

**SITUAÇÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA
NO BRASIL**

**SITUAÇÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA
NO BRASIL**

NOTA TÉCNICA 6



Confederação Nacional da Indústria

SITUAÇÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL

Paulo Augusto P. de Britto*

Carlos Senna Figueiredo**

BRASÍLIA

Setembro de 2005

*ANALISTA DE ESTUDOS E DESENVOLVIMENTO DA CNI.

** CONSULTOR DA CNI.

© 2005. CNI – Confederação Nacional da Indústria

É autorizada a reprodução total ou parcial desta publicação, desde que citada a fonte.

Esta série tem por objetivo divulgar análises sintéticas elaboradas pelo corpo técnico da CNI com o intuito de estimular a discussão sobre temas da atualidade econômica e política do Brasil, sobretudo aqueles que afetam diretamente o desenvolvimento e a competitividade da indústria.

As visões e as conclusões expressas nos trabalhos são as do autor e não indicam, necessariamente, concordância da CNI.

B862s

Britto, Paulo Augusto Pettenuzzo de.

Situação da geração termelétrica no Brasil / Paulo Augusto Pettenuzzo de Britto, Carlos Senna Figueiredo. – Brasília : CNI, setembro de 2005.

21 p. – (Nota Técnica CNI, 6)

ISSN 1807-2240

1. Energia 2. Eletricidade 3. Geração Termelétrica
4. Geração Termelétrica no Brasil I. Título

CDU:621.31

CNI – Confederação Nacional da Indústria

Setor Bancário Norte, Quadra 1, Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903-Brasília - DF

Tel.(61) 3317-9001

Fax. (61) 3317-9994

www.cni.org.br

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC

Tels.: (61) 3317-9989/3317-9992

sac@cni.org.br

SITUAÇÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL

1 INTRODUÇÃO

O parque gerador brasileiro é composto, predominantemente, por usinas hidrelétricas. A opção pela geração a partir de fontes hídricas, renováveis e de baixo custo, somente foi possível dada a grande disponibilidade de cursos d'água no país.

À medida que os cursos d'água com maior potencial energético e próximos aos grandes centros consumidores foram sendo aproveitados, o custo de expansão do sistema hidrelétrico nacional foi se elevando. A presença de custos marginais crescentes na expansão da geração hidrelétrica está associada, principalmente, ao aproveitamento de potenciais hidráulicos cada vez menos rentáveis e a necessidade de linhas de transmissão mais extensas.

Aliado a esses fatores, a mudança de cenário ao longo das duas últimas décadas impôs dificuldades adicionais à expansão do sistema hidrelétrico dada a escassez de recursos públicos, à falta de fontes alternativas de financiamento e às maiores preocupações ambientais.

Se, por um lado, o custo marginal de expansão é crescente, por outro, a alta dependência dos recursos hídricos torna o sistema vulnerável às condições hidrológicas. Em uma matriz predominantemente hidrelétrica a geração depende do nível de água concentrada nos reservatórios, que varia com a época do ano. Nessas condições, é considerada energia firme a quantidade de energia a ser fornecida sem nenhum risco de déficit¹, sendo chamada de energia secundária a capacidade de geração que vem acima da firme quando as condições hidrológicas são favoráveis. Portanto, o sistema pode ser considerado tanto mais vulnerável quanto maior for a razão *demanda/energia firme*.

Para se reduzir a vulnerabilidade do sistema a solução encontrada foi a de superdimensionar a capacidade instalada do parque hidrelétrico elevando, dessa forma, a quantidade de energia firme disponível. Não obstante, a redução na taxa de expansão da capacidade de geração aliada ao aumento da demanda eliminou a margem de segurança resultante do sistema antes superdimensionado.

A alternativa que se seguiu para reduzir o risco de suprimento no caso de condições hidrológicas adversas foi a de se reestruturar o setor elétrico de tal sorte a torná-lo atrativo aos investimentos privados e diversificar a matriz energética. O resultado dessa reestruturação foi a maior participação de usinas termelétricas cujo papel principal veio a ser o de compensar as variações da energia hidráulica.

A expansão do parque de geração térmica nacional veio, portanto, cumprir a função de firmar a energia secundária capaz de garantir melhores níveis operativos ao longo do tempo ao reduzir o risco de insuficiência de suprimento².

A complementaridade entre geração hidrelétrica e termelétrica vem das diferenças nos custos fixos e marginais e, ainda, no prazo necessário para a implementação de novas unidades geradores de cada tipo. No caso da geração termelétrica, o custo marginal de produção de energia é maior do que o das usinas hidrelétricas, mas a exigência de

¹ No sistema brasileiro, a energia firme de uma usina hidrelétrica é calculada supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde está instalada.

² Em virtude da natureza aleatória das aflúncias naturais, um sistema hidrelétrico está sujeito a dois tipos de risco: os de períodos de aflúncia crítica (ou de panes severas no sistema elétrico) e os de variações sazonais regulares. O primeiro pode ser mitigado por meio da geração por centrais térmicas de menor porte e de operação mais ágil. O segundo risco requer maior quantidade de geração térmica e de caráter perene.

investimento inicial e capital fixo é menor. A complementaridade implica que as usinas termelétricas - com custos variáveis maiores e custos fixos menores - são as mais apropriadas para atender a demanda de ponta, enquanto as usinas hidrelétricas - de custo variável menor e maiores custos fixos - são mais apropriadas para atender a carga de base (a carga de forma contínua, praticamente uniforme).

Dessa forma, a instalação de usinas termelétricas permite que as usinas hidrelétricas aportem energia ao sistema elétrico (sejam despachadas) de forma menos conservadora, aumentando o aproveitamento da energia afluyente natural. Na falta de complemento termelétrico a disponibilidade de energia secundária se torna insuficiente, obrigando um despacho mais conservador das hidrelétricas no sentido de manter os níveis de armazenamento nos reservatórios elevados o suficiente para períodos de condições hidrológicas adversas.

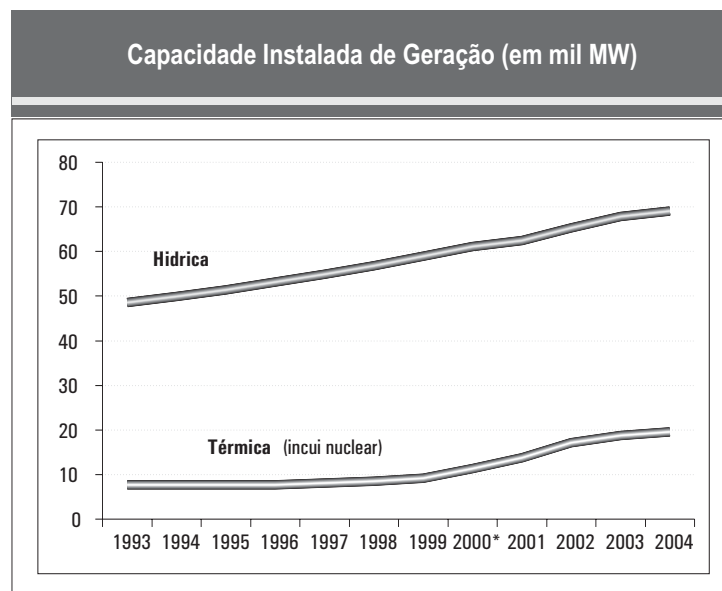
2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO PERÍODO 1993-2004

2.1 Evolução da capacidade de oferta interna

Segundo o Balanço Energético Anual de 2004, a atual *capacidade instalada* de geração de energia elétrica do Brasil é de cerca de 88,6 mil MW, sendo 69,1 mil MW em geração hidráulica, 19,5 mil MW em geração térmica convencional e nuclear. Já a *oferta interna*, que soma à capacidade instalada os 1 mil MW disponíveis através das usinas emergenciais com contrato, os 1 mil MW das usinas emergenciais descontratadas e a disponibilidade de importação de 8,2 mil MW, montava a cerca de 98,8 mil MW no final do ano passado³.

Considerando-se apenas a capacidade instalada não emergencial, a participação da geração termelétrica (incluindo nuclear) no total passou de 13% médios no período de 1993 a 1999, para 15,3% em 2000, 20,8% em 2002 e 22% em 2004⁴. O gráfico 1 ilustra a expansão da capacidade de geração hídrica e térmica no período 1993-2004.

GRÁFICO 1



*A partir de 2000 a geração nuclear passou para 2 mil MW, com a entrada em operação da Usina de Angra II.

Fonte: Balanço Energético Nacional 2004

³ Em que pese o Operador Nacional do Sistema (ONS) contabilizar a capacidade de importação de 8,2 mil MW da Argentina, essa nem sempre está disponível.

⁴ Excluindo-se a capacidade de geração termonuclear, a participação da geração térmica convencional passou de 12% no período 1993-99 para 14,4% em 2000, 18,4% em 2002 e 19,8% em 2004.

2.2 Evolução da Capacidade de Geração Termelétrica

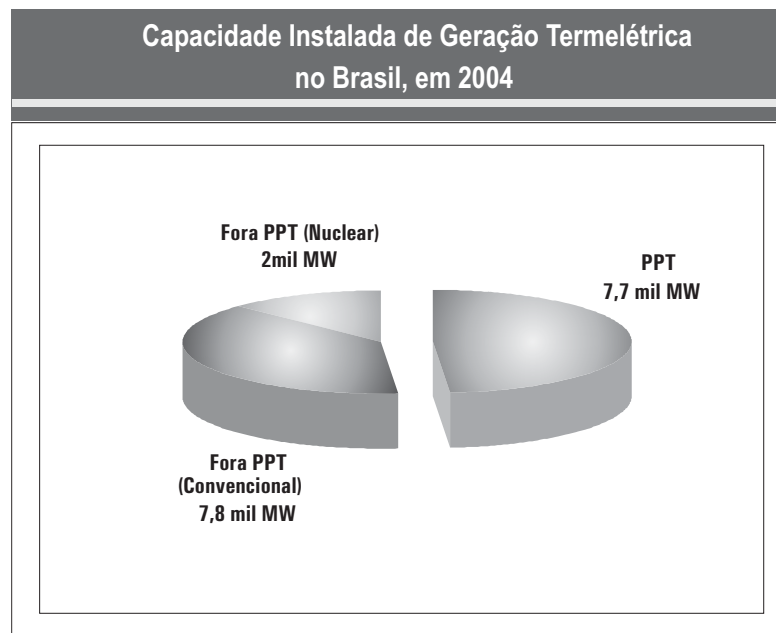
O impulso na geração termelétrica verificado a partir de 2000 decorreu, sobretudo, do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, cujo objetivo foi o de propiciar uma rápida implantação de centrais termelétricas movidas a gás natural. Inicialmente, o Programa visava a implantação de 43 usinas com potência total de 15 mil MW.

Ao longo do ano 2000, houve seguidas adequações no Programa, com a inclusão de alguns empreendimentos e a exclusão de outros, elevando a quantidade para 54 usinas (a serem instaladas até 2003) com potência agregada de 20 mil MW. No biênio seguinte, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGCEE avaliou o Programa e o redefiniu para 34 usinas e cerca de 12 mil MW.

O PPT não se viabilizou inteiramente. Atualmente, existem 22 usinas integrantes do Programa em operação comercial, totalizando 7,7 mil MW de potência fiscalizada ante os 11 mil MW originalmente previstos para essas 22 usinas. Segundo Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) esse descompasso pode ser atribuído a retração dos investimentos devido à rigidez das regras contratuais, custo do produto e obrigação de pagamento condicionada a cláusulas *take or pay*, incertezas associadas ao suprimento do gás e incompatibilidade entre a regulamentação do setor elétrico e a do gás natural.

Mesmo que o Programa não tenha produzido os resultados desejados, o acréscimo representado na capacidade geradora nacional foi significativo e contribuiu para firmar a energia secundária do sistema elétrico nacional. A capacidade de geração termelétrica no âmbito do PPT corresponde, atualmente, a 7,8% da capacidade instalada nacional, e 44% da geração termelétrica, inclusive nuclear.

GRÁFICO 2



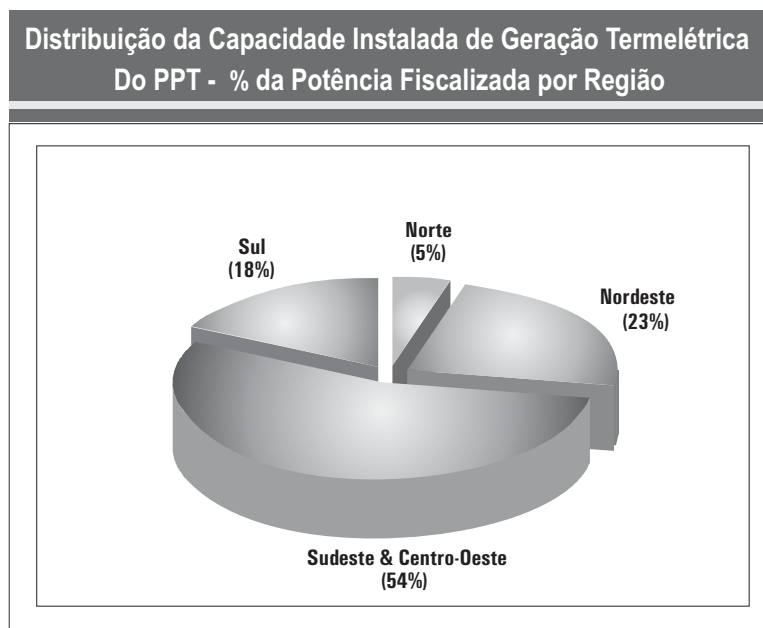
Fonte: Balanço Energético Nacional 2004

Uma das medidas do PPT é a da garantia de aquisição, por distribuidoras regionais de eletricidade, de parte da energia gerada pelas usinas integrantes do Programa. No caso das termelétricas à gás natural, as cláusulas contratuais de *take-or-pay* estabelecem que a distribuidora deve arcar com o custo de 70% dos gases que seria consumido no caso da usina operar à plena carga, independentemente do uso do combustível. Como resultado desses contratos, as usinas termelétricas do PPT são despachadas pelo ONS sem seguir ordem de mérito.⁵

Por força contratual, as distribuidoras regionais de energia elétrica passaram a adquirir eletricidade gerada em termelétrica de sua região de forma a evitar perdas técnicas com a dissipação de energia no transporte e garantir estabilidade de carga. Como o custo de energia térmica é mais elevado que o custo de geração hidráulica, essas distribuidoras com contratos de compra e venda de eletricidade com termelétricas do PPT acabam por cobrar tarifas mais elevadas de seus consumidores. Nesse sentido, a distribuição regional das usinas do PPT é importante pois impacta de forma assimétrica o preço da energia comercializada.

A maioria da potência instalada de geração no âmbito do PPT está localizada na região, ou subsistema, Sudeste/Centro-Oeste (54%), seguida da região Nordeste (23%) e da região Sul (18%). A região Norte (5%) conta apenas com a usina Termonorte II (246 MW de potência).

GRÁFICO 3



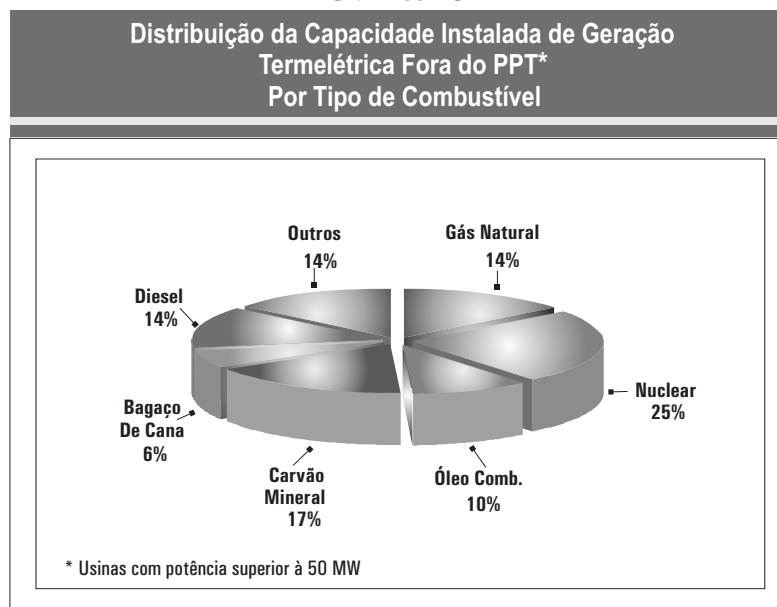
Fonte: ANEEL

A capacidade de geração térmica fora do PPT representa 10,2 mil MW de potência fiscalizada. Desse total, 2 mil MW correspondem às centrais termonucleares Angra I e II. Considerando-se somente as usinas com potência outorgada igual ou superior a 50 MW, a distribuição da geração por região não se mostra muito diferente daquela das usinas do PPT.

⁵Exceto para o caso das usinas térmicas a gás do PPT, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) despacha a geração das usinas hidráulicas e das usinas térmicas ao sistema interligado por ordem de mérito: primeiro as menos custosas e em seguida as demais.

Considerando-se o tipo de combustível, a capacidade de geração termelétrica fora do PPT está distribuída da seguinte forma: nuclear (25%), carvão mineral (17%), gás natural (14%), Diesel (14%), óleo combustível (10%), bagaço de cana (6%) e outros (14%)⁶. O panorama atual da geração termelétrica no País está especificado no Apêndice.

GRÁFICO 4



Fonte: ANEEL

2.3 Oferta de Energia Emergencial

Em 2001, o Governo Federal criou um programa de energia emergencial de curtíssimo prazo visando o aumento da oferta de energia e, conseqüentemente, da segurança do Sistema Interligado Nacional. Para tanto, foi criada a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial. Sua implementação envolveu a contratação das Usinas Térmicas Emergenciais. No total, foram contratadas 54 plantas, divididas em dois grupos. Do total de plantas contratadas, 25 usinas (potência total de 947 MW) tiveram seus contratos finalizados em dezembro de 2004 e outras 30 (com potência total de 985,5 MW) possuem contratos vigentes até dezembro de 2005.

As 30 usinas com contrato vigente estão assim distribuídas no território nacional: 23 (709,2 MW) na região Nordeste, 5 (178,7 MW) na região Sudeste e 2 (97,9 MW) na região Centro-Oeste. No que tange ao combustível, 28 usinas (910,6 MW) consomem óleo Diesel, sendo portanto, de elevadíssimo custo variável. Nesse sentido, as usinas emergenciais são complementares às hidrelétricas e às termelétricas pois possuem custo fixo menor e custo variável superior àquelas, além de poderem ser despachadas mais rapidamente.

3 PERSPECTIVAS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA

Segundo dados da ANEEL, podem ser traçados dois cenários quanto à expansão da capacidade instalada de geração elétrica nacional. No cenário conservador assume-se que somente as usinas concedidas que estão sem restrições judiciais ou ambientais entrarão em operação conforme cronograma previsto. No cenário otimista assume-se que, além das usinas desimpedidas, as com leves restrições irão cumprir o calendário fixado. A tabela abaixo apresenta a previsão para capacidade instalada em ambos os cenários, bem como o incremento percentual em relação ao ano anterior.

⁶ Outros inclui: licor negro, óleo ultraviscoso, gás siderúrgico, gás de alto forno, gás de refinaria e gás de processo.

TABELA 1

Previsão para Capacidade Instalada em MW				
	Conservadora	Taxa Anual de Crescimento	Otimista	Taxa Anual de Crescimento
2005	93,8	3,40	94,7	4,43
2006	97,9	4,44	106,2	12,10
2007	98,3	0,39	108,6	2,29
2008	98,3	0,00	109,6	0,95
2009	98,3	0,00	110,2	0,53

Fonte: ANEEL

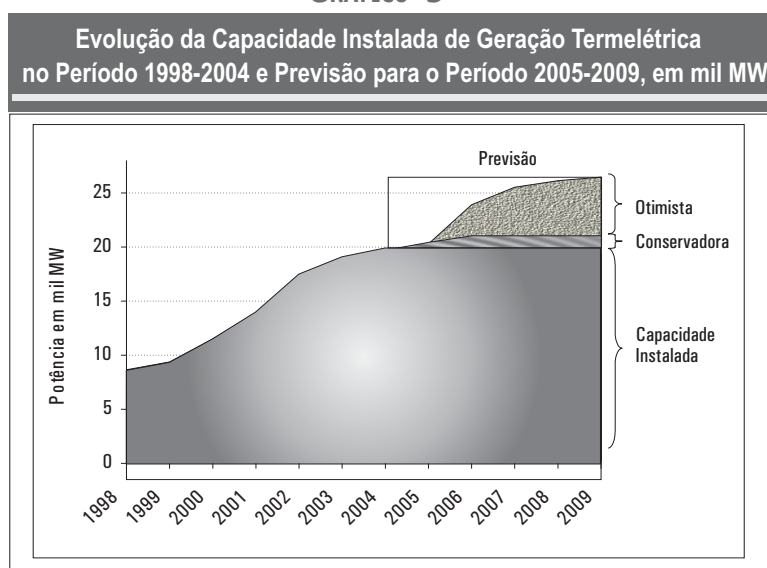
No que diz respeito a geração termelétrica, existem 20 usinas no âmbito do PPT concedidas e atualmente fiscalizadas pela ANEEL. Desse total, 12 possuem capacidade superior a 50 MW e, somadas, deverão contribuir com 5,5 mil MW ao parque térmico nacional⁷. Dessas 12 usinas de maior porte, 11 estão com andamento atrasado e apenas uma - Vale do Açu (347,4 MW) – avança de acordo com o cronograma. Além disso, todas as quatro usinas com obras iniciadas estão paralisadas⁸.

Fora do PPT existem 95 usinas concedidas e fiscalizadas pela Agência, com capacidade total de 8,5 mil MW. Somente 17 dessas possuem capacidade superior a 50 MW e, somadas, representam 7,9 mil MW. Dessas 17 usinas de maior porte, somente 4 usinas tiveram suas obras iniciadas e todas estão em atraso em relação ao cronograma original.

Existem, ainda, outras 52 usinas termelétricas de biomassa integrantes do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) com previsão de agregar 1,1 mil MW de capacidade instalada até o final de 2006. Todavia, devido a atrasos no processo de contratação e indefinições quanto ao financiamento dos empreendimentos junto ao BNDES, essas somente podem ser incluídas no cenário otimista.

O gráfico 5 especifica a evolução da capacidade instalada de geração termelétrica no período 1998-2004 e a previsão para o período 2005-09, conforme dois cenários: otimista e conservador.

GRÁFICO 5



Fonte: ANEEL

⁷ As demais 8 usinas são de pequeno porte e somadas correspondem a 62 MW.

⁸ DSG Mogi Mirim (985,4 MW), Paracambi (511,2 MW), Paulínia (491,8 MW) e Vale do Açu (347,4 MW).

REFERÊNCIAS

ANEEL. Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica. Brasília, Junho de 2005.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Comitê Técnico da Matriz Energética (CT2). Matriz Energética Nacional: Projeções para 2005, 2010, 2015 e 2020. Brasília, dezembro de 2002.

_____. Ministério de Minas e Energia. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE. Plano Decenal de Expansão 2003/2012, Brasília, 2002.

_____. Ministério de Minas e Energia. Portaria 43, de 25 de fevereiro de 2000.

_____. Ministério de Minas e Energia. Portaria 52, de 14 de abril de 2004.

_____. Ministério de Minas e Energia. Portaria 551, de 6 de dezembro de 2000.

_____. Presidência da República. Lei nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000.

_____. Presidência da República. Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001.

_____. Presidência da República. Portaria Interministerial nº 176, de 1 de junho de 2001.

_____. Presidência da República. Resoluções nº 23, 36, 37, 47, 56, 100, 101, 105 e 127, da Câmara de Gestão da Crise.

_____. Secretaria de Energia. Balanço Energético Nacional. Brasília, 2004.

OPERADOR Nacional do Sistema Energético. Planejamento Anual da Operação Energética. 2004.

ANEXO 1

Usinas Termelétricas do PPT em Operação (potência > 50 MW)

Usina	Potência Outorgada	Potência Fiscalizada	% Pot. Fisc./Pot. Out.	Tipo (*)	Município	Combustível	Observação
Macaé Merchant Norte Fluminense	922,6 860,2	922,6 860,2	100% 100%	PIE PIE	Macaé - RJ Macaé - RJ	Gás Natural Gás Natural	
Santa Cruz	1.000,0	766,0	77%	SP	Rio de Janeiro - RJ	Gás Natural	Atraso no comissionamento devido à corte no orçamento e dificuldades no fornecimento de combustível.
Uruguaiana	639,9	639,9	100%	PIE	Uruguaiana - RS	Gás Natural	
Termopernambuco	637,5	532,8	84%	PIE	Ipojuca - PE	Gás Natural	
Araucária	484,5	484,5	100%	PIE	Araucária - PR	Gás Natural	
Nova Piratininga	856,8	384,9	45%	PIE	São Paulo - SP	Gás Natural	Atrasos na implantação das unidades 5 e 6.
Eletrobolt	385,9	379,0	98%	PIE	Seropédica - RJ	Gás Natural	
Camaçari	360,0	360,0	100%	SP	Dias d'Ávila - BA	Óleo Diesel	Autorizada a mudança da usina para bicomcombustível.
Termo Norte II	426,5	350,0	82%	PIE	Porto Velho - RO	Gás Natural	
Fortaleza	346,6	346,6	100%	PIE	Caucaia - CE	Gás Natural	
Três Lagoas	465,8	306,0	66%	PIE	Três Lagoas - MS	Gás Natural	Atraso do fornecimento de equipamentos para fase II.
TermoRio	1.162,8	246,5	21%	PIE	Duque de Caxias - RJ	Gás Natural	Atraso no fornecimento do gás natural e água tratada.
Ibirité	851,7	226,0	27%	PIE	Ibirité - MG	Gás Natural	Atraso na implantação das fases II e III, por motivo financeiro.
Termo Ceará	312,0	220,0	71%	PIE	Caucaia - CE	Gás Natural	
Termobahia Fase I	185,9	185,9	100%	PIE	São Francisco do Conde - BA	Gás Natural	
Canoas	563,5	160,6	28%	PIE	Canoas - RS	Gás Natural	Atraso na implantação da fase II, por motivo financeiro.
Camaçari (Fases I e II)	151,2	151,2	100%	PIE	Camaçari - BA	Gás Natural	
Juiz de Fora	110,0	87,0	79%	PIE	Juiz de Fora - MG	Gás Natural	Atraso na implantação da Fase II, por indefinição técnica (implantação de ciclo combinado).
Copesul	74,4	74,4	100%	PIE	Triunfo - RS	Gás de Processo	
Campos (Roberto Silveira)	114,2	30,0	26%	SP	Campos dos Goytacazes - RJ	Gás Natural	Atraso na ampliação devido a mudança de parcerias.
Energy Works Rhodia Paulínia	103,2	10,0	10%	PIE	Paulínia - SP	Gás Natural	Solicitada revogação da autorização.
Total: 22 Usinas	11.015,2	7.724,0	70%				

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

SP - Serviço Público

PIE - Produção Independente de Energia

ANEXO 2

Usinas Termelétricas Fora do PPT em Operação (potência > 50 MW)

Usina	Potência Outorgada	Potência Fiscalizada	% Pot. Fisc./Pot. Out.	Tipo (*)	Município	Combustível	Observação
Angra 2	1.350,0	1.350,0	100%	SP	Angra dos Reis - RJ	Nuclear	
Angra 1	657,0	657,0	100%	SP	Angra dos Reis - RJ	Nuclear	
Cuiabá	529,2	529,2	100%	PIE	Cuiabá - MT	Gás Natural	
Piratininga	470,0	472,0	100%	SP	São Paulo - SP	Óleo Combustível	
Presidente Médici A/B	446,0	446,0	100%	SP	Candiota - RS	Carvão Mineral	
Jorge Lacerda IV	363,0	363,0	100%	PIE	Capivari de Baixo - SC	Carvão Mineral	
CST	278,2	278,2	100%	APE	Serra - ES	Gás Siderúrgico	
Jorge Lacerda III	262,0	262,0	100%	PIE	Capivari de Baixo - SC	Carvão Mineral	
Copene	250,4	250,4	100%	PIE	Camacari - BA	Gás Natural	
CTE II	235,2	235,2	100%	APE	Volta Redonda - RJ	Gás Natural	
Jorge Lacerda I e II	232,0	232,0	100%	PIE	Capivari de Baixo - SC	Carvão Mineral	
Aracruz	231,9	210,4	91%	APE	Aracruz - ES	Licor Negro	
Wartsila	166,4	166,4	100%	PIE	Manaus - AM	Óleo Combustível	
Santana	149,9	149,9	100%	SP	Santana - AP	Óleo Diesel	
Sen. Arnon de Mello (Floresta)	147,8	147,8	100%	SP	Boa Vista - RR	Óleo Diesel	
Mauá (UTM-II)	137,2	137,2	100%	SP	Manaus - AM	Óleo Diesel	
Igarapé	131,0	131,0	100%	SP	Mateus Leme - MG	Óleo Ultravisco	
Aparecida (UTM I)	130,5	130,5	100%	SP	Manaus - AM	Óleo Diesel	
D	121,0	121,0	100%	PIE	Manaus - AM	Óleo Diesel	
B	120,0	120,0	100%	PIE	Manaus - AM	Óleo Diesel	
Electron (TG)	121,1	120,0	99%	SP	Manaus - AM	Óleo Diesel	
Celpav IV	138,7	107,5	78%	APE	Jacarei - SP	Gás Natural	
Cenibra	100,0	100,0	100%	APE	Belo Oriente - MG	Licor Negro	
Vale do Rosário	93,0	93,0	100%	PIE	Morro Agudo - SP	Bagaço de Cana	
Bahia Sul	92,0	92,0	100%	APE	Mucuri - BA	Licor Negro	
Rio Madeira	119,4	83,0	70%	SP	Porto Velho - RO	Óleo Diesel	
Flores	77,5	77,5	100%	PIE	Manaus - AM	Óleo Diesel	
Charqueadas	72,0	72,0	100%	PIE	Charqueadas - RS	Carvão Mineral	
Termo Norte I	68,0	68,0	100%	PIE	Porto Velho - RO	Óleo Combustível	
Acominas	66,3	66,3	100%	APE	Congonhas - MG	Gás de Alto Forno	
Alegrete	66,0	66,0	100%	PIE	Alegrete - RS	Óleo Combustível	
Colombo	65,5	65,5	100%	PIE	Airranha - SP	Bagaço de Cana	

continua

ANEXO 2 (continuação)

Usinas Termelétricas Fora do PPT em Operação (potência > 50 MW)

Usina	Potência Outorgada	Potência Fiscalizada	% Pot. Fisc./Pot. Out.	Tipo (*)	Município	Combustível	Observação
Refinaria Duque de Caxias	40,8	63,3	155%	APE	Duque de Caxias - RJ	Gás de Refinaria	
Barra Grande de Lençóis	62,9	62,9	100%	PIE	Lençóis Paulista - SP	Bagaço de Cana	
Refinaria Landulpho Alves	62,5	62,5	100%	APE	São Francisco do Conde - BA	Gás de Refinaria	
Refinaria de Paulínea	60,5	60,5	100%	APE	Paulínea - SP	Gás de Refinaria	
Equipav	58,4	58,4	100%	PIE	Promissão - SP	Bagaço de Cana	
Santa Elisa - Unidade I	73,0	58,0	79%	PIE	Sertãozinho - SP	Bagaço de Cana	Solicitou prorrogação para adequação ao PROINFA
Jari Celulose	55,0	55,0	100%	PIE	Almeirim - PA	Licor Negro	
Cogeração Internacional Paper A	138,2	50,5	37%	APE	Mogi Guaçu - SP	Óleo Combustível	
	50,4	50,4	100%	PIE	Manaus - AM	Óleo Diesel	
Termocabo	97,0	48,0	49%	PIE	Cabo de Santo Agostinho - PE	Gás Natural	Dificuldades para assinatura de PPA e contrato de gás. Foi comunicado o cancelamento da ampliação e solicitada a revogação da autorização.
Jalles Machado	50,0	38,0	76%	PIE	Goianésia - GO	Bagaço de Cana	
Guarani - Cruz Alta	55,0	30,0	55%	PIE	Olimpia - SP	Bagaço de Cana	Dificuldade na captação de recursos financeiros para implantação do empreendimento.
Cerradinho	79,0	29,0	37%	PIE	Catanduva - SP	Bagaço de Cana	
Volta Grande	54,9	24,9	45%	PIE	Conceição das Alagoas - MG	Bagaço de Cana	
Figueira	160,3	20,0	12%	SP	Figueira - PR	Carvão Mineral	Processo de licenciamento ambiental paralisado por força de liminar judicial.
Delta	50,9	15,9	31%	PIE	Delta - MG	Bagaço de Cana	
Costa Pinto	6300%	936%	15%	PIE	Piracicaba - SP	Bagaço de Cana	Foi solicitada prorrogação do cronograma.
Santa Terezinha (Tapejara)	5050%	240%	5%	PIE	Tapejara - PR	Bagaço de Cana	
Total: 50 Usinas	1.262,3	739,1	59%				

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

SP - Serviço Público

PIE - Produção Independente de Energia

APE - Autoprodução de Energia

ANEXO 3

Usinas Termelétricas do PPT em Implantação (potência > 50 MW)

Usina	Potência	Tipo (*)	Município	Combustível	Situação	Cronograma	Observação
Carrioba II	1.111,1	PIE	Americana - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida Licença de Instalação. Empresa penalizada por não atender às determinações da ANEEL.
DGS Mogi Mirim	985,4	PIE	Mogi Guaçu - SP	Gás Natural	Obra paralisada	Atrasado	Obtida Licença de Instalação Municipal. As obras de montagem do canteiro foram iniciadas e paralisadas por força de liminar judicial.
Central de Cogeração Baixada Santista	950,0	PIE	Cubatão - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Licença de Instalação obtida com atraso. Foi solicitada aprovação de nova configuração para o empreendimento.
Paracambi (Ex-Cabiúnas)	511,2	PIE	Paracambi - RJ	Gás Natural	Obra paralisada	Atrasado	Obras foram paralisadas para reavaliação das condições do mercado de energia. PPA com a LIGHT foi cancelado. Empresa pretende participar do leilão de energia nova.
Paulínia	491,8	PIE	Mogi Guaçu - SP	Gás Natural	Obra paralisada	Atrasado	Obtida Licença de Instalação Municipal. As obras de montagem do canteiro foram iniciadas e paralisadas por força de liminar judicial.
Ribeirão Moimho	357,0	PIE	Andradina - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida Licença de Instalação. Foi solicitada alteração do projeto da usina.
Vale do Açu	347,4	PIE	Alto do Rodrigues - RN	Gás Natural	Obra paralisada	Normal	Cronograma detalhado para retomada das obras em fase de elaboração.
Anhanguera	278,3	PIE	Limeira - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida Licença Prévia. Projeto em reavaliação de viabilidade financeira pelo PIE. Cronograma indefinido.
Termoalegas	143,2	PIE	Messias - AL	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida Licença de Instalação. Atraso motivado pelas indefinições comerciais da energia a ser gerada pela usina.
Paraíba	137,5	PIE	João Pessoa - PB	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida Licença de Instalação. Consórcio definindo novos parceiros para viabilização do projeto, com mudança societária e de configuração. LP renovada.
Termosergipe (Fasss I e II)	135,0	PIE	Carmópolis - SE	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Dispensa de Licenciamento Prévio. Não obtida Licença de Instalação. EIA/RIMA protocolados no órgão ambiental.
Coteminas	99,7	PIE	São Gonçalo do Amarante - RN	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Empreendimento em reavaliação. Empreendedor manifestou intenção de dividir o projeto em dois outros projetos.
Total: 12 Usinas	5.547,6						

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimento de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

PIE - Produção Independente de Energia

ANEXO 4

Usinas Termelétricas Fora do PPT em Implantação (potência > 50 MW)

Usina	Potência	Tipo (*)	Município	Combustível	Situação	Cronograma	Observação
Sepetiba	1.377,0	PIE	Itaguaí - RJ	Carvão Mineral	Obra não iniciada	Atrasado	Deliberação CECA 4191, de 20/08/02, anulou a licença para instalação prévia que havia sido emitida.
Santa Branca	1.112,5	PIE	Santa Branca - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Existência de processos judiciais impedem a emissão da licença para instalação.
Bariri	675,2	PIE	Bariri - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida licença para instalação. Empresa foi autuada. Foi solicitada revogação da autorização.
Cofepar	671,8	PIE	Araucária - PR	Óleo Ultraviscoso	Obra paralisada	Paralisado	Revogada autorização de instalação.
Araraquara I	552,5	PIE	Araraquara - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Empresa foi notificada pelo descumprimento do cronograma. Licença para instalação prévia não foi emitida. Solicitada aprovação de novo cronograma.
Seival	542,0	PIE	Candiota - RS	Carvão Mineral	Obra não iniciada	Atrasado	PPA em elaboração para obtenção da licença para instalação. Foi solicitada prorrogação do cronograma.
Cuiabá II	529,2	PIE	Cuiabá - MT	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida licença para instalação. Usina sem perspectivas para ser implantada.
Sul Catarinense	440,3	PIE	Treviso - SC	Carvão Mineral	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida LP. EIA está em análise no órgão ambiental para emissão da LP.
Jacuí	350,2	PIE	Charqueadas - RS	Carvão Mineral	Obra não iniciada	Normal	Novo cronograma de implantação. A licença para instalação foi renovada em 19/01/2004 e determina que as obras terminem até dez/2008.
Mato Grosso do Sul Power Central de Cogeração Capuava	288,2	PIE	Campo Grande - MS	Gás Natural	Obra paralisada	Atrasado	Dificuldades para assinatura de PPA e contrato de gás.
Valparaíso	271,8	PIE	Santo André - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Foi solicitada revogação da autorização.
Klotz Campo Grande II	260,8	PIE	Valparaíso - SP	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Licenciamento ambiental sendo obtido junto ao órgão ambiental.
Termopantanal (Ex-MPX Termo)	242,6	PIE	Campo Grande - MS	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Não obtida a licença para instalação prévia. Obras de implantação do gasoduto encontram-se em andamento. Configuração da usina será modificada e sua potência reduzida.
Corumbá	241,3	PIE	Corumbá - MS	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Licenciamento ambiental sendo obtido junto ao órgão ambiental.
Klotz Corumbá	176,0	PIE	Corumbá - MS	Gás Natural	Obra não iniciada	Atrasado	Dificuldades para assinatura de PPA. Usina não foi selecionada para o PROINFA.
Veracel	117,0	APE	Eunápolis - BA	Licor Negro	Montagem em andamento	Normal	
Pioneiros	64,0	APE	Sud Mennucci - SP	Bagago de Cana	Obra paralisada	Atrasado	
Total: 17 Usinas	7.912,3						

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

PIE - Produção Independente de Energia

ANEXO 5

**Usinas Termelétricas em Operação (potência > 50 MW)
Distribuição Regional da Capacidade Instalada (em MW)**

Região	Do PPT			Fora do PPT			Total		
	Potência Outorgada	Participação	Potência Fiscalizada	Potência Outorgada	Participação	Potência Fiscalizada	Potência Outorgada	Participação	Potência Fiscalizada
N	426,5	4%	350	1464,2	17%	1426,7	1890,7	10%	1776,7
NE	1993,2	18%	1796,5	501,9	6%	452,9	2495,1	13%	2249,4
SE-CO	6833,2	62%	4218,1	5132,6	59%	4796,2	11965,8	61%	9014,3
S	1762,3	16%	1359,4	1651,8	19%	1463,4	3414,1	17%	2822,8
Total	11015,2	100%	7724	8750,5	100%	8139,2	19765,7	100%	15863,2

Fonte: Elaboração própria com informações do Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, ANEEL, Junho de 2005.

ANEXO 6

Usinas Termelétricas do PPT em Operação (potência > 50 MW)
Distribuição da Capacidade Instalada Por Tipo de Combustível (em MW)

Região	Gás Natural	Nuclear	Óleo Combustível	Carvão Mineral	Gás Siderúrgico	Licor Negro	Diesel	Óleo Ultraviscoso	Bagaço de Cana	Gás de Alto Forno	Gás de Refinaria	Gás de Processo	Total
N	Pot. Outorgada	426,5											426,5
	Pot. Fiscalizada	350,0											350,0
NE	Pot. Outorgada	1633,2					360,0						1993,2
	Pot. Fiscalizada	1436,5					360,0						1796,5
SE-CO	Pot. Outorgada	6833,2											6833,2
	Pot. Fiscalizada	4218,1											4218,1
S	Pot. Outorgada	1687,9										74,4	1762,3
	Pot. Fiscalizada	1285,0										74,4	1359,4
Total	Pot. Outorgada	10580,8					360,0					74,4	11015,2
	Pot. Fiscalizada	7289,6					360,0					74,4	7724,0

Fonte: Elaboração própria com informações do Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, ANEEL, Junho de 2005.

ANEXO 7

**Usinas Termelétricas Fora do PPT em Operação (potência > 50 MW)
Distribuição da Capacidade Instalada Por Tipo de Combustível (em MW)**

Região	Gás Natural	Nuclear	Óleo Combustível	Carvão Mineral	Gás Siderúrgico	Licor Negro	Diesel	Óleo Ultraviscozo	Bagaço de Cana	Gás de Alto Forno	Gás de Refinaria	Gás de Processo	Total
N			234,4			55,0	1174,8						1464,2
			234,4			55,0	1137,3						1426,7
NE						92,0					62,5		501,9
						92,0					62,5		452,9
SE-CO						331,9		131,0	705,6	66,3	101,3		5132,6
						310,4		131,0	485,0	66,3	123,8		4796,2
S									50,5				1651,8
									2,4				1463,4
Total													8750,5
													8139,2

Fonte: Elaboração própria com informações do Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, ANEEL, Junho de 2005.

ANEXO 8

Usinas Termelétricas do Programa Emergencial Com Contrato Vigente			
Potência em MW			
Usina	Potência	Estado	Combustível
Rio Largo Brasympe	177,1	AL	Óleo Diesel
Petrolina	128,0	PE	Óleo Diesel
Jardim Basympe	60,0	SE	Óleo Diesel
Xavantes Aruanã	53,6	GO	Óleo Diesel
Potiguar - TEP	48,0	RN	Óleo Diesel
Termocabo	48,0	PE	Óleo Diesel
Itaenga	47,0	PE	Bagaço de Cana
Daia	44,3	GO	Óleo Diesel
Carapina Brasympe	43,5	ES	Óleo Diesel
Ponta de Ubu Brasympe	42,6	ES	Óleo Diesel
Tubarão Brasympe	42,6	ES	Óleo Diesel
Bahia I - Camaçari	31,8	BA	Óleo Diesel
Cocal	28,2	SP	Bagaço de Cana
Civit Brasympe	21,8	ES	Óleo Diesel
Distrito Industrial I	19,0	CE	Óleo Diesel
Distrito Industrial II	19,0	CE	Óleo Diesel
Maranguape	16,0	CE	Óleo Diesel
Enguia Pecém	14,8	CE	Óleo Diesel
Cagece	14,4	CE	Óleo Diesel
Aquiraz	13,0	CE	Óleo Diesel
Jaboti	12,8	CE	Óleo Diesel
Paraipaba	12,8	CE	Óleo Diesel
Coluna	9,0	CE	Óleo Diesel
Pacajus	9,0	CE	Óleo Diesel
Cabo	4,9	PE	Óleo Diesel
Ipojuca	4,9	PE	Óleo Diesel
Porto	4,9	PE	Óleo Diesel
Prazeres	4,9	PE	Óleo Diesel
Rio Formoso	4,9	PE	Óleo Diesel
Suape	4,9	PE	Óleo Diesel
Total: 30 Usinas	985,8		

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica

Confederação Nacional da Indústria - CNI

Diretoria Executiva - DIREX

Diretor Executivo: José Augusto Coelho Fernandes

Diretoria de Operações – DIOP

Diretor: Marco Antonio Reis Guarita

Unidade de Competitividade Industrial - COMPI

Coordenador: Maurício Otávio Mendonça Jorge

Unidade de Pesquisa, Avaliação e Desenvolvimento - PAD

Coordenador: Renato da Fonseca

Superintendência Corporativa – SUCORP

Unidade de Comunicação Social – UNICOM

Projeto Gráfico e Editoração: Sueli Santos

Superintendência de Serviços Compartilhados – SSC

Área Compartilhada de Informação e Documentação – ACIND

Normalização: Fernando Ouriques de Vasconcelos Junior