MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

SECRETARIA DE ENERGIA

DEPARTAMENTO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

COORDENAÇÃO GERAL DE INFORMAÇÕES ENERGÉTICAS

SETOR ENERGÉTICO: DESTAQUES EM 1999 E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS

MAIO DE 2000

Livros Grátis

http://www.livrosgratis.com.br

Milhares de livros grátis para download.

SETOR ENERGÉTICO
DESTAQUES EM 1999 E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS

1. Considerações Gerais

A Oferta Interna de Energia-OIE do país atingiu cerca de 253,3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 1999, com crescimento de 1,3% em relação a 1998. Desse montante, aproximadamente 57% de energia limpa e renovável, sendo 39% de hidroeletricidade e 18% de biomassa. Com grande extensão territorial e com grande potencial energético, o País tem optado pelo estabelecimento de políticas próprias que favoreçam as energias renováveis, sendo exemplos o desenvolvimento da hidroeletricidade a partir de 1950 e o programa do álcool na década de 70. Dos 43 % da OIE referentes à energia não renovável, 34% corresponderam ao petróleo e seus derivados e os 9% restantes ao gás natural, carvão mineral e urânio.

Na área de petróleo, o País, desde o início da década de 80, vem obtendo sucesso na exploração e produção de óleo, garantindo o suprimento regular e confiável de derivados de petróleo e reduzindo significativamente a dependência externa destes energéticos, atualmente em torno de 38%. No segundo choque de petróleo, em 1979, esta dependência era de 85%. Em termos globais, considerando a oferta de todas as formas de energia, a dependência externa do País é de cerca de 21%.

Em 1999, teve continuidade o programa do Governo para estimular o aumento da participação do gás natural no mercado energético, principalmente quanto à regulamentação do seu uso em termelétricas. As fontes não convencionais e/ou descentralizadas de energia (solar, eólica, resíduos florestais e agrícolas, óleos vegetais, pequenos potenciais hidráulicos) foram, também, incentivadas, em especial a energia solar para atendimento de comunidades isoladas e desassistidas. Prosseguiram, ainda, em 1999, os programas de incentivo à elevação dos níveis de eficiência energética do País, compreendendo a produção e o uso eficiente da energia e a cogeração de energia elétrica e energia térmica.

Na área institucional, o Ministério de Minas e Energia deu prosseguimento às ações de reformulação do setor energético, abrindo oportunidades para a participação do setor privado nos investimentos necessários e na responsabilidade pela garantia do suprimento nacional. A ação das Agências Reguladoras – ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e ANP – Agência Nacional de Petróleo tem sido fundamental para a continuidade de garantia do suprimento e o aumento da qualidade dos serviços de energia em todo o País.

2. Crescimento Econômico e Consumo de Energia

No período de 1970 a 1980, o Produto Interno Bruto-PIB brasileiro cresceu a uma taxa média de 8,7% ao ano (a.a.), com o consumo de energia crescendo, também, a taxas anuais expressivas, a eletricidade a 12,4% a.a. e os derivados de petróleo a 8,3% a.a. Os fatores determinantes para esse resultado foram: as dimensões continentais do País, a predominância de transporte rodoviário e, ainda, o desenvolvimento da indústria de base e da infra-estrutura para o atendimento às necessidades não atendidas de muitas regiões do País. Apesar dos elevados índices de consumo de eletricidade e de derivados de petróleo, a Oferta Interna de Energia-OIE cresceu 6,5% a.a. - elasticidade de 0,75 em relação ao PIB - em conseqüência, principalmente, do pouco crescimento da biomassa (0,4% a.a.), constantemente substituída por derivados de petróleo (GLP e óleo combustível).

A partir de 1980, sob o peso do ambiente recessivo da economia do País, estas taxas declinaram e variaram consideravelmente. No período 1980 a 1992, a economia do País cresceu a uma taxa média de apenas 1,3% a.a., com taxas variando entre (-)4,3% em 1981 e (+)7,8% em 1985. As taxas de crescimento da demanda de energia também diminuíram, mas não na mesma proporção que as do PIB. A OIE cresceu 2,8% a.a., com elasticidade de 2,1 em relação ao PIB. O consumo de eletricidade cresceu 5,4% a.a., devido, principalmente, à expansão da indústria eletrointensiva (alumínio, ferro gusa, etc.). Já o consumo de derivados de petróleo, por força de políticas de substituição, cresceu

apenas 0,9% a.a. e o consumo de biomassa 1,1% a.a., esta última superior à verificada no período 70/80, principalmente, por conta do programa do álcool.

De 1992 a 1997, com a estabilização da economia, estabeleceu-se um novo ciclo de desenvolvimento que elevou as taxas de expansão da economia e do consumo de energia. Nesse período o PIB cresceu 4,1% a.a. e a OIE cresceu 4,3% a.a., com os derivados de petróleo apresentando taxa média de crescimento de 5,8%, a eletricidade de 5,0% e a biomassa de 0,6%, correspondendo, respectivamente, a elasticidades de 1,40, 1,21 e 0,14 em relação ao PIB. A eletricidade residencial e comercial, a gasolina automotiva e o querosene de aviação foram os grandes indutores das altas taxas de consumo de energia, por conta da melhor distribuição de renda, causada pelo Plano Real.

Em 1998, por força da crise nos países asiáticos, o Governo brasileiro foi obrigado a tomar medidas que levaram a uma forte retração no crescimento econômico, tendo o PIB apresentado um crescimento de apenas 0,05%. Ocorre, entretanto, que os energéticos citados acima, associados ao bem estar da população, mantiveram altos níveis de consumo, acima de 5%, fato que levou a um crescimento da OIE bem acima do PIB.

Em 1999, com a desvalorização da moeda nacional, o processo de baixo desempenho da economia continuou (PIB de 0,82% - dado preliminar) e, agora, afetando significativamente o consumo de energia associado ao uso particular. Apresentaram taxas negativas de consumo: o querosene de aviação (- 6,4%), o álcool hidratado (- 8%) e a gasolina automotiva (- 1%). Já a energia elétrica residencial cresceu apenas 2,5%.

3. Setor Elétrico

A partir dos anos 50, os estados brasileiros passaram a criar suas próprias empresas de eletricidade. Elas foram substituindo progressivamente as empresas privadas existentes à época. Posteriormente, o Governo Federal criou a ELETROBRAS, em 1963. Desde então, a capacidade instalada de geração elétrica cresceu vertiginosamente atingindo da ordem de 64,2 GW, em dez/1999, excluídos os autoprodutores com cerca de 4,2 GW e os 6,3 GW da parte paraguaia de Itaipu, quase toda destinada ao mercado brasileiro.

Em 1999, foram acrescidos 3,04 GW à capacidade instalada de geração elétrica, sendo 2,74 GW destinada ao serviço público (inclui 0,59 GW de produção independente) e 0,29 GW para uso exclusivo de autoprodutores. Destaca-se a entrada em operação da UHE Salto Caxias - PR, com 1.240 MW; da UHE Porto Primavera – SP, com 302 MW; da UHE Três Irmãos – SP, com 161,5 MW; das UHE Canoas I e II – SP/PR, com 154,5 MW; da UHE Igarapava – MG/SP, com 210 MW e, ainda, a entrada em operação das Centrais Termelétricas de Campo Grande – MS e Cuiabá – MT, com 101,2 MW e 150 MW, respectivamente, como marco inicial da expansão termelétrica nacional.

No esforço de assegurar a oferta de energia para os próximos anos, o Ministério de Minas e Energia, por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica, promoveu durante o ano de 1999 licitações de 5 empreendimentos de geração hidrelétrica, para produção independente, totalizando 999 MW, constituídos das UHE's Ourinhos, Itumirim, Candonga, Quebra Queixo e Barra Grande, que demandarão investimentos da ordem de US$ 1.2 bilhões, e que produzirão energia suficiente para abastecer o equivalente a 2,5 milhões de residências. Esses empreendimentos, beneficiarão o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, particularmente os Estados de São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, sendo que os 3 primeiros empreendimentos já se encontram adjudicados, e irão gerar recursos à União de US$ 16.4 milhões, pelo pagamento do uso de bem público.

Durante 1999 foram outorgadas, a produtores independentes, 4 concessões referentes a processos de licitações, com editais lançados em 1998, das UHE's Irapé, Ponte de Pedra, Itapebí e Campos Novos, totalizando 1.866 MW, com investimentos da ordem de US$ 1.4 bilhões, beneficiando o equivalente a 4,7 milhões de residências e com pagamento à União de US$ 24.3 milhões pelo uso de bem público, e 2 concessões referentes a desestatização das empresas Paranapanema e Tietê,

resultantes do processo de cisão da CESP, constituídas de 16 UHE's, com potência de 4.803 MW, com pagamento à União de US$ 57.8 milhões pelo uso de bem público.

A ANEEL aprovou em 1999 autorizações e registros para implantação de 133 novas UHE's, PCH's, UTE's e Eólicas, sendo: (i) 1 UHE, com potência de 46,5 MW (Ampliação da UHE Rondon II), 12 PCH's, com potência de 15,7 MW, 13 UTE's, com potência de 72,9 MW e 1 Eólica, com potência de 0,075 MW, para concessionárias de serviço público, (ii) 24 PCH's, com potência de 334,6 MW, 36 UTE's, com potência de 1.721,8 MW e 1 Eólica, com potência de 2,5 MW, para produtores independentes, e (iii) 13 PCH's, com potência de 8,1 MW e 32 UTE's, com potência de 224,1 MW, para autoprodutores. Estas autorizações e registros somam 2.426,4 MW, e representam investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões, beneficiando o equivalente a 6,1 milhões de residências.

A geração interna de eletricidade - para uso público - de 308,2 TWh (93% hídrica), em 1999, acrescida da parte importada do Paraguai (39,6 TWh - Itaipu) e dos autoprodutores (20,8 TWh), permitiu atender a um consumo total de 314,3 TWh (2,2 % superior ao de 1998).

No ano de 1999, foram adicionados ao Sistema Elétrico 3.780 km de novas linhas de transmissão – LTs. Merece destaque a entrada em operação da LT Norte-Sul, em corrente alternada de 500 kV, com cerca de 1.280 km, entre Imperatriz no Maranhão e Samambaia em Brasília, a qual interconectou os Sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, transformando-os em um único sistema interligado. Este Sistema atende, agora, a cerca de 98% do mercado total de energia elétrica do País.

A maioria dos municípios brasileiros possui serviço regular e confiável de eletricidade. Entretanto, a despeito de mais de 92% do total de domicílios já estarem eletrificados, parte do extenso território brasileiro ainda não é coberto pela malha de transmissão. A Região Norte apresenta os maiores problemas de abastecimento de eletricidade do País, onde localidades ainda são atendidas por sistemas isolados de geração térmica a óleo diesel pouco eficientes. Isto abre um amplo mercado para investidores privados interessados no segmento de geração de pequeno e médio portes, especialmente para projetos que utilizem fontes descentralizadas de energia (por exemplo: fotovoltáica, eólica, biomassa e pequenos aproveitamentos hidráulicos). Acrescente-se, também, que o gás natural de Urucu permitirá a expansão da oferta de eletricidade na Região Norte de forma mais econômica e competitiva, ampliando as possibilidades de participação do empresário privado.

Nessa direção, a Constituição Federal foi alterada, a partir de 1995, eliminando restrições para investidores privados estrangeiros aportarem capital no setor energético. As Leis 8987 e 9074/95 (novas Leis de Concessões), introduziram profundas e importantes alterações, em especial quanto: (i) à licitação dos novos empreendimentos de geração; (ii) à criação da figura do Produtor Independente de Energia; (iii) ao livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e (iv) à liberdade para os grandes consumidores escolherem seus supridores de energia. O Decreto 1717 estabeleceu as condições e possibilitou a prorrogação e o reagrupamento das concessões de serviços públicos e a aprovação dos Planos de Conclusão das obras paralisadas. O Decreto 2003, de 10/09/96, regulamentou as condições para a atuação dos produtores independentes e dos autoprodutores. Também, em 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Lei nº 9427, de 26 de dezembro. Outras regulamentações ocorreram em 1997 e 1998, com destaque para: (i) a Lei nº 9433, de 08 de janeiro, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; (ii) a Lei no 9.648, que criou o Mercado Atacadista de Energia - MAE e a figura do Operador Nacional do Sistema – ONS; (iii) o Decreto nº 2335, que constituiu a ANEEL e aprovou a sua Estrutura Regimental; e (iv) a Portaria DNAEE nº 466, que consolidou as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, harmonizadas com o Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8078, de 11/09/90); (v) Resolução ANEEL nº 094, que define os limites de concentração para o setor elétricos, nas atividades de distribuição e geração.

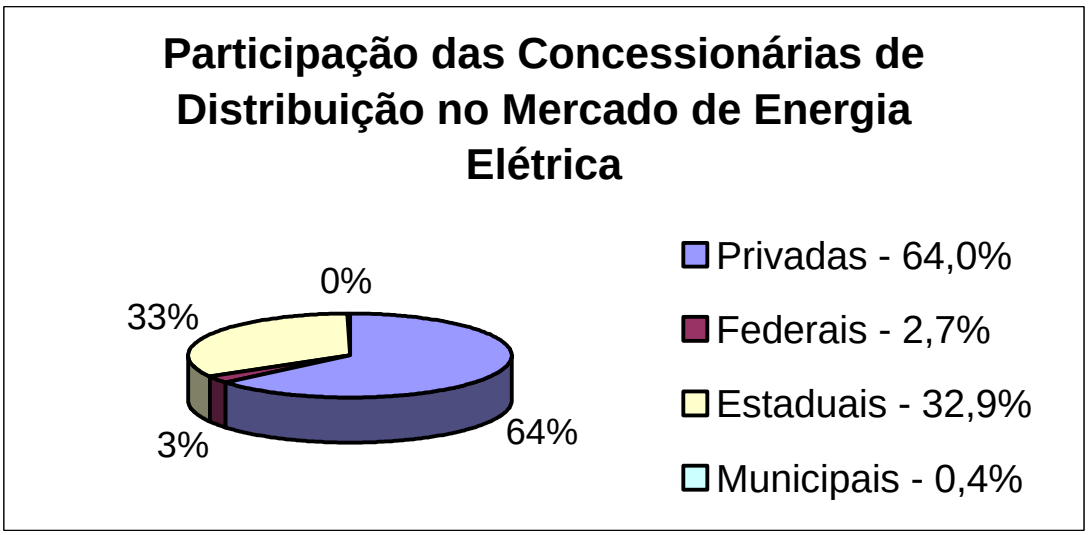
Em 1999, novas regulamentações foram editadas no sentido de aprimorar a estrutura legal do setor elétrico entre elas destacam-se: (i) a Resolução ANEEL no 333, que definiu as condições gerais para implantação de instalações de energia elétrica de uso privativo e para atuação de permissionárias de serviço público de energia elétrica e fixou regras para a regularização de cooperativas de

eletrificação rural; (ii) a Resolução ANEEL n.º 233, que estabeleceu os Valores Normativos, trazendo as condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração desses contratos de longo prazo (PPA´s), garantindo a expansão do parque gerador e também a modicidade das tarifas; (iii)as Resoluções ANEEL n.º 141, 142 e 143, concluindo todo o processo para a definição dos montantes de energia e demanda de potência e as respectivas tarifas, possibilitando que as empresas de geração e distribuição assinassem os contratos iniciais; (iv) a Resolução ANEEL 281 que introduziu a nova regulamentação do Livre Acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para os agentes de geração e os consumidores livres.

Em continuidade às ações de conservação e eficientização energética, a ANEEL definiu um novo Manual para Elaboração do Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica – ciclo 1999/2000. O programa foi iniciado em 17 empresas concessionárias, o que redundará numa economia de energia da ordem de 755 GWh/ano e retirará da ponta do Sistema de Geração o equivalente a 250 MW de demanda, evitando-se, assim, um investimento em geração estimado em US$ 200 milhões.

Em 1999, a ANEEL continuou com o vigoroso programa de fiscalização iniciado em 1998, tendo realizado inspeção em todas as concessionárias, envolvendo os aspectos econômico-financeiros, qualidade de atendimento e padrões técnicos de geração. Também consolidou-se o processo de descentralização de diversas atividades para as agências estaduais que foram criadas. Durante todo o ano as ações voltadas para defesa do consumidor, fortalecimento dos conselhos dos consumidores, mediação de conflitos e audiências públicas tiveram importância estratégica, devido ao compromisso da Agência com a sociedade brasileira.

Em 1999 o perfil do mercado de energia elétrica brasileiro apresentava 64% de participação privada, conforme mostra o gráfico abaixo.



No processo de privatização foram totalizados recursos da ordem de R$ 30 bilhões, incluída neste montante uma transferência de dívidas em torno de R$ 6,0 bilhões.

PRIVATIZAÇÕES REALIZADAS NO SETOR ENERGÉTICO – em 31/12/99

EMPRESAS	DATA	% Ações Ordinárias	VALOR DA VENDA em R$ milhões	ÁGIO
ENERGIA ELÉTRICA				
1995				
ESCELSA	11.07.95	97,27	357,92	11,8%
1996				
LIGHT	21.05.96	50,44	2.697,94	0%
CERJ	20.11.96	70,27	605,33	30,3%
1997				
COELBA	31.07.97	71,14	1.730,89	77,4%
CACHOEIRA DOURADA	05.09.97	94,18	779,76	43,5%
AES Sul	21.10.97	90,75	1.635,00	82,6%
RGE	21.10.97	90,91	1.510,00	93,6%
CPFL	05.11.97	57,60	3.014,91	70,1%
ENERSUL	19.11.97	84,21	625,56	83,8%
CEMAT	27.11.97	96,27	391,50	21,8%
ENERGIPE	03.12.97	91,80	577,10	96,1%
COSERN	12.12.97	80,20	676,40	73,6%
1998				
COELCE	02.04.98	84,59	987,00	27,2%
ELETROPAULO Metropolitana	15.04.98	74,88	2.026,73	0%
CELPA	09.07.98	54,98	450,26	0%
ELEKTRO	16.07.98	90',00	1.479,00	98,9%
GERASUL	15.09.98	50,01	945,70	0%
EBE- Bandeirante	17.09.98	74,88	1.014,52	0%
1999				
CESP – PARANAPANEMA	**28.07.99**	**36,92**	**1.239,16**	**90,21%**
CESP – TIETÊ	**27.10.99**	**38,66**	**938,07**	**29,96%**
CELB	**30.11.99**	**86,51**	**87,39**	**0%**
Sub Total – Energia Elétrica			**23.770,14**	

4. Setor de Petróleo

A indústria de petróleo e gás, após décadas de monopólio da União, exercido por intermédio da Petrobras, com a Emenda Constitucional n. 9, de 1995, ingressou em uma nova etapa. Esta Emenda extinguiu a exclusividade na execução do monopólio nas atividades básicas da indústria e a Lei nº 9478/97 disciplinou a abertura à participação direta do setor privado, em todos os elos da cadeia produtiva.

A complementação do novo quadro institucional veio com a instalação, em 1998, da Agência Nacional do Petróleo - ANP, com amplas atribuições de regulação, contratação e fiscalização das atividades no setor de petróleo e gás natural.

A efetiva quebra do monopólio deu-se com a realização, pela ANP, em junho/99, da primeira rodada de licitação de blocos para a contratação das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Nessa rodada, foram licitados 27 blocos, representando 2% da área das bacias sedimentares brasileiras, dos quais 12 foram concedidos. Caso as empresas concedentes tenham sucesso nos levantamentos iniciais, passando aos períodos exploratórios subsequentes em todos os blocos, serão alcançados 57 poços exploratórios, sendo perfurados em até nove anos.

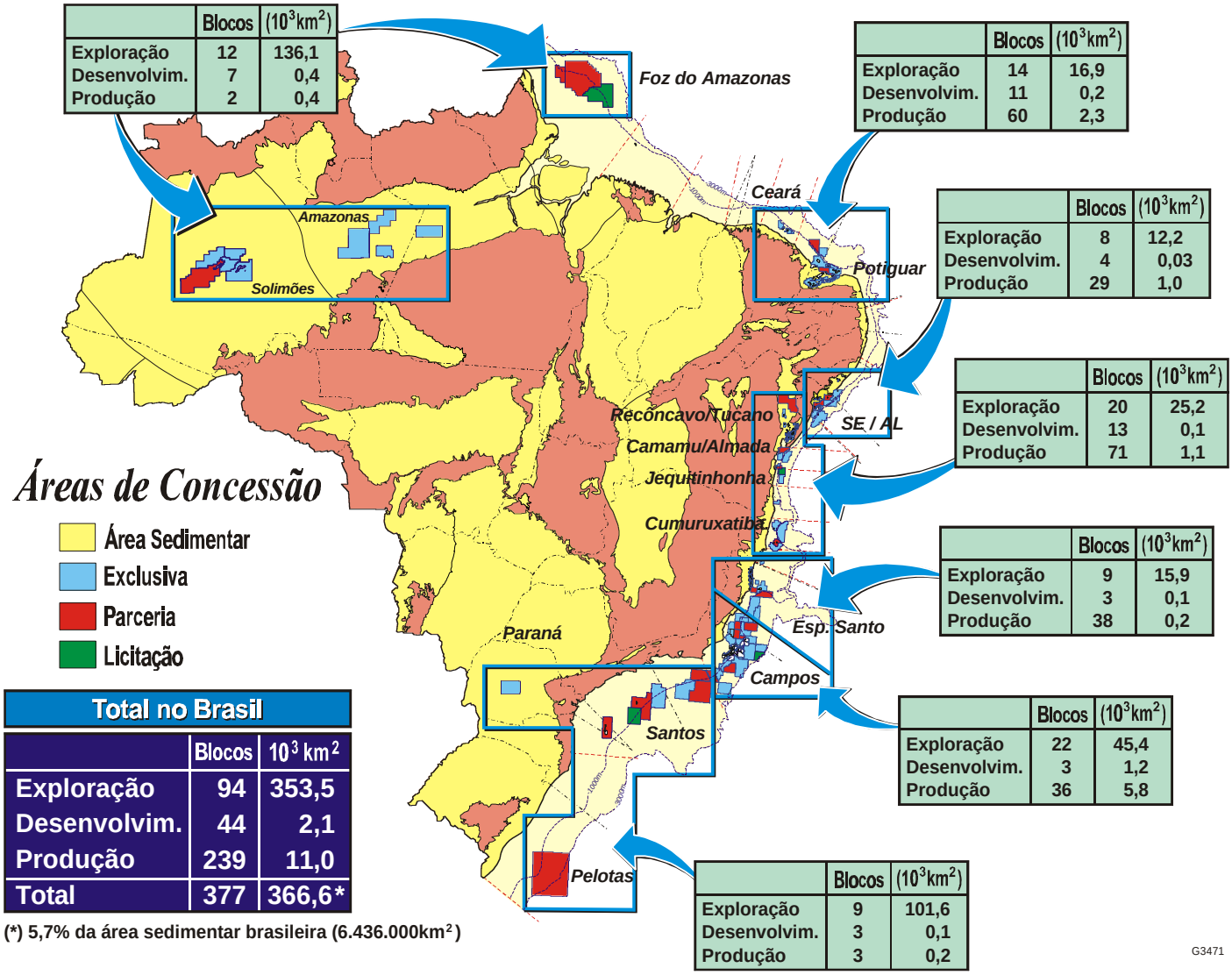
A ANP tem atuado firmemente na regulação e fiscalização das atividades da indústria de petróleo e gás, sendo de destacar: (i) definição, no upstream, dos critérios para realização dos processos licitatórios, das regras para a exploração e produção, bem como a determinação de parâmetros para a aplicação das participações governamentais, (ii) regulação, no downstream, das atividades de exportação, bem como as de construção, ampliação e operação de refinarias, (iii) aquisição de equipamentos científicos de última geração e estabelecimento de novos convênios com Universidades, visando o monitoramento da qualidade dos combustíveis, desde o refino até o posto revendedor, e (iv) realizadas operações de fiscalização das atividades de distribuição e revenda, visando avaliar a segurança e o exame da documentação dos postos de revenda e bases de distribuição.

Para o segmento de Exploração e Produção da Petrobras, 1999 foi um ano de avanço no novo ambiente da indústria petrolífera no Brasil.

Ao se iniciar o ano, a Petrobras contava com 115 concessões exploratórias no País, que englobavam 36 blocos terrestres e 79 na plataforma continental. Os contratos de concessão se estendiam por três anos, expirando todos em agosto de 2001. Em maio de 1999, a Petrobras obteve da ANP a prorrogação por dois anos do prazo de concessão para 34 blocos e por seis anos para outros dois blocos. Na mesma ocasião, a Petrobras devolveu integralmente à ANP 26 blocos exploratórios e dois outros em parte.

Outro fato relevante foi a participação da Petrobras na primeira licitação de concessão de blocos exploratórios, onde foram obtidas cinco concessões. Assim, a Empresa encerrou o exercício como concessionária de 94 blocos exploratórios, 44 de desenvolvimento da produção e 239 já em produção.

Em 31/12/1999, as reservas provadas de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado



	Blocos	($10^3 km^2$)
Exploração	12	136,1
Desenvolvim.	7	0,4
Produção	2	0,4

	Blocos	($10^3 km^2$)
Exploração	14	16,9
Desenvolvim.	11	0,2
Produção	60	2,3

	Blocos	($10^3 km^2$)
Exploração	8	12,2
Desenvolvim.	4	0,03
Produção	29	1,0

	Blocos	($10^3 km^2$)
Exploração	20	25,2
Desenvolvim.	13	0,1
Produção	71	1,1

	Blocos	($10^3 km^2$)
Exploração	9	15,9
Desenvolvim.	3	0,1
Produção	38	0,2

	Blocos	($10^3 km^2$)
Exploração	22	45,4
Desenvolvim.	3	1,2
Produção	36	5,8

	Blocos	($10^3 km^2$)
Exploração	9	101,6
Desenvolvim.	3	0,1
Produção	3	0,2

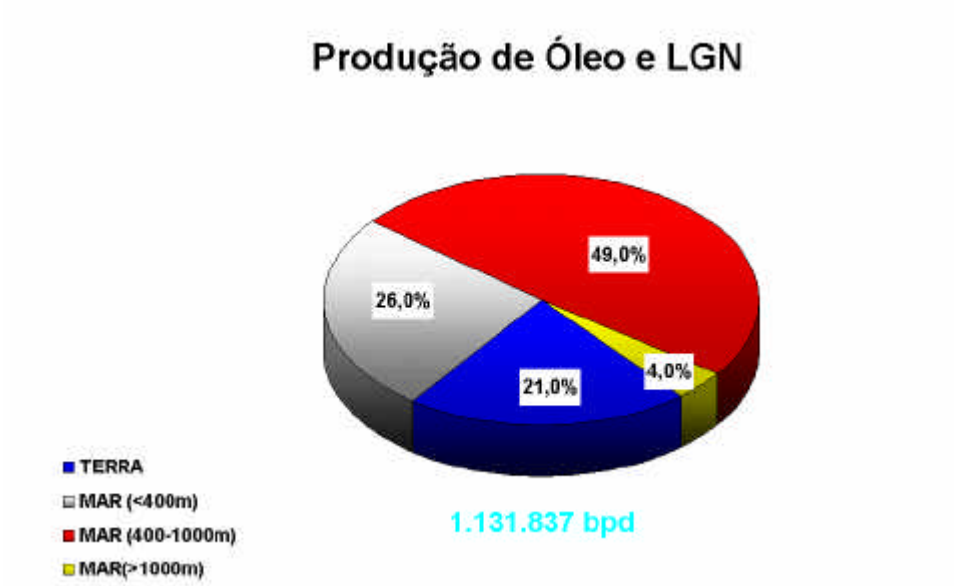
Total no Brasil

	Blocos	10^3 km^2
Exploração	94	353,5
Desenvolvim.	44	2,1
Produção	239	11,0
Total	377	366,6*

(*) 5,7% da área sedimentar brasileira (6.436.000km^2)

chegaram a 8,1 bilhões de barris, e as totais a 14,3 bilhões de barris, representando crescimento de 8,5% e decréscimo de 0,6%, respectivamente.

As unidades em operação da Petrobras possibilitaram que a produção doméstica de petróleo (incluindo o óleo de xisto) e de LGN atingisse a média diária de 1.131.837 barris, superior em 12,7% à obtida em 1998. Estes acréscimos devem-se à entrada em produção do campo de Roncador, da plataforma P-35 no campo de Marlim e ao desempenho das plataformas P-19 (Marlim), P-34 (Barracuda), P-09 (Corvina) e P-13 (Bijupirá), que produziram 8,5% acima do previsto. Destaque-se que o poço produtor em Roncador detém o recorde mundial de profundidade, com 1.853 metros de lâmina d´água. A produção de óleo no mar correspondeu a 79% do total, proveniente de 74 plataformas de produção fixas e 23 flutuantes, sendo que 61,5% originou-se de sistemas de produção situados em lâmina d'água superior a 400 metros. O recorde de produção diária foi de 1.245,6 mil barris ocorrido no dia 29/11/1999.



No segmento de comercialização, a Petrobras importou 336 mil barris por dia de petróleo, com o dispêndio de US$ 2.032 milhões FOB, e 382 mil barris por dia de derivados, com o dispêndio de US$ 2.462 milhões FOB. As exportações foram de 123 mil barris por dia, gerando uma receita de U$$ 732 milhões FOB.

Em 1999, a média diária de matéria-prima processada nas refinarias da Petrobras foi de 1.576 mil barris por dia, 3,8% superior à média de 1998. Nas refinarias particulares a média foi de 20 mil barris por dia. A participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias atingiu 71%, quando em 1998 esta participação foi de 64%. Em outubro de 1999, registrou-se o recorde de 1.642 mil barris por dia de carga média diária nas unidades de destilação da Petrobras.

É importante destacar, também, que a produção total de derivados alcançou a média de 1.569 mil barris por dia, 4,1% superior à de 1998.

A capacidade nominal instalada das refinarias brasileiras, em 1999, chegou a 1.913 mil barris por dia, sendo 1.893 da Petrobras.

A rede de dutos foi expandida em 653 quilômetros, passando para 12.730 quilômetros, sendo 7.830 de oleodutos e polidutos, e 4.900 de gasodutos. A tancagem total dos terminais atingiu a capacidade de 66.723 mil barris, ao final de 1999.

Cabe destacar o início das operações com GLP no Terminal do Solimões, no Amazonas, e o aumento da rede de gasodutos no Nordeste, o que permitiu a interligação desde Alagoas até o Ceará. Também foram adequados os oleodutos para transporte de óleo pesado da Bacia de Campos, tendo em vista o suprimento das refinarias da Petrobras.

Em 1999, a Petrobras operou, em média, 114 navios-tanques – representando uma capacidade total de transporte da ordem de 7,0 milhões de toneladas de porte bruto (tpb), sendo 64 navios próprios, com 3,8 milhões de tpb. O total de carga transportada alcançou 103,6 milhões de toneladas, sendo 70,6 milhões na cabotagem e 33,0 milhões no longo curso.

5. Setor de Gás Natural

No Brasil, só recentemente começaram a ser percebidas as grandes vantagens do uso mais intensivo do gás natural como combustível industrial, na termogeração elétrica, geração de vapor, aquecimento e/ou resfriamento de ambientes comerciais/residenciais, e como combustível automotivo. Pela baixa emissão de compostos de enxofre e de carbono, queima mais completa e eficiência energética, o gás natural apresenta enormes vantagens econômicas, ambientais e de processo sobre outros combustíveis, principalmente o óleo combustível e o carvão mineral.

No início da década de 90, o governo brasileiro estabeleceu a meta de aumentar de 2,0% para 12% a participação do gás natural na matriz energética até 2010. A partir desta definição, o gás natural se tornou um importante energético, sendo cada dia mais utilizado como combustível alternativo em substituição aos derivados do petróleo e outras fontes de energia.

Em 1999, continuou sendo realizado intenso trabalho no sentido de garantir o aumento da oferta interna de gás natural no País, sendo de destacar:

- Foram negociados aditivos aos contratos de fornecimento às companhias distribuidoras de gás dos estados do Espírito Santo e Bahia, elevando o volume comercializado de 2.935 mil m^3/dia para 4.800 mil m^3/dia nesses estados;
- Entrada em operação, em julho, do primeiro trecho do Gasoduto Bolívia-Brasil, ligando Santa Cruz de La Sierra a Campinas (SP), fato que vem alavancando a demanda de gás natural no País. Já foi concluída a segunda fase da construção do gasoduto, interligando as cidades de Campinas (SP) a Porto Alegre (RS), sendo que o início da operação comercial está previsto para março de 2000.

  Com esta etapa, o gasoduto permitirá a distribuição do gás natural nos estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, responsáveis por 82% da produção industrial brasileira e 71% do consumo energético nacional.

  A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) é a responsável pela operação do trecho brasileiro do gasoduto.

  De julho a dezembro, o gasoduto Bolívia-Brasil transportou, aproximadamente, dois milhões de m^3/dia. A TBG possui contratos de transporte com a Petrobras que projetam um volume transportado de até 9,1 milhões de m^3/dia em 2000. A capacidade máxima do projeto, de 30 milhões de m^3/dia, deverá ser atingida em 2004;

- Início da operação dos gasodutos que ligam Pilar (AL) a Cabo (PE) – com 204 quilômetros de extensão e capacidade para transportar 2 milhões de m^3/dia de gás – e Guamaré (RN) a Pecém (CE), com 382 quilômetros e capacidade para transferir 2,5 milhões de m^3/dia de gás. Estes dois gasodutos possibilitam a integração de sete estados da Região Nordeste (Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará);
- Desenvolvimento do Projeto Cabiúnas com vistas ao melhor aproveitamento do gás natural associado ao óleo produzido na Bacia de Campos. O projeto consiste na construção de unidades de compressão, processamento e tratamento do gás natural, em Cabiúnas (RJ), de uma Unidade de Fracionamento de Líquidos na Refinaria de Duque de Caxias (Reduc) e de diversos gasodutos, entre eles o que liga Cabiúnas a Vitória, no Espírito Santo (300 km) e Cabiúnas à Reduc (160 km). Os investimentos previstos para o projeto são da ordem de US$ 800 milhões;
- Continuidade do Projeto de Gás Natural de Urucu para geração termelétrica, incluído no Programa *Avança Brasil* e no Plano Plurianual do Governo Federal, envolvendo a construção dos gasodutos Coari-Manaus e Urucu-Porto Velho e de uma termelétrica em Porto Velho. O investimento total é de US$ 730 milhões;
- Constituição da Transportadora Sul-Brasileira (TSB) para implantar e operar o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. Seus sócios são a Gaspetro, com 25%, e a Ipiranga, a Total, a YPF, a Techint e a Nova, com participação de 15% cada uma. O projeto será desenvolvido com investimento de US$ 270 milhões e interligará Uruguaiana a Porto Alegre (RS), aí conectando-se ao Gasoduto Bolívia-Brasil, para suprir 12 milhões de m^3/dia de gás importado da Argentina. A construção foi iniciada em novembro de 1999 e deverá ser concluída no primeiro semestre de 2000.
- Com a finalidade de assegurar a demanda projetada de gás natural para a Região Nordeste, foi constituída a empresa GNL do Nordeste Ltda., uma associação da Petrobras com a Shell (50%/50%). A Petrobras será responsável pela implantação e operação de um terminal de recebimento, estocagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) em Suape (PE), com capacidade de 4 milhões de m^3/dia. Os investimentos estão estimados em US$ 200 milhões, e o início da operação está previsto para 2005;

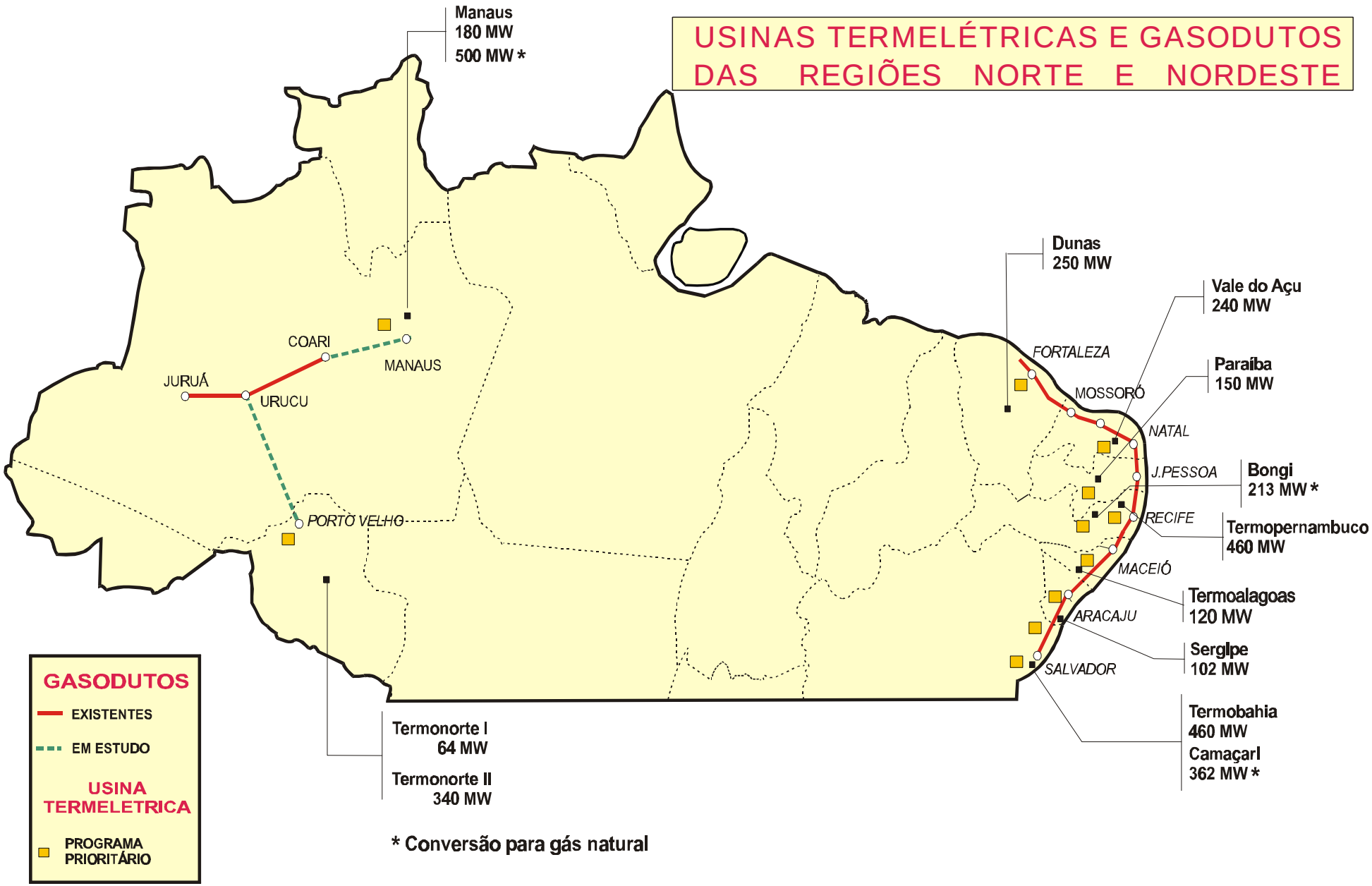
No seguimento de gás natural, cabe mencionar, ainda, a participação da Petrobras, associada à iniciativa privada e de forma minoritária, em 23 projetos de construção de termelétricas previstos no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, que entrarão em operação entre 2001 e 2004.

Das 23 usinas, 12, com investimento total da ordem de US$ 2.3 bilhões, destinam-se exclusivamente à geração de 3.705 MW, enquanto as outras 11, com investimento total da ordem de US$ 2.5 bilhões, gerarão 3.149,5 MW e produzirão 2.535 t/h de vapor. A energia elétrica gerada por estas últimas será parcialmente consumida pela Petrobras, e o excedente será vendido às concessionárias e/ou aos grandes consumidores industriais. O vapor será totalmente utilizado pela Petrobras.

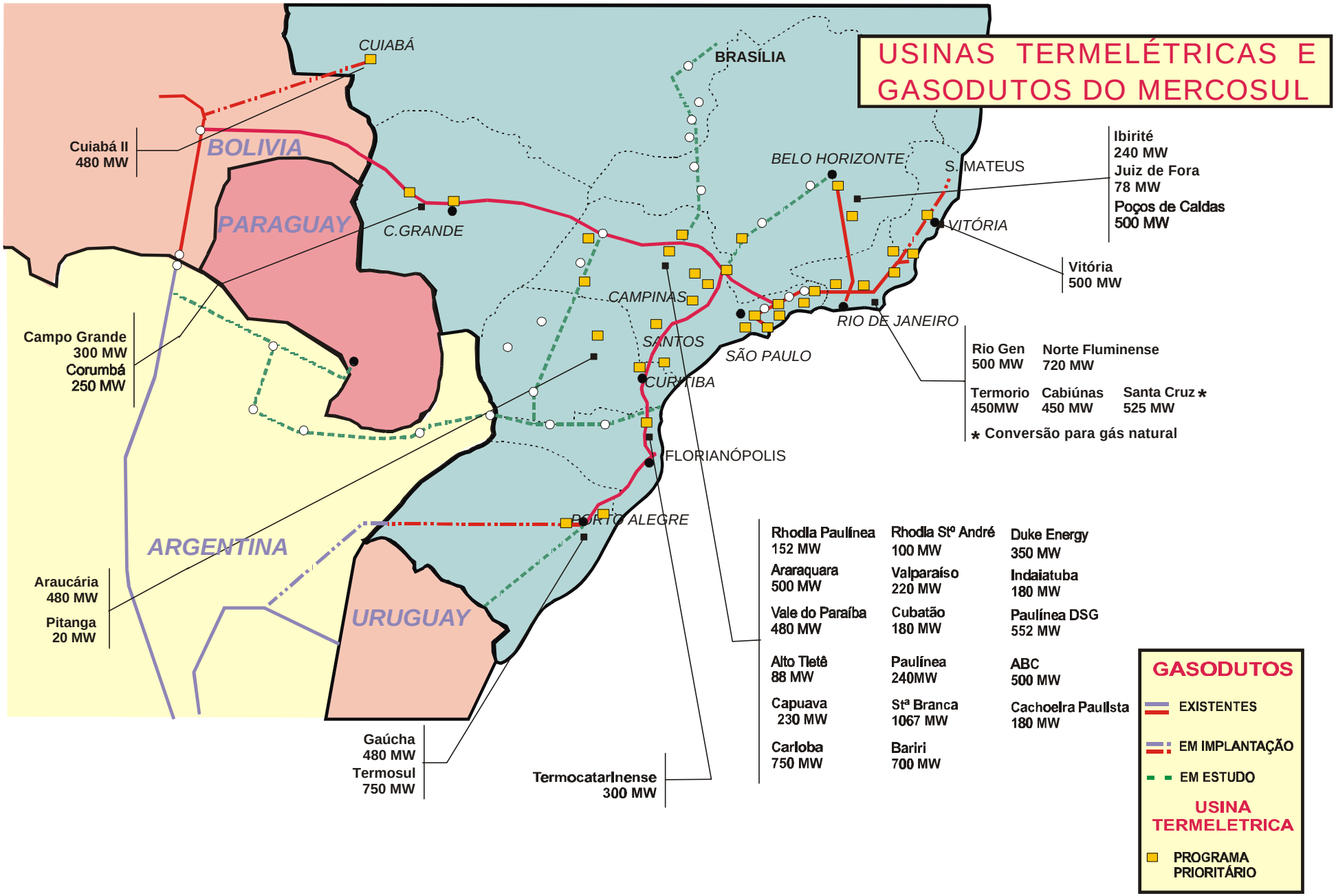
Entre as 11 termelétricas de cogeração, a que será instalada na Refinaria Landulpho Alves (Rlam - BA) já teve suas obras iniciadas, e as que serão construídas nas refinarias Duque de Caxias (RJ) e Presidente Bernardes (SP) estão com seus projetos em fase final de licenciamento ambiental.

Essas termelétricas, por fornecerem energia elétrica e vapor com maior eficiência e confiabilidade, permitirão reduzir os custos operacionais da Petrobras e, diariamente, ao consumirem cerca de 26 milhões de m^3 de gás natural, contribuirão para atingir os objetivos estratégicos da empresa para o setor.

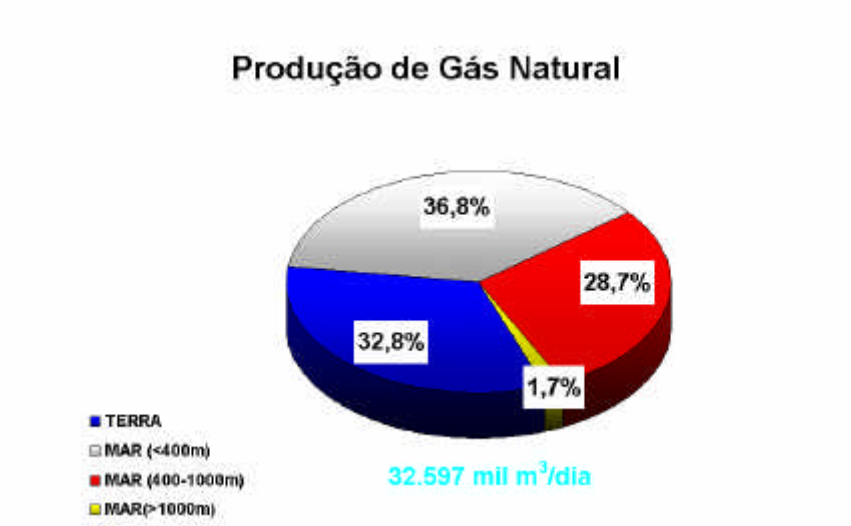
USINAS TERMELÉTRICAS E GASODUTOS DAS REGIÕES NORTE E NORDESTE



* Conversão para gás natural


USINAS TERMELÉTRICAS E GASODUTOS DO MERCOSUL
CUIABÁ
BRASÍLIA
BOLIVIA
PARAGUAY
C.GRANDE
BELO HORIZONTE
S. MATEUS
VITÓRIA
CAMPINAS
SANTOS
SÃO PAULO
RIO DE JANEIRO
CURITIBA
FLORIANÓPOLIS
PORTO ALEGRE
ARGENTINA
URUGUAY
Cuiabá II
480 MW
Campo Grande
300 MW
Corumbá
250 MW
Araucária
480 MW
Pitanga
20 MW
Gaúcha
480 MW
Termosul
750 MW
Termocatarinense
300 MW
Ibirité
240 MW
Juiz de Fora
78 MW
Poços de Caldas
500 MW
Vitória
500 MW
Rio Gen
500 MW
Norte Fluminense
720 MW
Termorio
450MW
Cabiúnas
450 MW
Santa Cruz *
525 MW
* Conversão para gás natural
Rhodia Paulínea
152 MW
Rhodia Stº André
100 MW
Duke Energy
350 MW
Araraquara
500 MW
Valparaíso
220 MW
Indaiatuba
180 MW
Vale do Paraíba
480 MW
Cubatão
180 MW
Paulínea DSG
552 MW
Alto Tietê
88 MW
Paulínea
240MW
ABC
500 MW
Capuava
230 MW
Stª Branca
1067 MW
Cachoeira Paulista
180 MW
Carioba
750 MW
Bariri
700 MW
GASODUTOS
EXISTENTES
EM IMPLANTAÇÃO
EM ESTUDO
USINA TERMELETRICA
PROGRAMA PRIORITÁRIO

Em 31/12/1999, as reservas provadas de gás natural atingiram 228,7 bilhões de metros cúbicos, enquanto as totais chegaram a 468,4 bilhões de metros cúbicos, correspondendo a um aumento de 1,2% e 14,3%, respectivamente. A produção de gás natural em 1999, exclusive LGN, foi de 31,4 milhões de metros cúbicos por dia, apresentando crescimento de 10,0% em relação a 1998. A produção de gás natural no mar correspondeu a 67% do total.



6. Setor de Carvão Mineral

A indústria de carvão mineral no País começou há cerca de 140 anos. As características dos carvões brasileiros, de baixo poder calorífico, muita cinza e alto teor de enxofre, exigem processos de beneficiamento que oneram seus custos e os tornam pouco competitivos vis-à-vis outros energéticos. Estas limitações perdem importância na medida em que são introduzidas novas tecnologias, mais apropriadas àqueima direta, dispensando as etapas de beneficiamento, que foram utilizadas no passado quando o carvão utilizado na geração térmica era subsidiário da produção de carvão metalúrgico.

Até 1975, o carvão mineral não passou de 3,2% de participação na matriz energética nacional, tendo como principal destino o uso na siderurgia (cerca de 80% do total). A partir de 1975, o seu uso na indústria passou a ser crescente em função das vantagens comparativas com os preços do óleo combustível e em função dos subsídios ao seu transporte, diminuindo a partir de 1986, quando da baixa dos preços do petróleo. Atualmente, a participação do carvão mineral na matriz energética do País é de 5,0%, dos quais, 0,8% de carvão nacional e 4,2% de carvão metalúrgico e coque importados.

No Programa Prioritário de Termelétricas, a atual capacidade instalada de geração térmica a carvão mineral, de 1.415 MW, deverá ser acrescida em 1.100 MW, até o ano de 2003.

Para ampliar a atual capacidade de competição do setor carbonífero nacional, teve prosseguimento o esforço de capacitação e atualização da indústria, visando a implantação de novas tecnologias, como a queima limpa (clean coal technologies). Nesse sentido, continuam os acordos de cooperação entre o Ministério de Minas e Energia e o Departamento de Energia do Governo Americano para traçar um caminho para a nova etapa da indústria, através: (i) redução do custo de produção e beneficiamento do carvão pelo uso de moderna tecnologia, (ii) mitigação dos impactos ambientais provocados pela indústria, (iii) ampliação do rendimento na geração com a introdução de técnicas do ciclo combinado, (iv) desenvolvimento de estudos visando a utilização do processo GCC – gaseificação a ciclo combinado e, (v) desenvolvimento de programas específicos para facilitar parcerias entre empresas nacionais e estrangeiras.

7. Energia para Comunidades Isoladas e para o Meio Rural

Com o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios - PRODEEM, do MME, deu-se continuidade às ações que visam apoiar o atendimento das demandas sociais básicas de comunidades carentes dispersas em localidades não servidas pelo sistema elétrico, e a promover a elevação da renda e geração de empregos no meio rural, mediante a instalação de pequenos sistemas energéticos de produção e uso locais, utilizando as fontes renováveis e descentralizadas de energia. Até o momento tem-se utilizado, em especial a energia solar. Em parcerias com outras entidades, o Programa promove, também, o desenvolvimento dos serviços de educação, saúde, abastecimento de água e comunicações.

Os levantamentos realizados pelos estados e pelas concessionárias de energia elétrica sinalizam a existência de cerca de 100 mil comunidades desassistidas e mais de 3 milhões de propriedades rurais sem energia, representando cerca de 20 milhões de pessoas impossibilitadas de participar dos processos de desenvolvimento social e de crescimento econômico do país.

Assim, como resultados do Programa no período 1996-1999, foram atendidas mais de 2.000 comunidades, contemplando mais de 500 mil pessoas, com a energização de escolas, postos de saúde, centros comunitários, sistemas de bombeamento de água, e outros benefícios coletivos, de cunho predominantemente social.

Ainda, no período 1996/1999, o PRODEEM consolidou as parcerias com diversas instituições interessadas no programa e realizou um grande esforço visando mostrar o extraordinário mercado potencial brasileiro para o desenvolvimento de energias renováveis e interessar o setor privado no programa, com projetos produtivos integrados (residências e unidades rurais) nas localidades isoladas e não atendidas pele rede elétrica convencional.

Como conseqüência das ações do PRODEEM, o BIRD propôs financiar projeto de energização de residências rurais e o BID preparou, em conjunto com o MME , o Plano de Ação do PRODEEM. A partir desse Plano de Ação, o PRODEEM esta promovendo a implementação de sua evolução de atuação, que visa incentivar as comunidades e os agentes de mercado a desenvolverem projetos energéticos integrados a outros projetos econômico/produtivo, com o objetivo de alavancar o desenvolvimento de regiões isoladas e permitir a auto sustentabilidade desses projetos, envolvendo o aporte de até US$ 9 milhões, a fundo perdido.

Esse aporte de recursos tem os seguintes objetivos:

I. elevar a capacidade de atendimento para a faixa de 10 a 15 mil comunidades por ano;
II. promover o treinamento e a capacitação, técnica, operacional e gerencial, em todos os níveis de atividade e em todo o país;
III. estimular a formação de um mercado de fornecimento de serviços de energia para o meio rural, a partir de fontes renováveis descentralizadas;
IV. viabilizar a efetiva transferência de novas tecnologias, utilizando a escala do mercado brasileiro como vetor de sua aplicação competitiva no país, e
V. implantar um sistema de monitoramento e avaliação dos resultados (impactos sociais e econômicos do programa), de divulgação de informações e de disseminação de soluções inovadoras e de sucesso.

Em face de sua abrangência nacional e de suas características estruturantes do desenvolvimento social e econômico local, o PRODEEM participou no Programa Brasil em Ação, e já está incluído no Programa Avança Brasil, a partir do exercício de 2000.

No âmbito da eletrificação rural e tendo em vista a retomada do crescimento do setor agropecuário do País, destaca-se o Programa “Luz do Campo”, em implantação pelo Governo Federal, através da coordenação direta do MME, com o apoio técnico e econômico da ELETROBRÁS.

O Programa tem como seus principais objetivos:

- Fixar o homem no seu local de origem;
- Aumentar a produção e produtividade agropecuária;
- Ampliar o mercado para produtos industrializados;
- Possibilitar a interiorização das agroindústriais;
- Reduzir o consumo de derivados de petróleo;
- Permitir o bem-estar e o desenvolvimento nacionais.

A meta financeira para o Programa é estimada em um investimento global de US$ 1.8 bilhões para o período 1999/2002, com as seguintes fontes de recursos:

- Recursos da ELETROBRÁS (RGR) ..... US$ 1.0 bilhão
- Outros recursos..... US$ 0.8 bilhão

As metas do programa para o período 1999 a 2002 prevêem que serão ligados um milhão de propriedades/domicílios rurais, que serão implantadas redes de distribuição rural de cerca de 465 mil km e instalados 500 mil transformadores, equivalentes a uma potência total de 7.000 MVA. Serão também instalados cerca de um milhão de medidores e 3,9 milhões de postes.

No exercício de 1999, foram analisados e aprovados projetos no valor de US$ 156 milhões, sendo beneficiados pela Eletrobras um total de cerca de US$ 100 milhões, objetivando beneficiar 152.000 domicílios/propriedades rurais.

8. Investimentos no Setor de Energia

Nos últimos anos, com investimentos anuais variando entre 2.5 e 3.0 bilhões de dólares, o Setor de Petróleo Brasileiro tem conseguido garantir o suprimento de derivados e ampliado significativamente as reservas de óleo e de gás natural.

Já no Setor Elétrico, os investimentos realizados nos últimos anos, da ordem de 4.5 a 5.0 bilhões de dólares ao ano, dos quais cerca da metade na geração, não têm sido suficientes para garantir acréscimos anuais em torno de 3.500 MW à capacidade instalada de geração, potência necessária para atender ao crescimento verificado da demanda. Assim, os acréscimos médios de 1.080 MW ao ano, entre 1990 e 1994 e de 2.200 MW ao ano verificados a partir de 1994, têm aumentado o risco de desabastecimento.

Para o futuro, algumas alterações devem ocorrer na estrutura dos investimentos em energia. Com a instalação de térmicas a gás natural, que exigem investimentos menores que as hidroelétricas, espera-se uma redução relativa nos investimentos em geração, com conseqüente aumento de investimentos em gasodutos. De outro lado, as interligações elétricas com a Argentina e do Sul com o Norte do Brasil passam a exigir maiores investimentos em transmissão.

Em resumo, o potencial de investimentos em suprimento de energia para os próximos anos, pode ser assim estimado, por área: 3.0 a 4.0 bilhões de dólares na área de petróleo, 1.0 em gasodutos, 2.5 a 3.0 em geração elétrica e 2.0 a 2.5 em transmissão e distribuição. Portanto, um montante total entre 8.5 e 10.5 bilhões de dólares ao ano.

9. Principais Oportunidades de Negócios

Segundo o atual Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, a “carteira” de projetos prevista, poderá elevar a capacidade instalada de geração a 107,2 GW no ano 2009, representando um adicional de 43 GW em relação a 1999.

Nessa "carteira" estão incluídos: (i) os projetos em construção e motorização, que agregam 12,5 GW, onde se destacam as hidrelétricas de Tucuruí - PA (4.125 MW – 2ª etapa), Porto Primavera - SP (1.814 MW), ITA – SC/RS (1.450 MW), Machadinho – SC/RS (1.140 MW), Lajeado - TO (850 MW), Cana Brava – GO (450 MW) e, Itapebi – BA (450 MW); e as termelétricas Angra II - RJ (1.309 MW), Uruguaiana - RS (600 MW) e Cuiabá - MT (330 MW), (ii) os projetos que já tiveram sua concessão outorgada ou autorizada, mas cujas obras ainda não foram iniciadas (6,5 GW), com destaque para as hidrelétricas de, Itaipu - PR (1.400 MW – 19ª e 20ª unidades), Campos Novos - SC (880 MW), Irapé - MG (360 MW) e Aimorés – MG (396 MW) e as termelétricas Angra III - RJ (1.309 MW) e Jacuí – RS (350 MW).

Para o biênio 2000/2001 a ANEEL promoverá, para produção independente e autoprodução, licitações de 31 empreendimentos de geração hidrelétrica, totalizando 9.587 MW, envolvendo investimentos da ordem de US$ 12.2 bilhões, aprovação de autorizações para implantação de 49 UTE's, utilizando gás natural, totalizando 16.945 MW, com investimentos da ordem de US$ 16.8 bilhões, e para implantação de no mínimo 500 MW em PCH's por ano, sendo que as UTE's fazem parte do Plano Prioritário de Termelétricas do Governo Brasileiro, e representam incremento de aproximadamente 25% da potência atual instalada no país.

Em outubro de 1999, foi emitido o primeiro Plano Determinativo da Transmissão, que estabelece a expansão da rede de transmissão (230 kV e acima) para o período de 1999/2002 com cerca de 12.000 km de linhas de transmissão, cerca de 35.000 MVA de transformação, além de equipamentos de compensação reativa.

Dentre os empreendimentos de expansão da transmissão, destaca-se:

a) implantação do 3º circuito do sistema de 750 kV da UHE Itaipu, prevista para 2000, além da construção da linha em 500 kV Curitiba – São Paulo (expansão da interligação Sul/Sudeste), prevista para 2001. Essas linhas permitirão aumentar a capacidade de transmissão para escoamento da energia da UHE Itaipu, bem como da energia proveniente da interligação com a Argentina, de 1000 MW, prevista para 2001, contribuindo, também, para o aumento da confiabilidade do sistema como um todo.
b) interligação com a Venezuela, de 200 MW, prevista para o ano de 2000. Objetiva resolver o problema de suprimento do Sistema Isolado de Boa Vista (Roraima).
c) expansão da interligação Norte/Sul, prevista para o ano de 2002, chegando a uma capacidade total de 2.500 MW. Essa ampliação consistirá na duplicação da interligação Norte/Sul, entre as subestações de Imperatriz (no Estado do Maranhão) e Serra da Mesa (no Estado de Goiás), na construção do 3º circuito entre a UHE Serra da Mesa e a SE Samambaia (no Distrito Federal) e de mais dois circuitos em 500 kV, um entre a SE Samambaia e a UHE Itumbiara e outro entre a SE Samambaia e a UHE Emborcação (no Estado de Minas Gerais), totalizando cerca de 1.800 km de linhas de transmissão em 500 kV.
d) implantação da Interligação Sudeste/Nordeste, associada à Norte/Sul, que envolverá a construção de quatro linhas de transmissão em 500 kV, nos Estados de Goiás e Bahia, ligando a UHE Serra da Mesa, do Sistema FURNAS, à SE Governador Mangabeira, no Sistema CHESF, além de três novas subestações (Correntina, Bom Jesus da Lapa e Ibicoara, no Estado da Bahia), numa extensão total de cerca de 1000 km, permitindo o recebimento pela Região Nordeste de um fluxo de 2.300 MW, incluindo energia de outras regiões.
e) implantação do terceiro 3º circuito, em 500 kV, entre Tucuruí -PA e a subestação de Presidente Dutra - MA, e ampliação das subestações existentes, totalizando cerca de 900 km de linha em 500 kV, visando o pleno escoamento da energia a ser gerada na UHE Tucuruí II, em construção.

Com relação ao Programa de Desestatização do Setor Elétrico, prosseguem os trabalhos junto aos governos estaduais para privatização de outras distribuidoras, tais como: a CEAL, de Alagoas; a CEPISA, do Piauí; a ELETROACRE, do Acre; a CERON, de Rondônia; a CEMAR, do Maranhão; a SAELPA, da Paraíba; a CELPE, de Pernambuco; CESP - Paraná, de São Paulo e a COPEL, do Paraná, com uma expectativa de que, em futuro próximo, 70% do mercado brasileiro de energia elétrica esteja atendido por concessionárias privadas. No âmbito do MME e BNDES estão em andamento os estudos com vistas àtransferência dos controles acionários das subsidiárias da ELETROBRAS (FURNAS, com 7.842 MW - CHESF, com 10.705 MW; e ELETRONORTE, com 5.703 MW).

Assim, as principais oportunidades de negócios do Setor Elétrico Brasileiro estão ligadas, sobretudo, àoferta de novos empreendimentos de geração para exploração pela iniciativa privada e à construção de sistemas de transmissão, bem como, àprivatização de ativos de sistemas de distribuição e de geração.

Cabe acrescentar as grandes oportunidades de negócios decorrentes da necessidade de atendimento às comunidades isoladas e ao meio rural, no âmbito do PRODEEM, representadas pela instalação de sistemas energéticos descentralizados, utilizando fontes de energia locais renováveis, em complementação àeletrificação rural convencional.

No Setor de Petróleo, incluída a produção e transporte de gás natural, a nova regulamentação abre amplo campo para investimentos privados, associados ou não com a Petrobras. Neste particular, foram oferecidos ao mercado, pela Petrobras, 32 projetos distribuídos por quatorze bacias sedimentares brasileiras, dos quais 7 foram assinados em 1998 e 18 em 1999. Os 25 projetos contemplam investimentos da ordem de US$ 5,1 bilhões, em atividades de exploração e desenvolvimento da produção nos próximos 7 anos.

Na área de exploração, além de parcerias com a Petrobras, o País dispõe de uma área sedimentar estimada em cerca de 6,4 milhões de km2, com expressão no continente e no “off-shore”, em grande extensão reclamando ainda investimentos em campanhas exploratórias de maior detalhe, apresentando um grande potencial a desenvolver no seu “up-stream”.

Livros Grátis

(http://www.livrosgratis.com.br)

Milhares de Livros para Download:

Baixar livros de Administração
Baixar livros de Agronomia
Baixar livros de Arquitetura
Baixar livros de Artes
Baixar livros de Astronomia
Baixar livros de Biologia Geral
Baixar livros de Ciência da Computação
Baixar livros de Ciência da Informação
Baixar livros de Ciência Política
Baixar livros de Ciências da Saúde
Baixar livros de Comunicação
Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE
Baixar livros de Defesa civil
Baixar livros de Direito
Baixar livros de Direitos humanos
Baixar livros de Economia
Baixar livros de Economia Doméstica
Baixar livros de Educação
Baixar livros de Educação - Trânsito
Baixar livros de Educação Física
Baixar livros de Engenharia Aeroespacial
Baixar livros de Farmácia
Baixar livros de Filosofia
Baixar livros de Física
Baixar livros de Geociências
Baixar livros de Geografia
Baixar livros de História
Baixar livros de Línguas

Baixar livros de Literatura
Baixar livros de Literatura de Cordel
Baixar livros de Literatura Infantil
Baixar livros de Matemática
Baixar livros de Medicina
Baixar livros de Medicina Veterinária
Baixar livros de Meio Ambiente
Baixar livros de Meteorologia
Baixar Monografias e TCC
Baixar livros Multidisciplinar
Baixar livros de Música
Baixar livros de Psicologia
Baixar livros de Química
Baixar livros de Saúde Coletiva
Baixar livros de Serviço Social
Baixar livros de Sociologia
Baixar livros de Teologia
Baixar livros de Trabalho
Baixar livros de Turismo