



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA ANO 2002

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Diretoria de Planejamento Programação da Operação
Rua da Quitanda 196/23º andar, Centro
20091-005 Rio de Janeiro RJ
tel (+21) 2203-9899 fax (+21) 2203-9423

© 2002/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE 3/010/2002

PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA ANO 2002

Sistema Interligado Nacional

Sumário

1	INTRODUÇÃO	6
2	CONCLUSÕES	8
2.1	Considerações Preliminares	8
2.2	Conclusões	9
2.2.1	Análise com Séries Sintéticas	9
2.2.2	Análise com Séries Históricas	10
2.2.3	Evolução do Custo Marginal de Operação	11
3	PREMISSAS DOS ESTUDOS	13
3.1	Diagrama Esquemático	13
3.2	Evolução da Potência Instalada	13
3.3	Usinas em Operação e Definição da Configuração Futura do SIN	15
3.3.1	Definição da Configuração Futura do Parque Gerador	15
3.3.2	Entrada em operação de novos aproveitamentos	17
3.4	Evolução da Carga Própria	17
3.5	Disponibilidade de Geração Térmica	18
3.5.1	Geração Térmica Emergencial	19
3.6	Disponibilidade de Itaipu	19
3.7	Limites de Intercâmbio Regionais	20
3.7.1	Intercâmbio Sul-Sudeste	21
3.7.2	Intercâmbio Sudeste-Sul	23
3.7.3	Fluxo na Interligação Norte-Sul	23
3.7.4	Influência da UHE Lajeado na interligação Sudeste/Imperatriz	23
3.8	Afluências	23
3.9	Custo de Déficit	24
3.10	Taxa de desconto	24
3.11	Ordem máxima do modelo estocástico	24
3.12	Níveis de armazenamentos iniciais	24
3.13	Projetos de Importação de Energia	25
3.14	Volumes de Espera	25
3.15	Restrições Operativas Hidráulicas	25
3.16	Modelos	26
4	ESTUDOS ENERGÉTICOS	27
4.1	Introdução	27
4.2	Análise das Condições de Atendimento	28
4.2.1	Análise com Séries Sintéticas	29
4.2.2	Análise com Séries Históricas	30
4.3	Custos Marginais de Operação	32
4.4	Curvas de Permanência de Intercâmbio	34
4.5	Curvas de Permanência de Geração Térmica	35
4.6	Atendimento à Demanda Instantânea	36

4.7	Balço de Energia Assegurada	37
4.8	Análise de Sensibilidade ao Mercado	40
4.8.1	Introdução	40
4.8.2	Cenário de Referência e Cenário de Mercado Alto	41
4.8.3	Análise do risco de déficit	43
4.8.4	Custo Marginal de Operação	45
4.9	Análise de Sensibilidade à Expansão da Oferta	46
4.9.1	Introdução	46
4.9.2	Análise do risco de déficit	47
ANEXO I	Usinas despachadas centralizadamente	51
ANEXO II	Usinas não despachadas centralizadamente	56
ANEXO III	Cronograma de Obras de Geração	61
ANEXO IV	Características das usinas hidráulicas	68
ANEXO V	Características dos reservatórios	71
ANEXO VI	Características das usinas térmicas	74
ANEXO VII	Índices estatísticos de confiabilidade	76
ANEXO VIII	Manutenção Programada para 2002	77
ANEXO IX	Classes térmicas e custos de operação	82
ANEXO X	Disponibilidades de Itaipu para o ano 2002	83
ANEXO XI	Sistema de transmissão – principais obras	84
ANEXO XII	Limites de intercâmbio em MWmed	85
ANEXO XIII	Carga Própria de Energia e Demanda	89
ANEXO XIV	Frequência de Fluxos de Intercâmbio em 2002	91
ANEXO XV	Atendimento à ponta em 2002	93
ANEXO XVI	Volumes de Espera	97
ANEXO XVII	Restrições operativas	100
ANEXO XVIII	Curvas Bianaais de Aversão a Risco	102
	Lista de figuras, quadros e tabelas	105

1 INTRODUÇÃO

O Planejamento Anual da Operação Energética se constitui no elo inicial da cadeia dos procedimentos do planejamento da operação e tem como objetivo maior estabelecer as estratégias de médio prazo para a operação energética do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Seus estudos abrangem um horizonte de 5 anos (2002 a 2006). Neles, são apresentados resultados com detalhamento mensal para o primeiro ano, e resultados anuais para os anos subseqüentes.

Deve-se ressaltar ainda que o presente relatório, de fevereiro de 2002, foi elaborado tomando-se como referência os pontos de partida dos reservatórios ao final de janeiro de 2002. Com relação às projeções de mercado, nas avaliações das condições de atendimento estão incorporados o racionamento de energia nos meses de janeiro e fevereiro de 2002, bem como os reflexos decorrentes da substituição e racionalização do uso da energia elétrica, conforme explicitado no item 3.4 deste relatório.

No Capítulo 2 apresenta-se uma síntese dos principais resultados do estudo, sendo que as premissas adotadas nos estudos encontram-se apresentadas em detalhe no Capítulo 3.

No Capítulo 4 é apresentado um maior detalhamento das condições de atendimento aos mercados previstos de energia e demanda dos sistemas interligados no horizonte 2002/2006, através de análises das condições operativas do sistema, incluindo riscos de déficits, custos marginais da operação, curvas de permanência de geração térmica e de intercâmbios, além de análises com séries do histórico.

Adicionalmente, ainda neste mesmo capítulo, são também apresentadas análises de sensibilidade das condições de atendimento a variações na demanda (considerou-se um cenário de crescimento mais acelerado do mercado) e a variações na expansão da oferta (incluindo parcelas maiores do PPT e ofertas emergenciais).

No final deste relatório, apresenta-se uma relação de anexos com dados básicos e alguns resultados associados às informações mais relevantes, complementando assim os dados de entrada e as premissas consideradas no trabalho.

Deve-se ressaltar que o presente trabalho está em consonância com as premissas e diretrizes estabelecidas tanto nos Procedimentos de Rede do ONS, Módulo 7, como com a Resolução N° 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, em especial no que diz respeito à definição da configuração futura para o período 2002/2006, à projeção de carga e à utilização de uma curva de custo do déficit em quatro patamares.

É importante observar que os resultados relativos a riscos de déficit e custos marginais de operação para o período 2002/2006 são fortemente influenciados pelos seguintes aspectos: aflúências passadas, níveis atuais de armazenamento, cronograma de obras previsto para entrar em operação neste período e,

finalmente, pelas projeções de carga para o período, tendo em vista o efeito residual do programa de racionamento. Alterações significativas de qualquer uma dessas premissas poderão levar à necessidade de reavaliação dos resultados aqui apresentados.

Portanto, este relatório deve ser considerado como uma primeira referência para a avaliação das condições de atendimento para o período em questão. Nova atualização do presente documento deverá estar concluída no próximo mês de maio (1ª Revisão Quadrimestral) e levará em conta a situação mais atualizada das condições hidroenergéticas do sistema, além de atualizações no cronograma de expansão e revisões nas projeções de mercado.

2 CONCLUSÕES

Antes de apresentar as conclusões que contemplam uma síntese dos principais resultados do estudo, faz-se algumas considerações preliminares no que concerne as projeções de mercado e os cenários de expansão da oferta considerados.

2.1 Considerações Preliminares

Este capítulo contém os pontos mais relevantes e aspectos para reflexão, com destaque para o ano 2002, de forma a permitir uma melhor avaliação deste Planejamento Anual da Operação Energética do SIN. Os resultados foram obtidos a partir das premissas estabelecidas no item 3 deste relatório.

De modo a propiciar uma visão mais ampla das condições de atendimento no período 2002/2006, foram analisados diferentes cenários de crescimento do mercado e da expansão da oferta de energia. A análise baseada em cenários, além de mais rica, permite que o planejamento, como instrumento de auxílio à tomada de decisão, possa ser utilizado de forma mais abrangente.

Com relação às projeções de mercado, foram considerados dois cenários:

- Cenário de Referência → corresponde ao cenário de referência de mercado, elaborado pelo CTEM/CCPE, em consonância com aquele definido pela Resolução GCE N° 109; e
- Cenário de Mercado Alto → corresponde ao cenário também elaborado pelo CTEM/CCPE, no entanto supondo um crescimento mais acelerado do consumo de energia elétrica.

Com relação à expansão da oferta de energia, foram considerados três cenários:

- Cenário de Referência → corresponde àquele definido em consonância com a Resolução GCE N° 109 (vide item 3.3);
- Cenário 1 → corresponde ao Cenário de Referência, considerando também a Oferta Emergencial contratada pela CBEE para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste; e
- Cenário 2 → corresponde ao Cenário 1, considerando também a concretização plena de todas as fases das usinas termoeletricas do PPT consideradas nos dois primeiros anos do período (2002 e 2003).

A combinação do Cenário de Referência de Mercado com o Cenário de Referência de Expansão da Oferta está em consonância com a Resolução CGE N° 109. A combinação do Cenário de Referência de Mercado com o Cenário 2 de expansão da oferta se aproxima daquele que foi utilizado para elaborar as Curvas Bianaís de Aversão ao Risco para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Estes resultados, levando-se em conta os níveis de armazenamento projetados para 31/01/2002, devem ser considerados como uma primeira referência para a avaliação das condições de atendimento para o período em questão. Nova atualização do presente documento deverá estar concluída no próximo mês de maio (1ª Revisão Quadrimestral), portanto ao final do período úmido, e levará em conta a situação mais atualizada das condições hidroenergéticas do sistema, além de atualizações no cronograma de expansão e revisões nas projeções de mercado, o que permitirá uma melhor avaliação dos resultados, em especial para o biênio 2002/2003.

2.2 Conclusões

2.2.1 Análise com Séries Sintéticas

O Quadro 1 a seguir apresenta as condições de atendimento ao mercado do SIN, utilizando simulações com 2000 séries sintéticas de energias afluentes, que indicam para o período 2002-2006 os riscos de déficit conjunturais, assim denominados porque levam em conta os níveis de partida dos reservatórios (vide item 3.12) à época da elaboração do trabalho. Os resultados apresentados para os cenários de mercado e da expansão da oferta anteriormente definidos correspondem à probabilidade do déficit médio anual ser maior do que 5% da carga. A partir destes resultados, pode-se concluir que:

1. De uma maneira geral, considerando o cenário de referência de oferta e de mercado, a probabilidade do déficit médio anual ser superior a 5% da carga para qualquer região do SIN e em qualquer ano do período 2002/2006 é extremamente baixa, o que também se verifica mesmo para o cenário de mercado alto;
2. Deve-se ressaltar no entanto que estes resultados são fortemente influenciados quer seja pelo reenchimento dos reservatórios na estação chuvosa 2001/2002, quer seja pelo efeito residual do programa de racionamento nas projeções de mercado para o período 2002/2006.

Quadro 1 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%), profundidade > 5% da carga com cenário de oferta de referência

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
Mercado de Referência	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
Mercado Alto	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
SUDESTE / CENTRO-OESTE					
Mercado de Referência	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2
Mercado Alto	0,0	0,3	0,3	0,2	0,5
NORTE					
Mercado de Referência	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1
Mercado Alto	0,0	0,3	0,4	0,2	0,6
NORDESTE					
Mercado de Referência	0,0	0,2	0,4	0,6	1,2
Mercado Alto	0,1	0,4	0,7	0,7	1,2

2.2.2 Análise com Séries Históricas

Em complementação aos resultados obtidos com séries sintéticas, com base nas mesmas premissas e somente para o Cenário de Referência do Mercado e da Oferta, foram efetuadas também simulações tomando-se como base o histórico de afluições, conforme apresentado no Quadro 2, que indica o maior déficit anual por subsistema e o número de séries com déficit. O maior déficit apresentado neste quadro se refere ao valor obtido para a série mais severa do histórico de vazões, sendo calculado como um percentual em relação à carga projetada para o mês. Dos resultados apresentados, pode-se concluir que:

1. A análise das simulações com o histórico de afluições indica a inexistência de déficit para o ano 2002, em quaisquer das regiões do SIN;
2. Na região Sudeste/Centro-Oeste e Sul esta condição permanece até o ano de 2005 inclusive, apresentando déficit somente em 2006. Neste ano, observou-se a ocorrência de déficits com duas das séries, tanto para o Sul quanto para o Sudeste. Em termos de profundidade, o maior déficit foi de 1,9% da carga do Sudeste e 1,3% da carga do Sul, quando simulado com a série de 1955 e 1956, respectivamente;
3. Para os subsistemas Norte e Nordeste, a análise com o histórico de afluições não apresenta déficits em 2002;
4. Para o ano de 2003, cinco séries apresentaram déficit para o subsistema Norte (1951, 1952, 1961, 1962 e 1963). No entanto, o maior déficit, ocorrido na série de 1951, foi de 1,6% da carga da região, correspondentes a 44 MWmed, denotando um valor bastante baixo;
5. Para os demais anos do período de estudo, destaca-se a situação da região Nordeste, com déficit máximo de 370 MWmed em 2004 e 505 MWmed em 2006, representando 5,7% e 6,9% em relação à carga, respectivamente, com a série de 1955;
6. No último ano do estudo, todos os demais subsistemas, Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte, apresentam déficits pequenos em relação às suas respectivas cargas;
7. Ressalta-se mais uma vez que estes resultados são fortemente influenciados quer seja pelo reenchimento dos reservatórios na estação chuvosa 2001/2002, quer seja pelo efeito residual do programa de racionamento nas projeções de mercado para o período 2002/2006.

Quadro 2 – Maior Déficit Anual com séries históricas (%)

Subsistema	2002		2003		2004		2005		2006	
	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit
SUL	-	-	-	-	-	-	-	-	1,3%	2
SE/CO	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9%	2
NORTE	-	-	1,6%	5	0,1%	1	0,4%	1	0,9%	3
NE	-	-	0,3%	1	5,7%	4	2,2%	2	6,9%	4

2.2.3 Evolução do Custo Marginal de Operação

1. Considerando-se o Cenário de Referência de Mercado e de Oferta, e para avaliação denominada estrutural (aquela que não leva em conta as condições de armazenamento e afluências atuais), observa-se que os custos marginais de operação médios anuais encontram-se, em média, abaixo do Valor Normativo Competitivo de 72,35 R\$/MWh (vide Quadro 5);
2. Nestas mesmas condições, haveria um equilíbrio entre oferta e demanda somente em 2006, quando os valores de custos marginais são próximos do valor normativo, em especial nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste;
3. Os resultados de CMO indicados no Quadro 5, obtidos em condições estruturais, indicam haver uma aparente sobre-oferta de energia em todo o período. Com isso, a oferta programada para 2002/2006 seria suficiente para atender ao mercado projetado, em termos estruturais;
4. Cabe ressaltar que este aparente excesso de oferta deverá ser confirmado à medida que se concretizem tanto a expansão da oferta, em especial aquela associada ao Programa Prioritário de Termoelectricidade – PPT, bem como as projeções de mercado, profundamente influenciadas pelo programa de racionamento;
5. Os CMOs médios mensais (vide Quadro 3), obtidos com a simulação conjuntural, são razoavelmente baixos ao longo de 2002. Da mesma forma, o CMO médio anual do período também indica valores baixos (vide Quadro 4).

O Quadro 3, a seguir, apresenta as estimativas, em base mensal, do CMO de cada subsistema para o ano 2002, considerando-se o Cenário de Referência de Mercado e da Expansão da Oferta. O Quadro 4, apresenta o CMO médio anual para a avaliação denominada conjuntural. O Quadro 5 apresenta o CMO médio anual para avaliação denominada estrutural (aquela que não leva em conta as condições de armazenamento e afluências atuais).

Quadro 3 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 - Conjuntural

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	-	10,90	10,60	10,60	10,90	10,90	11,20	11,10	12,10	15,50	17,20	16,30
Sul	-	10,60	10,30	10,30	10,10	10,20	14,20	10,10	9,50	9,90	11,20	14,00
Nordeste	-	4,30	4,00	3,70	3,10	2,90	4,30	4,70	6,00	9,70	9,60	9,10
Norte	-	4,30	4,00	3,70	3,0	1,10	3,70	4,70	5,70	8,40	14,40	20,40

Quadro 4 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Conjuntural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	12,50	14,80	17,20	25,30	35,10
Sul	11,00	13,10	15,50	24,30	31,90
Nordeste	5,60	13,00	23,70	32,50	49,80
Norte	6,70	22,00	15,60	21,90	31,60

Quadro 5 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Estrutural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	33,00	15,00	13,60	33,40	72,20
Sul	20,80	12,90	11,30	31,30	63,50
Nordeste	11,90	12,40	22,70	35,20	64,20
Norte	5,80	16,10	12,90	27,00	57,10

3 PREMISSAS DOS ESTUDOS

Neste capítulo são apresentados os principais dados utilizados na elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética para 2002, bem como referenciadas as demais informações complementares apresentadas nos Anexos deste documento.

3.1 Diagrama Esquemático

Para propiciar uma visão do conjunto de aproveitamentos hidroelétricos do SIN considerados no horizonte desse estudo, foi elaborado o diagrama esquemático apresentado na Figura 1. O diagrama possibilita diferenciar, por bacia hidrográfica, os aproveitamentos que possuem reservatório de regularização ou que são a fio d'água, os aproveitamentos que estão em operação ou ainda em construção/ projeto, bem como os seus respectivos agentes proprietários.

3.2 Evolução da Potência Instalada

O Quadro 6 apresenta a evolução da potência instalada do SIN, bem como em seus quatro subsistemas, através dos valores previstos para o mês de dezembro de cada ano do horizonte de estudo. Estes valores são obtidos a partir dos relatórios de Acompanhamento das Usinas Termoelétricas Autorizadas, das Usinas Hidroelétricas com Outorga e das Pequenas Centrais Hidroelétricas em Construção fornecidos pela ANEEL. Somente são considerados os empreendimentos para os quais não existem impedimentos para entrada em operação, tais como, inviabilidade ambiental do empreendimento, liminar judicial, fornecimento de equipamentos e combustível (no caso das térmicas), etc.

Em dezembro de 2001, a potência instalada do SIN totalizava 69.158 MW, conforme Quadro 6. Deste montante, 88% é proveniente das usinas hidroelétricas, estando incluídos 6.300 MW relativos à participação do Brasil na UHE Itaipu, aproveitamento binacional construído com o Paraguai.

Cabe ressaltar que a participação térmica, que ao final de 2001 estava em 8,3%, passa a 11,4% em 2002 e a 13,0% em 2003. Esse aumento se deve principalmente à entrada em operação das usinas constantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT.

Quadro 6 – Evolução da Potência Instalada em MW

REGIÃO	TIPO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
SUDESTE	Hidráulica	30.468	32.094	32.836	33.342	33.406	33.406
+	Térmica	2.705	4.199	5.750	5.750	5.750	5.750
C.OESTE	Nuclear	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966
	Total	35.139	38.259	40.552	41.057	41.122	41.122
SUL	Hidráulica	9.862	11.002	11.122	11.822	12.052	13.392
	Térmica	2.105	2.745	2.745	2.745	2.745	2.745
	Total	11.967	13.747	13.867	14.567	14.797	16.137
NORDESTE	Hidráulica	10.134	10.284	10.584	10.584	10.584	10.584
	Térmica	320	739	739	739	739	739
	Total	10.454	11.023	11.323	11.323	11.323	11.323
NORTE	Hidráulica	4.281	4.281	5.406	6.531	7.656	8.406
	Térmica	0	0	0	0	0	0
	Total	4.281	4.281	5.406	6.531	7.656	8.406
BRASIL	Hidráulica	54.744	57.661	59.948	62.279	63.697	65.787
	Térmica	5.130	7.683	9.234	9.234	9.234	9.234
	Nuclear	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966
	Total	61.840	67.310	71.148	73.479	74.897	76.987
ITAIPU/BRASIL	(50% Total)	6.300	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000
BRASIL	Rec. Próprio	68.140	73.610	77.448	80.479	81.897	83.987
Argentina.	Importação	1.018	2.018	2.018	2.018	2.018	2.018
BRASIL	Total	69.158	75.628	79.466	82.497	83.915	86.005

3.3 Usinas em Operação e Definição da Configuração Futura do SIN

Para fins de elaboração dos estudos do Planejamento Anual da Operação Energética, considera-se todo o parque hidrotérmico existente, inclusive interligações internacionais já em operação. A expansão da configuração é definida conforme os critérios resumidos no item 3.3.1. Estes critérios estão em consonância com a Resolução GCE N° 109.

A relação das usinas em operação no SIN está apresentada nos Anexos I e II, sendo o primeiro anexo referente às usinas despachadas centralizadamente e o segundo às não despachadas centralizadamente. Ainda nestes anexos, pode-se identificar a empresa proprietária e o tipo da usina, além da potência efetiva. No Anexo III, encontra-se o cronograma de expansão do parque gerador considerado referente ao período 2002-2006.

Para complementar as informações referentes aos aproveitamentos que compõem a configuração utilizada no Planejamento Anual da Operação Energética, foram elaborados os Anexos IV, V, VI, VII e VIII que apresentam as principais características das Usinas Hidroelétricas, dos Reservatórios, das Usinas Térmicas, Índices estatísticos de confiabilidade e Manutenção programada para 2002, respectivamente.

3.3.1 Definição da Configuração Futura do Parque Gerador

Para estudos de definição da Configuração Futura do SIN no período 2002/2006, consideram-se todas as usinas hidroelétricas com outorga de concessão e que não apresentem impedimentos para entrada em operação, que atendam aos seguintes requisitos:

- I - ter assinado Contrato de Concessão junto à ANEEL;
- II - ter Licença Ambiental de Instalação em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e
- III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL.

Com relação aos projetos de importação de energia, são consideradas para os anos 2002 e 2003 aqueles projetos que atendam aos seguintes requisitos:

- I - ter Ato de Autorização pela ANEEL;
- II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e
- III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL.

Com relação às usinas termoeletricas, são consideradas para os anos 2002 e 2003 aqueles projetos que atendam aos seguintes requisitos:

- I - ter Ato de Autorização pela ANEEL;
- II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável;
- III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL; e
- IV - ter firmado contrato de fornecimento de combustível, quando couber.

A determinação da oferta termoeletrica para o período compreendido entre o 3º e o 5º ano do horizonte (2004-2006) é feita utilizando blocos térmicos padronizados a gás natural em ciclo combinado, com o objetivo de igualar o valor médio anual do Custo Marginal da Operação (CMO) ao Valor Normativo Competitivo (VN), correspondente ao preço de longo prazo, a partir do 3º ano de estudo. Este ajuste é feito de maneira iterativa, a partir de simulações com o Modelo NEWAVE, sob o enfoque estrutural.

Nos estudos realizados, resultou que não foi necessária a agregação de blocos térmicos do 3º ao 5º ano, já que o CMO é menor do que o VN (vide Quadro 5).

O Quadro 7 a seguir apresenta um resumo da expansão da oferta, levando-se em conta apenas as obras previstas e consideradas na expansão dentro do horizonte do estudo.

Quadro 7 - Evolução da Expansão da Oferta (MW)

		Hidro	Termo	Import.	Total
2002	1º Quad	582	1019	500	2100
	2º Quad	1526	687	0	2213
	3º Quad	809	847	500	2156
Total 2002		2917	2552	1000	6469
2003	1º Quad	1329	658	0	1987
	2º Quad	150	332	0	482
	3º Quad	807	563	0	1370
Total 2003		2287	1552	0	3838
2004	1º Quad	1232	0	0	1232
	2º Quad	1244	0	0	1244
	3º Quad	556	0	0	556
Total 2004		3031	0	0	3031
2005	1º Quad	439	0	0	439
	2º Quad	375	0	0	375
	3º Quad	605	0	0	605
Total 2005		1419	0	0	1419
2006	1º Quad	898	0	0	898
	2º Quad	1192	0	0	1192
	3º Quad	0	0	0	0
Total 2006		2090	0	0	2090
Total Período		11743	4104	1000	16847

3.3.2 Entrada em operação de novos aproveitamentos

Novas unidades geradoras serão consideradas em operação, para efeito de simulação, no início do mês subsequente à sua interligação com o SIN, exceção feita àquelas que começarem a operar no primeiro dia do mês. O mesmo critério se aplica a obras de expansão da capacidade de transmissão entre subsistemas, bem como a enchimentos de volume morto de novos reservatórios.

3.4 Evolução da Carga Própria

O estabelecimento, de forma isolada, dos efeitos do racionamento sobre o comportamento da carga em 2001 é uma tarefa bastante difícil, face a todas as dificuldades por que passou a economia neste último ano.

A forte aceleração experimentada pelos segmentos comercial e industrial nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste durante os três primeiros meses de 2001 determinou, para esses subsistemas, uma taxa de crescimento na carga própria de energia acumulada no trimestre cerca de 6% superior ao mesmo período do ano anterior. Após esse período, alguns fatores como a alta da taxa de juros, a desvalorização cambial, a crise na Argentina e as dificuldades para exportar face à desaceleração das economias dos EUA e do Japão contribuíram para inibir o consumo, além das repercussões com respeito à crise de energia que estava por vir. No mês de junho de 2001, com o início do racionamento nas

regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste e depois no Norte, o consumo de energia elétrica teve uma redução drástica que se manteve ao longo de todo o ano. Em relação ao ano anterior, a carga própria de energia apresentou reduções de 10,7%, 9,6% e 9,5%, respectivamente, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O subsistema Sul, que embora não tenha sido incluído no racionamento, porém fortemente impactado pelo comportamento do Sudeste/Centro-Oeste, apresentou um crescimento de apenas 0,6% na evolução da sua carga própria de energia ao longo de 2001.

As projeções para o ano de 2002, considerando o fim do racionamento ocorrendo no primeiro trimestre, indicam um crescimento de 10,3% para o Sistema Interligado Nacional, em relação ao ano de 2001. Essas projeções consideram o valor previsto para o Programa Mensal de Operação para o mês de janeiro e os valores previstos no Cenário de Referência do CTEM/CCPE para o período de fevereiro a dezembro. Ressalta-se que os valores previstos de carga própria incorporam os reflexos decorrentes dos efeitos da substituição e racionalização do uso de energia.

O comportamento da carga para o ano de 2002 nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte fará com que a carga se assemelhe aos níveis do ano 2000. Para o sistema Sul, é previsto que o crescimento da carga fique em torno de 6%.

Em relação à carga de demanda, as previsões elaboradas pelo ONS levaram em consideração as mesmas premissas utilizadas para as previsões de energia.

É importante registrar que face às incertezas relativas ao comportamento da carga de energia e demanda, em função do racionamento ocorrido, na revisão da previsão que ocorrerá em abril será possível aferir com maior precisão o comportamento da carga para o restante do ano.

O Anexo XIII contém os valores de carga própria de energia e demanda no período 2002/2006, que foram utilizados nos estudos de avaliação das condições de atendimento. Observe-se que, conforme disposto na Resolução GCE Nº 109, a carga utilizada para fins de avaliação das condições de atendimento no mês de fevereiro de 2002 considera o racionamento nas regiões SE/CO e NE. A carga plena é utilizada somente para fins de determinação do preço do mercado de curto prazo, não sendo, portanto, objeto de análise neste relatório.

3.5 Disponibilidade de Geração Térmica

Conforme metodologia adotada na representação a subsistemas equivalentes, as usinas termoelétricas são representadas através de classes térmicas de mesmo custo de operação e com características operativas semelhantes. Os custos considerados no Planejamento Anual da Operação Energética para 2002 estão discriminados no Anexo IX.

Ressalte-se, também, que os custos apresentados no Anexo IX para as usinas que têm direito a reembolso pela CCC referem-se à operação das unidades térmicas a plena carga, o que representa uma situação de menor

consumo específico. Para as demais usinas, o custo de operação é aquele declarado pelo Agente.

3.5.1 Geração Térmica Emergencial

Com a meta de viabilizar o aumento de geração de energia em curto prazo, a GCE lançou o Programa Emergencial de Contratação de Energia. Foi adotada uma filosofia de seguro, com pagamento firme por capacidade, com cobertura de custos variáveis de operação somente quando houvesse geração efetiva comandada pelo ONS.

A operação das térmicas emergenciais será feita, conforme estabelecido pela GCE, por ordem de mérito, compondo os recursos térmicos do SIN. Assim, os recursos de energia emergencial disponíveis foram informados ao modelo de simulação utilizado nas análises energéticas do presente Planejamento Anual da Operação Energética.

De acordo com os critérios de atualização e expansão do parque gerador, referidos no item 3.3.1, somente a planta GIASA, de 25 MW de potência instalada e localizada na Paraíba, foi considerada, até o momento da elaboração deste documento, como recurso emergencial com geração já autorizada pela ANEEL.

3.6 Disponibilidade de Itaipu

Para fins de simulação da operação energética de médio prazo, não são consideradas as quotas-parte do rateio da produção de Itaipu, garantidas contratualmente.

Atualmente, em função de limitações na capacidade de representação do modelo NEWAVE, a UHE ITAIPU é considerada como uma usina a fio d'água integralmente pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Seu consumo interno e o suprimento à ANDE em 50 Hz são adicionados à carga própria do subsistema SE/CO.

As disponibilidades de potência e energia da UHE ITAIPU BINACIONAL para o Brasil e Paraguai são determinadas através do Plano Anual dos Suprimentos de Energia Elétrica de Itaipu para as Entidades Contratantes. Este documento, elaborado com periodicidade anual, tem por objetivo estabelecer as diretrizes para o planejamento energético do sistema ITAIPU - ANDE - ELETROBRÁS para o ano subsequente ao da sua elaboração. Nele, são indicadas as disponibilidades de potência da UHE Itaipu e os montantes de energia associados às potências contratadas.

Os suprimentos de demanda da UHE Itaipu para o sistema brasileiro em 2002 são apresentados no Quadro 8 a seguir. O suprimento de energia para o Brasil em base anual é de 8013 MWmed.

Quadro 8 - Disponibilidades da UHE Itaipu para o Brasil em 2002 em MW

JAN	10044	ABR	10059	JUL	10106	OUT	10056
FEV	10029	MAI	10173	AGO	10093	NOV	10069
MAR	10026	JUN	10132	SET	10071	DEZ	10029

O Anexo X contém o detalhamento das disponibilidades de potência e de energia da UHE Itaipu para o Brasil no ano 2002, descontando-se as parcelas de fornecimento à ANDE, de consumo próprio e de manutenções programadas (duas unidades geradoras por mês).

3.7 Limites de Intercâmbio Regionais

O Anexo XII apresenta os limites mensais de intercâmbio entre subsistemas, recomendados em consonância com o Relatório ONS-DPP-258/2001 (Planejamento Anual da Operação Elétrica do SIN – Período Jan/2002 a Abril/2003) e com o Relatório ONS – 2.1 – 011/2001 (Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2002 a 2004). Estes limites foram calculados em função de informações mais recentes sobre as obras de transmissão constantes no Anexo XI, empregando o critério de contingência simples, sendo consideradas as restrições elétricas existentes na rede básica de transmissão do SIN, que limitam na prática os intercâmbios de energia entre regiões, ou seja, entre submercados.

Estes limites foram efetivamente utilizados como premissa operacional. Para alcançar aderência do modelo NEWAVE à realidade, são necessárias algumas considerações adicionais apresentadas nos itens subseqüentes.

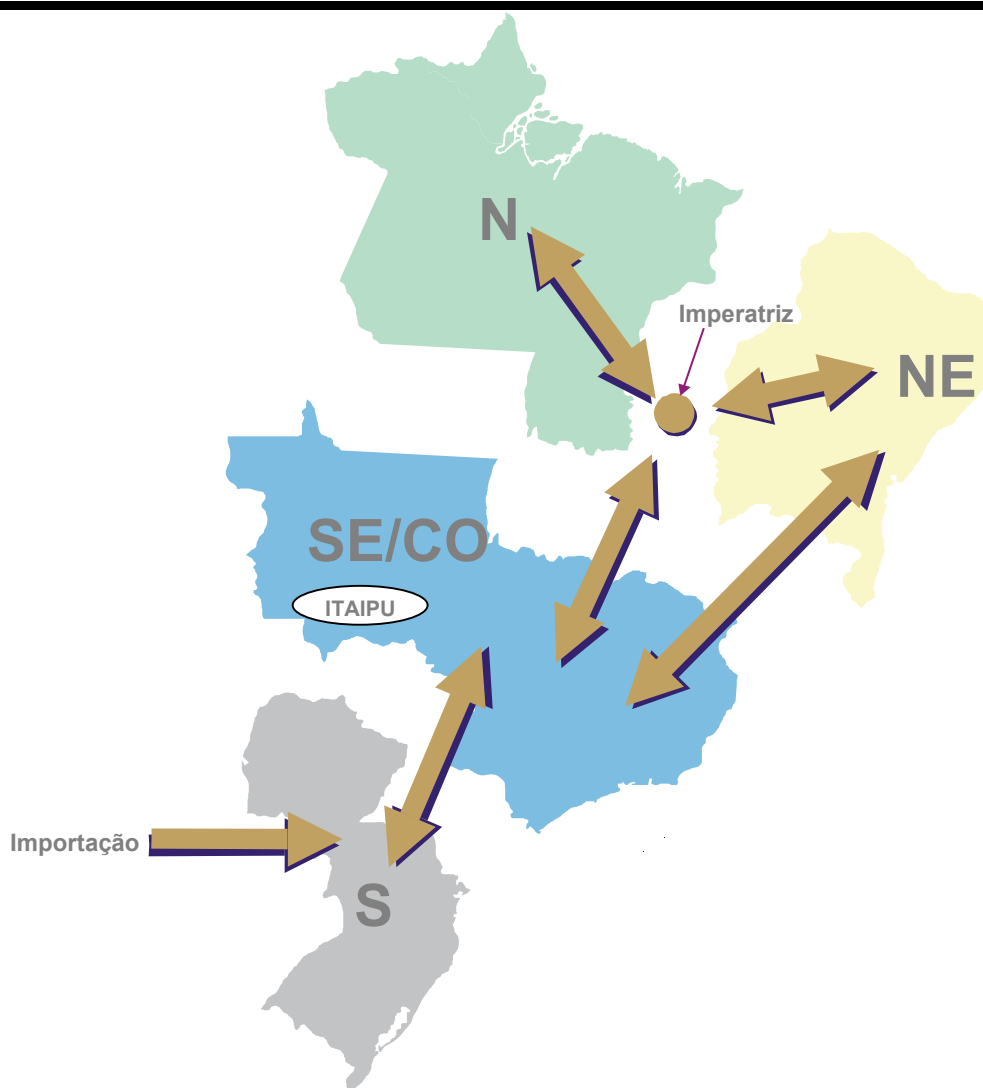
Tal procedimento, efetivamente, resulta em limites utilizados no NEWAVE numericamente distintos daqueles citados acima. Os valores efetivamente utilizados no NEWAVE também são apresentados no Anexo XII.

Além disso, por já estarem validadas na versão 9.2 do modelo NEWAVE, as seguintes representações foram adotadas:

- (i) Patamares de intercâmbio com variação anual; e
- (ii) Representação direta da interligação Sudeste-Nordeste.

A Figura 2, a seguir, apresenta um diagrama esquemático mostrando a forma como estão sendo considerados, para fins de simulação energética a subsistemas equivalentes, os intercâmbios entre subsistemas no SIN.

Figura 2 - Principais interligações

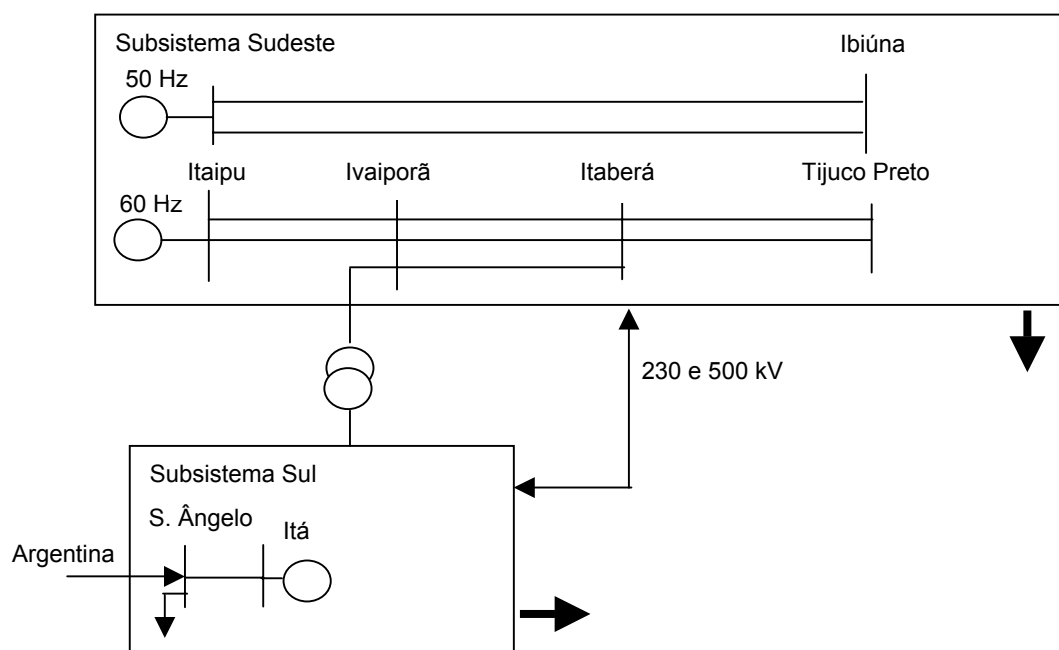


3.7.1 Intercâmbio Sul-Sudeste

A usina de Itaipu está considerada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste por duas razões principais. Primeiro, por estar eletricamente ligada a este subsistema e, em segundo lugar, devido à construção do sistema equivalente, uma vez que ela valoriza todo o volume armazenado nos reservatórios a montante da bacia do rio Paraná, afetando assim o dimensionamento do reservatório equivalente do Sudeste/Centro-Oeste.

A Figura 3, a seguir, apresenta os principais elementos físicos da interligação Sul/Sudeste, evidenciando que o fornecimento do Sul para o Sudeste/Centro-Oeste e a geração em 60 Hz de Itaipu competem pelo mesmo sistema de transmissão. Conseqüentemente, para uma modelagem adequada, é necessário abater dos limites elétricos de recebimento do Sudeste/Centro-Oeste uma estimativa para essa geração.

Figura 3 - Elementos Físicos da Interligação Sul/Sudeste



Para a definição do limite, inicialmente determina-se a folga para recebimento do Sul no tronco de 750 kV (Ivaiporã - Itaberá - Tijuco Preto), dada pela comparação entre a capacidade de recebimento do Sudeste/Centro-Oeste e a geração considerada para Itaipu 60 Hz. O limite de intercâmbio Sul-Sudeste é então obtido pela comparação desta folga com a capacidade de fornecimento do subsistema Sul.

Nesse estudo, adotou-se um valor típico de 10.000 MWmed para a geração total de Itaipu, correspondente à média de sua produção no período 1995-2000, distribuída da seguinte forma:

Quadro 9 - Geração Típica de Itaipu

PATAMAR	Geração de Itaipu (MWmed)		
	50 Hz	60 Hz	Total
Pesada	5.800	5.700	11.500
Intermediária	5.720	4.848	10.568
Leve	5.220	3.780	9.000
Média	5.539	4.532	10.071

3.7.2 Intercâmbio Sudeste-Sul

O intercâmbio do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o subsistema Sul contempla as limitações dos transformadores de Ivaiporã, das linhas de transmissão de 500 kV e dos circuitos de 230 kV no norte do Paraná.

3.7.3 Fluxo na Interligação Norte-Sul

Os estudos elétricos indicam que, até a ampliação da Interligação Norte-Sul, prevista neste estudo para Abril de 2003, seu fluxo não apenas condiciona os limites de intercâmbio entre Norte e Nordeste, como afeta a capacidade de recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste, ao impor limites à importação proveniente do subsistema Sul.

De um modo geral, tanto os limites elétricos entre Sul e Sudeste como entre Norte e Nordeste se reduzem à medida que aumenta o fluxo para o Sudeste/Centro-Oeste na linha Norte-Sul. Adotou-se como limite para este fluxo o valor acima do qual há uma redução acentuada na capacidade de transmissão do Sul para o Sudeste/Centro-Oeste (“ponto de quebra”), derivando-se dele os limites elétricos entre S-SE e N-NE.

3.7.4 Influência da UHE Lajeado na interligação Sudeste/Imperatriz

O aproveitamento de Lajeado é considerado como pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, devido a sua localização geográfica, sua geração compete com o intercâmbio Imperatriz/Sudeste pelo mesmo sistema de transmissão. Assim, para uma modelagem adequada, uma estimativa da geração de Lajeado deve ser abatida dos limites Imperatriz/Sudeste.

Nesse estudo, adotou-se os valores típicos listados no Quadro 10 a seguir, correspondentes à energia assegurada da UHE Lajeado.

Quadro 10 - Valores Típicos de Geração adotados para UHE Lajeado

Período	Nº de máquinas em operação	Produção (em todos os patamares de carga)
Jan / 2002	2	286 MW médios
Fev a Jul / 2002	3	430 MW médios
Ago / 2002 em diante	4 em diante	510 MW médios

3.8 Afluências

Foi utilizado o histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931 a 1998.

Para simulação de diferentes cenários hidrológicos, foram utilizadas 2000 séries sintéticas de energias afluentes médias mensais, geradas pelo modelo GEVAZP (acoplado ao modelo NEWAVE).

Para utilização do modelo auto-regressivo periódico, foram utilizadas as energias médias mensais afluentes aos subsistemas equivalentes, Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste, verificadas no período agosto de 2001 a janeiro de 2002.

3.9 Custo de Déficit

Para representação do Custo de Déficit, foi considerada nas simulações, conforme Resolução GCE N° 109, de 24 de janeiro de 2002, uma curva de corte de carga em quatro patamares para todos os subsistemas, valorada em R\$/MWh, conforme Quadro 11 a seguir:

Quadro 11 - Função Custo do Déficit

PATAMARES (% de redução de carga)	VALORES (R\$/MWh)
0 a 5%	553
5% a 10%	1.193
10% a 20%	2.493
superior a 20%	2.833

3.10 Taxa de desconto

A taxa de desconto considerada nos estudos foi de 10% a.a., consoante ofício SRG / ANEEL N° 02/2001, de 15/01/2001.

3.11 Ordem máxima do modelo estocástico

Por orientação da ANEEL (Resolução N° 202, de 06/06/2001), a ordem máxima do modelo estocástico deve ser igual a 6 (PAR(p), p=6).

3.12 Níveis de armazenamentos iniciais

Foram utilizados os níveis de armazenamento dos reservatórios individuais projetados para 31/01/2002. Os níveis correspondentes de energia armazenada por região são apresentados no Quadro 12 a seguir.

Quadro 12 - Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	31/01/2002
Sul	88,4% EA _{MAX}
Sudeste/Centro-Oeste	47,7% EA _{MAX}
Norte	76,3% EA _{MAX}
Nordeste	40,0% EA _{MAX}
Tucuruí	100,0% EA _{MAX}

3.13 Projetos de Importação de Energia

Na elaboração deste trabalho, foram considerados os projetos de importação de energia, conforme item 3.3.1, apresentados no Quadro 13:

Quadro 13 - Projetos de Importação de Energia

Projeto	Região de Interconexão	Potência (MW)	Data	Agente
Argentina II – 1/2	Sul	500	01/04/02	CIEN
Argentina II – 2/2	Sul	500	01/09/02	CIEN

3.14 Volumes de Espera

Foram simulados três cenários hidrológicos para a alocação de volumes de espera, resultantes dos estudos para as bacias situadas nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste: cenários El Niño, Normal e La Niña, para o primeiro ano do estudo e um cenário independente para o restante do período, além da simulação considerando a opção de não alocar volumes de espera durante todo o horizonte de estudo. O cenário hidrológico El Niño se caracteriza por uma anomalia positiva das afluições em relação à média histórica nas bacias dos rios Iguazu e Jacuí, na região Sul, e numa escala menor na bacia do rio Paraná até a UHE Jupiá, na região Sudeste. Por sua vez, um Cenário La Niña caracteriza-se por uma anomalia negativa das afluições nestas mesmas bacias. Já um Cenário Normal caracteriza-se também por uma anomalia negativa, só que menos significativa, nas afluições das bacias acima mencionadas.

A partir desse estudo, observou-se uma influência insignificante dos diferentes cenários de volume de espera, em relação à alternativa de não alocação de volumes de espera, nas variáveis analisadas. Optou-se então pela consideração dos valores apresentados no Anexo XVI para a elaboração deste documento, seguindo as alternativas de tempo de retorno sugeridas pelos Agentes de Geração. Os valores apresentados compreendem o período de fevereiro de 2002 a dezembro de 2006, sendo que para o primeiro ano hidrológico o cenário considerado foi o Normal e para os últimos quatro anos foi considerado um cenário independente (que apresenta os mesmo valores para todos os anos), sendo esses valores obtidos no Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2001/ 2002 (ONS RE 3/040/02).

3.15 Restrições Operativas Hidráulicas

A base destas informações, contidas no Anexo XVII, é o relatório “Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos” – ONS RE 3/092/2001, emitido em agosto/2001, que consolida as informações originadas de levantamentos de campo realizados no passado e atualizadas ao longo do tempo, assim como as restrições constantes de instrumentos legais, como as da bacia do rio Paraíba do Sul (Portaria Nº 22 do DNAEE).

A partir do PMO de fevereiro/2002, conforme Resolução GCE Nº 109, de 24 de janeiro de 2002, as restrições de armazenamento mínimo não foram mais consideradas.

3.16 Modelos

Foram realizadas simulações a sistema equivalente empregando o modelo NEWAVE nas versões 9.2 e 9.6, bem como todos os módulos periféricos deste modelo (GEVAZP, NEWDESP, NWLISTOP) consistentes com as mesmas versões do modelo.

4 ESTUDOS ENERGÉTICOS

4.1 Introdução

Os estudos de avaliação energética têm por objetivo analisar as condições de atendimento à carga no SIN e em seus subsistemas ao longo do horizonte de planejamento (5 anos, compreendendo os anos de 2002 até 2006), com ênfase maior em 2002 e 2003. Tais estudos compreendem análises das condições de atendimento energético, estimativas da evolução dos custos marginais de operação e intercâmbios de energia entre subsistemas, além de estimativas de geração térmica e análises de sensibilidade ao mercado e à expansão da oferta.

Devido à característica predominantemente hidroelétrica do SIN, altamente dependente das afluições, os estudos utilizam tanto as informações dos registros históricos de vazões nos locais de aproveitamentos, como séries sintéticas de energias afluentes. Estas energias afluentes sintéticas, geradas com base nas principais características do histórico, procuram preservar as principais estatísticas (média, desvio padrão, etc.), bem como suas correlações espaciais e temporais.

Vale ressaltar que as avaliações podem ser divididas em conjunturais e estruturais, podendo utilizar tanto séries históricas como também séries sintéticas de energias afluentes. Nas avaliações conjunturais, seus resultados sofrem influência sensível tanto dos níveis iniciais de armazenamento considerados, como das afluições verificadas nos meses imediatamente precedentes. Nas avaliações estruturais, a influência dos níveis iniciais é eliminada pela consideração de um período de simulação estática de 10 anos, anterior ao período de estudo 2002 a 2006.

O cronograma de expansão considerado nesta avaliação energética constitui-se somente das etapas das obras que não apresentem impedimentos para entrada em operação. Este cronograma de obras pode ser encontrado nos relatórios de Fiscalização de Geração disponível no *site* da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Com relação aos projetos futuros de importação de energia já autorizados pela ANEEL, apenas Argentina II foi considerada. A motorização adicional de Itaipu foi mantida na configuração, segundo os dados encaminhados pelo Agente (unidades 19 e 20).

Os resultados positivos apresentados devem-se basicamente à condição dos níveis de partida (volumes iniciais dos reservatórios considerados), bem como o início de um período hidrológico favorável. Deve-se levar em consideração que dos recursos energéticos previstos no programa das UTE's Emergenciais apenas a UTE Giasa (25 MW) foi considerada nas análises, em consonância com o disposto no parágrafo 4º, Art. 3º da Resolução GCE Nº 109.

Conseqüentemente, os recursos adicionais (NE= 1.529,10 MW e SE= 599,10 MW) oriundos do Programa Emergencial, que não foram considerados nesta avaliação, poderão vir a contribuir na melhoria dos indicadores de confiabilidade de atendimento energético do SIN (vide item 4.9).

Ao encontro desta melhoria, acrescenta-se a adoção de curvas bianuais de aversão ao risco, referidas no parágrafo 8º, artigo 7º da mesma resolução (vide Anexo XVIII). Esta adoção implicará em geração térmica adicional àquela definida pelos modelos de simulação energética, sempre que o armazenamento do SIN estiver em patamar inferior ao da curva de aversão.

4.2 Análise das Condições de Atendimento

As probabilidades de déficits no SIN foram avaliadas por meio de simulações a subsistemas equivalentes no horizonte de fevereiro/2002 a dezembro/2006, empregando tanto o histórico de aflúncias como um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

Para efeito desta avaliação energética, considerou-se o racionamento na carga própria somente até fevereiro de 2002. No restante do período de estudo, a carga correspondeu à chamada carga plena, encaminhada pelo Comitê Técnico para Estudos do Mercado – CTEM/CCPE para este planejamento anual (vide item 3.4 deste relatório e Anexo XIII).

O modelo NEWAVE tem como função objetivo determinar, para cada etapa do período de planejamento, as metas de geração para cada subsistema equivalente, de modo que atendam à demanda, minimizando o valor esperado do custo de operação no horizonte de estudo. Este custo é composto pelo custo de geração térmica (custo variável de combustível) e pelo custo devido ao corte de carga ou custo de déficit.

Teoricamente, o custo do déficit tem caráter social e deveria representar o custo real para a sociedade devido a um corte de fornecimento de energia. A determinação do custo do déficit vem, desde 1985, envolvendo técnicos das áreas de planejamento através de grupos de estudos do GCPS-Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos e, posteriormente, pela Comissão para Estudos do Custo do Déficit de Energia Elétrica (CDEF), no desenvolvimento de metodologias que possibilitem calcular o valor que melhor represente o custo real.

A metodologia, aceita e implementada no SIN, considera a perda marginal do PIB, quantificada pelos custos marginais setoriais devida a uma restrição de suprimento de energia elétrica em cada segmento da economia. Com a obtenção dos custos marginais setoriais, aplica-se uma redução percentual para todos os setores racionados, proporcional à sua participação no mercado de energia elétrica, limitada a um percentual pré-definido, obtendo-se assim uma curva em quatro patamares definida pela média do custo marginal dos setores racionados e agrupados no mesmo patamar.

A curva em quatro patamares vem ao encontro a uma operação do SIN de forma mais otimizada, pois refletirá a perda na economia devido ao corte, diferenciado por custo (vide Quadro 11). Em termos práticos, pela simulação do modelo NEWAVE, os custos marginais de operação obtidos refletiriam melhor os custos reais, formando então preços coerentes no mercado de curto prazo.

Adicionalmente, a adoção da curva de custo do déficit em patamares vem ao encontro de uma racionalização do corte de carga, pela utilização do racionamento preventivo, ferramenta de operação disponibilizada pelo modelo NEWAVE. A utilização de uma curva de custo do déficit em patamares conjugada a uma política de operação com racionamentos preventivos conduz a cortes de carga mais freqüentes, porém com profundidades menores. Por estes motivos, os riscos de déficit apresentados poderão estar ligeiramente superiores àqueles calculados em estudos anteriores com somente um valor de custo de déficit. A análise com séries sintéticas é apresentada no Quadro 14. A análise com séries históricas indica resultados similares e está resumida nos Quadros 15 a 19, que apresentam para cada subsistema, no período 2002-2006, os seguintes itens:

- Maior déficit anual para o histórico analisado e a série correspondente;
- Déficit médio, considerando-se apenas as séries em que ocorreram;
- Déficit médio, considerando-se todo o histórico;
- Número de séries com déficits e seu percentual em relação às 67 séries simuladas.

4.2.1 Análise com Séries Sintéticas

A análise conjuntural com séries sintéticas para 2002 apresenta riscos de 1,0% para os subsistemas Sul e Norte e 0,4% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Para o ano de 2003, a análise com séries sintéticas mostra riscos de 8,2% e 2,2% para os subsistemas Norte e Nordeste respectivamente, para qualquer profundidade de déficit.

Para o triênio 2004/2006, as condições de atendimento energético indicam riscos de déficits aceitáveis em todas as regiões, chegando ao final do período de planejamento com o maior risco sendo o do Nordeste, em torno de 5,2%, pouco acima do limite de 5% aceitável para o SIN. Isto vem caracterizar a necessidade de se estudar a questão do atendimento estrutural a esta região. Possivelmente, a solução passará pela utilização de grandes troncos de transmissão, aumentando assim a capacidade de recebimento da região Nordeste, ou de térmicas locais, uma vez que os recursos hidráulicos competitivos estão praticamente esgotados.

A análise de riscos de déficit com séries sintéticas para profundidades superiores a 5% e 10% da carga mostra para 2002 valores ainda mais baixos, próximos de zero em todas as regiões.

Para os demais anos, a probabilidade do déficit médio anual ser maior do que 5% ou 10% da carga continua próxima de zero, com exceção do Nordeste, que apresenta um risco de 1,2% em 2006 para déficit médio anual superior a 5% da carga média anual.

Quadro 14 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%)

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	1,0	0,9	0,5	0,9	1,5
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,4	1,0	0,6	0,9	1,6
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	1,0	8,2	1,1	1,5	3,7
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,4	2,2	4,2	4,4	5,2
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,2	0,4	0,6	1,2
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4

No Quadro 14, as probabilidades de déficit maiores que 5% e 10% da carga significam probabilidades de haver no ano séries com déficit anual maior que 5% ou 10% da carga média anual, respectivamente.

4.2.2 Análise com Séries Históricas

A análise conjuntural com o histórico de afluências indica que, na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões, nenhum subsistema apresentaria déficit em 2002.

O maior déficit apresentado, em relação à carga, foi obtido com a série de 1955 do histórico de vazões para o Nordeste, representando 5,7% em 2004, 2,2% em 2005 e 6,9% em 2006. Este déficit, em termos absolutos, representa valores de 370 MWmed, 147 MWmed e 505 MWmed, respectivamente. Para a região Norte, os percentuais obtidos são de 1,6%; 0,1%; 0,4% e 0,9% para os anos de 2003, 2004, 2005 e 2006, respectivamente.

Para os sistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, verificou-se déficit apenas no ano de 2006, com valor de 1,3% e 1,9% da carga, respectivamente com as séries de 1956 e 1955.

Outros resultados podem ser observados, conforme apresentados nos Quadros 15 a 19 a seguir.

Quadro 15 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2002

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	-	-
Série de Maior Déficit	-	-	-	-
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	-	-
Média dos Déficits (Séries c/Déficit)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-
Média dos Déficits (Série Histórica)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-

Quadro 16 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2003

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	Sem Déficit	Sem Déficit	44	21
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	1,6%	0,3%
Série de Maior Déficit	-	-	1951	1955
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	5	1
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	7,5%	1,5%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit)	-	-	17	21
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,6%	0,3%
Média dos Déficits (Série Histórica)	-	-	1	0
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,0%	0,0%

Quadro 17 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2004

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	Sem Déficit	Sem Déficit	2	370
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0,1%	5,7%
Série de Maior Déficit	-	-	1955	1955
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	1	4
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	1,5%	6,0%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit)	-	-	2	114
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,1%	1,7%
Média dos Déficits (Série Histórica)	-	-	0	6
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,0%	0,1%

Quadro 18 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2005

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	Sem Déficit	Sem Déficit	13	147
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0,4%	2,2%
Série de Maior Déficit	-	-	1955	1955
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	1	2
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	1,5%	3,0%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit)	-	-	13	97
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,4%	1,4%
Média dos Déficits (Série Histórica)	-	-	0	3
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,0%	0,0%

Quadro 19 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2006

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	113	621	27	505
Maior Déficit Anual (% da Carga)	1,3%	1,9%	0,9%	6,9%
Série de Maior Déficit	1956	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficits	2	2	3	4
Número de Séries com Déficits (%)	2,9%	2,9%	4,5%	6,0%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit)	102	512	21	188
Média dos Déficits (% da Carga)	1,1%	1,6%	0,7%	2,6%
Média dos Déficits (Série Histórica)	3	15	1	11
Média dos Déficits (% da Carga)	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%

4.3 Custos Marginais de Operação

O Custo Marginal de Operação – CMO foi calculado a partir de simulações a subsistemas equivalentes interligados, utilizando 2000 séries sintéticas de energias afluentes, empregando o modelo NEWAVE. As simulações têm início em 01 de fevereiro de 2002 e utilizam uma função de custo de déficit de energia em patamares.

O Quadro 20 apresenta estimativas em base mensal do Custo Marginal de Operação – CMO de cada subsistema, para o ano de 2002.

Os valores apresentados, obtidos através de simulações a subsistemas equivalentes interligados utilizando 2000 séries sintéticas de energias afluentes, são meramente indicativos.

Observam-se valores relativamente baixos ao longo de 2002, basicamente como reflexo do racionamento em 2001, e suas conseqüências nas novas projeções de carga própria para 2002, bem como na recuperação dos volumes iniciais de reservatórios, aliada a um período hidrológico favorável.

Ressalte-se ainda que estes valores foram obtidos a partir de simulação com o Modelo NEWAVE utilizando um custo do déficit de energia em quatro patamares.

Quadro 20 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 - Conjuntural

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	-	10,90	10,60	10,60	10,90	10,90	11,20	11,10	12,10	15,50	17,20	16,30
Sul	-	10,60	10,30	10,30	10,10	10,20	14,20	10,10	9,50	9,90	11,20	14,00
Nordeste	-	4,30	4,00	3,70	3,10	2,90	4,30	4,70	6,00	9,70	9,60	9,10
Norte	-	4,30	4,00	3,70	3,0	1,10	3,70	4,70	5,70	8,40	14,40	20,40

Os custos marginais médios apresentados neste Quadro 20 são obtidos como a média aritmética de 2000 valores em cada mês, cada um deles correspondendo a uma trajetória possível, ou seja, a uma série sintética de energia afluyente. Dado que, neste caso, o CMO médio não foi calculado considerando um período estático inicial, os valores aqui apresentados foram fortemente afetados por uma condição hidrológica favorável bem como pela situação de volume inicial dos reservatórios. A função de distribuição dos custos marginais apresenta um desvio padrão elevado, com grande concentração em torno de valores muito baixos e poucos valores muito elevados, próximos ou iguais ao custo do déficit. Como conseqüência, o valor médio pode não representar adequadamente aqueles que venham a realmente ocorrer em caso de uma situação hidrológica desfavorável em 2002, a exemplo daquela verificada em 2001.

No Quadro 21 abaixo podem ser visualizados os resultados obtidos da simulação energética com 2000 séries sintéticas de energias afluentes e com a consideração de um período estático inicial de 10 anos, chamada análise estrutural, proporcionando assim resultados sem a interferência das condições iniciais de reservatórios e também de vazões do passado mais recente.

Quadro 21 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 - Estrutural

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	-	22,90	32,10	31,70	34,80	32,10	35,70	39,30	38,90	46,50	41,30	11,60
Sul	-	20,10	27,50	23,70	24,70	22,40	24,90	25,70	17,80	11,80	12,10	11,00
Nordeste	-	2,70	6,20	5,20	4,90	8,10	13,50	14,70	20,60	34,00	22,90	8,30
Norte	-	2,10	3,00	1,40	2,30	4,20	10,50	10,50	5,10	6,80	12,40	9,00

O Valor Normativo (VN), informado pela Resolução ANEEL Nº 22 de 1º de fevereiro de 2001, é de 72,35 R\$/MWh para a fonte competitiva. No período de planejamento da operação energética, o VN dá o sinal para inclusão de blocos de geração térmica a gás natural ou para a expansão de grandes troncos de

transmissão que possam suprir mercados deficitários, até que o CMO do subsistema fique igual ou menor ao VN.

A análise dos resultados apresentados no Quadro 22 mostra que os valores obtidos para o CMO anual encontram-se em patamares baixos, dentro dos limites definidos, ou seja, sistematicamente menores que o VN. No final do período de estudo, verifica-se que todas as regiões do SIN têm um valor de CMO próximo do VN. Pode-se concluir, preliminarmente, que estruturalmente o SIN está com sobre-oferta de energia, pelo menos até 2005. Caso todo o programa de oferta de geração hidráulica e térmica considerado neste estudo, bem como a demanda deste cenário de mercado, se mantenham dentro do previsto, acréscimos de capacidade além daqueles já contemplados neste plano provavelmente só se fariam necessários após 2006.

Quadro 22 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	33,00	15,00	13,60	33,40	72,20
Sul	20,80	12,90	11,30	31,30	63,50
Nordeste	11,90	12,40	22,70	35,20	64,20
Norte	5,80	16,10	12,90	27,00	57,10

4.4 Curvas de Permanência de Intercâmbio

O Anexo XIV apresenta uma estimativa de intercâmbios de energia entre subsistemas para o ano 2002. Estes valores representam as frequências relativas dos intercâmbios médios mensais de energia obtidos a partir de simulações com séries históricas de energias afluentes.

Para a macro-região Sul / Sudeste / Centro-Oeste, a estimativa foi de um intercâmbio elevado, acima de 2000 MWmed, no sentido do Sudeste para o Sul nos meses de abril a dezembro em cerca de 26% a 39% das séries simuladas. Entre 42% e 55% dos casos analisados no período de junho a outubro de 2002, o intercâmbio foi no sentido inverso, do Sul para o Sudeste, e de valor também elevado, situando-se acima de 1500 MWmed. De fevereiro a maio, em cerca de 55% a 79% das séries, o fluxo de intercâmbio se encontra entre 500 e 1500 MWmed no sentido Sul para Sudeste.

Para o ano 2002, as simulações realizadas indicaram o subsistema Norte exportador durante praticamente todo o ano. Em termos de intercâmbio, o Nordeste apareceu como principal mercado consumidor da produção do Norte.

O valor do intercâmbio no sentido Norte – Imperatriz, entre março e setembro de 2002, foi acima de 800 MWmed entre 69% e 85% dos casos analisados e acima de 400 MWmed entre 70% e 100% de fevereiro a setembro de 2002.

No sentido Imperatriz – Sudeste, o intercâmbio foi máximo, 114 MWmed, nos meses de fevereiro e março, respectivamente, em 97% e 91% dos casos

analisados. Cabe ressaltar que o intercâmbio está limitado a este valor devido à representação do modelo, que considera Lajeado no subsistema Sudeste, criando um concorrência de fluxo no sentido Imperatriz – Sudeste. No sentido Sudeste – Imperatriz, o intercâmbio foi maior que 500 MWmed num pequeno percentual das séries. O fluxo é nulo entre 64% e 94% dos casos analisados de abril a dezembro, com exceção do mês de junho.

A região Nordeste foi predominantemente importadora. A análise das simulações mostrou que no sentido Imperatriz – Nordeste o intercâmbio foi acima de 500 MWmed nos meses de fevereiro a outubro, entre 58% e 99% dos casos analisados. No sentido Nordeste-Imperatriz, os fluxos foram acima de 400 MWmed nos meses de novembro e dezembro em 28% e 31% dos casos, respectivamente, período em que pode ocorrer a necessidade de complementação de ponta para a região Norte.

A interligação Sudeste-Nordeste, com data de entrada prevista para 2003, está fora do horizonte de estudo dos gráficos analisados, somente para 2002.

4.5 Curvas de Permanência de Geração Térmica

As curvas de permanência apresentadas nos quadros a seguir fornecem as estimativas de geração térmica para fins de composição das Contas de Consumo de Combustíveis - CCC do SIN para 2002, de acordo com a resolução ANEEL N° 350, de 22 de dezembro de 1999. Devido às exigências da legislação associada, os cálculos relativos às estimativas da CCC para 2002 foram realizados em dezembro de 2001, com base nos dados disponíveis à época.

As curvas foram obtidas a partir de simulações com o modelo NEWAVE, considerando quatro subsistemas interligados e empregando 2000 séries sintéticas. As estimativas de geração térmica indicadas pelo ONS para fins de composição da CCC estão apresentadas nos Quadros 23 e 24 a seguir.

A partir destes resultados, pode-se observar que o despacho térmico na base teria pouca permanência em 2002.

Quadro 23 - Permanência de Geração Térmica para 2002 – (MWmed) - Parte I

	IGARAPÉ	CAMPOS	S.CRUIZ	PIRATININGA B	PIRATININGA A O/G	CARIOBA	CAMAÇARI
0%	107	28	508	218	41	30	90
5%	96	25	426	179	41	22	65
10%	69	17	317	113	27	14	49
15%	56	13	235	73	20	7	19
20%	46	12	207	73	7	5	6,5
25%	45	12	180	60	7	5	0,2
30%	40	10	180	60	0	5	0,2
35%	40	10	180	60	0	5	0,2
40%	40	10	180	60	0	5	0,2
45%	40	10	180	60	0	5	0,2
50%	40	10	180	60	0	5	0,2
55%	40	10	180	60	0	5	0,2
60%	40	10	180	60	0	5	0,2
65%	40	10	180	60	0	5	0,2
70%	40	10	180	60	0	5	0,2
75%	40	10	180	60	0	5	0,2
80%	40	10	180	60	0	5	0,2
85%	40	10	180	60	0	5	0,2
90%	40	10	180	60	0	5	0,2
95%	40	10	180	60	0	5	0,2
100%	40	10	180	60	0	5	0,2
Média	48	12	218	77	7	8	11

Quadro 24 - Permanência de Geração Térmica para 2002 – (MWmed) - Parte II

	P. MÉDICI	J. LACERDA C	J. LACERDA B	J. LACERDA A	CHARQUEADAS	S. JERÔNIMO	FIGUEIRA	ALEGRETE	NUTEPA
0%	339	329	219	154	52	14	13	46	14
5%	322	292	173	122	43	10	10	23	7
10%	287	255	138	98	36	8	7	12	4
15%	252	230	115	82	32	7	6	8	4
20%	235	213	103	74	30	6	6	4	3
25%	206	205	92	66	27	5	5	4	3
30%	187	192	92	66	27	5	5	4	3
35%	178	192	92	63	25	5	5	4	3
40%	165	190	80	58	25	5	5	4	3
45%	147	180	80	58	25	5	5	4	3
50%	147	180	80	58	25	5	5	4	3
55%	147	180	80	58	25	5	5	4	3
60%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
65%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
70%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
75%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
80%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
85%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
90%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
95%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
100%	130	180	80	58	25	5	5	4	3
Média	180	203	98	70	28	6	6	7	4

4.6 Atendimento à Demanda Instantânea

O descompasso entre o crescimento da demanda e a expansão da capacidade de geração e transmissão verificado nos últimos anos levou o SIN, particularmente a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste, a operar com margens reduzidas durante os períodos de ponta de carga. Com o racionamento ocorrido no período 2001/2002, houve uma redução forçada do consumo, que também se verificou durante a ponta do sistema. Com o fim do racionamento, em

28 de fevereiro deste ano, estima-se que a carga ainda permanecerá bem abaixo daquela verificada antes do racionamento, devido a fatores como substituição/racionalização do consumo de energia elétrica.

Neste item, apresenta-se uma análise sucinta sobre as condições de atendimento à ponta instantânea simultânea para as macro-regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, durante o ano de 2002.

Para a elaboração do balanço de ponta instantânea, foram adotadas as seguintes premissas básicas:

- Recebimento da potência contratada da ITAIPU em 2002, para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- Manutenções de usinas hidráulicas e térmicas conforme informado pelos agentes;
- Perdas por deplecionamento nos subsistemas estimadas segundo perfis típicos, com base nos armazenamentos médios da simulação a subsistemas equivalentes interligados com as séries históricas de afluições;
- Requisito de demanda máxima instantânea simultânea por macro-região previsto pelo ONS (Anexo XIII);
- Considerado um acréscimo de 5% na demanda prevista como fator de segurança (“reserva de potência”).

Os resultados do estudo estão apresentados, de forma resumida, no Anexo XV.

Os balanços para as macro-regiões demonstraram que não há risco de não atendimento à ponta do sistema, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada à reserva de potência. A região que apresentou maior dificuldade para atendimento à ponta foi a região Norte, especificamente para os meses de outubro e novembro, correspondentes ao final da estação seca, o que implicou em necessidade de importação de energia da região Nordeste (aproximadamente 70 e 110 MW, para outubro e novembro, respectivamente), sem entretanto acarretar déficit de ponta nesta região. Os intercâmbios entre as macro-regiões S/SE-CO e N/NE não precisaram ser utilizados, constituindo-se em um recurso extra a ser utilizado caso ocorram cargas acima do previsto ou indisponibilidades não programadas.

4.7 Balanço de Energia Assegurada

O Quadro 25 a seguir apresenta o balanço de energia assegurada por subsistema e total do SIN, para a configuração de oferta e demanda definida conforme os critérios estabelecidos no item 3.3 (Resolução CGE N° 109).

O cenário de oferta de energia assegurada levou em consideração, para efeito de balanço, além do sistema existente, o cronograma de expansão hidrotérmica na configuração do PMO de fevereiro de 2002. Não foram consideradas as

manutenções programadas para as usinas térmicas existentes, devido ao seu caráter conjuntural.

O montante total de oferta contempla:

- a energia assegurada das usinas hidráulicas existentes (conforme Contratos Iniciais e Energias Asseguradas após 2002);
- a energia assegurada das usinas hidráulicas em expansão (pró-rata, com a energia contabilizada por máquina, baseada nas energias asseguradas dos Contratos Iniciais e das Energias Asseguradas após 2002);
- a energia das usinas não despachadas centralizadamente;
- a energia das usinas térmicas existentes (Potência x Fator de Capacidade Máximo);
- a energia das usinas térmicas em expansão, conforme cronograma constante dos relatórios de acompanhamento de fiscalização da ANEEL (Potência x Fator de Capacidade Máximo, pró-rata).

Quadro 25 - Balanço de Energia Assegurada (MWmed)**Balanço de Energia - Sudeste/ Centro Oeste**

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	30259	31861	32768	32927	31806
Mercado	27013	28168	29257	30423	32224
Balanco	3246	3693	3511	2504	-418

Balanço de Energia - Sul

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	8684	9511	9546	9581	10231
Mercado	6999	7542	7948	8361	8899
Balanco	1685	1969	1598	1220	1332

Balanço de Energia - Nordeste

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	6063	6697	6697	6697	6675
Mercado	5956	6246	6542	6826	7349
Balanco	107	451	155	-129	-674

Balanço de Energia - Norte

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	3004	3710	4070	4070	4070
Mercado	2581	2692	2810	2914	3127
Balanco	423	1018	1260	1156	943

Balanço de Energia - SIN

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	48010	51780	53081	53275	52782
Mercado	42549	44648	46557	48524	51599
Balanco	5461	7132	6524	4751	1183

O quadro de balanço de energia ilustra para o SIN, em todos os anos, que a oferta de energia assegurada (de contratação) excede o mercado projetado para o período, principalmente no período 2002-2003, onde se concretiza a maioria dos projetos termoeletrônicos. Esta situação de sobra estrutural no período 2002/2006 deverá ser confirmada à medida que se concretize o plano de expansão, em particular o programa de termoeletricidade, bem como também a evolução das projeções de mercado no horizonte, em função dos impactos decorrentes do plano de racionamento.

A situação de falta estrutural de oferta nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste vem configurar a característica eminentemente importadora de energia destas regiões, a partir das regiões Sul e Norte, predominantemente exportadoras de energia, ambas com sobras de energia no balanço em 2006.

4.8 Análise de Sensibilidade ao Mercado

4.8.1 Introdução

A análise de sensibilidade ao mercado tem por objetivo mostrar o impacto nos índices de avaliação energética, tais como riscos de déficit, custo marginal de operação e custo total de operação, ocasionado por um crescimento maior da carga. As premissas para projeção do Cenário de Mercado Alto (denominado de Cenário C pelo CTEM/CCPE), em relação ao Cenário de Referência de Mercado (chamado de Cenário B pelo CTEM/CCPE, e utilizado nas análises de condição de atendimento precedentes), tiveram como base os seguintes pontos principais, definidos pelo CTEM/CCPE, estando seus valores estimados listados no Quadro 26:

- Crise da economia restrita a 2001;
- Racionamento acaba em fev/2002;
- Retorno aos fundamentos positivos da economia em 2002 até 2006.

Quadro 26 - Carga própria de energia 2002/2006 (MWmédios) – cenário “C” – mercado alto

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTO-OESTE ¹						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	21543*	27135	28384	29948	31909	6683*	7597	8084	8536	9152	Jan
Fev	26815	28306	29415	31645	33684	7225	7820	8163	8928	9578	Fev
Mar	27100	28113	29424	31100	33087	7371	7749	8374	8842	9477	Mar
Abr	26644	27956	29418	31077	33078	7163	7550	8186	8646	9273	Abr
Mai	26481	27866	29029	30676	32651	7080	7489	8051	8499	9111	Mai
Jun	26407	27747	28788	30415	32369	7102	7627	8101	8553	9171	Jun
Jul	26701	27397	29059	30711	32712	7161	7484	8061	8510	9123	Jul
Ago	27147	28167	29393	31062	33066	7141	7634	8043	8491	9104	Ago
Set	27439	28257	29614	31301	33328	7137	7438	7977	8423	9034	Set
Out	27386	29331	30224	31918	33956	7166	7666	8020	8468	9080	Out
Nov	27196	28490	29812	31495	33541	7301	7712	8177	8637	9264	Nov
Dez	26814	28297	29441	31075	33023	7563	7821	8195	8654	9276	Dez

SUBSISTEMA NORDESTE						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	4900*	5992	6379	6791	7379	2235*	2774	2921	3070	3319	Jan
Fev	5860	6020	6503	7096	7704	2587	2835	2917	3094	3354	Fev
Mar	5926	6017	6408	6789	7377	2613	2851	2928	3076	3345	Mar
Abr	5912	6041	6534	6886	7482	2615	2819	2921	3075	3355	Abr
Mai	5857	6152	6352	6706	7286	2664	2847	2955	3166	3389	Mai
Jun	5808	6216	6409	6728	7313	2673	2767	2969	3188	3423	Jun
Jul	5878	6102	6364	6660	7238	2693	2736	2960	3166	3410	Jul
Ago	5947	6408	6462	6761	7352	2735	2809	3000	3221	3478	Ago
Set	6112	6464	6687	6991	7603	2757	2857	3035	3250	3519	Set
Out	6264	6411	6756	7057	7676	2764	2987	3017	3245	3521	Out
Nov	6277	6403	6921	7239	7877	2753	3022	3048	3252	3551	Nov
Dez	6285	6348	6738	7036	7651	2750	2959	2989	3240	3538	Dez

1 Não inclui carga da ANDE e de bombeamentos LIGHT e EMAE.

* Os valores para janeiro de 2002 correspondem aos valores verificados.

4.8.2 Cenário de Referência e Cenário de Mercado Alto

Na comparação entre os cenários “B” de referência e cenário “C” de mercado alto, verifica-se um crescimento da carga média anual entre os subsistemas conforme Quadro 27 e Figuras 4 a 7 a seguir:

Quadro 27 – Crescimento Percentual do Mercado – Cenário “C” / Cenário “B”

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
Sul	2,7%	1,2%	2,2%	2,8%	3,6%
Sudeste/Centro-Oeste	-0,2%	-0,3%	0,3%	2,0%	2,5%
Nordeste	0,4%	-0,5%	0,0%	1,0%	2,0%
Norte	3,2%	6,1%	5,8%	8,9%	9,8%

Do Quadro 27 anterior, verifica-se que a região com maior crescimento da carga em relação ao mercado de referência é a Norte, vindo em seguida a região Sul. As regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, devido ao fato de terem sido as regiões mais afetadas pelo racionamento, não têm grandes variações para o cenário “C”, até o ano 2004. Adicionalmente, os índices de crescimento entre cenários, que até indicam percentuais negativos em 2002 e 2003, se justificam pelas reavaliações de mercado, onde se verificou uma redução do consumo via racionamento, em níveis menores que aqueles projetados originalmente para o cenário “B” (que não foi revisto).

Em relação aos altos índices de crescimento verificados na região Norte, são explicados pela consideração de entrada de novas cargas do setor de mineração e alumínio, sabidamente eletrointensivos.

Figura 4 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Sudeste/Centro-Oeste (Mwmédios)

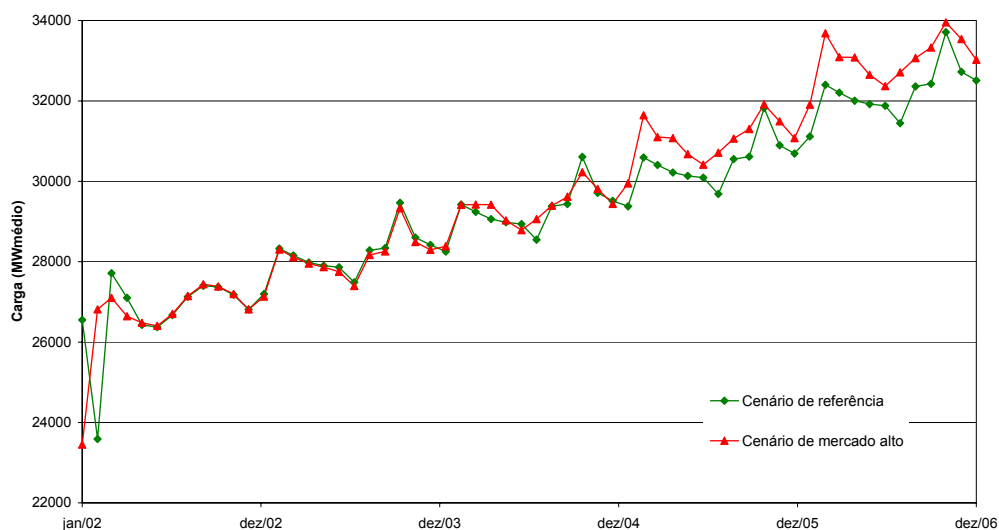


Figura 5 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Sul (MWmédios)

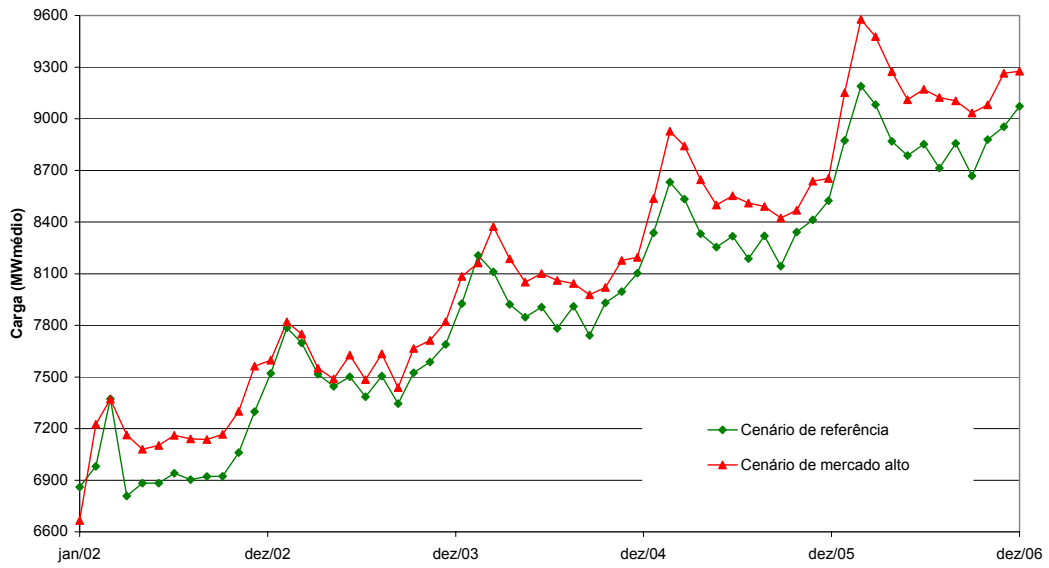


Figura 6 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Nordeste (MWmédios)

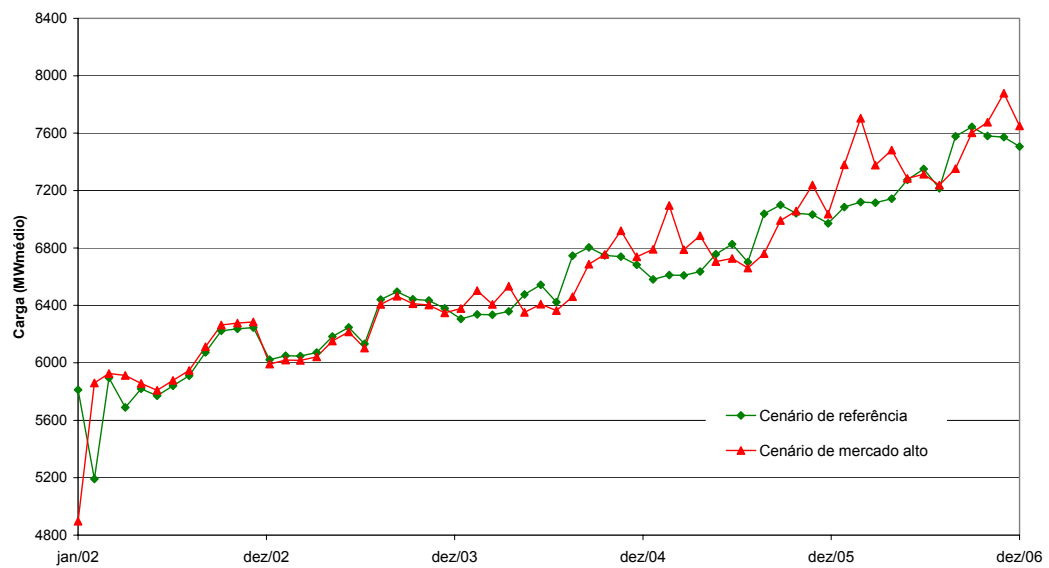
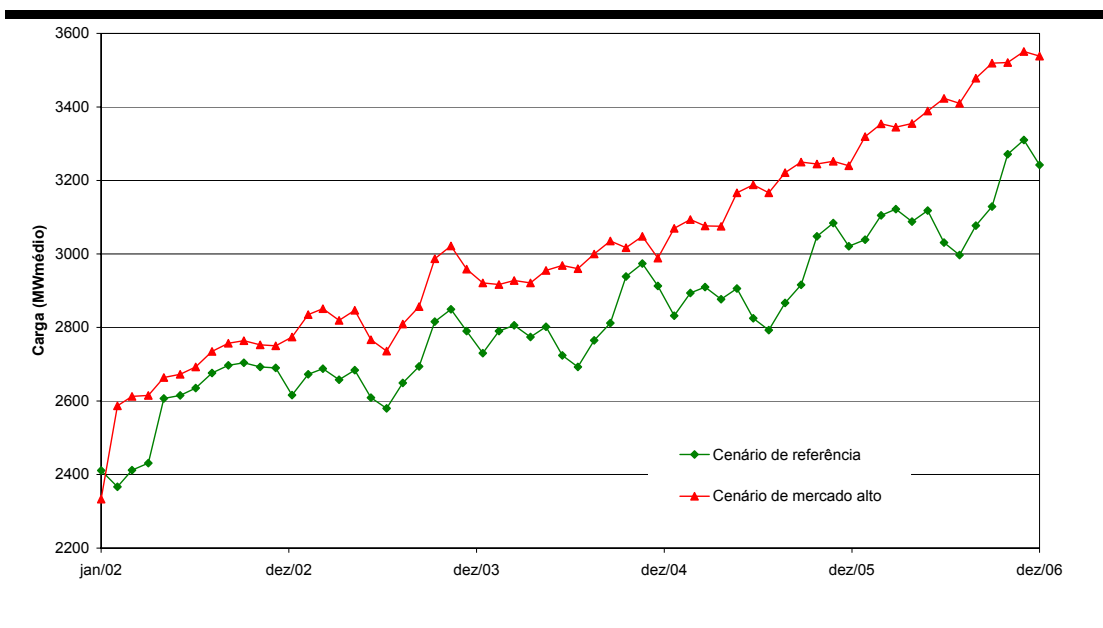


Figura 7 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Norte (MWmédios)



4.8.3 Análise do risco de déficit

O Quadro 28 a seguir contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do cenário de mercado alto. As condições iniciais de partida (armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes) correspondem àquelas projetadas para 31 de janeiro de 2002. Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 28 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Caso com mercado alto

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	2,0	1,1	0,7	1,3	3,8
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,4	1,1	0,7	1,3	4,0
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,3	0,3	0,2	0,5
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,1	0,2
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	1,7	11,3	1,6	2,0	7,8
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,3	0,4	0,2	0,6
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,9	2,6	4,7	4,5	7,9
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,1	0,4	0,7	0,7	1,2
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5

Verifica-se do Quadro 28 que os riscos de déficit apresentados, após simulação de 2000 séries sintéticas de energias afluentes, se mantiveram dentro

dos padrões aceitos até o ano de 2005. No final do período (ano 2006), os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste continuam dentro dos patamares de riscos de déficit aceitáveis. Os subsistemas Norte e Nordeste apresentaram riscos mais severos em 2006, com 7,8% e 7,9%, respectivamente.

No entanto, vale ressaltar que estes riscos contemplam qualquer valor de déficit. Quando se consideram déficits médios anuais superiores a 5% da carga o sistema se equilibra, em termos de risco, situando-se num patamar próximo de zero, similar ao caso de referência.

O Quadro 29 apresenta os riscos conjunturais obtidos da simulação dos cenários de referência “B” e do cenário de mercado alto “C”, para qualquer profundidade de déficit.

Quadro 29 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário “B” x “C”

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
Cenário de Referência “B”	1,0	0,9	0,5	0,9	1,5
Cenário Mercado Alto “C”	2,0	1,1	0,7	1,3	3,8
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
Cenário de Referência “B”	0,4	1,0	0,6	0,9	1,6
Cenário Mercado Alto “C”	0,4	1,1	0,7	1,3	4,0
NORTE					
Cenário de Referência “B”	1,0	8,2	1,1	1,5	3,7
Cenário Mercado Alto “C”	1,7	11,3	1,6	2,0	7,8
NORDESTE					
Cenário de Referência “B”	0,4	2,2	4,2	4,4	5,2
Cenário Mercado Alto “C”	0,9	2,6	4,7	4,5	7,9

Verifica-se, do Quadro 29, que ocorreu aumento significativo dos riscos somente em 2006, onde, com exceção do Nordeste, todos os subsistemas tiveram seus riscos mais que dobrados em relação àqueles que resultaram da carga de referência.

Entende-se que, apesar dos riscos terem aumentado significativamente, o modelo de otimização NEWAVE opta por aceitar déficits de pequena magnitude, função do racionamento preventivo em conjunção com a utilização de custos de déficit em quatro patamares. Ao invés de elevar a geração térmica, obtém-se mais déficits, não obstante mantendo o custo total de operação com um valor próximo do anterior.

O Quadro 30 a seguir mostra o custo total de operação nos dois casos, onde se pode observar um crescimento de 6,6%.

Quadro 30 – Custo Total de Operação – Período de Fev/2002 a Dez/2006

	Custo Total de Operação (Milhões de Reais)
Cenário de Referência "B"	9.498,0
Cenário Mercado Alto "C"	10.124,9

4.8.4 Custo Marginal de Operação

A análise do custo marginal de operação com o mercado alto vem demonstrar que, pela abordagem de simulação conjuntural, o SIN ainda apresenta valores relativamente baixos de CMO para o ano de 2002, em base mensal. Mesmo neste cenário de mercado alto, o CMO é afetado pelas condições iniciais de armazenamento e pela influência da racionalização e substituição de energia como resultado de ações de todos os segmentos da sociedade, como resposta ao racionamento de energia em 2001/2002.

No Quadro 31, pode-se visualizar os resultados obtidos com o cenário de mercado alto em base mensal para 2002.

No Quadro 32, são apresentados os CMOs médios anuais, estruturais.

Quadro 31 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	-	13,30	13,00	12,90	13,30	13,10	13,50	13,20	14,20	17,50	20,40	19,10
Sul	-	13,00	12,70	12,60	13,00	14,00	21,60	14,30	11,60	11,90	13,30	16,60
Nordeste	-	5,30	4,90	4,80	5,00	3,70	5,40	6,30	8,00	12,60	19,00	11,10
Norte	-	5,30	4,90	4,80	4,90	3,60	5,40	6,00	6,70	10,60	23,90	24,20

Quadro 32 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) - para o Período - Estrutural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	30,50	16,60	17,00	47,60	100,00
Sul	17,20	13,70	15,30	46,00	88,90
Nordeste	12,40	15,20	24,90	55,60	96,80
Norte	5,30	23,40	34,90	47,70	85,10

Pelos resultados apresentados no Quadro 32, verifica-se que o CMO no final do período de estudo encontra-se acima do VN competitivo, atualmente igual a 72,35 R\$/MWh.

Diferentemente do caso com a carga de referência, para uma taxa de crescimento maior da carga, a partir de 2006 ter-se-ia que incluir na configuração do estudo novas fontes de geração competitivas, até que se obtivesse um valor de CMO menor ou igual ao VN competitivo (Procedimentos de Rede, Submódulo 23.4, item 4.2.3 e Resolução GCE N° 109).

Valores aproximados do montante de energia necessário à obtenção do equilíbrio entre o VN e o CMO, calculados de maneira expedita (sem simulação), através de um balanço de energia assegurada, são apresentados no Quadro 33.

Quadro 33 – Bloco de Energia para ajuste da configuração

Subsistema	MW médios
Sudeste/Centro-Oeste	1230
Sul	0
Nordeste	820
Norte	0

4.9 Análise de Sensibilidade à Expansão da Oferta

4.9.1 Introdução

A análise de sensibilidade à expansão da oferta de energia tem por objetivo mostrar o impacto nos índices de avaliação energética, tais como riscos de déficit e custo total de operação, ocasionado pela ocorrência de um cenário de expansão da oferta distinto daquele considerado como Cenário de Referência neste trabalho (chamou-se de cenário de referência aquele construído em consonância com a Resolução GCE N° 109). As premissas para configuração dos cenários alternativos de expansão da oferta tiveram como base os seguintes pontos principais:

- Oferta Emergencial contratada pela CBEE para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste (neste caso, levou-se em conta na análise das condições de atendimento ao SIN o fato de que a contratação desta oferta tem prazo de vigência pré-determinado) → Cenário 1;
- Concretização plena de todas as fases das usinas termoeletricas do PPT consideradas nos dois primeiros anos do período (2002 e 2003), já levando-se em conta a expansão do Cenário 1 → Cenário 2.

A análise das condições de atendimento para as duas diferentes alternativas de expansão da oferta foi feita considerando-se somente a realização do Cenário de Referência do mercado.

O Quadro 34 apresenta um resumo, por região e por ano, da oferta de energia emergencial contratada pela CBEE e considerada no Cenário 1 de expansão da oferta.

Quadro 34 – Evolução da potência instalada do programa de oferta emergencial (MW)

Programa Emergencial de Contratação de Energia (CBEE)

	2002	2003	2004	2005	2006
NE	1554,5	1554,5	1554,5	677,6	0,0
SE	599,1	599,1	599,1	445,1	0,0

Em dezembro de 2002, já dispor-se-ia de toda capacidade. Em dezembro de 2004, parte desta capacidade saíria de operação e finalmente, em dezembro de 2005, toda a oferta emergencial seria retirada de operação.

O Quadro 35 contém as usinas termoeletricas do PPT que foram consideradas para fins de elaboração deste Plano. As fases em cor vermelho correspondem àquelas que não foram consideradas no Cenário de Referência da expansão da oferta, tendo sido consideradas no Cenário 2.

Quadro 35 – Programa Prioritário de Termoeletricidade considerado nos estudos

Nome da Usina	Região	Potência Final	Data de Operação data (potência)
UTE Termobahia	Nordeste	190,0	set/02 (190)
UTE Termorio	Sudeste	1162,9	set/02 (246,5); few/03 (246,5); mai/03 (246,5); dez/03 (176,8); abr/04 (123,3); set/04 (123,3);
UTE Araucária	Sul	480,0	set/02 (480)
UTE Juiz de Fora	Sudeste	103,0	dez/01 (82); jan/03 (21)
UTE Nortefluminense	Sudeste	725,0	dez/03 (316); jan/04 (158); mar/04 (251)
UTE Termopernambuco	Nordeste	637,5	jan/04 (637,5)
UTE Eletrobolt	Sudeste	376,0	dez/01 (376)
UTE Macaé Merchant	Sudeste	870,0	dez/01 (350); mar/02 (350); abr/02 (85); jun/02 (85);
UTE Três Lagoas	Sudeste	360,0	set/02 (60); nov/02 (60); dez/02 (60); jan/03 (60); jan/04 (120);
UTE Corumbá	Sudeste	88,0	ago/02 (88)
UTE Canoas	Sul	500,0	mai/02 (160); jan/04 (340);
UTE Nova Piratininga	Sudeste	590,0	abr/02 (200); jan/03 (200); mar/03 (190);
UTE Fafen	Nordeste	64,0	ago/01 (30); mai/02 (34)
UTE Ibitité	Sudeste	851,7	abr/02 (198,9); jul/03 (85); jan/04 (567,8);
UTE Termoceará	Nordeste	270,0	mai/02 (170); mai/04 (100)

4.9.2 Análise do risco de déficit

Os Quadros 36 e 37 contêm os riscos de déficit obtidos a partir da consideração dos Cenários 1 e 2 de expansão da oferta. As condições iniciais de partida (armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes) correspondem àquelas projetadas para 31 de janeiro de 2002. Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 36 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário 1

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,7	0,7	0,4	0,9	1,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,5	1,0	0,8	0,9	1,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,9	6,4	1,0	1,2	3,8
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,2	1,7	3,6	4,5	5,1
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,5	1,2
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5

Quadro 37 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário 2

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,4	0,9	0,5	0,5	0,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,5	1,5	0,9	0,6	0,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,8	6,1	0,6	0,8	1,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,2	1,7	2,4	2,8	4,0
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,6
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1

Verifica-se, a partir dos resultados apresentados nos Quadros 14, 36 e 37, que:

- a consideração da oferta de energia emergencial contratada pela CBEE proporciona uma redução relativa nos riscos de déficit, de forma mais expressiva na região Nordeste (região onde estará localizada a maior parcela desta energia). Os riscos de déficit da região Norte, principal exportador de energia para a região Nordeste, ficam reduzidos como consequência da

- expansão da oferta termoeétrica na região Nordeste, além dos recursos de oferta emergencial disponibilizados para esta região;
- a consideração adicional dos recursos do PPT devidos às fases destes projetos previstas para entrar em operação do 3º ao 5º ano possibilita uma ligeira redução adicional nos níveis de riscos de déficit, mais notadamente na região Nordeste.

O Quadro 38 a seguir mostra o custo total de operação dos diversos casos de expansão da oferta. A comparação dos valores permite observar que o custo total de operação considerando toda a oferta emergencial contratada é inferior ao Cenário de Referência em R\$ 122 milhões. Isto porque, a oferta emergencial, ainda que com custo de operação relativamente alto, substitui déficits, que, mesmo em profundidade até 5% da carga, já tem valor econômico bastante mais alto.

Quadro 38 – Custo Total de Operação – Período de Fev/2002 a Dez/2006

	Custo Total de Operação (Milhões de Reais)
Cenário de Referência (caso-base)	9498,00
Cenário de Oferta 1 – PMO +OE	9376,07
Cenário de Oferta 2 – PMO (com fases) + OE	9834,52

Os balanços de energia assegurada para os Cenários 1 e 2 seriam obviamente mais excedentários em energia em relação àquele apresentado no item 4.7. Da mesma forma, ter-se-iam custos marginais de operação mais baixos do que aqueles obtidos para o Cenário de Referência e apresentados nos Quadros 20 a 22, devido a um maior nível de expansão da oferta.

ANEXOS

ANEXO I
Usinas despachadas centralizadamente

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
CDSA	Cachoeira Dourada	H	Paranaíba	2 x 17,0	658,0	
				3 x 54,0		
				3 x 84,0		
				2 x 105,0		
	Total				658,0	
CEB	Térmica Brasília	O		2 x 5,0	10,0	
	Total				10,0	
CEMIG	Camargos	H	Grande	2 x 23,0	46,0	
	Itutinga	H	Grande	4 x 13,0	52,0	
	Jaguara	H	Grande	4 x 106,0	424,0	
	Igarapava	H	Grande	5 x 42,0	210,0	
	Volta Grande	H	Grande	4 x 95,0	380,0	
	Emborcação	H	Paranaíba	4 x 298,0	1192,0	
	Nova Ponte	H	Araguari	3 x 170,0	510,0	
	Miranda	H	Araguari	3 x 136,0	408,0	
	São Simão	H	Paranaíba	6 x 285,0	1710,0	
	Salto Grande	H	Santo Antônio	2 x 27,0	102,0	
				2 x 24,0		
	Porto Estrela	H	Santo Antônio	2 x 56,0	112,0	
	Sá Carvalho	H	Piracicaba	2 x 15,0	78,0	
				1 x 18,0		
					1 x 30,0	
	Três Marias	H	São Francisco	6 x 66,0	396,0	
	Guilman/Amorim	H	Piracicaba	4 x 35,0	140,0	
Subtotal Hidro					5760,0	
Igarapé	O			1 x 131,0	131,0	
Subtotal Termo					131,0	
Total					5891,0	
CESP – Paraná	Ilha Solteira	H	Paraná	4 x 176,0	3444,0	
				11 x 170,0		
				5 x 174,0		
	Três Irmãos	H	Tietê	5 x 161,5	807,5	
	Jupia	H	Paraná	14 x 110,8	1551,2	
	Porto Primavera	H	Paraná	11 x 110,0	1210,0	
	Jaguari	H	Jaguari	2 x 13,8	27,6	
Paraibuna	H	Paraíba do Sul	2 x 42,5	85,0		
Total					7125,3	
DUKE ENERGY	A. A. Laydner	H	Paranapanema	2 x 48,9	97,8	
	Chavantes	H	Paranapanema	4 x 103,5	414,0	
	Lucas N. Garcez	H	Paranapanema	4 x 18,0	72,0	
	Canoas II	H	Paranapanema	3 x 24,0	72,0	
	Canoas I	H	Paranapanema	3 x 27,5	82,5	
	Capivara	H	Paranapanema	4 x 160,0	640,0	
	Taquaruçu	H	Paranapanema	5 x 110,8	554,0	
	Rosana	H	Paranapanema	4 x 93,0	372,0	
Total					2304,3	

Situação em 31/12/2001

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
AES TIETÊ	Caconde	H	Pardo	1 x 41,2	80,4	
				1 x 39,2		
	Euclides da Cunha	H	Pardo	4 x 27,2	108,8	
	Armando S. Oliveira	H	Pardo	2 x 16,0	32,0	
	Água Vermelha	H	Grande	6 x 232,7	1396,2	
	Barra Bonita	H	Tietê	4 x 35,0	140,0	
	Álvaro Souza Lima	H	Tietê	3 x 48,0	144,0	
	Ibitinga	H	Tietê	3 x 43,8	131,4	
	Promissão	H	Tietê	3 x 88,0	264,0	
Nova Avanhandava	H	Tietê	3 x 115,8	347,4		
	Total				2644,2	
CPFL	Carioba	O		2 x 18,0	36,0	
	Total				36,0	
ELETRONUCLEAR	Angra I	N		1 x 657,0	657,0	
	Angra II	N		1 x 1309,0	1309,0	
	Total				1966,0	
EMAE	Henry Borden	H	Tietê e Tributários	1 x 40,0	888,0	
				1 x 35,0		
				5 x 65,0		
				1 x 68,0		
				6 x 70,0		
		Subtotal Hidro			888,0	
		Piratininga 1 e 2	O		2 x 100,0	200,0
	Piratininga 3 e 4	O		2 x 136,0	272,0	
	Subtotal Termo				472,0	
	Total				1360,0	
EPE	Cuiabá I	G		2 x 150,0	480,0	
				1 x 180,0		
	Total				480,0	
ESCELSA	Mascarenhas	H	Doce	2 x 45,0	131,0	
				1 x 41,0		
	Total				131,0	
FURNAS	Furnas	H	Grande	8 x 164,0	1312,0	
	M. de Moraes	H	Grande	2 x 38,0	478,0	
				2 x 45,0		
				4 x 51,0		
				2 x 54,0		
	Estreito	H	Grande	6 x 184,0	1104,0	
	Porto Colômbia	H	Grande	4 x 82,0	328,0	
	Marimbondo	H	Grande	8 x 186,0	1488,0	
	Corumbá I	H	Corumbá	3 x 125,0	375,0	
	Itumbiara	H	Paranaíba	6 x 380,0	2280,0	
	Funil	H	Paraíba do Sul	3 x 74,0	222,0	
	Serra da Mesa	H	Tocantins	3 x 425,0	1275,0	
	Manso	H	Manso	4 x 52,5	210,0	
		Subtotal Hidro			9072,0	
		Santa Cruz	O		2 x 84,0	608,0
					2 x 220,0	
	Roberto Silveira	G		2 x 16,0	32,0	
	Subtotal Termo				640,0	
	Total				9712,0	

Situação em 31/12/2001

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
				UNITÁRIO	TOTAL		
ITAIPU	Itaipu	H	Paraná	9 x 700,0	6300,0		
	Total				6300,0		
LIGHT	Ilha dos Pombos	H	Paraíba do Sul	1 x 26,0	182,0		
				1 x 27,0			
				1 x 32,0			
				1 x 48,0			
				1 x 49,0			
	Nilo Peçanha	H	Paraíba-Piraí	2 x 48,0	380,0		
				4 x 71,0			
				2 x 29,0		58,0	
				2 x 50,0			100,0
				1 x 44,0			
Fontes BC	H	Lajes-Par-Piraí	2 x 44,0	88,0			
Total				852,0			
SOBRAGI	Sobragi	H	Paraibuna	3 x 20,0	60,0		
	Total				60,0		
VALE PARANAPANEMA	Rosal	H	Itabapoana	2 x 27,5	55,0		
	Total				55,0		
AES Uruguiana	Uruguiana	G		2 x 175,0	600,0		
				1 x 250,0			
Total					600,0		
CEEE	Passo Real	H	Jacuí	2 x 79,0	158,0		
	Jacuí	H	Jacuí	6 x 30,0	180,0		
	Itaúba	H	Jacuí	4 x 125,0	500,0		
	Total				838,0		
CGTEE	Presidente Médici A/B	C		2 x 63,0	446,0		
				2 x 160,0			
	São Jerônimo	C		2 x 5,0	20,0		
				1 x 10,0			
	Nutepa	O		3 x 8,0	24,0		
Total				490,0			
COPEL	G. B. Munhoz	H	Iguaçu	4 x 419,0	1676,0		
	Segredo	H	Iguaçu	4 x 315,0	1260,0		
	Salto Caxias	H	Iguaçu	4 x 310,0	1240,0		
	G. P. Souza	H	Capivari	4 x 65,0	260,0		
	Subtotal Hidro				4436,0		
	Figueira	C		2 x 10,0	20,0		
	Subtotal Termo				20,0		
Total				4456,0			

Situação em 31/12/2001

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
GERASUL	Salto Santiago	H	Iguaçu	4 x 355,0	1420,0
	Salto Osório	H	Iguaçu	4 x 182,0	1078,0
				2 x 175,0	
	Passo Fundo	H	Passo Fundo	2 x 113,0	226,0
	Itá	H	Uruguai	5 x 290,0	1450,0
	Machadinho	H	Pelotas	1 x 380,0	380,0
	Subtotal Hidro				4554,0
	Jorge Lacerda C	C		1 x 363,0	363,0
	Jorge Lacerda B	C		2 x 131,0	262,0
	Jorge Lacerda A	C		2 x 50,0	232,0
				2 x 66,0	
	Charqueadas	C		4 x 18,0	72,0
	Alegrete	O		2 x 33,0	66,0
	William Arjona	G		3 x 40,0	120,0
	Subtotal Termo				1115,0
Total				5669,0	
CIEN ^(*)	Interligação Argentina	I		1018,0	1018,0
	Total				1018,0
CHESF	Sobradinho	H	São Francisco	6 x 175,0	1050,0
	Itaparica	H	São Francisco	6 x 250,0	1500,0
	Moxotó	H	São Francisco	4 x 100,0	400,0
	Paulo Afonso 123	H	São Francisco	3 x 60,0	1423,0
				2 x 70,0	
				1 x 75,0	
				3 x 76,0	
				4 x 200,0	
	Paulo Afonso 4	H	São Francisco	6 x 410,0	2460,0
	Xingó	H	São Francisco	6 x 500,0	3000,0
	Boa Esperança	H	Parnaíba	2 x 49,0	225,0
				2 x 63,5	
Subtotal Hidro				10058,0	
Camaçari	O		5 x 58,0	290,0	
Subtotal Termo				290,0	
Total				10348,0	
CELPA	Curuá-Una	H	Curuá-Una	3 x 10,0	30,0
	Total				30,0
ELETRONORTE	Tucuruí	H	Tocantins	2 x 20,0	4240,0
	Total			12 x 350,0	4240,0
CIA ENERGÉTICA SANTA CLARA	Santa Clara	H	Mucuri	1 x 20,0	20,0
	Total				20,0
DONA FRANCISCA ENERGÉTICA S.A.	Dona Francisca	H	Jacuí	2 x 62,5	125,0
	Total				125,0
INVESTCO	Lajeado	H	Tocantins	2 x 180,5	361,0
	Total				361,0
SFE	Eletrobolt	G		8 x 47,0	376,0
	Total				376,0
EL PASO	Macaé Merchant	G		8 x 43,8	350,4
	Total				350,4
FAFEN	Fafen	G		1 x 30,0	30,0
	Total				30,0
CATAGUAZES LEOPOLDINA	Juiz de Fora	G		2 x 41,0	82,0
	Total				82,0

Situação em 31/12/2001

Subsistema	Potência Hidro (MW)	Potência Termo (MW)
SE/CO	36.231	4.663
S	9.973	2105
NE	10.058	320
N	4.270	0
Total Brasil	60.132	7.088

(^o) Não estão consideradas as interligações internacionais.
Situação em 31/12/2001

ANEXO II

Usinas não despachadas centralizadamente

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
AES FORÇA EMPREENHIMENTOS LTDA	Congonhal 1	H	0,91	1 x 1,82	1,82
	Congonhal 2	H	0,21	1 x 0,42	0,42
	Paes Leme	H	0,96	1 x 1,92	1,92
	Ribeirão	H	0,09	1 x 0,18	0,18
	Total Empresa		2,17		4,34
CEB	Paranoá	H	13,00	3 x 8,50	25,50
	Total Empresa		13,00		25,50
CEMAT	Alto Araguaia I	H	0,25	2 x 0,20	0,40
	Alto Araguaia II	H	0,48	1 x 0,60	0,60
	Alto Paraguai	H	1,20	1 x 0,88	1,68
				1 x 0,80	
	Braço Norte	H	3,50	4 x 1,37	5,48
	Casca2	H	2,68	2 x 0,72	3,52
				1 x 2,08	
	Casca3	H	6,66	2 x 4,00	11,90
				1 x 3,90	
	Culuene	H	1,11	3 x 0,59	1,77
	Poxoréo	H	0,62	2 x 0,38	0,76
	Primavera	H	4,95	7 x 1,16	8,12
	Torixoréo	H	1,40	2 x 1,00	2,00
Total Empresa		22,85		36,23	
CELG	Mambai	H	0,25	1 x 0,35	0,35
	Mosquito	H	0,26	1 x 0,36	0,36
	Rochedo	H	3,00	1 x 4,00	4,00
	São Domingos	H	8,00	2 x 6,00	12,00
	Santa Tereza	O	0,64	1 x 0,80	0,80
	Total Empresa		12,15		17,51
ESCELSA	Fruteiras	H	5,85	2 x 3,95	7,90
	Jucu	H	2,82	2 x 2,20	4,40
	Rio Bonito	H	8,97	1 x 5,20	13,80
				1 x 4,50	
				1 x 4,10	
	Suiça	H	26,32	2 x 15,30	30,60
	Bicame (Viçosa)	H	2,00	1 x 4,00	4,00
	Alegre	H	0,37	1 x 1,97	1,97
	Total Empresa		46,33		62,67
CATAGUASES LEOPOLDINA	Nova Sinceridade	H	4,50	1 x 9,00	9,00
	Total Empresa		4,50		9,00
CERJ	Areal	H	9,00	2 x 10,00	20,00
	Chave do Vaz	H	0,30	1 x 0,70	0,70
	Euclidlandia	H	0,70	2 x 0,60	1,20
	Fagundes	H	2,70	2 x 2,40	4,80
	Franca Amaral	H	4,50	1 x 4,80	4,80
	Macabu	H	7,33	2 x 2,75	17,50
				2 x 6,00	
	Piabanha	H	6,50	3 x 2,86	8,58
	Tombos	H	1,00	2 x 0,85	1,70
	Venâncio	H	0,35	1 x 0,70	0,70
Total Empresa		32,38		59,98	

Situação em 31/12/2001

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
	Anil	H	0,80	2 x 1,04	2,08
	B. J. Galho	H	0,13	1 x 0,36	0,36
	Cajuru	H	3,86	1 x 7,20	7,20
	Camelinho	E	0,30	4 x 0,25	1,00
	Dona Rita	H	0,84	1 x 1,60	2,41
				1 x 0,81	
	Formoso	D	0,22	2 x 0,18	0,36
	Gafanhoto	H	6,68	4 x 3,22	12,88
	Jacutinga	H	0,47	1 x 0,72	0,72
	Joasal	H	5,20	5 x 1,60	8,00
	Luiz Dias	H	1,04	2 x 0,81	1,62
	Machado Min.	H	1,14	2 x 0,92	1,84
	Marmelos	H	1,55	4 x 0,60	4,00
				1 x 1,60	
	Martins	H	2,80	4 x 1,92	7,70
	Paciência	H	2,13	3 x 1,36	4,08
	Pandeiros	H	2,07	3 x 1,40	4,20
	Paraúna	H	1,90	1 x 1,00	4,28
				1 x 2,08	
				1 x 1,20	
CEMIG	Peti	H	6,51	1 x 5,00	9,40
				1 x 4,40	
	Piau	H	8,00	2 x 9,01	18,02
	Poço Fundo	H	4,16	2 x 2,08	9,16
				1 x 5,00	
	Rio das Pedras	H	4,60	2 x 2,32	9,28
				1 x 4,64	
	São Bernardo	H	3,79	2 x 1,31	6,82
				1 x 4,20	
	Salto do Paraopeba	H	1,23	1 x 2,46	2,46
	Salto do Passo Velho ^(*)	H	0,92	1 x 0,95	1,83
				1 x 0,88	
	Salto Voltão ^(*)	H	3,38	1 x 3,70	6,76
				1 x 3,06	
	S. Moraes	H	0,82	2 x 1,20	2,40
	Sumidouro	H	1,03	1 x 2,12	2,12
	Tronqueiras	H	4,60	2 x 1,80	7,87
				1 x 4,27	
	Xicão	H	0,61	2 x 0,90	1,81
	Total Empresa		70,78		140,65
AES TIETÊ	Mogi Guaçu	H	4,40	2 x 3,50	7,00
	Total Empresa		4,40		7,00
COMPANHIA PAULISTA DE FERRO-LIGAS	Dr. Henrique Portugal	H	0,40	1 x 0,80	0,80
	Total Empresa		0,40		0,80
DME	Piçarrão	H	0,40	1 x 0,80	0,80
	Total Empresa		0,40		0,80
ELEKTRO	Emas Nova	H	3,00	1 x 4,60	4,60
	Lobo	H	1,50	1 x 2,50	2,50
	Total Empresa		4,50		7,10

^(*) Usinas pertencentes ao subsistema Sul.

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
EMAЕ	Porto Goes	H	4,00	2 x 5,50	11,00
	Rasgão	H	5,00	2 x 11,00	22,00
	Total Empresa		9,00		33,00
ENERSUL	Coxim	H	0,30	1 x 0,40	0,40
	Mimoso	H	20,90	1 x 20,00	29,50
	São João I	H	0,60	1 x 9,50	0,70
				1 x 0,40	
	São João II	H	0,50	1 x 0,60	0,60
	Corumbá	O	3,30	3 x 1,30	3,90
	Coxim	O	1,70	3 x 0,70	2,10
	Total Empresa		27,30		37,20
CPFL	Americana	H	9,00	3 x 11,20	33,60
	Buritis	H	0,90	1 x 1,00	1,00
	Capão Preto	H	1,00	2 x 1,76	5,52
				1 x 2,00	
	Chibarro	H	0,70	1 x 0,95	1,80
				1 x 0,85	
	Dourados	H	5,80	1 x 7,00	7,00
	Eloy Chaves	H	12,20	1 x 8,80	18,80
				1 x 10,00	
	Esmeril	H	1,00	2 x 0,66	2,10
				1 x 0,78	
	G. Peixoto	H	2,20	2 x 0,72	4,20
				1 x 1,00	
				1 x 1,76	
	Jaguari	H	9,00	2 x 4,10	14,40
				1 x 6,20	
	Lençóis	H	1,68	2 x 0,84	1,68
	Pinhal	H	3,70	2 x 3,50	7,00
	Salto Grande	H	3,30	2 x 1,20	3,70
				1 x 1,30	
Santana	H	2,90	2 x 2,05	4,10	
São Joaquim	H	2,90	2 x 0,80	5,20	
			2 x 1,80		
Socorro	H	0,60	1 x 1,00	1,00	
Três Saltos	H	0,60	1 x 0,80	0,80	
Total Empresa		57,48		111,90	

Situação em 31/12/2001

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
CELESC	Bracinho	H	8,00	2 x 8,25	16,50
	Caveiras	H	2,50	1 x 0,70	4,95
				1 x 0,60	
				1 x 1,85	
				1 x 1,80	
	Cedros	H	7,10	2 x 3,70	7,40
	Celso Ramos	H	3,80	2 x 2,70	5,40
	Garcia	H	7,10	2 x 4,32	8,64
	I.Silveira	H	2,00	1 x 2,40	2,40
	Palmeiras	H	13,39	2 x 8,70	24,40
				1 x 7,00	
	Pery	H	4,00	1 x 1,40	4,40
				2 x 1,50	
	Pirai	H	0,40	2 x 0,25	1,38
				2 x 0,44	
	R.Peixe	H	0,50	2 x 0,30	0,60
	Salto	H	4,00	3 x 1,40	6,28
			1 x 2,08		
São Lourenço	H	0,18	2 x 0,21	0,42	
	Total Empresa		52,97		82,77
CEEE	Bugres	H	10,00	1 x 11,50	11,50
	Canastra	H	24,00	2 x 22,00	44,00
	Capigui	H	1,40	3 x 1,33	3,99
	Ernestina	H	3,60	1 x 3,80	3,80
	Forquilha	H	1,00	1 x 1,10	1,10
	Guarita	H	1,10	1 x 1,70	1,70
	Herval	H	0,30	2 x 0,60	1,20
	Ijuizinho	H	0,50	1 x 1,00	1,00
	Ivai	H	0,50	1 x 0,70	0,70
	P. Inferno	H	0,30	1 x 1,10	1,10
	S. Rosas	H	0,70	1 x 1,40	1,40
	Toca	H	0,20	2 x 0,55	1,10
		Total Empresa		43,60	
COPEL	Apucarantina	H	6,71	2 x 2,40	9,50
				1 x 4,70	
	Cavernoso	H	0,86	1 x 0,40	1,20
				1 x 0,80	
	Chaminé	H	11,6	4 x 4,50	18,00
	Chopim I	H	1,27	2 x 0,90	1,80
	Desvio Jordão	H	5,85	1 x 6,50	6,50
	Guaricana	H	13,6	1 x 18,00	36,00
				3 x 6,00	
	Marumbi	H	3,94	2 x 2,40	4,80
	Melissa	H	0,57	2 x 0,40	0,80
	Mourão	H	5,3	2 x 2,00	7,50
				1 x 3,50	
	Pitangui	H	0,57	3 x 0,13	0,79
				1 x 0,40	
	R.Patos	H	1,13	1 x 0,80	1,60
				2 x 0,10	
			1 x 0,60		
S. do Vau	H	0,6	1 x 0,90	0,90	
São Jorge	H	1,62	1 x 1,00	2,30	
			1 x 1,30		
	Total Empresa		53,62		91,69

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA LTDA	Foz do Chopim	H	14,54	2 x 14,54	29,08
	Total Empresa		14,54		29,08
MUXFELDT, MARIN & CIA LTDA	Avante	H	0,50	1 x 1,00	1,00
	Total Empresa		0,50		1,00
RGE	Andorinhas	H	0,10	2 x 0,25	0,50
	Guaporé	H	0,30	2 x 0,30	0,60
	Inglês	H	0,10	2 x 0,15	0,30
	Picada 48	H	0,1	2 x 0,10	0,20
	Pirapó	H	0,10	2 x 0,30	0,60
	Saltinho	H	0,60	1 x 0,80	0,80
	Touros	H	0,10	1 x 0,20	0,20
	Total Empresa		1,40		3,20
CHESF	Araras	H	2,00	2 X 2,00	4,00
	Curemas	H	2,00	1 X 1,76	3,76
				1 X 2,00	
	Funil	H	15,50	3 X 10,00	30,00
	Pedra	H	7,20	1 X 20,00	20,00
Total Empresa		26,70		57,76	
COELBA	Alto Fêmeas	H	8,40	3 X 3,33	9,99
	Correntina	H	5,40	2 X 4,00	8,00
	Total Empresa		13,80		17,99
CELTINS	Agro Trafo	H	6,80	1 X 8,00	8,00
	Corujão	H	0,50	1 X 0,73	0,73
	Lages	H	1,50	1 X 2,07	2,07
	Total Empresa		8,80		10,80

Situação em 31/12/2001

SUBSISTEMA	ENERGIA FIRME (MWmed)	POTÊNCIA EFETIVA (MW)
SUDESTE / CENTRO-OESTE	303,3	545,1
SUL	170,9	288,9
NORDESTE	40,5	75,8
NORTE	8,8	10,8
TOTAL BRASIL	523,6	920,6

ANEXO III

Cronograma de Obras de Geração

Ano 2002

DATA	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
01/fev/02	GERASUL	SE	Cana Brava	H	Tocantins	Vol. Morto	-	5 meses
01/fev/02	Itiquira Energética S.A.	SE	Itiquira I	H	Itiquira	Vol. Morto	-	3 meses
01/fev/02	Itiquira Energética S.A.	SE	Itiquira II	H	Itiquira	Vol. Morto	-	5 meses
01/fev/02	EI Paso	SE	Macaé Merchant	GN	-	9/20 a 12/20	175	
01/fev/02	GERASUL	S	Machadinho	H	Pelotas	1/3	380	
01/mar/02	Ibiriterno Ltda	SE	Ibirité	GN	-	1/3	198,9	
01/mar/02	LIGHT	SE	Ilha dos Pombos	H	Par. do Sul	Repotenciação	1	
01/mar/02	EI Paso	SE	Macaé Merchant	GN	-	13/20 a 16/20	175	
01/mar/02	Petrobrás	SE	Nova Piratininga	GN	-	1/3	200	
01/mar/02	Cia Energética Santa Clara	SE	Santa Clara	H	Mucuri	2/3	20	
01/abr/02	CIEN	S	Argentina II	interligação	-	-	500	
01/abr/02	Petrobrás	S	Canoas (Refap)	GN	-	-	160	
01/abr/02	Gramame Industrial e Agrícola S.A.	NE	Giasa	Bagaço	-	1/1	25	
01/abr/02	INVESTCO	SE	Lajeado	H	Tocantins	3/5	180,5	
01/abr/02	EI Paso	SE	Macaé Merchant	GN	-	17/20 e 18/20	85	
01/mai/02	Fafen	NE	Fafen	GN	-	2/2	34	
01/mai/02	Itiquira Energética S.A.	SE	Itiquira I	H	Itiquira	1/2	30,2	
01/mai/02	GERASUL	S	Machadinho	H	Pelotas	2/3	380	
01/mai/02	CESP-Paraná	SE	Porto Primavera	H	Paraná	12/18	110	
01/mai/02	Cia Energética Santa Clara	SE	Santa Clara	H	Mucuri	3/3	20	
01/mai/02	MPX Termoceará Ltda	NE	Termoceará	GN	-	1/2	170	
01/jun/02	Itiquira Energética S.A.	SE	Itiquira I	H	Itiquira	2/2	30,2	
01/jun/02	EI Paso	SE	Macaé Merchant	GN	-	19/20 e 20/20	85	
01/jul/02	GERASUL	SE	Cana Brava	H	Tocantins	1/3	150	
01/jul/02	Itiquira Energética S.A.	SE	Itiquira II	H	Itiquira	1/2	47,6	
01/jul/02	INVESTCO	SE	Lajeado	H	Tocantins	4/5	180,5	
01/jul/02	Termobahia Ltda	NE	Termobahia	GN	-	1/2	190	
01/jul/02	Petrobrás	SE	Três Lagoas	GN	-	1/6	60	
01/ago/02	GERASUL	SE	Cana Brava	H	Tocantins	2/3	150	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2002 (continuação)

DATA	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
01/ago/02	Termocorumbá Ltda	SE	Corumbá	GN	-	1/1	88	
01/ago/02	Itiquira Energética S.A.	SE	Itiquira II	H	Itiquira	2/2	47,6	
01/ago/02	GERASUL	S	Machadinho	H	Pelotas	3/3	380	
01/ago/02	Petrobrás	SE	Três Lagoas	GN	-	2/6	60	
01/set/02	CIEN	S	Argentina II	interligação	-	-	500	
01/set/02	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi	H	Jequitinhonha	Vol. Morto	-	3 meses
01/set/02	Consórcio Jauru	SE	Jaurú	H	Jaurú	Vol. Morto	-	1 mês
01/set/02	Termorio S.A.	SE	Termorio	GN	-	1/6	246,5	
01/set/02	Petrobrás	SE	Três Lagoas	GN	-	3/6	60	
01/out/02	GERASUL	SE	Cana Brava	H	Tocantins	3/3	150	
01/out/02	CEMIG	SE	Funil Grande	H	Grande	Vol. Morto	-	2 meses
01/out/02	Consórcio Guaporé	SE	Guaporé	H	Guaporé	Vol. Morto	-	1 mês
01/out/02	Consórcio Jauru	SE	Jaurú	H	Jaurú	1/3	39,3	
01/out/02	INVESTCO	SE	Lajeado	H	Tocantins	5/5	180,5	
01/out/02	Petrobrás	SE	Três Lagoas	GN	-	4/6	60	
01/nov/02	U.E.G. Araucária Ltda	S	Araucária	GN	-	1/1	480	
01/nov/02	Consórcio Guaporé	SE	Guaporé	H	Guaporé	1/3	40	
01/nov/02	CBA	SE	Pirajú	H	Parapananema	Vol. Morto	-	1 mês
01/nov/02	CESP-Paraná	SE	Porto Primavera	H	Paraná	13/18	110	
01/dez/02	CEMIG	SE	Funil Grande	H	Grande	1/3	60	
01/dez/02	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi	H	Jequitinhonha	1/3	150	
01/dez/02	Consórcio Jauru	SE	Jaurú	H	Jaurú	2/3	39,3	
01/dez/02	CBA	SE	Pirajú	H	Parapananema	1/2	40	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2003

DATA	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
01/jan/03	Consórcio Guaporé	SE	Guaporé	H	Guaporé	2/3	40	
01/jan/03	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi	H	Jequitinhonha	2/3	150	
01/jan/03	Cataguases Leopoldina	SE	Juiz de Fora	GN	-	3/3	21	
01/jan/03	Petrobrás	SE	Nova Piratininga	GN	-	2/3	200	
01/jan/03	CBA	SE	Pirajú	H	Parapanema	2/2	40	
01/jan/03	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	13/23	375	
01/fev/03	CEMIG	SE	Funil Grande	H	Grande	2/3	60	
01/fev/03	Consórcio Guaporé	SE	Guaporé	H	Guaporé	3/3	40	
01/fev/03	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi	H	Jequitinhonha	3/3	150	
01/fev/03	Consórcio Jauru	SE	Jaurú	H	Jaurú	3/3	39,4	
01/fev/03	CEMIG	SE	Queimado	H	Preto	Vol. Morto	-	
01/fev/03	TermoRio S.A.	SE	Termorio	GN	-	2/6	246,5	
01/mar/03	Petrobrás	SE	Nova Piratininga	GN	-	3/3	190	
01/mar/03	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	H	Chapecó	Vol. Morto	-	3 meses
01/abr/03	CEMIG/CVRD	SE	Funil Grande	H	Grande	3/3	60	
01/abr/03	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	14/23	375	
01/mai/03	CEMIG	SE	Queimado	H	Preto	1/3	35	
01/mai/03	TermoRio S.A.	SE	Termorio	GN	-	3/6	246,5	
01/jun/03	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	H	Parapanema	Vol. Morto	-	3 meses
01/jun/03	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	H	Chapecó	1/3	40	
01/jul/03	Ibiriterno Ltda	SE	Ibirité	GN	-	2/3	85	
01/jul/03	CEMIG	SE	Queimado	H	Preto	2/3	35	
01/ago/03	CVRD/EPP	SE	Candonga	H	Doce	Vol. Morto	-	1 mês
01/ago/03	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	H	Chapecó	2/3	40	
01/set/03	CVRD/EPP	SE	Candonga	H	Doce	1/3	46,6	
01/set/03	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	H	Parapanema	1/3	14,6	
01/set/03	CEMIG	SE	Queimado	H	Preto	3/3	35	
01/set/03	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	15/23	375	
01/out/03	CEMIG	SE	Aimorés	H	Doce	Vol. Morto	-	2 meses
01/out/03	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	H	Parapanema	2/3	14,7	
01/out/03	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	H	Chapecó	3/3	40	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2003 (continuação)

DATA	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
01/out/03	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	H	Parapananema	2/3	14,7	
01/out/03	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	H	Chapecó	3/3	40	
01/nov/03	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	H	Parapananema	3/3	14,7	
01/dez/03	CEMIG	SE	Aimorés	H	Doce	1/3	110	
01/dez/03	CVRD/EPP	SE	Candonga	H	Doce	2/3	46,7	
01/dez/03	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	GN	-	1/4	158	
01/dez/03	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	GN	-	2/4	158	
01/dez/03	CESP-Paraná	SE	Porto Primavera	H	Paraná	14/18	110	
01/dez/03	TermoRio S.A.	SE	Termório	GN	-	4/6	246,5	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2004

DATA	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
01/jan/04	Elettronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	16/23	375	
01/fev/04	CEMIG	SE	Aimorés	H	Doce	2/3	110	
01/fev/04	CVRD/EPP	SE	Candonga	H	Doce	3/3	46,7	
01/fev/04	Itaipu	S	Itaipu	H	Paraná	19/20	700	
01/abr/04	P. Pedra Energética S.A.	SE	P. Pedra	H	Corrente	Vol. Morto	-	4 meses
01/mai/04	CEMIG	SE	Aimorés	H	Doce	3/3	110	
01/mai/04	Itaipu	S	Itaipu	H	Paraná	20/20	700	
01/mai/04	Elettronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	17/23	375	
01/ago/04	P. Pedra Energética S.A.	SE	P. Pedra	H	Corrente	1/3	58,7	
01/set/04	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	H	Corumbá	Vol. Morto	-	3 meses
01/set/04	P. Pedra Energética S.A.	SE	P. Pedra	H	Corrente	2/3	58,7	
01/set/04	Elettronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	18/23	375	
01/nov/04	P. Pedra Energética S.A.	SE	P. Pedra	H	Corrente	3/3	58,7	
01/dez/04	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	H	Pelotas	Vol. Morto	-	11 meses
01/dez/04	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	H	Corumbá	1/2	63,5	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2005

DATA	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
01/jan/05	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	19/23	375	
01/fev/05	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	H	Corumbá	2/2	63,5	
01/mai/05	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	20/23	375	
01/set/05	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	21/23	375	
01/out/05	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	H	Canoas	Vol. Morto	-	4 meses
01/nov/05	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	H	Pelotas	1/3	230	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2006

DATA	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
01/jan/06	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	22/23	375	
01/fev/06	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	H	Pelotas	2/3	230	
01/fev/06	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	H	Canoas	1/3	293,3	
01/mai/06	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	H	Pelotas	3/3	230	
01/mai/06	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	H	Canoas	2/3	293,3	
01/mai/06	Eletronorte	N	Tucuruí	H	Tocantins	23/23	375	
01/ago/06	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	H	Canoas	3/3	293,4	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

ANEXO IV
Características das usinas hidráulicas

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
		UNITÁRIO	TOTAL			
CDSA	Cachoeira Dourada	2 x	17	658	0,89	0,2826
		3 x	54			
		3 x	84			
		2 x	105			
CEMIG	Camargos	2 x	23	46	0,87	0,1791
	Itutinga	4 x	13	52	0,90	0,2447
	Jaguara	4 x	106	424	0,91	0,4043
	Volta Grande	4 x	95	380	0,92	0,2472
	Salto Grande	2 x	27	102	0,84	0,7752
		2 x	24			
	Três Marias	6 x	66	396	0,87	0,4301
		4 x	298			
	Emborcação	4 x	298	1192	0,89	1,1027
		6 x	285			
	São Simão	6 x	285	1710	0,92	0,6241
		3 x	170			
	Nova Ponte	3 x	170	510	0,94	1,0025
		3 x	136			
Miranda	3 x	136	408	0,90	0,5949	
	5 x	42				
Igarapava	5 x	42	210	0,92	0,1525	
	3 x	60				
Funil-Grande	3 x	60	180	0,90	0,3457	
	3 x	110				
Aimorés	3 x	110	330	0,93	0,2582	
	3 x	35				
Queimado	3 x	35	105	0,90	1,6064	
	4 x	35				
Guilman-Amorim	4 x	35	140	0,90	1,0242	
	2 x	56				
Porto Estrela	2 x	56	112	0,92	0,4242	
	4 x	176				
CESP-Paraná	Ilha Solteira	11 x	170	3444	0,90	0,3901
		5 x	174			
	Três Irmãos	5 x	161,5	807,5	0,90	0,3901
		14 x	110,8			
	Jupia	14 x	110,8	1551,2	0,89	0,1980
		18 x	110			
Porto Primavera ¹¹	18 x	110	1980	0,90	0,1545	
	2 x	13,8				
Jaguari	2 x	13,8	27,6	0,87	0,5046	
	2 x	42,5				
Paraibuna	2 x	42,5	85	0,89	0,7003	
	2 x	48,9				
Duke Energy	A.A. Laydner	2 x	48,9	97,8	0,91	0,2935
	Chavantes	4 x	103,5	414	0,89	0,6247
	L.N. Garcez	4 x	18	72	0,85	0,1497
	Canoas II	3 x	24	72	0,90	0,1289
	Canoas I	3 x	27,5	82,5	0,91	0,1509
	Capivara	4 x	160	640	0,85	0,3712
	Taquarucu	5 x	110,8	554	0,90	0,2207
	Rosana	4 x	93	372	0,90	0,1720
AES Tietê	Euclides da Cunha	4 x	27,2	108,8	0,85	0,7461
	A. S.Oliveira	2 x	16	32	0,84	0,2065
	Água Vermelha	6 x	232,7	1396,2	0,90	0,4710
	Caconde	1 x	41,2	80,4	0,86	0,8146
		1 x	39,2			
	Barra Bonita	4 x	35	140	0,88	0,1723
	A.S.Lima	3 x	48	144	0,86	0,1881
	Ibitinga	3 x	44	132	0,90	0,1872
	Promissão	3 x	88	264	0,90	0,2059
N. Avanhandava	3 x	115,8	347,4	0,90	0,2601	

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
		UNITÁRIO		TOTAL			
EMAE	Henry Borden	1	x	35	888	0,81	5,6537
		1	x	40			
		5	x	65			
		1	x	68			
		6	x	70			
ESCELSA	Mascarenhas	2	x	45	131	0,89	0,1855
		1	x	41			
FURNAS	Furnas	8	x	164	1312	0,88	0,7726
		2	x	38			
	Masc. de Moraes	2	x	45	478	0,85	0,3337
		4	x	51			
	Estreito	2	x	54	1104	0,90	0,5627
		6	x	184			
	Porto Colômbia	4	x	82	328	0,89	0,2038
	Marimbondo	8	x	186	1488	0,87	0,4898
	Itumbiara	6	x	380	2280	0,90	0,6813
	Funil	3	x	74	222	0,84	0,5327
	Corumbá I	3	x	125	375	0,91	0,6106
	Serra da Mesa	3	x	425	1275	0,93	1,0315
	Manso	4	x	52,5	210	0,90	0,5146
ITAIPU	ITAIPU	18	x	700	12600	0,92	1,0647
LIGHT	Fontes A	1	x	44	44	0,85	2,5962
		2	x	44			
	Fontes BC	2	x	48	380	0,87	2,633
		4	x	71			
	Pereira Passos	2	x	50	100	0,85	0,3140
	Santa Branca	2	x	29	58	0,90	0,3524
	Ilha dos Pombos	1	X	26	182	0,79	0,2588
		1	x	27			
		1	x	32			
		1	x	48			
		1	x	49			
Consumo das Usinas de Bombeamento:							
Santa Cecília = 0,191 MW/m³/s				Vigário = 0,446 MW/m³/s			
SOBRAGI	Sobragi	3	x	20	60	0,86	0,6252
CEEE	Passo Real	2	x	79	158	0,94	0,3797
	Jacuí	6	x	30	180	0,89	0,8282
	Itaúba	4	x	125	500	0,94	0,8259
COPEL	G.P.Souza	4	x	65	260	0,90	6,5259
	G.B.Munhoz	4	x	419	1676	0,92	1,1477
	Segredo	4	x	315	1260	0,92	1,0242
	Salto Caxias	4	x	310	1240	0,92	0,5930
GERASUL	Passo Fundo	2	x	113	226	0,91	2,2429
	Salto Santiago	6	x	355	2130	0,90	0,8820
	Salto Osório	4	x	182	1078	0,90	0,6307
		2	x	175			
	Itá	5	x	290	1450	0,91	0,9186
	Machadinho	3	x	380	1140	0,91	0,9187
	Cana Brava	3	x	150	450	0,91	0,3990

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE DE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)		
		UNITÁRIO	TOTAL				
CHESF	Sobradinho	6 x	175	1050	0,92	0,2410	
	Itaparica	6 x	250	1500	0,91	0,4479	
	Moxotó	4 x	100	400	0,91	0,0974	
			3 x	60			
			2 x	70			
	Paulo Afonso 123	1 x	75	1423	0,90	0,38	
			3 x	76			
			4 x	200			
	Paulo Afonso 4	6 x	410	2460	0,93	0,5427	
	Xingó	6 x	500	3000	0,93	1,0615	
	Boa Esperanca	2 x	49	225	0,92	0,3719	
		2 x	63,5				
CELPA	Curuá-Una	3 x	10	30	0,88	0,1570	
ELETRONORTE	Tucuruí	12 x	350	8365	0,936	0,4793	
		2 x	20				
		11 x	375				
VALE PARANAPANEMA	Rosal	2 x	27,5	55	0,92	1,6950	
INVESTCO	Lajeado	5 x	180,5	902,5	0,91	0,3169	
OUTRAS	Barra Grande	3 x	230	690	0,92	1,3436	
	Campos Novos	3 x	293,3	880	0,91	1,6177	
	Dona Francisca	2 x	62,5	125	0,88	0,3432	
	Itapebi	3 x	150	450	0,92	0,7032	
	Jauru	3 x	39,3	118	0,92	0,9648	
	Guaporé	3 x	40	120	0,92	1,4108	
	Santa Clara	3 x	20	60	0,89	0,4584	
	Piraju	2 x	40	80	0,90	0,2296	
	Ponte de Pedra	3 x	58,7	176	0,92	2,2012	
	Itiquira I	2 x	30,2	60,4	0,90	0,7731	
	Itiquira II	2 x	47,6	94,47	0,91	1,1593	
	Corumbá IV	2 x	63,5	127	0,93	0,6190	
	Ourinhos	3 x	14,7	44	0,89	0,0943	
	Quebra-Queixo	3 x	40	120	0,92	1,0521	
			2 x	15			
	Sá Carvalho	1 x	18	78	0,88	0,9375	
			1 x	30			
Candongá	3 x	31,7	95,1	0,90	0,4539		

ANEXO V
Características dos reservatórios

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA		CANAL FUGA MÉDIO (m)	
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA		
CDSA	Cach.Dourada	460	460	0	434,12	434,12	401,10	
	Camargos	792	120	672	913,00	899,00	886,10	
	Itutinga	11	11	0	886,00	886,00	857,70	
	Jaguara	450	450	0	558,50	558,50	512,60	
	Volta Grande	2244	2244	0	494,60	494,60	467,00	
	Salto Grande	78	78	0	356,00	356,00	255,10	
	Três Marias	19528	4250	15278	572,50	549,20	515,70	
	Emborcação	17725	4669	13056	661,00	615,00	521,90	
	São Simão	12540	7000	5540	401,00	390,50	328,10	
	Nova Ponte	12792	2412	10380	815,00	775,50	696,00	
	Miranda	1120	974	146	696,00	693,00	625,20	
	Igarapava	480	480	0	512,00	512,00	494,80	
	Funil-Grande	304	304	0	808,00	808,00	768,00	
	Aimorés	186	185	1	90,00	90,00	61,30	
	Queimado	540	86	454	829,00	811,00	637,50	
CEMIG	Guilman	12	12	0	495,00	495,00	375,50	
	Porto Estrela	89	56	33	255,00	246,00	204,00	
	CESP-Paraná	Ilha Solteira	21060	8232	12828	328,00	314,00	281,10
		Três Irmãos	13372	9923	3449	328,00	323,00	280,00
		I.Solt+T.Irmãos	34432	25467	8965	328,00	323,00	281,10
		Jupia	3354	3354	0	280,00	280,00	257,00
		P.Primavera	20000	14400	5600	259,00	257,00	239,20
		Jaguari	1236	443	793	623,00	603,20	557,90
		Paraibuna	4732	2096	2636	714,00	694,60	626,40
		Duke Energy	A.A.Laydner	7008	3843	3165	568,00	559,70
	Chavantes		8795	5754	3041	474,00	465,23	398,70
	L.N.Garcez		45	45	0	384,67	384,67	366,60
	Canoas II		151	151	0	366,00	366,00	351,10
	Canoas I		212	212	0	351,00	351,00	333,80
	Capivara		10540	4816	5724	334,00	321,00	285,20
Taquaruçu	677		677	0	284,00	284,00	258,50	
Rosana	1918		1918	0	258,00	258,00	238,00	
AES Tietê	Caconde	555	51	504	855,00	825,00	750,00	
	E. da Cunha	14	14	0	665,00	665,00	573,50	
	A.S.Oliveira	25	25	0	573,00	573,00	547,60	
	A. Vermelha	11025	5856	5169	383,30	373,30	326,40	
	Barra Bonita	3135	569	2566	451,50	439,50	428,00	
	A.S.Lima	544	544	0	427,50	427,50	405,00	
	Ibitinga	985	985	0	404,00	404,00	382,50	
	Promissão	7408	5280	2128	384,00	379,70	358,70	
EMAE	N. Avanhadava	2720	2720	0	358,00	358,00	328,00	
	Billings	1167	1	1166	747,65	729,15	728,75	
	Guarapiranga	197	1	196	737,77	726,15	720,00	
	Henry Borden	1	1	0	728,75	728,75	11,50	
ESCELSA	Mascarenhas	42	42	0	60,75	60,75	39,00	

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
FURNAS	Furnas	22950	5733	17217	768	750,00	672,90
	Masc. De Morais	4040	1540	2500	666,12	653,12	622,00
	Estreito	1423	1423	0	622,5	622,50	557,80
	Porto Colômbia	1524	1524	0	467,2	467,20	443,40
	Marimbondo	5887	890	4997	445,73	426,00	382,80
	Itumbiara	17027	4573	12454	520	495,00	435,60
	Funil	888	283	605	466,5	444,00	394,30
	Corumbá 1	1500	470	1030	595	570,00	518,90
	Serra da Mesa	54400	11150	43250	460	417,30	334,10
	Manso	7337	4386	2951	287	278,00	224,80
ITAIPIU	Itaipu	29000	29000	0	220	220,00	100,00
LIGHT	Lajes	467	102	365	415,50	397,50	90,30
	Nilo Pecanha	38	38	0	399,00	399,00	86,90
	Pereira Passos	17	17	0	86,50	86,50	48,50
	Santa Branca	439	131	308	622,00	605,00	557,20
	I.Dos Pombos	8	8	0	135,60	135,60	101,76
	Fontes A	467	467	0	415	415	90,3
	Fontes BC	38	38	0	399	399	90,3
SOBRAGI	Sobragi	1	1	0	436,5	436,50	360,00
VALE PARANAPANEMA	Rosal	11	11	0	555	555,00	360,40
INVESTCO	Lajeado	4940	4940	0	212	212	175,80
CEEE	Ernestina	259	21	238	489,5	482,50	457,35
	Passo Real	3646	289	3357	327	300,00	279,30
	Jacuí	29	29	0	279,89	279,89	182,37
	Itaúba	620	620	0	184	184,00	92,70
	D.Francisca	330	330	0	94,5	94,50 54,40	54,40
CELESC	Cubatão	58	21	37	800	789	148,4
COPEL	G.P.Souza	179	23	156	845	822,00	90,70
	G.B.Munhoz	5779	1974	3805	742	700,00	602,00
	Segredo	2950	2562	388	607	602,00	490,00
	Salto Caxias	3573	3573	0	325	325,00	258,70
GERASUL	Passo Fundo	1589	185	1404	598	584,00	335,50
	Salto Santiago	6775	2662	4113	506	480,90	397,00
	Salto Osório	1124	1124	0	397	397,00	324,00
	Itá	5100	5100	0	370	370,00	265,10
	Machadinho	3340	2283	1057	480	465,00	371,20
	Cana Brava	2300	2300	0	333	333,00	287,40
CHESF	Sobradinho	34116	5447	28669	392,5	380,50	362,50
	Itaparica	10782	7234	3548	304	299,00	251,50
	Moxotó	1226	1226	0	251,5	251,50	230,30
	P.Afonso 123	26	26	0	230,3	230,30	146,10
	P.Afonso 4	121	121	0	251,5	251,50	135,80
	Xingó	3800	3800	0	138	138,00	19,50
	Boa. Esperanca	5085	3173	1912	304	298,00	260,00
CELPA	Curuá-Una	530	130	400	68	61,00	47,30
ELETRONORTE	Tucuruí	45500	13487	32013	71,93	51,64	8,60

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm ³)			COTA		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
	Sá Carvalho	1	1	0	369,50	369,50	255,10
	Itapebi	1634	1634	0	110	110,00	29,68
	Jauru	20	20	0	355	355,00	244,90
	Guaporé	21	21	0	479,2	479,20	304,80
	Santa Clara	146	146	0	86	86,00	32,60
	Piraju	84	84	0	531,5	531,50	505,00
	Ponte de Pedra	199	199	0	396	396,00	148,60
OUTRAS	Itiquira I	5	5	0	412	412,00	320,00
	Itiquira II	1	1	0	320	320,00	180,75
	Corumbá IV	3624	2936	688	842	837,00	771,20
	Ourinhos	21	21	0	398	398,00	387,00
	Barra Grande	4971	2669	2302	647	617,00	480,63
	Campos Novos	1477	1320	157	660	655,00	472,70
	Quebra Queixo	137	111	26	549	544,00	426,70
	Candongá	54,44	54,44	0	327,5	327,50	277,08

ANEXO VI
Características das usinas térmicas

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Cataguazes Leopoldina	Juiz de Fora	1-2	Gás	2 x 41,0	4,00	5,00	100
		3	Gás	21,0	4,00	5,00	100
CEB	UTE Brasília P.Térmicas	1-2	Óleo	2 x 5,0	19,45	6,68	80
			Óleo Comb	10,0	-	-	*
CELG	P.Térmicas		Óleo Comb	0,8	-	-	*
CEMAT	P.Térmicas		Óleo Comb	2,1	-	-	*
CEMIG	Igarapé P.Térmicas	1	Óleo 7A	131,0	8,46	9,27	100
			Diesel	0,4	-	-	*
CPFL	Carioba	1-2	Óleo Comb	2 x 18,0	3,79	12,25	100
EL PASO	Macaé Merchant	1-16	Gás	16 x 43,8	-	-	90
		17-20	Gás	4 x 42,5	-	-	90
ELETRONUCLEAR	Angra I	1	Nuclear	657,0	3,50	12,00	100
	Angra II	1	Nuclear	1309,0	3,00	8,00	100
EMAE	Piratininga	1-2	Óleo/Gás	2 x 100,0	1,47	11,02	100
		3-4	Óleo Comb	2 x 136,0	11,60	9,27	100
EPE	Cuiabá	1-2	Gás	2 x 150,0	-	9,27	90
		3	Vapor	180,0	-	9,27	90
FURNAS	R.Silveira Santa Cruz	1-2	Gás	2 x 16,0	2,06	12,25	100
		1-2	Óleo Comb	2 x 84,0	13,00	11,09	100
		3-4	Óleo Comb	2 x 220,0	9,18	5,44	100
Ibiritermo	Ibirité	1-3	Gás	3 x 198,9	-	-	90
		4-6	Vapor	3 x 85,0	-	-	90
MPX Termoceará	Termoceará	1	Gás	170,0	-	-	90
PETROBRAS	Nova Piratininga	1-4	Gás	4 x 100,0	-	-	90
		5-6	Gás	2 x 95,0	-	-	90
		1-4	Gás	4 x 60,0	-	-	90
	Canoas	5	Gás	120,0	-	-	90
		1	Gás	160,0	-	-	90
		2	Gás	90,0	-	-	90
		3	Gás	250,0	-	-	90
SFE	Eletrobolt	1-8	Gás	8 x 47,0	-	-	90
Termocorumbá	Corumbá	1	Gás	88,0	-	-	90
Termorio S/A	Termorio	1-6	Gás	6 x 123,25	-	-	90
		7-9	Vapor	1 x 176,8	-	-	90
				2 x 123,25	-	-	90
UTE Norte Fluminense S/A	Norte Fluminense	1-2	Gás	2 x 158,0	-	-	90

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
AES-Uruguaiana	Uruguaiana	1-2	Gás	2 x 175,0	-	4,42	97
		3	Gás	250,0	-	4,42	97
CGTEE	P. Médici	1-2	Carvão	2 x 63,0	2,00	11,09	100
	P. Médici	3-4	Carvão	2 x 160,0	21,00	9,27	100
	Nutepa	1-3	Óleo Comb	3 x 8,0	33,00	-	100
	São Jerônimo	1-2	Carvão	2 x 5,0	25,00	-	100
		3	Carvão	10,0	25,00	-	100
CIEN	Argentina I	-	Interligação	1018,0	3,00	-	100
	Argentina II	-	Interligação	1000,0	3,00	-	100
COPEL	Figueira	1-2	Carvão	2 x 10,0	8,40	12,25	87
ENERSUL	P.Térmicas		Óleo Comb	6,0	-	-	*
GERASUL	Alegrete	1-2	Óleo Comb	2 x 33,0	14,91	12,25	100
	Charqueadas	1-4	Carvão	4 x 18,0	13,94	12,25	96
	J. Lacerda A	1-2	Carvão	2 x 50,0	44,67	12,25	100
		3-4	Carvão	2 x 66,0	10,38	11,09	100
	J. Lacerda B	5-6	Carvão	2 x 131,0	6,00	11,02	100
	J. Lacerda C	1	Carvão	363,0	4,11	5,44	100
	Willian Arjona	1-3	Gás	3 x 40,0	-	-	87
UEG Araucária Ltda	Araucária	1-2	Gás	2 x 160,0	-	-	92
		3	Vapor	160,0	-	-	92
CHESF	Camaçari	1-5	Diesel	5 x 58,0	27,89	6,67	43
COELBA	P.Térmicas		Diesel	9,0	-	-	*
FAFEN	FAFEN	1	Gás	30,0	4,00	-	90
		2	Gás	34,0	4,00	-	90
GRAMAME *	GIASA	1	Bagaçó	25,0	-	-	88
Termobahia Ltda	Termobahia	1	Gás	190,0	-	-	90

* térmica emergencial

Usinas hidráulicas

POTÊNCIA (MW)	TEIF (p.u.)	IP (p.u.)
10 - 29	0,02333	0,06861
30 - 59	0,01672	0,05403
60 - 199	0,02533	0,08091
200 - 499	0,02917	0,12122

Usinas térmicas

COMBUSTÍVEL	POTÊNCIA UNITÁRIA (MW)	TEIF (p.u.)	IP (p.u.)
CARVÃO / ÓLEO COMB.	10 - 59	0,14409	0,12247
	60 - 89	0,17888	0,11085
	90 - 129	0,12343	0,11023
	130 - 199	0,11599	0,09270
	200 - 399	0,24059	0,05437
NUCLEAR		0,14000	0,20000
GAS		0,12000	0,17000
DIESEL		0,19451	0,06677

Obs: Valores adotados na ausência de outras informações

Os valores de TIF / IP de usinas térmicas informados pelos agentes constam do Anexo VI.

Para usinas sem informação de IP, adotou-se os valores do Quadro acima.

Para usinas sem informação de TIF, esta foi contemplada através dos seguintes fatores de capacidade máxima:

Usinas a gás: 0,90

Outros combustíveis: 0,80

DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)	DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)
01/jan	CEMIG	São Simão	2	H	8	285,0	29/jan	CEMIG	Jaguara	2	H	1	106,0
01/jan	CEMIG	São Simão	3	H	7	285,0	29/jan	GERASUL	Salto Osório	2	H	2	182,0
01/jan	CESP	Três Irmãos	4	H	17	161,5	01/fev	AES TIETÉ	A.S.Oliveira	2	H	2	16,0
01/jan	CGTEE	S.Jerônimo	2	C	59	5,0	01/fev	AES TIETÉ	Caconde	2	H	2	39,2
01/jan	CHESF	Camaçari	3	O	365	58,0	01/fev	AES TIETÉ	E. da Cunha	4	H	45	27,2
01/jan	CHESF	Camaçari	4	O	365	58,0	01/fev	CEB	Paranoá	2	H	5	8,5
01/jan	CHESF	Camaçari	5	O	365	58,0	04/fev	CESP	P.Primavera	11	H	9	110,0
01/jan	CHESF	Moxotó	1	H	240	100	04/fev	CHESF	Itaparica	1	H	1	250,0
01/jan	CPFL	Dourados	1	H	120	7,0	04/fev	CHESF	Itaparica	4	H	11	250,0
01/jan	DUKE ENERGY	Taquaruçu	3	H	150	110,8	04/fev	CHESF	P.Afonso II	6	H	120	76,0
01/jan	FURNAS	M. Moraes	5	H	92	51,0	04/fev	CHESF	G.B.Munhoz	4	H	8	419,0
01/jan	LIGHT	I.Pombos	2	H	59	27,0	04/fev	COPEL	Chavantes	4	H	5	103,5
02/jan	EMAE	Piratiníngua 34	3	O	64	136,0	04/fev	DUKE ENERGY	Porto Góes	1	H	26	5,5
04/jan	CESP	P.Primavera	10	H	9	110,0	14/fev	EMAE	Emborcação	3	H	36	298,0
04/jan	CHESF	Funil	3	H	55	10,0	14/fev	CEMIG	J.Lacerda A2	4	C	11	66,0
07/jan	CEMIG	Volta Grande	4	H	26	95,0	16/fev	GERASUL	Itumbiara	4	H	37	380,0
07/jan	CESP	I.Solteira	13	H	86	170,0	18/fev	FURNAS	P.Primavera	6	H	23	110,0
07/jan	CHESF	Moxotó	3	H	88	100,0	18/fev	COPEL	Salto Caxias	3	H	38	310,0
07/jan	DUKE ENERGY	Capivara	4	H	73	160,0	18/fev	DUKE ENERGY	Jurumirim	1	H	2	48,9
07/jan	FURNAS	Manso	4	H	20	52,5	18/fev	EMAE	Porto Góes	2	H	33	5,5
08/jan	CEMIG	Salto Grande	1	H	2	27,0	18/fev	FURNAS	L.C.Barreto	4	H	60	184,0
08/jan	CEMIG	Salto Grande	2	H	2	27,0	18/fev	GERASUL	Ita	5	H	6	290,0
10/jan	CESP	I.Solteira	4	H	34	176,0	18/fev	GERASUL	W.Arjona	1	G	7	40,0
10/jan	CHESF	Camaçari	1	O	6	58,0	21/fev	CESP	I.Solteira	12	H	25	170,0
14/jan	CESP	Paraibuna	1	H	24	42,5	22/fev	FURNAS	M. Moraes	6	H	4	51,0
14/jan	DUKE ENERGY	L.N.Garcez	4	H	5	18,0	22/fev	FURNAS	M. Moraes	7	H	4	51,0
15/jan	CESP	Jupiá	9	H	167	110,8	23/fev	FURNAS	M. Moraes	4	H	3	45,0
18/jan	CHESF	Camaçari	2	O	5	58,0	25/fev	FURNAS	P.Colombia	2	H	5	82,0
21/jan	CESP	P.Primavera	2	H	9	110,0	25/fev	DUKE ENERGY	L.N.Garcez	3	H	5	18,0
21/jan	FURNAS	Itumbiara	1	H	9	380,0	27/fev	GERASUL	W.Arjona	2	G	7	40,0
26/jan	CEMIG	São Simão	2	H	14	285,0	01/mar	CHESF	Camaçari	1	O	5	58,0
26/jan	CEMIG	Três Marias	3	H	126	66,0	01/mar	CPFL	Salto Grande	1	H	275	1,2
26/jan	GERASUL	P. Fundo	1	H	2	113,0	01/mar	CPFL	Esmeril	1	H	275	0,66
28/jan	CEMIG	Guilman Amorim	3	H	12	35,0	01/mar	CPFL					
29/jan	CEMIG	Jaguara	1	H	1	106,0							

(*) A cada mês, estão também em manutenção duas UGs (700 MW/cada) na UHE Itaipu.

DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)	DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)	
01/mar	30/nov	CPFL	Esmeril	3	H	275	0,66	01/abr	CHESF	Xingó	1	H	10	500,0
01/mar	30/jul	LIGHT	I.Pombos	4	H	152	48,0	01/abr	COPEL	G.B.Munhoz	1	H	14	419,0
02/mar	27/mar	COPEL	Salto Caxias	4	H	26	310,0	01/abr	COPEL	Guaricana	3	H	26	18,0
04/mar	26/mar	CESP	Paraibuna	2	H	23	42,5	01/abr	DUKE ENERGY	Capivara	1	H	37	160,0
04/mar	17/abr	CHESF	Funil	2	H	45	10,0	01/abr	EMAE	Pirat.12 O/G	1	O	61	100,0
04/mar	14/mar	CHESF	Itaparica	5	H	11	250,0	01/abr	EMAE	Rasgão	1	H	49	11,0
04/mar	01/jun	CHESF	P.Afonso I	2	H	90	60,0	01/abr	FURNAS	Manso	1	H	30	52,5
04/mar	21/mar	CHESF	Sobradinho	1	H	18	175,0	01/abr	FURNAS	Marimbondo	4	H	47	186,0
04/mar	21/mar	CHESF	Sobradinho	6	H	18	175,0	01/abr	SFE	Eletroboit	1	G	3	47,0
04/mar	10/mar	DUKE ENERGY	Taquaruçu	5	H	68	110,8	01/abr	SFE	Eletroboit	2	G	3	47,0
04/mar	30/abr	EMAE	H.Borden	5	H	58	65,0	01/abr	SFE	Eletroboit	3	G	3	47,0
04/mar	14/jun	EMAE	H.Borden	7	H	103	65,0	01/abr	SFE	Eletroboit	4	G	3	47,0
04/mar	05/abr	FURNAS	Furnas	5	H	33	164,0	02/abr	LIGHT	Nilo Peçanha	12	H	60	48,0
04/mar	09/mar	GERASUL	Salto Santiago	3	H	6	355,0	03/abr	CESP	P.Primavera	7	H	23	110,0
06/mar	19/abr	EMAE	Piratinga 34	4	O	45	136,0	03/abr	COPEL	G.P.Souza	1	H	2	65,0
06/mar	11/mar	FURNAS	M. Moraes	6	H	6	51,0	04/abr	FURNAS	M. Moraes	5	H	27	51,0
06/mar	11/mar	FURNAS	M. Moraes	7	H	6	51,0	04/abr	FURNAS	M. Moraes	7	H	27	51,0
08/mar	12/mar	CHESF	Camaçari	2	O	5	58,0	08/abr	CEMIG	Itatinga	2	H	4	13,0
08/mar	22/mar	GERASUL	W.Arjona	3	G	15	40,0	08/abr	CHESF	Itaparica	6	H	11	250,0
09/mar	30/mar	CEMIG	Igarapé	1	O	22	131,0	08/abr	CHESF	Sobradinho	5	H	18	175,0
11/mar	14/abr	ELETRONUCLEAR	Angra II	1	N	35	1309,0	15/abr	CEMIG	Três Marias	2	H	4	66,0
18/mar	15/jul	CEMIG	Jaguara	2	H	120	106,0	15/abr	CHESF	B.Esperança	4	H	20	63,5
18/mar	23/mar	CEMIG	Volta Grande	4	H	6	95,0	15/abr	COPEL	G.P.Souza	2	H	4	65,0
18/mar	25/mar	CESP	P.Primavera	3	H	8	110,0	15/abr	COPEL	Salto Caxias	1	H	3	310,0
21/mar	18/abr	ELETRONORTE	Tucuruí	7	H	29	350,0	15/abr	ELETRONORTE	Tucuruí	8	H	24	350,0
26/mar	18/abr	CESP	I.Solteira	18	H	24	174,0	16/abr	AES TIETÉ	E. da Cunha	3	H	45	27,2
31/mar	30/set	FURNAS	M. Moraes	6	H	184	51,0	19/abr	CESP	I.Solteira	15	H	87	170,0
01/abr	03/abr	AES TIETÉ	A.S.Oliveira	1	H	3	16,0	22/abr	CHESF	Funil	1	H	45	10,0
01/abr	01/abr	AES TIETÉ	A.S.Oliveira	2	H	1	16,0	22/abr	COPEL	G.B.Munhoz	2	H	35	419,0
01/abr	30/abr	AES TIETÉ	A.Vermelha	5	H	30	232,7	23/abr	CESP	I.Solteira	14	H	24	170,0
01/abr	02/abr	AES TIETÉ	A.Vermelha	6	H	2	232,7	01/abr	AES TIETÉ	B.Bonita	4	H	26	35,0
01/abr	02/abr	AES TIETÉ	E. da Cunha	2	H	2	27,2	01/abr	AES TIETÉ	E. da Cunha	1	H	2	27,2
01/abr	05/mar	AES TIETÉ	Ibitinga	2	H	35	43,8	01/abr	AES TIETÉ	N.Avanhandava	1	H	10	115,8
01/abr	30/nov	AES TIETÉ	N.Avanhandava	2	H	244	115,8	01/abr	AES TIETÉ	N.Avanhandava	3	H	10	115,8
01/abr	29/abr	CEMIG	Igarapava	4	H	29	42,0	01/abr	AES TIETÉ	Promissão	1	H	20	88,0
01/abr	29/abr	CEMIG	N.Ponte	2	H	29	170,0	01/abr	CEB	Paranoá	2	H	30	8,5
01/abr	01/abr	CEMIG	São Simão	4	H	31	285,0	01/abr	CEMIG	Igarapava	5	H	29	42,0

(*) A cada mês, estão também em manutenção duas UGs (700 MW/cada) na UHE Itaipu.

DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)	DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)
01/mai	31/jul	EMAE	Pirat.12 O/G	2	O	92	100,0	01/jun	AES TIETÉ	1	H	4	35,0
01/mai	03/mai	SFE	Eletroboit	5	G	3	47,0	01/jun	AES TIETÉ	2	H	4	35,0
01/mai	03/mai	SFE	Eletroboit	6	G	3	47,0	01/jun	AES TIETÉ	3	H	4	35,0
01/mai	03/mai	SFE	Eletroboit	7	G	3	47,0	01/jun	AES TIETÉ	1	H	92	41,2
01/mai	03/mai	SFE	Eletroboit	8	G	3	47,0	01/jun	AES TIETÉ	2	H	61	39,2
02/mai	09/mai	FURNAS	Itumbiara	2	H	8	380,0	01/jun	CEB	1	H	122	8,5
02/mai	14/mai	FURNAS	M. Moraes	5	H	14	51,0	01/jun	CGTEE	1	C	30	63,0
02/mai	14/mai	FURNAS	M. Moraes	7	H	14	51,0	01/jun	FURNAS	2	H	30	52,5
03/mai	07/mai	CHESF	Camaçari	2	O	5	58,0	01/jun	GERASUL	6	H	30	175,0
04/mai	12/mai	CHESF	P.Primavera	4	H	9	110,0	01/jun	LIGHT	13	H	61	71,0
05/mai	06/jun	FURNAS	Serra da Mesa	3	H	33	425,0	01/jun	LIGHT	1	H	20	50,0
06/mai	16/mai	CEMIG	Itutinga	4	H	11	13,0	03/jun	CESP	7	H	16	110,8
06/mai	23/mai	CEMIG	Três Marias	5	H	18	66,0	03/jun	CHESF	2	H	1	250,0
06/mai	01/nov	CHESF	P.Afonso III	2	H	180	200,0	03/jun	COPEL	4	H	26	315,0
06/mai	23/mai	CHESF	Xingó	6	H	18	500,0	03/jun	EMAE	11	H	5	70,0
06/mai	09/mai	COPEL	G.P.Souza	4	H	4	65,0	03/jun	GERASUL	7	C	45	363,0
06/mai	08/mai	CPFL	Eloy Chaves	1	H	3	8,8	03/jun	LIGHT	1	H	10	29,0
06/mai	04/jun	FURNAS	Furnil	1	H	30	74,0	10/jun	ELETRONUCLEAR	1	N	45	657,0
06/mai	11/jun	FURNAS	L.C.Barreto	6	H	37	184,0	10/jun	EMAE	12	H	5	70,0
06/mai	08/jun	FURNAS	M. Moraes	4	H	34	45,0	10/jun	GERASUL	2	H	5	182,0
07/mai	14/mai	CHESF	Itaparica	4	H	8	250,0	13/jun	CHESF	5	H	1	250,0
08/mai	10/mai	CPFL	Eloy Chaves	2	H	3	10,0	15/jun	GERASUL	1	H	7	290,0
11/mai	13/mai	FURNAS	Furnas	4	H	3	164,0	17/jun	CEMIG	3	H	35	136,0
13/mai	28/mai	CESP	Jupiá	2	H	16	110,8	17/jun	DUKE ENERGY	1	H	2	48,9
13/mai	31/dez	CHESF	P.Afonso II	3	H	233	75,0	17/jun	EMAE	13	H	5	70,0
13/mai	11/jul	CHESF	P.Afonso IV	3	H	60	410,0	17/jun	LIGHT	2	H	10	29,0
13/mai	17/mai	DUKE ENERGY	Rosana	1	H	5	93,0	21/jun	LIGHT	2	H	7	50,0
13/mai	17/mai	GERASUL	Salto Osório	3	H	5	182,0	22/jun	CESP	9	H	24	170,0
14/mai	28/mai	FURNAS	Corumbá	1	H	15	125,0	24/jun	CEMIG	2	H	25	95,0
15/mai	13/jun	AES TIETÉ	Ibitinga	1	H	30	43,8	24/jun	EMAE	14	H	5	70,0
15/mai	04/jun	ELETRONORTE	Tucuruí	11	H	21x	350,0	27/jun	FURNAS	5	H	3	51,0
20/mai	23/mai	CEMIG	Miranda	1	H	4	136,0	27/jun	FURNAS	5	H	3	51,0
20/mai	26/jul	DUKE ENERGY	Taquaruçu	1	H	68	110,8	01/jul	AES TIETÉ	1	H	2	232,7
20/mai	29/mai	GERASUL	J.Lacerda B	6	C	10	131,0	01/jul	AES TIETÉ	2	H	2	232,7
21/mai	22/mai	COPEL	G.P.Souza	2	H	2	65,0	01/jul	AES TIETÉ	2	H	45	27,2
22/mai	04/jun	EMAE	Rasgão	2	H	14	11,0	01/jul	AES TIETÉ	2	C	31	63,0
23/mai	15/jun	CESP	I.Solteira	10	H	24	170,0	01/jul	CGTEE	2	C	11	250,0
24/mai	28/mai	CHESF	Camaçari	1	O	5	58,0	01/jul	CHESF	6	H	11	250,0
25/mai	27/mai	FURNAS	Furnas	4	H	3	164,0	01/jul	EMAE	15	H	5	70,0
27/mai	28/mai	COPEL	Salto Caxias	4	H	2	310,0	03/jul	FURNAS	7	H	15	51,0
30/mai	21/jun	ELETRONORTE	Tucuruí	12	H	23	350,0						

(*) A cada mês, estão também em manutenção duas UGs (700 MW/cada) na UHE Itaipu.

DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)	DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)
03/jul	FURNAS	M. Moraes	8	H	15	51,0	08/ago	FURNAS	Furnas	3	H	23	164,0
03/jul	FURNAS	M. Moraes	9	H	15	54,0	09/ago	COPEL	Segredo	1	H	36	315,0
03/jul	FURNAS	M. Moraes	10	H	15	54,0	11/ago	COPEL	Pinhal	1	H	2	3,5
05/jul	CESP	P. Primavera	8	H	24	110,0	13/ago	CPF	Pinhal	2	H	3	3,5
06/jul	FURNAS	M. Moraes	5	H	2	51,0	15/ago	CESP	P. Primavera	9	H	23	110,0
08/jul	CHESF	Pedra	1	H	60	20,0	15/ago	CPF	Pinhal	1	H	1	3,5
08/jul	COPEL	Salto Caxias	3	H	24	310,0	16/ago	CESP	Jupiá	4	H	104	110,8
08/jul	CPFL	Santana	1	H	2	2,05	18/ago	CPF	Socorro	1	H	3	1,0
09/jul	ELETRONORTE	Tucuruí	9	H	23	350,0	18/ago	GERASUL	Charqueadas	2	C	10	18,0
10/jul	CPFL	Santana	2	H	3	2,05	19/ago	CEMIG	Miranda	2	H	5	136,0
12/jul	CPFL	Santana	1	H	1	2,05	19/ago	EMAE	H.Borden	5	H	82	65,0
15/jul	CESP	Jupiá	8	H	16	110,8	19/ago	FURNAS	Marimbondo	5	H	15	186,0
15/jul	ELETRONORTE	Tucuruí	1	H	23	350,0	20/ago	CEMIG	Salto Grande	1	H	12	27,0
15/jul	EMAE	H.Borden	16	H	5	70,0	20/ago	CEMIG	Salto Grande	2	H	12	27,0
18/jul	FURNAS	M. Moraes	5	H	10	51,0	21/ago	CESP	I.Solteira	2	H	24	176,0
18/jul	FURNAS	M. Moraes	7	H	10	51,0	01/set	CGTEE	P.Medici B	4	C	91	160,0
19/jul	CHESF	Camaçari	1	O	5	58,0	01/set	GERASUL	Charqueadas	3	C	10	18,0
22/jul	CESP	I.Solteira	3	H	24	176,0	01/set	SFE	Eletrobrat	1	G	3	47,0
22/jul	CHESF	B.Esperança	3	H	20	63,5	02/set	CEMIG	Camargos	1	H	33	23,0
26/jul	CHESF	Camaçari	2	O	5	58,0	02/set	CHESF	B.Esperança	2	H	104	49,0
26/jul	ELETRONORTE	Tucuruí	10	H	20	350,0	02/set	CHESF	Moxoto	4	H	121	100,0
29/jul	CESP	P. Primavera	12	H	9	110,0	02/set	FURNAS	L.C.Barreto	2	H	10	184,0
31/jul	CESP	Jupiá	1	H	47	110,8	02/set	COPEL	Figueira	1	C	23	10,0
01/ago	AES TIETÊ	A.S.Lima	2	H	50	48,0	08/set	COPEL	Figueira	2	C	23	10,0
01/ago	AES TIETÊ	A.S.Oliveira	2	H	2	16,0	10/set	CEMIG	Salto Grande	3	H	42	24,0
01/ago	CESP	I.Solteira	16	H	86	174,0	10/set	CEMIG	Salto Grande	4	H	42	24,0
01/ago	CGTEE	P.Medici B	3	C	31	160,0	10/set	CHESF	Pedra	1	H	2	20,0
01/ago	CPFL	Salto Grande	3	H	31	1,2	13/set	CHESF	Camaçari	1	O	5	58,0
01/ago	ELEKTRO	Lobo	1	H	30	2,5	14/set	FURNAS	Furnas	1	H	3	164,0
01/ago	ELETRONORTE	Tucuruí	2	H	23	350,0	15/set	GERASUL	Charqueadas	4	C	10	18,0
01/ago	EMAE	Piratinga34	3	O	61	136,0	16/set	CESP	I.Solteira	20	H	16	174,0
01/ago	FURNAS	Manso	3	H	31	52,5	16/set	COPEL	G.B.Munhoz	1	H	8	419,0
01/ago	GERASUL	Salto Osório	4	H	5	182,0	16/set	ELETRONORTE	Tucuruí (GA)	1	H	33	20,0
01/ago	LIGHT	I.Pombos	5	H	95	49,0	17/set	AES TIETÊ	E. da Cunha	1	H	45	27,2
01/ago	LIGHT	Nilo Peçanha	14	H	61	71,0	28/set	FURNAS	M. Moraes	7	H	95	51,0
05/ago	CHESF	Itaparica	3	H	1	250,0	30/set	CEMIG	Camargos	2	H	26	23,0
05/ago	CHESF	P.Afonso IV	6	H	81	410,0	30/set	COPEL	G.B.Munhoz	2	H	22	419,0
05/ago	GERASUL	Ita	2	H	7	290,0	30/set	COPEL	Guaricana	3	H	4	18,0
05/ago	GERASUL	J.Lacerda A2	4	C	75	66,0	01/out	AES TIETÊ	A.S.Oliveira	1	H	2	16,0
06/ago	FURNAS	Serra da Mesa	2	H	30	425,0	01/out	CEB	Paranoá	3	H	30	8,5
07/ago	CESP	P. Primavera	5	H	8	110,0	01/out	CEB	Paranoá	3	H	30	8,5

(*) A cada mês, estão também em manutenção duas UGs (700 MW/cada) na UHE Itaipu.

DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)	DATA	EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	DIAS	RED.POT. (MW)
01/out	31/dez	CHESF	1	O	92	58,0	03/nov	FURNAS	M. Moraes	6	H	13	51,0
01/out	31/dez	CHESF	2	O	92	58,0	03/nov	FURNAS	M. Moraes	8	H	13	51,0
01/out	31/out	FURNAS	4	H	31	52,5	03/nov	GERASUL	J.Lacerda A1	2	C	15	50,0
01/out	29/dez	LIGHT	3	H	90	32,0	04/nov	CESP	Jaguari	1	H	11	13,8
01/out	07/out	LIGHT	15	H	7	71,0	04/nov	GERASUL	Alegrete	2	O	30	33,0
01/out	03/out	SFE	2	G	3	47,0	04/nov	LIGHT	Fontes C	1	H	8	44,0
01/out	03/out	SFE	3	G	3	47,0	05/nov	GERASUL	Salto Santiago	2	H	6	355,0
01/out	03/out	SFE	4	G	3	47,0	12/nov	COPEL	G.P.Souza	3	H	2	65,0
01/out	03/out	SFE	5	G	3	47,0	13/nov	CESP	P.Primavera	1	H	5	110,0
02/out	11/nov	CESP	3	H	41	110,8	18/nov	CESP	Jaguari	2	H	12	13,8
03/out	04/out	COPEL	3	H	2	65,0	18/nov	ELETRONORTE	Tucuruí (GA)	2	H	31	20,0
04/out	08/out	GERASUL	1	H	5	182,0	18/nov	GERASUL	P. Fundo	2	H	5	113,0
06/out	01/nov	FURNAS	6	H	27	51,0	19/nov	COPEL	G.P.Souza	1	H	2	65,0
06/out	01/nov	FURNAS	6	H	27	51,0	25/nov	COPEL	Segredo	2	H	10	315,0
08/out	06/nov	FURNAS	1	H	30	425,0	25/nov	GERASUL	J.Lacerda A2	3	C	15	66,0
08/out	14/out	LIGHT	16	H	7	71,0	29/nov	CESP	Jupiá	5	H	33	110,8
09/out	13/out	GERASUL	1	H	5	355,0	29/nov	FURNAS	M. Moraes	8	H	4	51,0
10/out	26/out	CESP	11	H	17	170,0	29/nov	FURNAS	M. Moraes	9	H	4	54,0
14/out	20/out	GERASUL	3	H	7	290,0	29/nov	FURNAS	M. Moraes	10	H	4	54,0
15/out	21/out	LIGHT	11	H	7	48,0	30/nov	CESP	P.Primavera	13	H	9	110,0
16/out	17/out	COPEL	4	H	2	65,0	01/dez	GERASUL	J.Lacerda B	5	C	10	131,0
21/out	04/nov	GERASUL	1	C	15	50,0	06/dez	GERASUL	Salto Osório	5	H	5	175,0
21/out	25/out	GERASUL	1	H	5	113,0	11/dez	GERASUL	Ita	4	H	7	290,0
22/out	28/out	LIGHT	1	H	7	44,0	13/dez	FURNAS	M. Moraes	8	H	4	51,0
26/out	28/out	FURNAS	1	H	3	164,0	13/dez	FURNAS	M. Moraes	9	H	4	54,0
28/out	22/nov	CESP	1	H	26	161,5	13/dez	FURNAS	M. Moraes	10	H	4	54,0
29/out	04/nov	LIGHT	1	H	7	44,0	20/dez	CESP	I.Solteira	19	H	12	174,0
01/nov	06/nov	AES TIETÉ	1	H	6	232,7	29/dez	FURNAS	M. Moraes	6	H	3	51,0
01/nov	05/nov	AES TIETÉ	4	H	5	232,7	29/dez	FURNAS	M. Moraes	8	H	3	51,0
01/nov	02/nov	AES TIETÉ	3	H	2	27,2	30/dez	FURNAS	Argentina I	1	G	1	1018,0
01/nov	31/dez	EMAE	4	O	61	136,0							
01/nov	15/dez	GERASUL	1	C	45	18,0							
01/nov	03/nov	SFE	6	G	3	47,0							
01/nov	03/nov	SFE	7	G	3	47,0							
01/nov	03/nov	SFE	8	G	3	47,0							
02/nov	02/dez	FURNAS	4	H	31	51,0							

(*) A cada mês, estão também em manutenção duas UGs (700 MW/cada) na UHE Itaipu.

ANEXO IX
Classes térmicas e custos de operação

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	POTÊNCIA FINAL (MW)	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
ANGRA 1	NUCLEAR	SE	657,0	8,50
ANGRA 2	NUCLEAR	SE	1309,0	8,50
P.MEDICI A	CARVAO	S	126,0	30,93
P.MEDICI B	CARVAO	S	320,0	30,93
TERMO BA	GAS	NE	190,0	32,87
TERMOCEARÁ	GAS	NE	170,0	32,87
CUIABACS+CC	GAS	SE	480,0	(*)
ELETROBOLT	GAS	SE	376,0	(*)
JUIZ DE FORA	GAS	SE	103,0	(*)
ARAUCARIA	GAS	S	480,0	(*)
CANOAS	GAS	S	500,0	(*)
CORUMBA	GAS	SE	88,0	(*)
IBIRITE	GAS	SE	851,7	(*)
TRES LAGOAS	GAS	SE	360,0	(*)
NORTEFLU	GAS	SE	474,0	(*)
TERMORIO	GAS	SE	916,3	(*)
ARGENTINA I	GAS	S	1018,0	36,91
ARGENTINA II	GAS	S	1000,0	36,91
J.LACERDA C	CARVAO	S	363,0	49,30
J.LACERDA B	CARVAO	S	262,0	59,75
J.LACERDA A1	CARVAO	S	100,0	62,50
J.LACERDA A2	CARVAO	S	132,0	62,50
CHARQUEADAS	CARVAO	S	72,0	64,04
FAFEN	GAS	NE	64,0	71,26
IGARAPE	OLEO	SE	131,0	77,32
URUGUAIANA G	GAS	S	600,0	79,84
PIRAT NOVA	GAS	SE	590,0	85,96
MACAE MERCHANT	GAS	SE	870,0	88,27
R.SILVEIRA G	GAS	SE	32,0	88,77
S.JERONIMO	CARVAO	S	20,0	94,50
ST.CRUZ 12	OLEO	SE	168,0	96,80
ST.CRUZ 34	OLEO	SE	440,0	96,80
FIGUEIRA	CARVAO	S	20,0	108,16
W.ARJONA G	GAS	SE	120,0	114,57
PIRATINING34	OLEO	SE	272,0	119,52
PIRAT.12 O/G	OLEO	SE	200,0	123,17
ALEGRETE	OLEO	S	66,0	125,79
CARIOBA	OLEO	SE	36,0	134,76
NUTEPA	OLEO	S	24,0	193,72
GIASA	BAGAÇO	NE	25,0	207,09
CAMACARI	OLEO	NE	290,0	319,41
UTE BRASILIA	OLEO	SE	10,0	386,76

(*) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizado o valor 35,91 R\$/MWh, informado pela ELETROBRÁS em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

As térmicas em cor vermelho correspondem àquelas com direito à CCC.

ANEXO X**Disponibilidades de Itaipu para o ano 2002**

MÊS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	POTÊNCIA MANUTENÇÃO (MW)	CONSUMO PRÓPRIO (MW)	RESERVA POTÊNCIA (MW)	FORNEC.ANDE (MW)	DISPONIB. BRASIL (MW)
JAN	12600	1400	34	379	743	10044
FEV	12600	1400	34	379	758	10029
MAR	12600	1400	34	379	761	10026
ABR	12600	1400	34	379	728	10059
MAI	12600	1400	34	379	614	10173
JUN	12600	1400	34	379	655	10132
JUL	12600	1400	34	379	681	10106
AGO	12600	1400	34	379	694	10093
SET	12600	1400	34	379	716	10071
OUT	12600	1400	34	379	731	10056
NOV	12600	1400	34	379	718	10069
DEZ	12600	1400	34	379	761	10026

MÊS	ENERGIA DISPONÍVEL (MWmed)	CONSUMO PRÓPRIO (MWmed)	FORNEC.ANDE (MWmed)	DISPONIB.BRASIL (MWmed)
JAN	8612	31	591	7990
FEV	8612	31	603	7978
MAR	8612	31	606	7975
ABR	8612	31	579	8002
MAI	8612	31	488	8093
JUN	8612	31	521	8060
JUL	8612	31	542	8039
AGO	8612	31	552	8029
SET	8612	31	569	8012
OUT	8612	31	582	7999
NOV	8612	31	571	8010
DEZ	8612	31	606	7975

ANEXO XI

Sistema de transmissão – principais obras

Interligação Sul / Sudeste

Compensação série no 3º circuito 765 KV Itaberá - Tijuco Preto	A partir de Maio de 2002
6º, 7º, 8º e 9º bancos de capacitores de Tijuco Preto - 345 KV / 200 MVAR - cada	A partir de Junho de 2002
3º transformador 765/500 KV – 1650 MVA de Tijuco Preto	A partir de Outubro de 2002
LT 345 KV Tijuco Preto – Baixada III e LT 500 KV Cachoeira Paulista – Adrianópolis III	A partir de Setembro de 2002
LT 500 KV PDD – Teresina II + ATR 500/230 KV – 300 MVA de Teresina II	A partir de Setembro de 2002
LT 230 KV PDD – Peritoró	A partir de Setembro de 2002
LT Bateias - Ibiuna 500 KV C1 e C2 e compensação série	A partir de Abril de 2003
1º e 2º transformadores 500/345 KV de Ibiuna	A partir de Abril de 2003
Reconversão para 500 KV da LT Ibiuna – Campinas atualmente operando em 345 KV	A partir de Abril de 2003
LT 525 KV Areia - Segredo II	A partir de Abril de 2003
LT 230 KV Jaguaraiva - Bateias	A partir de Abril de 2003
LT 500 KV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista II	A partir de Abril de 2003

Interligação Norte / Nordeste

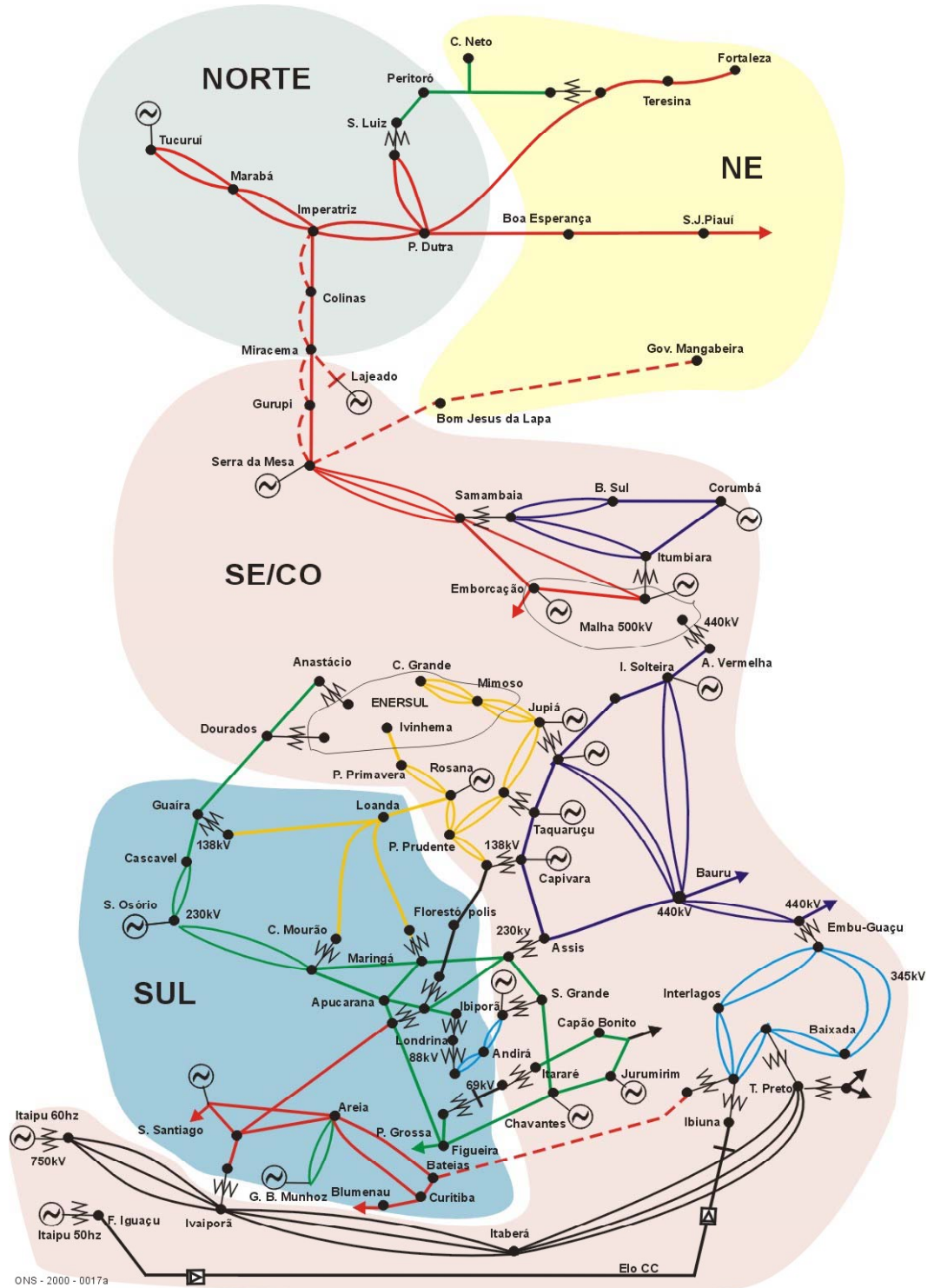
Etapa 3 da conversão para 500 KV dos circuitos de 230 KV entre L. Gonzaga e Fortaleza	A partir de Junho de 2002
Conclusão da conversão para 500 KV dos circuitos de 230 KV entre L. Gonzaga e Fortaleza	A partir de Setembro de 2002
3º circuito Tucuruí - Presidente Dutra 500 KV	A partir de Abril de 2003
Compensação série 70% na LT 500 KV BEA - SJI	A partir de Março de 2004
Compensação série 70% na LT 500 KV SJI - USB	A partir de Março de 2004
4º circuito Tucuruí - Presidente Dutra 500 KV	A partir de Janeiro de 2005

Interligação Norte / Sul

Interligação Norte - Sul II	A partir de Abril de 2003
LT 500 KV Serra da Mesa – Samambaia III	A partir de Abril de 2003
Compensação série nos 3 circuitos Serra da Mesa – Samambaia	A partir de Abril de 2003
LT 500 KV Samambaia – Emborcação	A partir de Abril de 2003
LT 500KV Samambaia – Itumbiara	A partir de Abril de 2003
LT 500 KV Itumbiara - Marimbondo	A partir de Abril de 2003

Interligação Sudeste / Nordeste

Interligação Sudeste - Nordeste I	A partir de Abril de 2003
-----------------------------------	---------------------------



Limites de Intercâmbio utilizados no NEWAVE (MWmed)

Mês	SUDESTE → SUL					SUL → SUDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	2925	2925	5200	5200	5200	1297	1916	4748	4675	4675	Jan
Fev	2925	2925	5200	5200	5200	1297	1916	4748	4675	4675	Fev
Mar	2925	2925	5200	5200	5200	1297	1916	4748	4675	4675	Mar
Abr	2925	5200	5200	5200	5200	1297	4748	4748	4675	4675	Abr
Mai	2925	5200	5200	5200	5200	1297	4748	4675	4675	4675	Mai
Jun	2925	5200	5200	5200	5200	1916	4748	4675	4675	4675	Jun
Jul	2925	5200	5200	5200	5200	1916	4748	4675	4675	4675	Jul
Ago	2925	5200	5200	5200	5200	1916	4748	4675	4675	4675	Ago
Set	2925	5200	5200	5200	5200	1916	4748	4675	4675	4675	Set
Out	2925	5200	5200	5200	5200	1916	4748	4675	4675	4675	Out
Nov	2925	5200	5200	5200	5200	1916	4748	4675	4675	4675	Nov
Dez	2925	5200	5200	5200	5200	1916	4748	4675	4675	4675	Dez

Mês	SUDESTE → IMPERATRIZ					IMPERATRIZ → SUDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	1000	1000	2200	2200	2200	114	0	1607	1607	1607	Jan
Fev	1000	1000	2200	2200	2200	114	0	1607	1607	1607	Fev
Mar	1000	1000	2200	2200	2200	114	0	1607	1607	1607	Mar
Abr	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Abr
Mai	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Mai
Jun	1000	2200	2200	2200	2200	44	1607	1607	1607	1607	Jun
Jul	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Jul
Ago	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Ago
Set	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Set
Out	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Out
Nov	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Nov
Dez	1000	2200	2200	2200	2200	0	1607	1607	1607	1607	Dez

Mês	NORTE → IMPERATRIZ					IMPERATRIZ → NORTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	1330	1330	2500	3600	3600	1306	1306	1600	1600	1600	Jan
Fev	1330	1330	2500	3600	3600	1306	1306	1600	1600	1600	Fev
Mar	1330	1330	3400	3600	3600	1306	1306	1600	1600	1600	Mar
Abr	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Abr
Mai	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Mai
Jun	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Jun
Jul	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Jul
Ago	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Ago
Set	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Set
Out	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Out
Nov	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Nov
Dez	1330	2500	3400	3600	3600	1306	1600	1600	1600	1600	Dez

Mês	NORDESTE → IMPERATRIZ					IMPERATRIZ → NORDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	520	825	762	992	992	1330	1330	1267	1480	1480	Jan
Fev	520	825	762	992	992	1330	1330	1267	1480	1480	Fev
Mar	520	825	975	992	992	1330	1330	1330	1480	1480	Mar
Abr	520	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Abr
Mai	520	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Mai
Jun	825	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Jun
Jul	825	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Jul
Ago	825	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Ago
Set	825	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Set
Out	825	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Out
Nov	825	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Nov
Dez	825	762	975	992	992	1330	1267	1330	1480	1480	Dez

Mês	SUDESTE → NORDESTE					NORDESTE → SUDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	0	0	900	900	900	0	0	362	295	295	Jan
Fev	0	0	900	900	900	0	0	362	295	295	Fev
Mar	0	0	900	900	900	0	0	300	295	295	Mar
Abr	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Abr
Mai	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Mai
Jun	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Jun
Jul	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Jul
Ago	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Ago
Set	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Set
Out	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Out
Nov	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Nov
Dez	0	900	900	900	900	0	362	300	295	295	Dez

Limites de Intercâmbio recomendados – Com ENERSUL no Sudeste (MWmed)

	S - N	N - S	NE - N	N - NE	Explotação Norte	Recebimento Nordeste	Recebimento Norte	RSE+ N-S	Recebimento Sudeste	S-SE	SE - Sul	SE - NE	NE-SE
Nov/2001 – Abr/2002	P		400				1625		6600	3200	3000		
	M	900	450	1330	1330	1330	1410	-	6600	3200	3000	-	-
	L		650				1075		5600	2800	2800		
Maio/2002	P		400				1625		6900	3200	3000		
	M	900	450	1330	1330	1330	1410	-	6900	3200	3000	-	-
	L		650				1075		5700	2800	2800		
Jun/2002 – Mar/2003	P		500				1625		6900	3200	3000		
	M	900	800	1330	1330	1330	1410	-	6900	3200	3000	-	-
	L		950				1075		5700	2800	2800		
Abr/2003 – Fev/2004	P	2200	800	1750	2500	2450	1600	11900	10000	4800	5200	900	400
	M		800	1800	2500	2450	1600	11900	9800	4800	5200	900	400
	L		700	1100	1700	1700	1600	11900	9400	4800	5200	900	300
Mar/2004 – Dez/2004	P	2200	900	1900	3400	2550	1600	11900	10000	4800	5200	900	300
	M		900	1800	3400	2550	1600	11900	9800	4800	5200	900	300
	L		1100	1350	1700	1700	1600	11900	9400	4800	5200	900	300
2005 e 2006	P	2200	700	1950	3600	2550	1600	11900	10000	4800	5200	900	250
	M		900	1900	3600	2550	1600	11900	9800	4800	5200	900	300
	L		1200	1700	2100	2100	1600	11900	9400	4800	5200	900	300

ANEXO XIII**Carga Própria de Energia e Demanda****Carga própria de energia (MWmed)**

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE *						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	21543	26293	27320	28422	30134	6683	7521	7926	8337	8874	Jan
Fev	23590	27406	28476	29625	31409	6981	7786	8206	8632	9188	Fev
Mar	26816	27228	28292	29433	31206	7373	7697	8111	8533	9082	Mar
Abr	26232	27089	28148	29283	31046	6809	7516	7921	8332	8869	Abr
Mai	25674	27130	28190	29326	31092	6883	7446	7847	8254	8786	Mai
Jun	25597	27065	28122	29256	31018	6883	7502	7906	8317	8852	Jun
Jul	25865	26664	27705	28822	30558	6940	7385	7782	8187	8714	Jul
Ago	26300	27434	28506	29655	31442	6904	7505	7910	8320	8856	Ago
Set	26546	27467	28540	29690	31479	6922	7345	7741	8143	8668	Set
Out	26505	28575	29692	30889	32750	6923	7525	7930	8342	8879	Out
Nov	26321	27726	28810	29972	31777	7060	7587	7996	8412	8953	Nov
Dez	25910	27494	28568	29721	31511	7299	7689	8103	8524	9072	Dez

SUBSISTEMA NORDESTE						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	4900	6022	6307	6581	7085	2235	2616	2730	2832	3039	Jan
Fev	5191	6050	6337	6612	7119	2367	2673	2790	2894	3105	Fev
Mar	5896	6048	6334	6609	7116	2412	2688	2806	2910	3122	Mar
Abr	5690	6072	6359	6636	7144	2431	2658	2774	2877	3088	Abr
Mai	5819	6183	6476	6757	7275	2607	2684	2802	2906	3118	Mai
Jun	5771	6247	6543	6827	7350	2615	2609	2724	2825	3031	Jun
Jul	5840	6132	6423	6702	7216	2635	2580	2693	2793	2997	Jul
Ago	5910	6441	6746	7039	7579	2676	2649	2765	2867	3077	Ago
Set	6073	6496	6804	7100	7644	2697	2694	2812	2916	3129	Set
Out	6224	6443	6748	7041	7581	2704	2816	2939	3048	3271	Out
Nov	6237	6435	6740	7033	7572	2693	2849	2974	3084	3310	Nov
Dez	6245	6380	6682	6972	7507	2690	2790	2913	3021	3242	Dez

PARCELA REFERENTE À ANDE + BOMB					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006
Jan	884	906	929	953	977
Fev	899	922	945	969	994
Mar	901	924	947	972	997
Abr	867	889	911	935	958
Mai	752	770	789	809	829
Jun	777	797	817	838	859
Jul	802	822	843	865	887
Ago	831	852	873	895	918
Set	854	875	898	920	944
Out	868	890	913	936	960
Nov	856	878	900	923	946
Dez	900	923	946	971	996

* Não inclui Ande+Bomb.

Os valores para janeiro de 2002 correspondem aos valores verificados, com exceção da parcela referente à ANDE + BOMB.

Para fevereiro de 2002 foram utilizados os valores previstos para o PMO.

Os demais valores baseiam-se no Plano Anual de 2002.

Carga própria de demanda (MWh/h)

Mês	SUBSISTEMA SUDESTE/ CENTRO OESTE*					SUBSISTEMA SUL					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	27725	32532	33741	34802	36208	8905	10347	10885	11409	11997	Jan
Fev	29282	33675	34788	36055	37462	9019	10548	11097	11640	12219	Fev
Mar	32243	34657	35901	37080	38517	9787	11133	11713	12287	12898	Mar
Abr	33522	35552	36860	38102	39611	10523	11300	11889	12471	13092	Abr
Mai	35099	36012	37348	38636	40164	10456	11079	11657	12231	12842	Mai
Jun	34389	36020	37348	38627	40153	10471	11084	11663	12237	12847	Jun
Jul	35009	36265	37596	38887	40453	10515	11151	11733	12309	12923	Jul
Ago	34733	36181	37496	38777	40303	10520	11262	11800	12450	13070	Ago
Set	35081	36543	37871	39164	40706	10236	10863	11431	11991	12588	Set
Out	34625	35833	37138	38396	39915	10134	10755	11317	11871	12462	Out
Nov	33713	34399	35659	36850	38312	10183	10779	11342	11899	12492	Nov
Dez	33881	34571	35837	37035	38503	10081	10671	11229	11780	12367	Dez

Mês	SUBSISTEMA NORDESTE					SUBSISTEMA NORTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	5995	8007	8895	9481	9913	2787	3251	3364	3495	3859	Jan
Fev	6547	8212	9103	9716	10173	2861	3283	3373	3527	3903	Fev
Mar	6752	8063	9003	9589	9988	2870	3260	3374	3505	3890	Mar
Abr	7370	8312	9209	9781	10268	3120	3256	3368	3499	3893	Abr
Mai	7433	8190	9022	9604	10047	3151	3290	3405	3615	3943	Mai
Jun	7456	8214	9038	9645	10086	3166	3311	3424	3636	3976	Jun
Jul	7430	8174	8915	9529	9967	3165	3311	3422	3631	3980	Jul
Ago	7522	8297	9046	9681	10131	3215	3363	3477	3690	4053	Ago
Set	7784	8569	9317	9948	10411	3247	3387	3502	3716	4091	Set
Out	7919	8616	9370	10009	10476	3261	3387	3503	3717	4100	Out
Nov	7950	8764	9542	10166	10610	3274	3402	3519	3734	4139	Nov
Dez	8070	8895	9685	10318	10769	3272	3399	3515	3730	4135	Dez

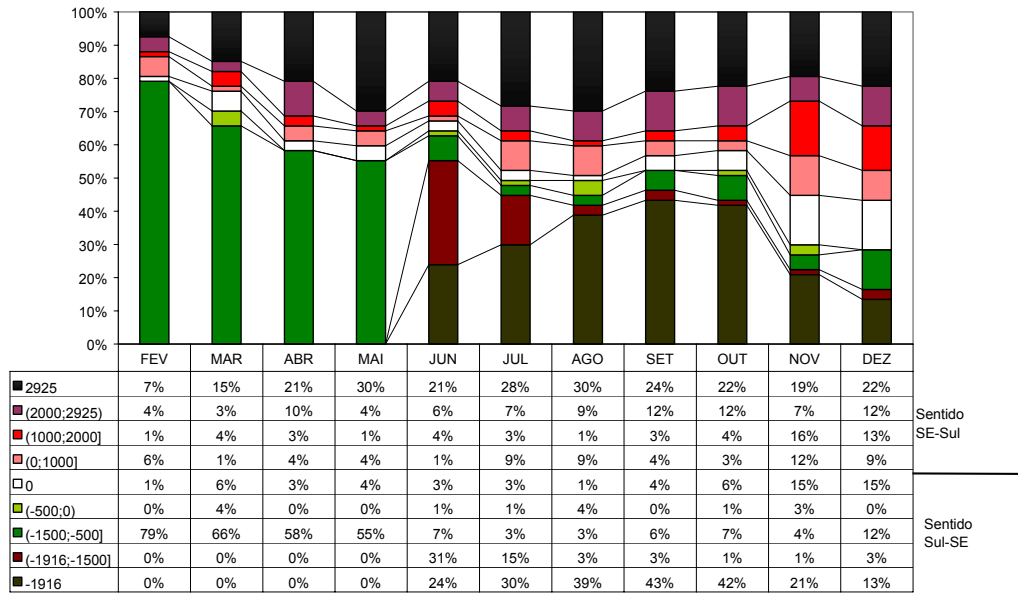
* Não inclui Ande+Bomb.

Os valores para janeiro de 2002 correspondem aos valores verificados, com exceção da parcela referente à ANDE + BOMB.

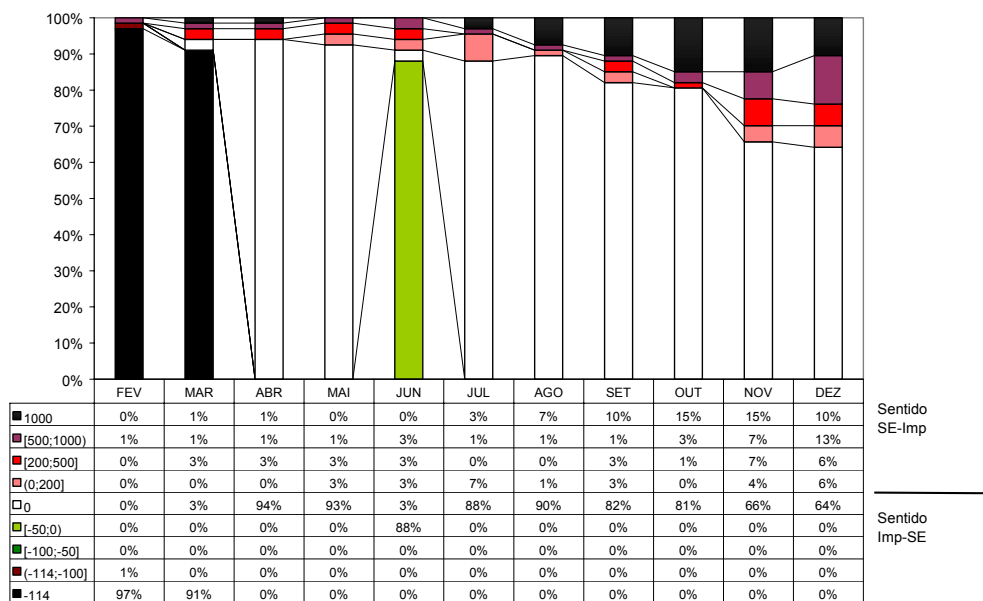
Para fevereiro de 2002 foram utilizados os valores previstos para o PMO.

Os demais valores baseiam-se no Plano Anual de 2002.

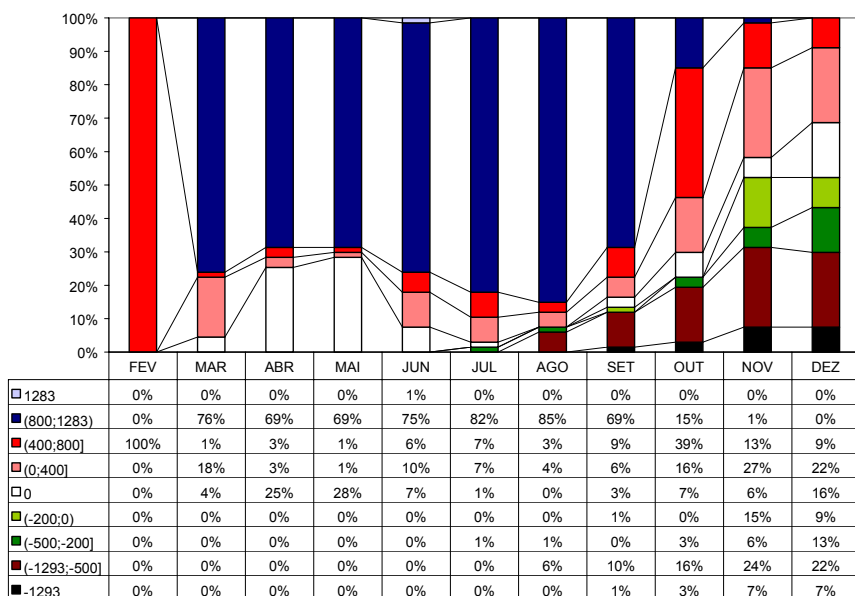
FREQUÊNCIA DOS FLUXOS NA INTERLIGAÇÃO SUDESTE-SUL (%)
ANO 2002 - MÉDIA DOS PATAMARES



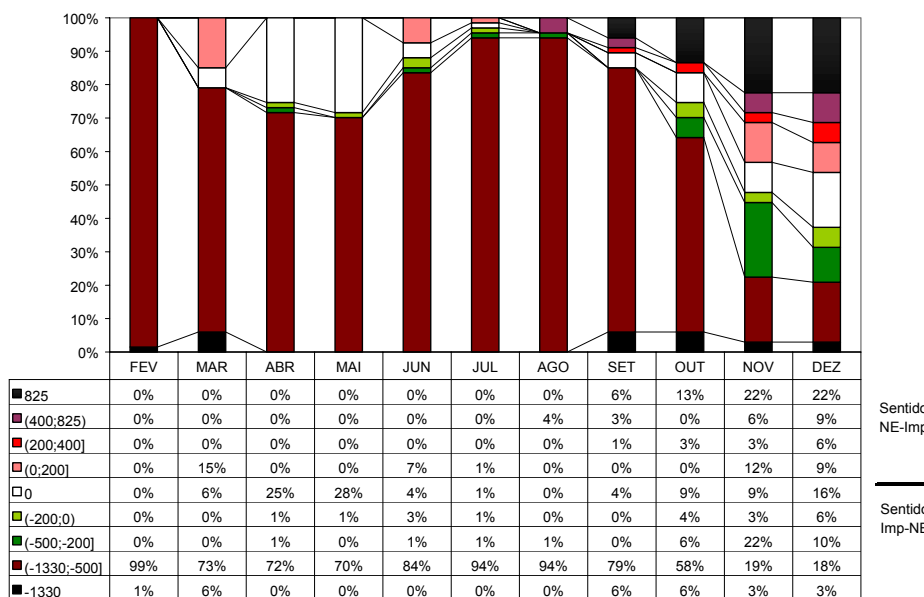
FREQUÊNCIA DOS FLUXOS NA INTERLIGAÇÃO SUDESTE-IMPERATRIZ (%)
ANO 2002 - MÉDIA DOS PATAMARES



**FREQUÊNCIA DOS FLUXOS NA INTERLIGAÇÃO NORTE-IMPERATRIZ(%)
ANO 2002 - MÉDIA DOS PATAMARES**



**FREQUÊNCIA DOS FLUXOS NA INTERLIGAÇÃO NORDESTE-IMPERATRIZ(%)
ANO 2002 - MÉDIA DOS PATAMARES**



ANEXO XV**Atendimento à ponta em 2002**

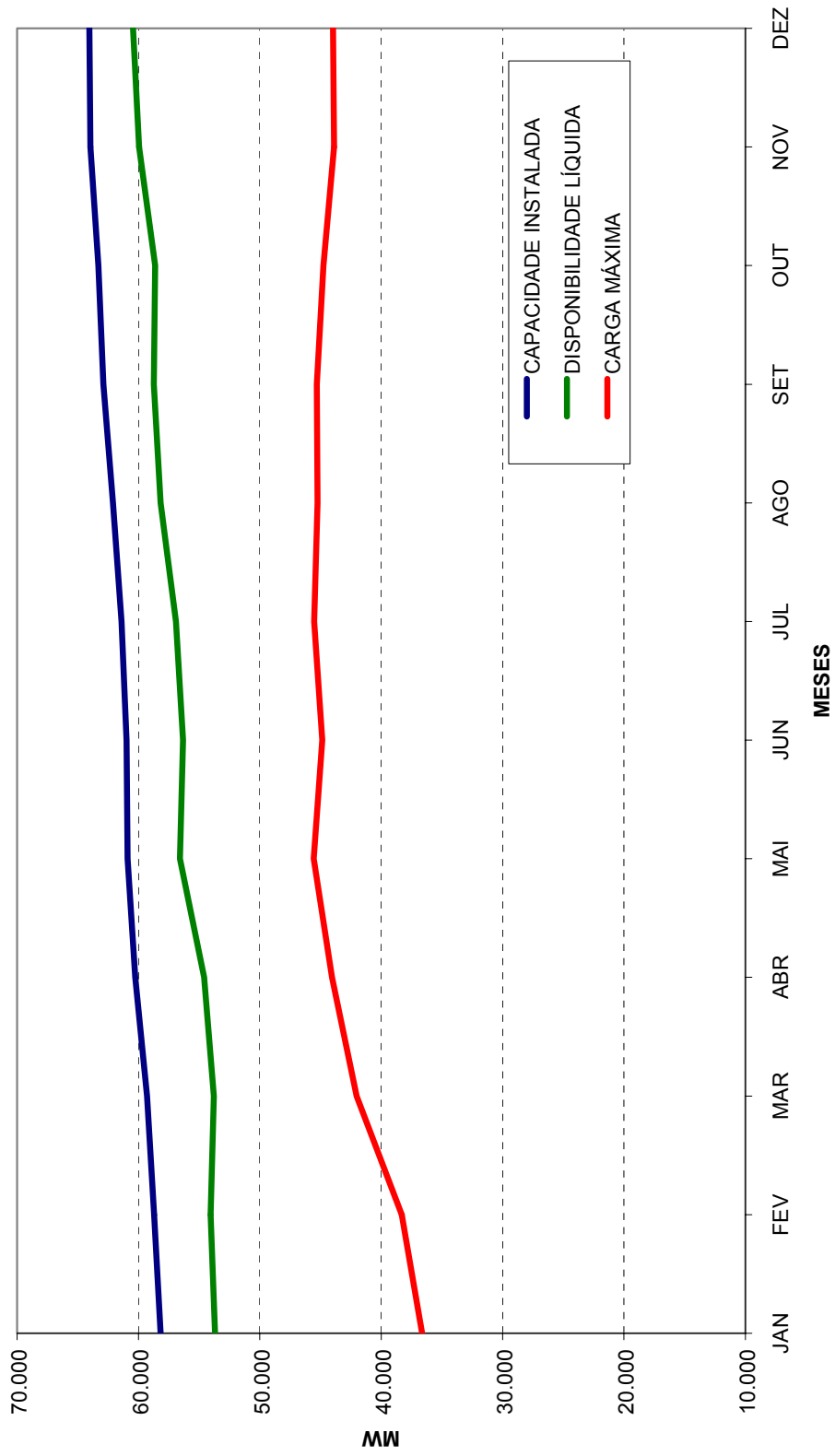
Sistema Interligado S/SE/CO - Balanço de demanda instantânea (MW) Janeiro a Dezembro/2002

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			TOTAL	PERDAS POR DEPLECIONAMENTO	MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL	
	S/SE-CO	HIDRO	ITAIPU			TERMO	HIDRO	TERMO							TOTAL
JAN	40.329	10.044	7.794	58.167	2.572	2.127	141	2.268	53.327	36.630	1.832	14.865	0	16.697	
FEV	40.709	10.029	7.969	58.707	1.907	2.639	247	2.886	53.914	38.301	1.915	13.698	0	15.613	
MAR	40.730	10.026	8.543	59.299	1.425	3.329	1616	4.945	52.929	42.030	2.102	8.797	0	10.899	
ABR	40.911	10.059	9.288	60.258	1.266	3.523	1545	5.068	53.924	44.045	2.202	7.677	0	9.879	
MAI	41.451	10.173	9.288	60.912	1.302	3.874	217	4.092	55.518	45.555	2.278	7.685	0	9.963	
JUN	41.481	10.132	9.373	60.986	1.361	2.982	540	3.522	56.103	44.860	2.243	9.000	0	11.243	
JUL	41.859	10.106	9.433	61.398	1.523	2.013	1001	3.014	56.861	45.524	2.276	9.061	0	11.337	
AGO	42.437	10.093	9.581	62.111	1.732	2.699	362	3.061	57.318	45.253	2.263	9.802	0	12.065	
SET	42.437	10.071	10.388	62.895	1.916	2.530	391	2.921	58.058	45.317	2.266	10.475	0	12.741	
OUT	42.806	10.056	10.448	63.310	1.968	2.677	324	3.000	58.342	44.759	2.238	11.345	0	13.583	
NOV	42.956	10.069	10.928	63.953	2.010	2.038	413	2.451	59.492	43.896	2.195	13.401	0	15.596	
DEZ	43.096	10.026	10.928	64.049	1.824	763	1.127	1.890	60.336	43.962	2.198	14.176	0	16.374	

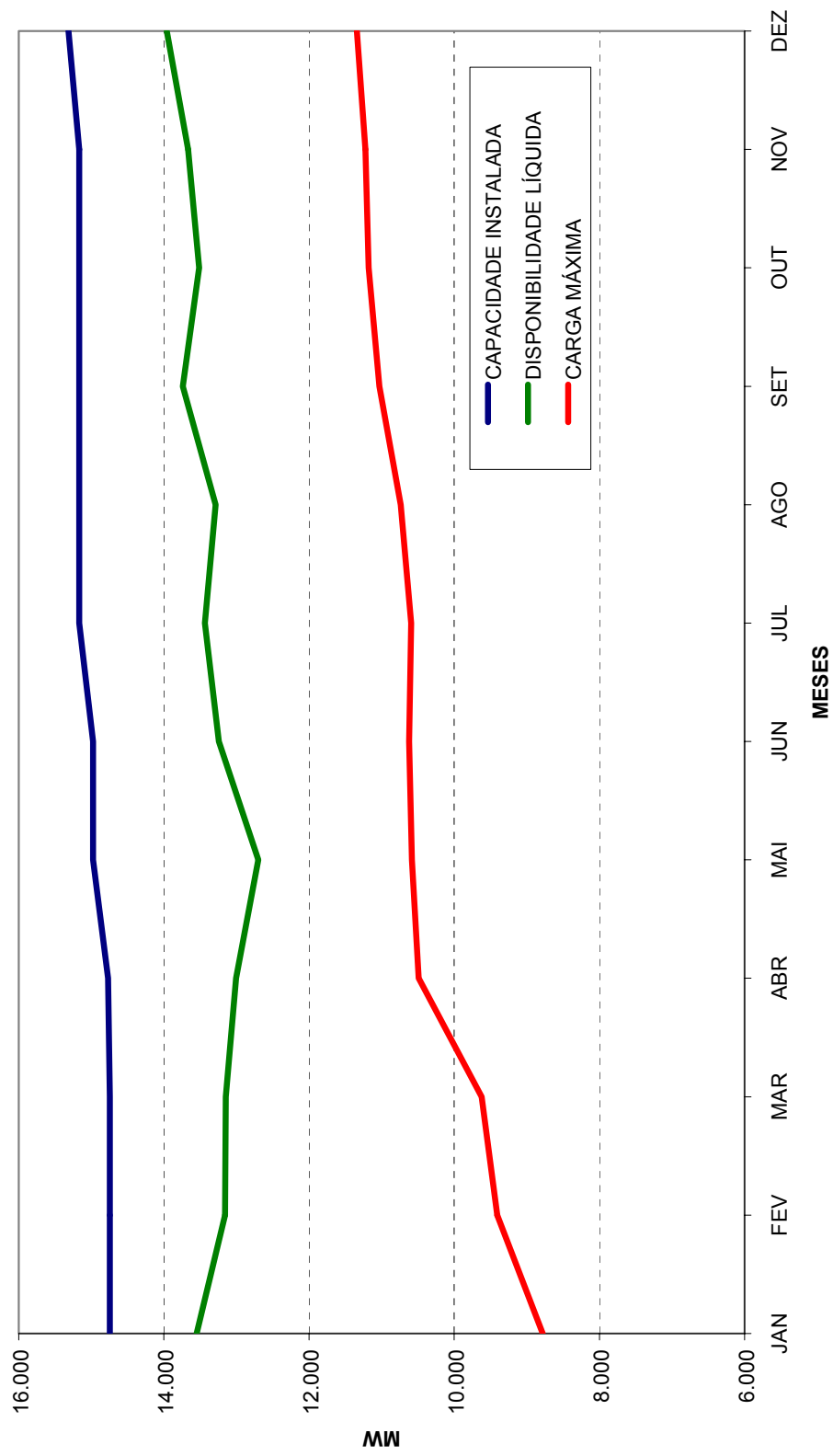
Sistema Interligado N/NE - Balanço de demanda instantânea (MW) Janeiro a Dezembro/2002

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS POR DEPLECIONAMENTO	MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL		HIDRO	TERMO	TOTAL						
JAN	14.426	320	14.746	755	210	231	441	13.550	8.782	439	4.329	0	4.768
FEV	14.426	320	14.746	630	786	174	960	13.156	9.408	470	3.277	0	3.748
MAR	14.426	320	14.746	422	946	232	1.178	13.146	9.622	481	3.043	0	3.524
ABR	14.426	345	14.771	422	1171	174	1.345	13.004	10.490	525	1.990	0	2.514
MAI	14.426	549	14.975	422	1681	174	1.855	12.698	10.584	529	1.585	0	2.114
JUN	14.426	549	14.975	436	1121	174	1.295	13.244	10.622	531	2.091	0	2.622
JUL	14.426	739	15.165	500	1055	174	1.229	13.436	10.595	530	2.311	0	2.841
AGO	14.426	739	15.165	586	1117	174	1.291	13.288	10.737	537	2.015	0	2.551
SET	14.426	739	15.165	773	442	212	654	13.738	11.031	552	2.156	0	2.707
OUT	14.426	739	15.165	938	421	290	711	13.516	11.180	559	1.777	0	2.336
NOV	14.426	739	15.165	985	223	290	513	13.668	11.224	561	1.883	0	2.444
DEZ	14.576	739	15.315	843	223	290	513	13.959	11.342	567	2.050	0	2.617

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2002



BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2002



ANEXO XVI**Volumes de Espera**

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	NPonte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos
fev/02	97,06	89,16	83,52	81,65	97,89	98,65	92,12	80,01	87,53	86,88	70,34
mar/02	98,77	89,16	93,00	92,21	99,11	99,43	96,66	91,51	92,99	94,43	87,40
abr/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/02	86,31	89,16	61,54	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/02	87,16	89,16	64,86	60,89	95,51	97,13	80,43	57,39	73,89	72,02	36,78
Jan/03	90,39	89,16	72,04	68,88	96,43	97,72	84,72	66,09	77,40	77,74	49,69
fev/03	95,20	89,16	80,55	78,35	97,51	98,41	89,87	76,41	85,97	84,51	65,00
mar/03	98,30	89,16	91,60	90,65	98,93	99,31	95,61	89,82	92,99	93,31	84,89
abr/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/03	86,31	89,16	61,54	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/03	87,16	89,16	64,86	60,89	95,51	97,13	80,43	57,39	73,89	72,02	36,78

OBS: Os volumes de espera para os anos 2002 e 2003 das bacias dos rios Paraná, Iguaçú e Jacuí são relativos ao cenário Normal de tendências macroclimáticas associadas ao fenômeno ENSO. Para as demais bacias foram adotados volumes de espera para um cenário independente.

	Camargos	Jurumirim	Chavantes	Santa Branca	Funil	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Salto Santiago	Passo Real
fev/02	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	100,00	100,00
mar/02	100,00	81,67	86,52	95,00	85,80	95,81	95,36	67,38	64,00	100,00	100,00
abr/02	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	72,00	100,00	88,08
mai/02	100,00	81,67	86,19	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,76	88,08
jun/02	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,08
jul/02	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,08
ago/02	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,08
set/02	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,68
out/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,68
nov/02	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	100,00	100,00	100,00
dez/02	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00
jan/03	67,71	81,36	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	100,00	100,00
fev/03	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	100,00	100,00
mar/03	100,00	81,67	86,52	95,00	85,80	95,81	95,36	67,38	64,00	100,00	100,00
abr/03	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	72,00	100,00	94,94
mai/03	100,00	81,67	86,19	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,76	95,83
jun/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
jul/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
ago/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	97,32
set/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
out/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,53
nov/03	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	100,00	100,00	100,00
dez/03	59,52	81,67	96,05	94,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00

OBS: Os volumes de espera para os anos 2002 e 2003 das bacias dos rios Paraná, Iguaçu e Jacuí são relativos ao cenário Normal de tendências macroclimáticas associadas ao fenômeno ENSO. Para as demais bacias foram adotados volumes de espera para um cenário independente.

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	NPonte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos
Jan/04	90,39	89,16	72,04	68,88	96,43	97,72	84,72	66,09	77,40	77,74	49,69
fev/04	95,20	89,16	80,55	78,35	97,51	98,41	89,87	76,41	85,97	84,51	65,00
mar/04	98,30	89,16	91,60	90,65	98,93	99,31	95,61	89,82	92,99	93,31	84,89
abr/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/04	86,31	89,16	61,54	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/04	87,16	89,16	64,86	60,89	95,51	97,13	80,43	57,39	73,89	72,02	36,78

	Camargos	Jurumirim	Chavantes	Santa Branca	Funil	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Salto Santiago	Passo Real
Jan/04	67,71	81,36	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	100,00	100,00
fev/04	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	100,00	100,00
mar/04	100,00	81,67	86,52	95,00	85,80	95,81	95,36	67,38	64,00	100,00	100,00
abr/04	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	72,00	100,00	94,94
mai/04	100,00	81,67	86,19	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,76	95,83
jun/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
jul/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
Ago/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	97,32
set/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
out/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,53
nov/04	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	100,00	100,00	100,00
dez/04	59,52	81,67	96,05	94,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00

OBS: Para todas as bacias foram adotados volumes de espera relativos ao Cenário Independente para todos os anos a partir de 2004 (os valores são os mesmos para todos os anos).

Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste

GRANDE

UHE Marimbondo	Cota Máxima 445,73 m (95,0% VU)
UHE Camargos / Itutinga	Defluência Mínima de 48 m ³ /s (Navegação)
UHE Igarapava	Defluência Mínima de 270 m ³ /s
UHE Caconde	Defluência Mínima de 32 m ³ /s (usuários a jusante)
UHE Limoeiro	Defluência Mínima de 28 m ³ /s (usuários a jusante)

ALTO-TIETÊ

Sistema Alto – Tietê	Bombeamento de 10% da vazão afluenta a Edgard de Souza
UHE Barra Bonita	Defluência Mínima de 160 m ³ /s (Oxigenação da água)
UHE Henry Borden	Defluência Mínima de 6 m ³ /s (Atendimento de ponta / Captação)

SÃO FRANCISCO

UHE Três Marias	Defluência Mínima de 500 m ³ /s (Navegação)
	Defluência Mínima de 300 m ³ /s (Captação)
	Defluência Mínima de 365 m ³ /s (Meio Ambiente)
	Defluência Mínima de 350 m ³ /s (75 MW/unidade)

PARAÍBA DO SUL

UHE Paraibuna	Defluência Mínima de 30 m ³ /s (Portaria 022)
	Defluência Máxima de 120 m ³ /s (Circuito Hidráulico)
	Cota Mínima de 701 m (Navegação)
UHE Santa Branca	Defluência Mínima de 40 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Jaguarí	Defluência Mínima de 10 m ³ /s (Portaria 022)
	Defluência Máxima de 60 m ³ /s (Circuito Hidráulico)
UHE Funil	Defluência Mínima de 80 m ³ /s (Portaria 022)
Santa Cecília	Defluência Mínima de 90 m ³ /s (Portaria 022)
	Cota Mínima de 352,0 m (Bombeamento)
UHE Fontes-Lajes	Defluência Mínima de 5,5 m ³ /s (CEDAE)
UHE Pereira Passos	Defluência Mínima de 120 m ³ /s (Captação)

DOCE

UHE Mascarenhas	Defluência Mínima de 210m ³ /s (Captação)
UHE Salto Grande	Defluência Mínima de 19 m ³ /s

PARANAÍBA

UHE Emborcação	Defluência Mínima de 80 m ³ /s
UHE Nova Ponte	Defluência Mínima de 51m ³ /s

PIRACICABA

UHE Guilman Amorim	Defluência Mínima de 0,8 m ³ /s – trecho Barragem – Casa de Força
	20 m ³ /s – trecho Barragem – UHE Sá Carvalho (manter a ictiofauna)

PARANÁ

UHE Jupia	Defluência Mínima de 3000 m ³ /s (Meio ambiente)
UHE Porto Primavera	Defluência Mínima de 5500 m ³ /s – de 5:00 às 24:00 (navegação)
	Defluência Mínima de 4000 m ³ /s – de 0:00 às 5:00 (restrição ambiental)

PARANAPANEMA

UHE Jurumirim	Defluência Mínima de 147 m ³ /s (contrato de concessão)
---------------	--

Subsistema Sul

IGUAÇU

UHE Salto Caxias Defluência Mínima de 200 m³/s (preservar a ictiofauna)

URUGUAI

UHE Itá Defluência Mínima da ordem de 100 a 150 m³/s (Meio ambiente)

Subsistema Nordeste

SÃO FRANCISCO

UHE Sobradinho Defluência Mínima de 1300 m³/s (Captação)

UHE Itaparica Defluência Mínima de 1300 m³/s (Captação)

UHE Xingó Defluência Mínima de 1300 m³/s (Captação)

PARNAÍBA

UHE Boa Esperança Defluência Mínima de 240 m³/s (Captação)

Subsistema Norte

TOCANTINS

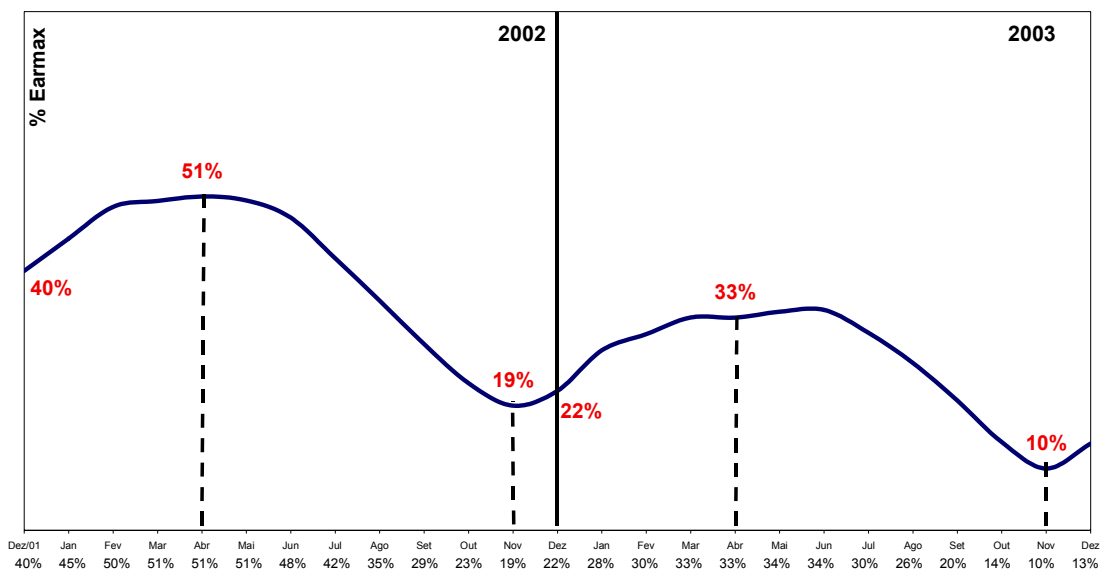
UHE Tucuruí Defluência Mínima de 2000 m³/s (Cavitação)

ANEXO XVIII

Curvas Bianaues de Aversão a Risco

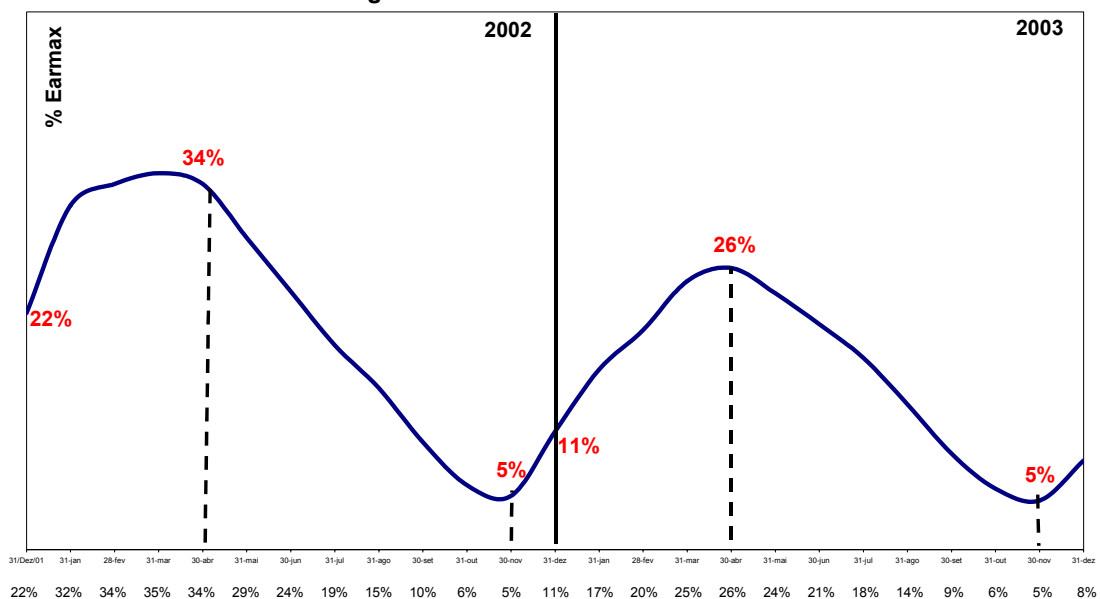
Curva Guia Bianaual para 2002/2003 – Regiões Sudeste/Centro-Oeste

- Afluência equivalente em 2002 a 68% MLT e em 2003 a 67% MLT
- Atendimento a 100% da carga no biênio



Curva Guia Bianaual para 2002/2003 – Região Nordeste

- Afluências equivalentes às do ano de 2001 (52% MLT), para 2002 e para 2003
- Atendimento a 100% da carga



A Curva de Aversão a Risco é um instrumento de gestão operativa que representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de afluições, intercâmbios inter-regionais e carga e com a geração térmica despachada na base, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período.

Descrevem-se a seguir os parâmetros e as variáveis necessárias ao estabelecimento da metodologia de cálculo da Curva de Aversão ao Risco.

a) Período

Corresponde ao número de anos consecutivos para os quais se deseja obter as condições para a segurança do atendimento do sistema. Por decisão da GCE, este período corresponde ao biênio 2002-2003, para o qual foi determinada a curva de aversão ao risco. Conseqüentemente, os valores dessa curva em 2002 estão condicionados ao atendimento do mercado em 2003, sob as condições de segurança definidas.

b) Afluência

Considerando a característica de segurança da curva de aversão ao risco, a afluência deve corresponder a uma condição hidrológica crítica, para o biênio 2002-2003, segundo critérios escolhidos, isto é, ela pode estar associada ao biênio mais crítico do histórico de afluições, ou corresponder a uma freqüência de ocorrências pré-definida.

Para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, as afluições consideradas a cada mês são a média das afluições mensais correspondentes nos 4 biênios críticos [1953/1954; 1954/1955; 1955/1956; 1933/1934], equivalente a [68% MLT, 67% MLT] para o biênio 2002/2003 (decisão da GCE em reunião do Núcleo Executivo da GCE de 15/01/02).

Para a região Nordeste, as afluições correspondem às médias mensais do pior ano do histórico, (2001), para ambos os anos, equivalentes a 52% MLT média anual.

c) Nível mínimo de segurança ao final do período seco (NSPS) do 2º ano do biênio:

Representa o nível de armazenamento de energia do subsistema para o qual valores inferiores ao mesmo resultam na operação a fio d'água em alguns aproveitamentos.

Corresponde à 10% EARmax nas regiões Sudeste e Centro-Oeste e à 5% EARmax na região Nordeste.

d) Geração Térmica

Corresponde ao despacho na base de todo o parque gerador térmico, inclusive das usinas térmicas emergenciais da CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

e) Intercâmbios

Correspondem às condições operativas esperadas quando se configurarem situações críticas de atendimento nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Para a fixação dos intercâmbios, foi levada em conta a característica exportadora de energia das regiões Sul e Norte.

f) Carga

Corresponde à carga plena prevista sem o racionamento, porém incorporando o efeito da substituição e da racionalização do consumo.

g) Utilização

A cada PMO e suas revisões semanais, os armazenamentos de cada subsistema previstos para o final do mês do PMO, obtidos com o uso de modelos computacionais, serão comparados aos armazenamentos correspondentes da curva guia bianual de segurança de aversão ao risco para 2002/2003. Se o armazenamento previsto for inferior ao valor dessa curva, deverão ser despachadas todas as unidades térmicas disponíveis, por ordem de mérito, necessárias para a recuperação do nível de armazenamento até o valor indicado nessa Curva.

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 1 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN	14
Figura 2 - Principais interligações	21
Figura 3 - Elementos Físicos da Interligação Sul/Sudeste	22
Figura 4 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Sudeste/Centro-Oeste (Mwmédios)	41
Figura 5 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Sul (MWmédios)	42
Figura 6 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Nordeste (MWmédios)	42
Figura 7 - Carga própria de energia 2002/2006 na região Norte (MWmédios)	43

Quadros

Quadro 1 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%), profundidade > 5% da carga com cenário de oferta de referência	9
Quadro 2 – Maior Déficit Anual com séries históricas (%)	11
Quadro 3 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 - Conjuntural	12
Quadro 4 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Conjuntural	12
Quadro 5 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Estrutural	12
Quadro 6 – Evolução da Potência Instalada em MW	15
Quadro 7 - Evolução da Expansão da Oferta (MW)	17
Quadro 8 - Disponibilidades da UHE Itaipu para o Brasil em 2002 em MW	20
Quadro 9 - Geração Típica de Itaipu	22
Quadro 10 - Valores Típicos de Geração adotados para UHE Lajeado	23
Quadro 11 - Função Custo do Déficit	24
Quadro 12 - Energia Armazenada no SIN	24
Quadro 13 - Projetos de Importação de Energia	25
Quadro 14 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%)	30
Quadro 15 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2002	31
Quadro 16 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2003	31
Quadro 17 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2004	31
Quadro 18 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2005	32

Quadro 19 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2006	32
Quadro 20 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 - Conjuntural	33
Quadro 21 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 - Estrutural	33
Quadro 22 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural	34
Quadro 23 - Permanência de Geração Térmica para 2002 – (MWmed) - Parte I	36
Quadro 24 - Permanência de Geração Térmica para 2002 – (MWmed) - Parte II	36
Quadro 25 - Balanço de Energia Assegurada (MWmed)	39
Quadro 26 - Carga própria de energia 2002/2006 (MWmédios) – cenário “C” – mercado alto	40
Quadro 27 – Crescimento Percentual do Mercado – Cenário “C” / Cenário “B”	41
Quadro 28 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Caso com mercado alto	43
Quadro 29 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário “B” x “C”	44
Quadro 30 – Custo Total de Operação – Período de Fev/2002 a Dez/2006	45
Quadro 31 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural	45
Quadro 32 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) - para o Período - Estrutural	45
Quadro 33 – Bloco de Energia para ajuste da configuração	46
Quadro 34 – Evolução da potência instalada do programa de oferta emergencial (MW)	47
Quadro 35 – Programa Prioritário de Termoeletricidade considerado nos estudos	47
Quadro 36 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário 1	48
Quadro 37 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário 2	48
Quadro 38 – Custo Total de Operação – Período de Fev/2002 a Dez/2006	49