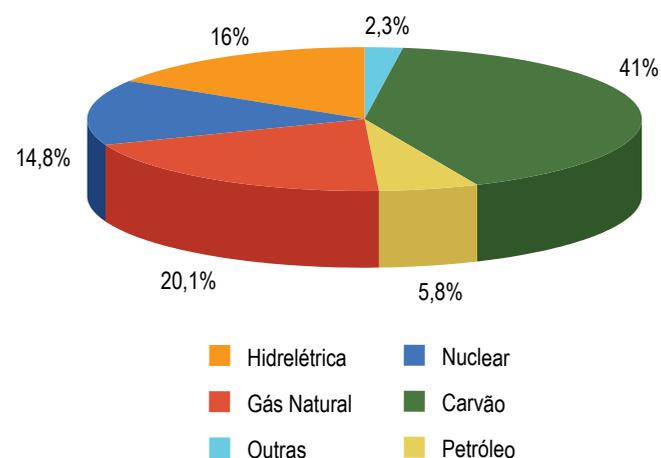


Gráfico 6.2 – Participação do gás natural na produção mundial de energia elétrica em 2006.

Fonte: IEA, 2008.

No Brasil, a evolução no mesmo período foi ainda mais expressiva: 5650%, ao passar de 0,2 bilhões de m³ para 11,3 bilhões de m³, como registra o estudo BP Statistical Review of World Energy 2008. Ainda assim, a participação atual, de 9,3%, coloca o gás natural na quinta posição na matriz energética nacional.

Superado por lenha e carvão vegetal; energia hidráulica e eletricidade; produtos da cana-de-açúcar e petróleo e derivados, como mostra o Gráfico 6.3 abaixo. Na produção de energia elétrica, a participação é de 3,3%. Neste caso, o gás natural fica atrás da hidráulica e biomassa (Gráfico 6.4 em seguida).

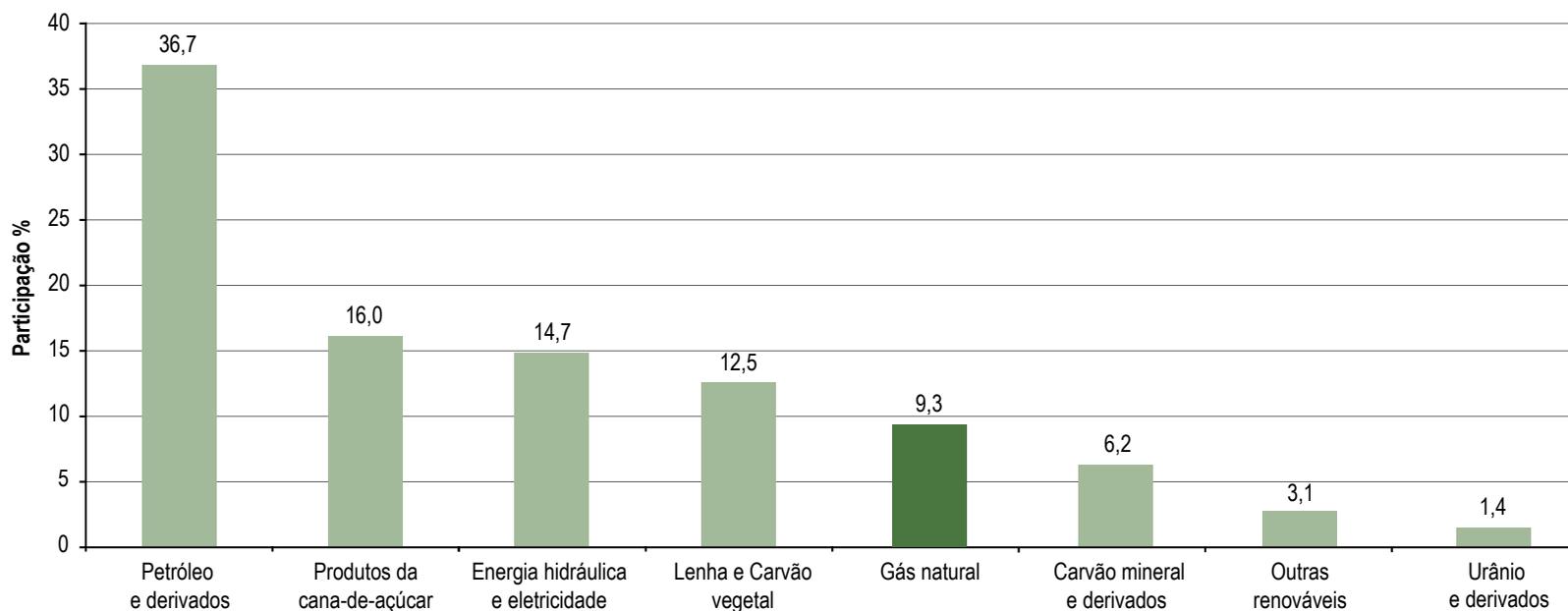


Gráfico 6.3 – Participação do gás natural na oferta primária de energia no Brasil em 2007.

Fonte: MME, 2008.

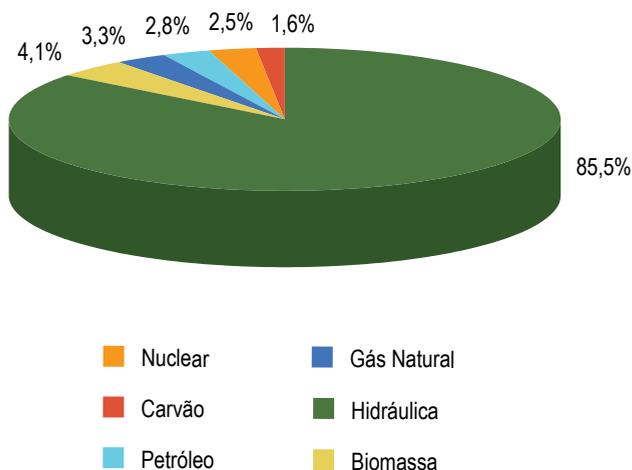


Gráfico 6.4 – Participação do gás natural na produção de energia elétrica no Brasil em 2007.

Fonte: MME, 2008 (adaptado).

O interesse pelo gás natural está diretamente relacionado à busca de alternativas ao petróleo e de fontes menos agressivas ao meio ambiente. Este comportamento resultou na intensificação das atividades de prospecção e exploração, particularmente entre os países em desenvolvimento. O resultado foi não só o aumento do volume, mas também a expansão geográfica das reservas provadas (são reservas cujos reservatórios estão em produção ou os fluídos nele contidos têm sua existência e capacidade de produzir comprovadas por testes). Até a década de 70, essas reservas concentravam-se em poucas regiões, como América do Norte e antiga União Soviética.

A nova distribuição geográfica também favoreceu o transporte, conforme Figura 6.1 a seguir. Historicamente, este é o maior entrave à disseminação do energético, visto necessitar de elevados investimentos, tanto na construção de dutos especiais quanto no processo de produção do GNL (gás natural liquefeito). Afinal, quanto mais pulverizadas as reservas, mais próximas dos centros consumidores elas se encontram.

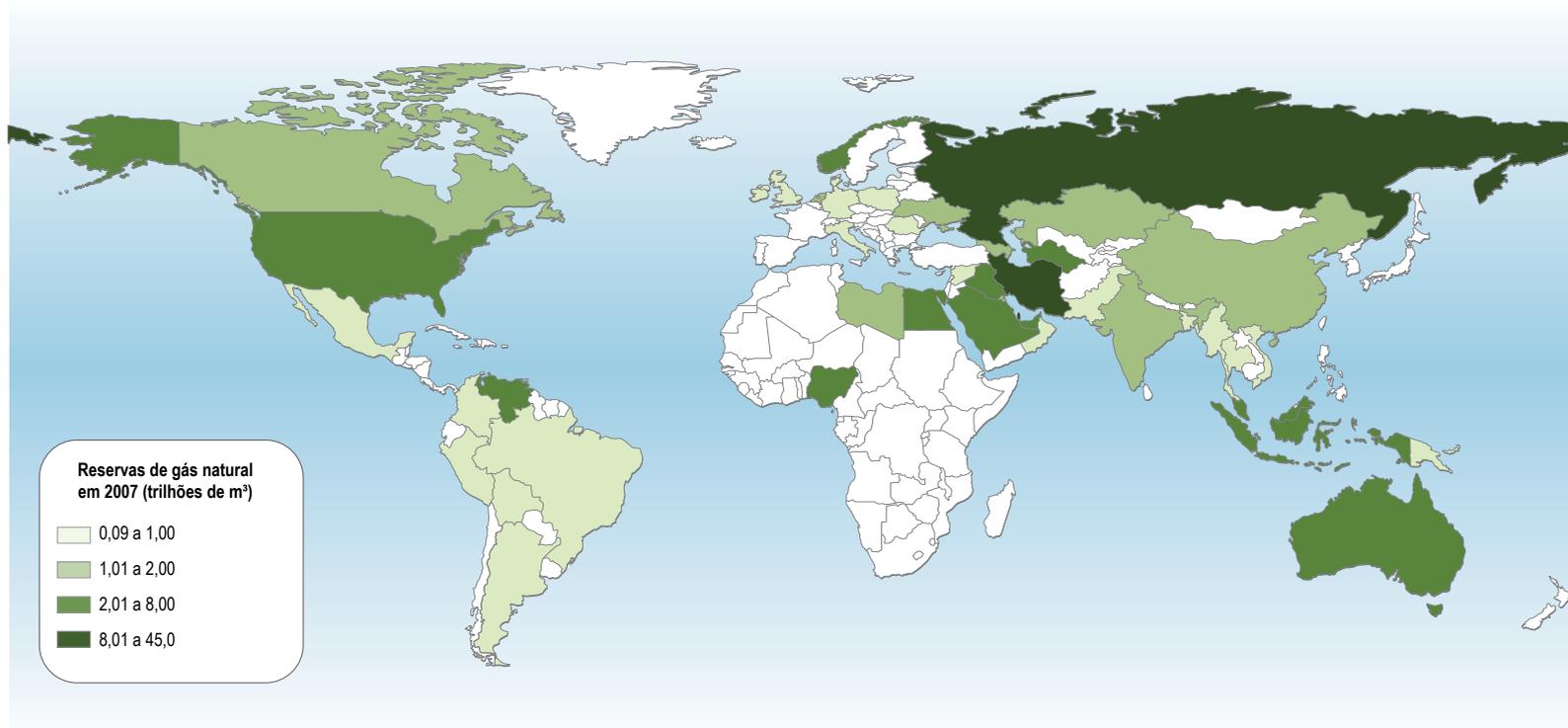


Figura 6.1 - Reservas de gás natural no mundo em trilhões de m³.

Fonte: BP, 2008 (adaptado).

Um exemplo é o próprio Brasil, cuja expansão acelerada do consumo está diretamente relacionada às importações da Bolívia – que, desde os anos 80, está entre os países com maiores reservas da América Latina, junto à Argentina e Venezuela. Essa importação foi proporcionada pelo início de operação do gasoduto Bolívia/Brasil em 1999.

Um caso de aumento da comercialização com base no GNL é o Oriente Médio, particularmente o Irã. A região possui uma das maiores reservas mundiais, mas encontra-se distante dos centros consumidores. Assim, apenas a partir do desenvolvimento da tecnologia do GNL passou a exportar para América do Norte, Europa e Ásia, transformando-se em um dos maiores fornecedores mundiais.

De acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2008, as reservas provadas mundiais no final de 2007 eram suficientes para o abastecimento mundial durante os próximos 60 anos. Isto representa um decréscimo em relação às projeções com base na conjuntura de 2005, que apontavam para 66 anos. A configuração deste cenário, porém, depende de inúmeras variáveis. Entre elas, a continuidade das atividades de exploração, o comportamento do consumo e a expansão das fontes renováveis de energia, o que preserva a utilização dos combustíveis fósseis.

O que é o gás natural

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

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

O gás natural é um hidrocarboneto resultante da decomposição da matéria orgânica durante milhões de anos. É encontrado no subsolo, em rochas porosas isoladas do meio ambiente por uma camada impermeável. Em suas primeiras etapas de decomposição, esta matéria orgânica de origem animal

produz o petróleo. Em seus últimos estágios de degradação, o gás natural. Por isso, é comum a descoberta do gás natural tanto associado ao petróleo quanto em campos isolados (gás natural não associado).

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

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

O transporte do poço às unidades de consumo exige a construção de uma rede de gasodutos de capacidade e pressão variáveis. O ramal principal, que liga o poço às instalações de distribuição, é dimensionado para transporte de grandes volumes a elevada pressão. Os ramais secundários, que chegam ao consumidor final, são menores, mais pulverizados e, no geral, subterrâneos. Para o caso de grandes consumidores, há uma estação intermediária chamada *city gate*.

No caso de não ser possível construir o gasoduto, o gás passa por um processo de liquefação, no qual atinge 160 graus abaixo de zero. Esse processo reduz o volume 600 vezes, o que favorece o transporte por navios chamados “metaneiros”. No porto

receptor, esse material é encaminhado a plantas ou terminais de armazenamento e regaseificação para posterior distribuição.

No Brasil, a única companhia a operar na exploração e transporte de gás natural é a Petrobras, sozinha ou em parceria com a iniciativa privada (como é o caso do gasoduto Bolívia/Brasil). Já para a distribuição, o país tem 27 empresas, das quais a maioria conta com participação da Petrobras no capital acionário. Essas empresas detêm o monopólio de atuação em suas regiões de concessão. De acordo com o balanço anual da Petrobras referente a 2007, o país contava com uma malha total de 6.511 quilômetros de dutos conforme mostra o Mapa 6.1 ao lado.

6.2 RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO NO MUNDO

As reservas totais provadas no mundo eram, ao final de 2007, de 177,36 trilhões de m³. O Oriente Médio liderava o *ranking* mundial, com 73,2 trilhões de m³, correspondentes a 41,3% do total. Beneficiado pelos recursos existentes no Irã e pela intensificação das atividades de exploração nos últimos 20 anos, a região superou a tradicional Europa e antiga União Soviética, que hoje detém 33,5% de participação, diante dos 42,2% de 1987, conforme registra o BP Statistical Review of World Energy 2008. A América do Norte, outra região tradicional entre as maiores do *ranking*, também reduziu sua participação no período: de 9,5% para 4,5%. A Tabela 6.1 abaixo mostra os países com maiores reservas de gás natural.

	Países	Trilhões m ³	%
1	Rússia	44,65	25,20
2	Irã	27,8	15,70
3	Catar	25,6	14,40
4	Arábia Saudita	7,17	4,00
5	Emirados Árabes	6,09	3,40
6	Estados Unidos	5,98	3,40
7	Nigéria	5,3	3,00
8	Venezuela	5,15	2,90
9	Argélia	4,52	2,50
10	Iraque	3,17	1,80
40	Brasil	0,36	0,20
	Outros	41,57	23,50
	Total	177,36	100

Fonte: BP, 2008.



Convenções Cartográficas

-  Capital Federal
-  Capitais
-  Divisão Estadual
-  Fluxos (Operação)
-  Fluxos (Planejamento)
-  Gasodutos em Construção
-  Gasodutos em Operação
-  UPGN's

Fonte: ANP, 2007.

ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL - 3ª EDIÇÃO

Escala Gráfica: 0 250 500 km



MAPA 6.1 - Estrutura de produção e movimentação de gás natural - 2007

As duas regiões continuam, no entanto, a ser as maiores produtoras mundiais, beneficiadas pelas atividades da Rússia (20,7% do total) e Estados Unidos (18,6%). Ambas são também as maiores consumidoras mundiais e contam, como elemento favorável às atividades, com a rede de gasodutos já existente, erguida ao longo do século XX. Com consumo de 652,9 bilhões de m³ em 2007, os Estados Unidos não apenas

absorvem toda a produção interna (545,9 bilhões de m³ em 2007) como importam parte do gás natural do Canadá e do México. Já a Rússia, que em 2007 produziu 607,4 bilhões de m³ para um consumo de 438,8 bilhões de m³, exporta parte da produção – tanto para os países que compunham a antiga União Soviética quanto, por meio deles, para os mercados europeus (Tabelas 6.2 e 6.3 abaixo).

Tabela 6.2 - Produção de gás natural em 2007

	País	Bilhões de m ³	%
1º	Rússia	607,4	20,7
2º	Estados Unidos	545,9	18,6
3º	Canadá	183,7	6,2
4º	Irã	111,9	3,8
5º	Noruega	89,7	3,1
6º	Argélia	83,0	2,8
7º	Arábia Saudita	75,9	2,6
8º	Reino Unido	72,4	2,5
9º	China	69,3	2,4
10º	Turcomenistão	67,4	2,3
40º	Brasil	11,3	0,4
	Total	2940,0	100

Fonte: BP, 2008.

Tabela 6.3 - Consumo de gás natural em 2007

	País	Bilhões de m ³	%
1º	Estados Unidos	652,9	22,3
2º	Rússia	438,8	15,0
3º	Irã	111,8	3,8
4º	Canadá	94,0	3,2
5º	Reino Unido	91,4	3,1
6º	Japão	90,2	3,1
7º	Alemanha	82,7	2,8
8º	Itália	77,8	2,7
9º	Arábia Saudita	75,9	2,6
10º	China	67,3	2,3
30º	Brasil	22,0	0,8
	Total	2921,9	100

Fonte: BP, 2008.

Uma característica do mercado do gás natural é o aquecido comércio internacional. Mas, se, de um lado, ela favorece a expansão do consumo, de outro subordina-se à política externa do país fornecedor e às relações bilaterais entre fornecedor e comprador – o que causa uma certa insegurança com relação ao suprimento. A redução dos volumes de gás natural enviados ao Brasil por Bolívia e Argentina a partir de 2007, por exemplo, comprometeram a operação de várias termelétricas abastecidas pelo combustível em um período de seca – quando, portanto, era crucial preservar a água dos reservatórios. Em 2006, a Rússia também interrompeu o fornecimento à Ucrânia – totalmente dependente do energético e fornecedora da Europa – alegando a necessidade de aumento de preços.

Nas Américas Central e do Sul, as reservas não são significativas: respondem por apenas 4,4% do total mundial e se mantiveram praticamente inalteradas ao longo dos últimos 20 anos. No entanto, considerando o volume produzido (relação reserva/produção, ou R/P) ao longo dos últimos anos, os recursos existentes são suficientes para cerca de 50 anos. Pela ordem,

os maiores produtores são Argentina (44,8 bilhões de m³ em 2007), Trinidad & Tobago (39 bilhões de m³), Venezuela (28,5 bilhões de m³) e Bolívia (13,5 bilhões de m³).

A participação individual de cada um desses países na oferta mundial de gás natural é pouco expressiva: oscila em torno de 1%. A importância da produção, portanto, é regional. Um exemplo é a relação Bolívia-Brasil-Argentina, países que, por meio de uma rede de gasodutos, podem intercambiar o gás natural. Bolívia, cuja produção aumentou 6,5% em 2007, é a maior fornecedora para os dois países. Para o Brasil, enviou 9,8 bilhões de m³ em 2007, o que representou a quase totalidade do gás natural importado pelo Brasil. Para a Argentina, vendeu 1,85 bilhão de m³. A Argentina, embora tenha reservas significativas, produz basicamente para o mercado interno, altamente dependente do gás natural. Em 2007, enviou apenas 0,12 bilhão de m³ para o Brasil e, em ocasiões de escassez no fornecimento de energia elétrica, como tem ocorrido nos últimos anos, suspende as exportações em benefício do consumo interno.

No Brasil, o gás natural é encontrado, em geral, associado ao petróleo. Tanto que a maior parte das reservas localiza-se no mar e não em terra, principalmente no litoral do Rio de Janeiro e Espírito Santo, como mostra abaixo a Tabela 6.4. No total, em 2007, as reservas nacionais corresponderam a 360 bilhões de m³, menos de 0,2% do total mundial e, de acordo com a BP,

suficientes para abastecer o país durante 32,3 anos considerando o volume produzido no período, de 11,3 bilhões de m³. Segundo estudo sobre gás natural constante do Plano Nacional de Energia 2030, as perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente, na Bacia de Santos.

Tabela 6.4 - Reservas provadas ¹ de gás natural, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação												
Unidades da Federação	Localização	Reservas provadas de gás natural (milhões m ³)										07/06 %
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
CE	Terra	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	..
	Mar	1.438	1.808	1.595	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	-0,08
RN	Terra	3.770	6.171	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	-19,00
	Mar	13.206	17.520	16.841	15.930	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	-16,32
AL	Terra	8.181	7.268	5.961	5.766	4.719	4.286	3.929	3.525	3.241	3.042	-6,14
	Mar	980	1.563	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	4,28
SE	Terra	901	925	789	864	820	861	829	768	814	761	-6,45
	Mar	4.165	5.385	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	-4,58
BA	Terra	22.261	23.705	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.474	8.470	-26,18
	Mar	2.554	4.183	4.126	3.083	10.101	8.681	9.625	9.388	14.269	26.423	85,18
ES	Terra	2.312	2.510	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	3.364	1.140	-66,11
	Mar	3.496	5.453	5.477	9.499	14.467	15.258	21.286	31.271	37.385	37.594	0,56
PR ³	Terra	800	-	-	-	-	-	-	-	-	1	..
	Mar	1.836	-	43	68	34	61	26	15	9	568	6.375,45
SC ⁴	Mar	-	-	-	-	-	44	11	7	7	206	2.716,77
AM	Terra	59.960	44.897	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	-0,86
MA	Terra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	..
RJ ²	Mar	94.419	104.904	103.515	106.246	116.339	119.257	119.049	145.378	164.503	167.917	2,08
SP	Mar	5.664	4.940	4.669	4.273	3.875	3.508	78.471	28.696	38.543	47.881	24,23
Subtotal	Terra	98.185	85.477	78.601	77.159	76.070	76.597	73.730	71.752	74.522	68.131	-8,58
	Mar	127.758	145.756	142.398	145.572	168.477	168.743	252.354	234.643	273.381	296.860	8,59
Total		225.944	231.233	220.999	222.731	244.547	245.340	326.084	306.395	347.903	364.991	4,91

Fontes: Adaptada de ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n° 9/2000 a partir de 1999; Petrobras/Serplan para os anos anteriores.

Notas:

- Reservas em 31/12 dos anos de referência.

- Inclui condensado.

1- Incluindo as reservas dos campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise.

2- As reservas do campo de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no estado do Rio de Janeiro por simplificação.

3- As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no estado do Paraná por simplificação.

4- As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no estado de Santa Catarina por simplificação.

A exploração do recurso no país começou timidamente nos anos 40, com descobertas de gás associado a petróleo na Bahia. Inicialmente, a produção atendeu apenas às indústrias do Recôncavo Baiano. Após alguns anos, a exploração e produção estenderam-se também às bacias de Sergipe e Alagoas. O grande salto das reservas ocorreu nos anos 80, com a descoberta na Bacia de Campos. Finalmente, o início de operação do gasoduto Bolívia/Brasil, em 1999, com capacidade para transportar 30 milhões de m³ por dia, aumentou significativamente a oferta do gás natural no país. Com um total de 2.593 quilômetros de extensão, o gasoduto parte de Rio Grande (Bolívia) e chega a Porto Alegre (RS), passando por cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

De acordo com dados do Balanço Energético Nacional (BEN), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que são ligeiramente diferentes dos dados da BP, em 2007 o país consumiu 22,9 bilhões de m³, ou 4% a mais que no ano anterior. A produção local foi de 18,15 bilhões de m³ e as importações ficaram em 10,33 bilhões de m³. Assim, o país contou com a oferta total de 28,486 bilhões de m³ (a diferença entre a oferta total e consumo corresponde às perdas do processo), a maior parte destinada ao setor industrial (9,196 bilhões de m³) e para usinas termelétricas (4,013 bilhões de m³), como mostra o BEN, ainda que o consumo no setor residencial e de transporte rodoviário também tenha aumentado – com destaque a este último, que registrou uma variação de 10% em relação a 2006 e de 5.444% se comparado a 1997, como mostra a Tabela 6.5 ao lado.

Em 2008, o Brasil, portanto, era dependente das importações da Bolívia. A descoberta do campo de Júpiter, rico em gás natural e localizado na camada pré-sal da Bacia de Santos, poderá lhe conferir, no médio prazo, a auto-suficiência. A estimativa de reservas ainda está em fase de levantamento mas, segundo a Petrobras, as dimensões do campo de Júpiter são similares ao campo de Tupi, descoberto em 2007 também na Bacia de Santos, cujas reservas são estimadas entre 176 bilhões e 256 bilhões de m³.

Até 2010 deve entrar em operação, também, o campo de Mexilhão, primeiro empreendimento da Petrobras de gás natural não associado ao petróleo. Descoberto em 2003 na Bacia de Santos, o campo tem capacidade estimada para produzir 15 milhões de m³ por dia.

O Brasil também dispõe de importantes reservas no estado do Amazonas. Na bacia de Urucu, elas são estimadas em 52,8 bilhões de m³. No local, a Petrobras constrói o gasoduto Urucu-

Tabela 6.5 - Produção de gás natural no Brasil		
Gás Natural	milhões m ³	
Identificação	1997	2007
Produção	9.825	18.152
Importação	0	10.334
Var.Est.Perdas e Ajustes (*)	-3.592	-5.573
Consumo total	6.233	22.913
Transformação	825	5.627
Produção de derivados petróleo	561	2.109
Geração elétrica	264	3.518
Consumo final	5.408	17.286
Consumo final não-energético	768	877
Consumo final energético	4.640	16.409
Setor energético	1.226	4.013
Residencial	81	251
Comercial/Público	92	377
Transportes	47	2.559
Rodoviário	47	2.559
Industrial	3.194	9.196
Cimento	37	28
Ferro-gusa e aço	804	1.379
Ferro-ligas	0	33
Mineração e pelotização	175	264
Não-ferrosos e outros meta	41	718
Química	1.085	2.567
Alimentos e bebidas	168	667
Têxtil	81	423
Papel e celulose	162	678
Cerâmica	116	1.091
Outros	525	1.348

(*) Inclusive não-aproveitada e reinjeção.
Fonte: MME, 2008.

Coari-Manaus, que visa transportar gás natural para geração de energia elétrica em Manaus, atendida em 2008 por termelétricas movidas a óleo combustível e óleo diesel. O gasoduto, porém, enfrenta críticas principalmente de ambientalistas, que apontam para o seu alto impacto ambiental e social, uma vez que o seu trajeto passa próximo a reservas indígenas.

6.3 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E NO MUNDO

A IEA estima que a demanda por gás natural para produção de energia elétrica irá manter-se em expansão mundial até 2020, particularmente em regiões como Ásia e África. O movimento será estimulado, principalmente, pela substituição de outros

combustíveis fósseis, como carvão e derivados de petróleo. Após a crise do petróleo dos anos 70, vários países menos desenvolvidos passaram a avaliar a aplicação do gás natural para a produção de energia elétrica, a exemplo do que ocorria com os países industrializados. Simultaneamente, as tecnologias de geração termelétrica avançaram, embora as empresas de eletricidade ainda estivessem concentradas no carvão e na energia nuclear. No Brasil, a matriz da energia elétrica é predominantemente hidráulica e esta característica não deverá se alterar no médio prazo. No entanto, de acordo com o Plano Nacional de Energia 2030 produzido pela EPE, a participação das termelétricas movidas a gás natural deverá aumentar, no curto e médio prazos. Essas usinas operariam de maneira complementar às hidrelétricas. Em outras palavras, seriam colocadas em operação em momentos de acentuado aumento de demanda ou

redução da oferta hidráulica – por exemplo, nos períodos de estiagem, onde é necessário preservar os reservatórios.

Em novembro de 2008, segundo o Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), existem 85 usinas termelétricas abastecidas a gás natural em operação no país, com um total instalado de 11 mil MW (megawatts) – ou pouco mais de 10% da potência total instalada no país, de 103 mil MW, como mostra a Tabela 6.6 abaixo. Duas características se destacam neste conjunto. A primeira é a concentração dos empreendimentos nas regiões em que já existem gasodutos em operação – o que favorece o acesso ao suprimento por parte dos operadores. Outra é que boa parte dessas usinas é propriedade de companhias representantes do setor industrial, comercial ou de serviços.

Tabela 6.6 - Centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil em novembro de 2008

Usina	Potência (kW)	Destino da Energia	Município	Proprietário
Aeroporto de Maceió	790	PIE	Maceió - AL	Petrobrás Distribuidora S/A.
Ahlstrom	1.300	COM	Louveira - SP	Iqara Energy Services Ltda.
Alto do Rodrigues	11.800	APE	Alto do Rodrigues - RN	Petróleo Brasileiro S/A.
Araucária	484.150	PIE	Araucária - PR	Petróleo Brasileiro S/A.
Asfor	3.350	APE	Fortaleza - CE	Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste - PETROBRÁS
Atalaia	4.600	APE	Aracaju - SE	Petróleo Brasileiro S/A.
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	226.000	PIE	Ibirité - MG	Petróleo Brasileiro S/A.
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	385.900	PIE	Seropédica - RJ	Sociedade Fluminense de Energia Ltda.
Bayer	3.840	APE	São Paulo - SP	Bayer S/A.
Brahma	13.080	PIE	Rio de Janeiro - RJ	Energyworks do Brasil Ltda.
Camaçari	250.400	PIE	Camaçari - BA	Braskem S/A.
Camaçari	346.803	SP	Dias d'Ávila - BA	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
Campos (Roberto Silveira)	114.150	SP	Campos dos Goytacazes - RJ	Furnas Centrais Elétricas S/A.
Carioca Shopping	3.200	APE-COM	Rio de Janeiro - RJ	Administradora Carioca de Shopping Centers S/C Ltda.
Casa de Geradores de Energia Elétrica F-242	9.000	PIE	São José dos Campos - SP	Empresa Brasileira de Aeronáutica S/A.
Celpav IV	138.680	APE-COM	Jacareí - SP	Votorantim Celulose e Papel S/A.
Celso Furtado (Ex Termobahia Fase I)	185.891	PIE	São Francisco do Conde - BA	Termobahia S/A.
Central de Co-geração Shopping - Aracaju	2.600	APE	Aracaju - SE	Condomínio do Shopping Center Jardins S/A.
Centro Operacional Região Metropolitana de São Paulo	334	APE	São Paulo - SP	Companhia de Gás de São Paulo
Cenu	4.000	APE	São Paulo - SP	Condomínio Centro Empresarial Nações Unidas S/C

Continua

Continuação

Cesar Park Business Hotel/Globenergy	2.100	APE	Guarulhos - SP	Inpar Construções e Empreendimentos Imobiliários Ltda.
Cinal/Trikem	3.187,5	APE	Marechal Deodoro - AL	Trikem S/A.
Condominio World Trade Center	5.250	APE	São Paulo - SP	Condominio World Trade Center de São Paulo
Contagem	19.299	APE	Contagem - MG	Magnesita S/A.
Crylor	8.000	APE	São José dos Campos - SP	Radicifibras Indústria e Comércio Ltda.
CTE Fibra	8.812	APE	Americana - SP	Vicunha Textil S/A.
CTE II	235.200	APE-COM	Volta Redonda - RJ	Companhia Siderúrgica Nacional
CTS-Central Termelétrica Sul (Ex Rhodia Santo André)	11.000	APE	Santo André - SP	Rhodia - Poliamida e Especialidades Ltda.
Cuiabá	529.200		Cuiabá - MT	Empresa Produtora de Energia
Energy Works Kaiser Jacareí	8.592	PIE	Jacareí - SP	Energyworks do Brasil Ltda.
Energy Works Kaiser Pacatuba	5.552	PIE	Pacatuba - CE	Energyworks do Brasil Ltda.
EnergyWorks Corn Products Balsa	9.119	PIE	Balsa Nova - PR	Energyworks do Brasil Ltda.
EnergyWorks Corn Products Mogi	30.775	PIE	Mogi Guaçu - SP	Energyworks do Brasil Ltda.
Eucatex	9.800	PIE	Salto - SP	Eucatex S/A. Indústria e Comércio
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	386.080	PIE	São Paulo - SP	Petróleo Brasileiro S/A.
Fortaleza	346.630	PIE	Caucaia - CE	Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A.
GE Celma Ltda.	1.063	APE	Petrópolis - RJ	GE Celma Ltda.
Globo	5.160	APE-COM	Duque de Caxias - RJ	Infoglobo Comunicações Ltda.
Governador Leonel Brizola (Ex TermoRio)	1.058.300	PIE	Duque de Caxias - RJ	TermoRio S/A.
Iguatemi Bahia	8.316	APE	Salvador - BA	Condomínio Shopping Center Iguatemi Bahia
Iguatemi Fortaleza	4.794	APE	Fortaleza - CE	Condomínio Civil Shopping Center Iguatemi
IGW/Service Energy	2.825	APE	São Paulo - SP	Telecomunicações de São Paulo S/A.
Imcopa	7.000	APE	Araucária - PR	Importação, Exportação e Indústria de Óleos Ltda.
Inapel	1.120	COM	Guarulhos - SP	Iqara Energy Services Ltda.
Juiz de Fora	87.048	PIE	Juiz de Fora - MG	Usina Termelétrica Juiz de Fora S/A.
Latasa	5.088	APE-COM	Cabo de Santo Agostinho - PE	Rexam Beverage Can South América S/A.
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	258.319	PIE	Três Lagoas - MS	Petróleo Brasileiro S/A.
Macaíba (Ex Termo Toalia)	5.680	PIE	Macaíba - RN	Coteminas S.A.
Mário Lago (Ex. Macaé Merchant)	922.615	PIE	Macaé - RJ	Termomacaé Ltda.
Metalurgia Caraíba	18.000	APE	Dias d'Ávila - BA	Caraíba Metais S/A.
Millennium	4.781	APE	Camaçari - BA	Millennium Inorganic Chemicals do Brasil S/A.
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	206.350	PIE	Campo Grande - MS	Tractebel Energia S/A.
Norte Fluminense	868.925	PIE	Macaé - RJ	Usina Termelétrica Norte Fluminense S/A.
Norte Shopping	3.750	APE	Rio de Janeiro - RJ	Condomínio Geral NorteShopping
Operadora São Paulo Renaissance	1.600	APE	São Paulo - SP	Fundação dos Economistas Federais
Pamesa	4.072	APE-COM	Cabo de Santo Agostinho - PE	Pamesa do Brasil S/A.
Paraibuna	2.000	APE	Juiz de Fora - MG	Indústria de Papéis Sudeste S/A.
Petroflex	25.000	APE	Duque de Caxias - RJ	Petroflex Indústria e Comércio S/A.

Continua

Continuação

Policam	4.000	-	Campos dos Goytacases - RJ	-
Ponta do Costa	4.000	APE	Cabo Frio - RJ	Refinaria Nacional de Sal S/A.
Porto do Pecém	5.250	APE	São Gonçalo do Amarante - CE	Companhia de Integração Portuária do Ceará
PROJAC Central Globo de Produção	4.950	APE	Rio de Janeiro - RJ	TV Globo Ltda.
Rhodia Paulínia	12.098	APE	Paulínia - SP	Rhodia - Poliamida e Especialidades Ltda.
Rômulo Almeida Unidade I (EX: Usina de Cogeração Camaçari - FAFEN Energia)	138.020	PIE	Camaçari - BA	FAFEN Energia S/A.
Santa Cruz	1.000.000	SP	Rio de Janeiro - RJ	Furnas Centrais Elétricas S/A.
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	563.473	PIE	Canoas - RS	Petróleo Brasileiro S/A.
Sesc Senac-Cass	1.600	APE	Rio de Janeiro - RJ	Serviço Nacional de Aprendizagem Comercial
Shopping Recife	6.000	APE	Recife - PE	Condomínio do Shopping Center Recife
Shopping Taboão	2.855	APE	Taboão da Serra - SP	TDS Centro Comercial Ltda.
Solvay	12.600	APE	Santo André - SP	Solvay Indupa do Brasil S/A.
Souza Cruz Cachoeirinha	2.952	APE	Cachoeirinha - RS	Souza Cruz S/A.
Stepie Ulb	3.300	PIE	Canoas - RS	Stepie Ulb S/A.
Suape, CGDe, Koblitz Energia Ltda.	4.000	PIE	Cabo de Santo Agostinho - PE	Suape,CGDe,Koblitz Energia Ltda.
Suzano	39.900	APE	Suzano - SP	Suzano Bahia Sul Papel e Celulose S/A.
Termo Norte II	426.530	PIE	Porto Velho - RO	Termo Norte Energia Ltda.
Termocabo	97.027	PIE	Cabo de Santo Agostinho - PE	Termocabo Ltda.
Termo Ceará	220.000	PIE	Caucaia - CE	Termo Ceará Ltda.
Termopernambuco	532.756	PIE	Ipojuca - PE	Termopernambuco S/A.
UGPU (Messer)	7.700	PIE	Jundiá - SP	Air Liquide Brasil Ltda.
Unidade de Geração de Energia -Área II	6.000	APE	Limeira - SP	Cooperativa dos produtores de Cana, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo
Uruguaiana	639.900	PIE	Uruguaiana - RS	AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda.
Vitória Apart Hospital	2.100	APE	Serra - ES	Vitória Apart Hospital S/A.
Vulcabrás	4.980	APE-COM	Horizonte - CE	Vulcabrás do Nordeste S/A.
Weatherford	334	APE	Caxias do Sul - RS	Weatherford Indústria e Comércio Ltda.
Total	11.570.315,5			

Fonte: Aneel, 2008.

Isto permite depreender que são instaladas em regime de auto-produção (de forma a tornar o consumidor independente do fornecimento de terceiros) ou co-geração (gerando energia elétrica e calor para os processos industriais) como mostra o Box 6.

Em novembro de 2008, a Aneel registra um total de 30 usinas termelétricas em fase de construção ou outorga. Segundo o estudo sobre gás natural que integra o Plano Nacional de Energia 2030,

a maior parte da capacidade instalada e o maior potencial de expansão, considerando as usinas em construção e as outorgadas, estão localizados na região Sudeste. O estudo também afirma que o caso brasileiro reflete o modelo presente na maior parte dos países desenvolvidos, onde o gás natural foi gradualmente abandonado durante a primeira metade do século XX para, somente após a crise energética dos anos 70 e, principalmente, ao longo dos anos 90, passar a ser considerado como uma fonte de energia privilegiada e estratégica a ser desenvolvida e utilizada.



Construção do gasoduto Brasil-Bolívia.

Fonte: Petrobras.

O estudo ainda enumera como condicionantes de suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil 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.

6.4 IMPACTOS AMBIENTAIS E TECNOLOGIAS LIMPAS

O gás natural apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa. Quantitativa e qualitativamente, o maior ou menor impacto ambiental da atividade está relacionado à composição do gás natural, ao processo utilizado na geração de energia elétrica e remoção pós-combustão e às condições de dispersão dos poluentes, como altura da chaminé, relevo e meteorologia. No entanto, uma restrição feita a essas usinas é a necessidade de captação de água para o resfriamento do vapor, característica que tem sido um dos entraves ao licenciamento ambiental.

Apenas como exemplo, o estudo sobre gás natural do Plano Nacional de Energia 2030 registra que o volume de CO₂ lançado na atmosfera pode ser entre 20% e 23% inferior àquele

produzido pela geração a partir do óleo combustível e entre 40% e 50% inferior aos casos de geração a partir de combustíveis sólidos, como o carvão. 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.

Na cadeia produtiva do gás natural, entre os impactos socioambientais positivos, há a geração de *royalties* para os municípios em que as usinas estão localizadas, incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e da construção da usina, e geração local de empregos. Além disso, as termelétricas, por se tratarem de unidades de pequeno porte, não exigem a escolha de um terreno específico e podem ser construídas nas proximidades de centros de consumo. Isto elimina a necessidade de grandes linhas de transmissão para transporte da energia produzida às instalações de distribuição.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – disponível em www.aneel.gov.br

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – disponível em www.anp.gov.br

BP Global – disponível em www.bp.com

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – disponível em www.epe.gov.br

Gasnet – disponível em www.gasnet.com

International Energy Agency (IEA) – disponível em www.iea.org

Petrobras – disponível em www.petrobras.com.br